

ELECTRA

N° 292 - Juin / June 2017

CIGRE Ordinary General Assembly:
e-vote ends
on June 30, 2017

Assemblée Générale Ordinaire du CIGRE :
fin du vote électronique
le 30 Juin 2017





Jicable HVDC'17

Second International Symposium on HVDC Cable Systems

November 20th - 22nd, 2017

Dunkirk / Dunkerque, France

HVDC power links are growing in numbers and are now increasingly used for land or submarine applications including connection of offshore wind farms. HVDC cable systems are becoming key components of sustainable energy systems to provide large capacity of electricity transmission over long distances, across or between countries and for renewable energy delivery. Recent breakthrough innovations in the field of HVDC extruded cable systems have shown rated voltages reaching the range 400 to 700 kV, power transmission up to 3 GW and suitability not only for VSC converters types, but also for LCC converters.

The objective of the symposium Jicable HVDC'17 is to address and discuss the following topics:

- Research and current knowledge on the behavior of materials for HVDC cables and accessories: new materials, dielectric behavior, space charges, interfaces, ageing, reliability.
- State-of-the-Art of the development of extra high voltage DC extruded cables systems in the range 400 to 700 kV: development, testing and standardization.
- Technical coordination between converters and cable systems: insulation coordination, transient over-voltages, DC circuit breakers.
- Large transmission corridors: reliability of very long links including many joints, future technology alternative.
- Submarine cables installation: lesson learned from experience, installation in harsh environment.
- Submarine asset management & submarine cable repairs in case of faults.

The symposium will also include **tutorials, technical visits** and a **“Young researchers contest”**.

Save the date! November 20th - 22nd, 2017

Organization Committee

- Chairman: Lucien Deschamps, AGP 21, France
- Secretary: Jean Charvet, RTE, France

International Scientific and Technical Committee

- Chairman: Marc Jeroense, NKT Cables Group, Sweden
- Secretary: Benjamin Pailler, RTE, France

Scientific and Technical Support:

AGP 21 (France), CIGRE, CIGRE CNB (Brazil), CIRED, CSEE (China), Electrosuisse, ENTSOe, Europacable, IEC, IEEEJ (Japan), SEE (France), SRBE/KBVE (Belgium).

Contact:

Jicable HVDC'17 - 17 rue de l'Amiral Hamelin – 75783 Paris Cedex 16 (France)
Tél. +33 (0)6 45 47 11 68 – Fax +33 (0)1 56 90 37 08 – Mail : organization@jicable-hvdc17.fr
<http://jicable-hvdc17.fr>

Jicable, International forum for the exchange of information in the field of insulated power cables





© alubalish - iStock

RÉSUMÉ - BT N° 683 - GTC A3/B4.34

Caractéristiques techniques et spécifications des appareillages de connexion CCHT les plus modernes

Les nouveaux projets envisagés de réseaux CC et de systèmes CC multi terminaux, à différentes tensions, laissent à penser que divers équipements CC pourraient être nécessaires, et en particulier toutes sortes d'appareillages de connexion. Les spécifications des capacités de manœuvre en CC sont différentes de celles demandées aux équipements CA.

Dans la Brochure on passe en revue les exigences techniques concernant les appareillages de connexion CCHT et on donne une vue d'ensemble des possibilités techniques, et des limitations, des appareillages existants. On traite ainsi de toutes sortes d'appareillages, tels que les sectionneurs, les sectionneurs de mise à la terre, les sectionneurs de transfert et, plus spécialement, des disjoncteurs.

SUMMARY - TB N° 683 - JWG A3/B4.34

Technical requirements and specifications of state-of-the-art HVDC switching equipment

The new applications projected for future DC grids and multi-terminal DC systems at different voltages suggest that various DC equipment may be required, in particular all sorts of switching devices. However, the requirements for DC switching capabilities are different from those for AC equipment.

In the Brochure, a review of the technical requirements of HVDC switching equipment and an overview on the technical capabilities and limitations of existing switching equipment is given. Included are all sorts of switchgear such as disconnecting switches, earthing switches, transfer switches, and especially circuit breakers.

RÉSUMÉ - BT N° 684 - GTC B4/C1.65

Tensions recommandées pour les réseaux CCHT

La Brochure Technique fournit des directives aux planificateurs et aux concepteurs pour choisir la tension CC optimale des réseaux à Courant Continu à Haute Tension (CCHT). Celles-ci proposent une définition claire de la « tension CC », en ligne avec les pratiques et les normes actuelles, une liste de valeurs recommandées reposant sur des considérations techniques et les motivations de la planification des réseaux, et un logigramme qui guide la sélection de la tension optimale pour les projets individuels.

SUMMARY - TB N° 684 - JWG B4/C1.65

Recommended Voltages for HVDC Grids

This Technical Brochure provides guidance for system planners and designers to choose the optimal DC voltage for High Voltage Direct Current (HVDC) grids. This includes a clear technical definition for the "DC voltage" in line with current practices and standards, a list of recommended values based on technical considerations and drivers from system planning, and a flowchart to guide the selection of the optimal voltage for individual projects.

RÉSUMÉ - BT N° 685 - GT D2.36

Solutions de communication pour les échanges d'informations dans la fourniture intelligente de l'électricité

Les travaux confirment que les technologies de communication qui sont disponibles sont aptes à assurer les fonctionnalités des Compteurs Intelligents, imposées par les régulateurs et requises par les compagnies d'électricité. On présente des études de cas les plus récents qui montrent les performances obtenues et les actions diverses qui pourraient être nécessaires pour les optimiser. Une proposition de définition des exigences de performance demandées, et d'agrément du niveau de service, est formulée.

SUMMARY - TB N° 685 - WG D2.36

Communication solutions for information exchange in the smart delivery of electrical energy

This work confirms that available telecommunications technologies are able to support the Smart Meter functionality imposed by regulators and required by utilities. It presents up to date case studies illustrating the performance achieved and the varied actions that might be needed to optimize performance. A proposal is made identifying the required performance requirements and service level agreements.

RÉSUMÉ - BT N° 686 - GT B3.37

Réduction des effets des arcs dans les appareillages MT

L'apparition d'un arc dans un appareillage MT résulte d'une défaillance d'isolation entre des conducteurs de phases ou entre les conducteurs de phases et la terre. Les effets de ces arcs dans les appareillages MT créent des risques importants pour la sécurité des exploitants et du public qui peut avoir accès aux installations de ces équipements, et aussi pour l'état de l'installation électrique et pour sa disponibilité.

Pour éviter ces défaillances d'isolement les normes des appareillages de nouvelle génération imposent des essais de type plus coûteux pour s'assurer de l'adéquation de la conception diélectrique et des performances de l'appareillage. Cependant comme le risque ne peut être éliminé complètement on peut utiliser une classification d'arc Interne (IAC) pour définir le comportement en cas de défaillance, ainsi que les paramètres testés. Des fonctions spécifiques peuvent être ajoutées, qui sont conçues pour réduire les effets des défauts d'arc interne, en limitant le courant de défaut disponible, la durée de l'arc et /ou l'exposition du personnel aux effets de l'arc. Une stratégie complète de réduction des effets des arcs dans les appareillages MT consiste à mettre en œuvre des appareillages qui résistent à l'arc interne et à leur associer des systèmes de limitation active et passive des arcs. Le choix de leur installation revient toutefois à l'utilisateur, et il se fera en suivant des principes techniques robustes pour assurer, dans la limite du raisonnable, la sécurité des équipements et du personnel.

Les techniques commercialement disponibles pour la réduction de la durée de l'arc sont examinées, afin de donner aux utilisateurs des informations techniques utiles et des recommandations sur leur pratique. Le résultat est obtenu au moyen de capteurs qui détectent l'arc et ses manifestations pour accélérer la manœuvre du disjoncteur ou pour actionner un équipement qui transfère le courant d'arc vers le circuit de commutation.

On s'intéresse aussi aux possibilités de validation de tous ces systèmes et il semble que ce soit plutôt difficile, dans la mesure où ceci implique des fonctions diverses et que seul le comportement global soit réellement intéressant.

SUMMARY - TB N° 686 - WG B3.37

Mitigating the effects of arcs in M.V. switchgear

An internal arc in MV switchgear results from an insulation failure between conductor phases or between conductor phases and earth. The effects of these arcs hold significant risks to the safety of operators and members of the public who may have access to equipment installations, and to the electrical plant health and electrical plant availability.

To prevent these insulation failures newer generation MV switchgear standards include more onerous type test requirements to ensure the adequate dielectric design and performance of the switchgear. However, as the risk cannot be completely eliminated, internal arc classification (IAC) could be assigned to state the behaviour in case of failure, and the tested parameters. Specific

functions may also be added, designated to mitigate the effects of internal arc faults, by reducing the available fault current, the arc duration and/or the exposure of personnel to arc effects. A complete mitigation strategy for the arc effects in MV switchgear was found to be the implementation of internal arc resistant switchgear in combination with active and passive arc mitigation systems. However, its installation will remain a choice of the user, based on applying sound engineering principles to ensure equipment and people safety as far as reasonable possible. Commercially available techniques of reducing the arc duration are reviewed to provide end users with useful engineering considerations and guidance on practice, being achieved by sensors to detect the arc event and activities to accelerate circuit-breaker operation or to activate a fast-acting switch transferring the arc current to a commutation circuit. Consideration is also given to the possibility of validation for all these systems, and it appears to be rather challenging, as it could involve various functions and only the global behaviour is really significant.

RÉSUMÉ - BT N° 687 - GT B5.42 **Retour d'expérience sur la disponibilité et la fiabilité des DSAS**

De nos jours la Fiabilité, la Disponibilité, la Maintainabilité, et la Performance (RAMP) sont des indicateurs importants des systèmes qu'on utilise dans tous les domaines, aussi pour les systèmes numériques d'automatisation des postes (DSAS). Pour consolider l'expérience acquise à ce jour par les compagnies d'électricité et par les constructeurs, le Groupe de Travail a lancé une enquête internationale, sur les mesures adoptées pour atteindre un plus haut niveau de RAMP, tout au long du cycle de vie des DSAS, du concept et de la définition jusqu'au moment de la mise au rebut. Dans la Brochure Technique on présente, analyse, et discute, les données issues de l'enquête, qui synthétisent les expériences et les pratiques courantes de la communauté des utilisateurs de DSAS en matière de dépendabilité des DSAS. Des suggestions intéressantes sont également faites à l'intention des utilisateurs et des fournisseurs, pour les aider à spécifier, concevoir et développer les nouveaux systèmes et atteindre un niveau supérieur de RAMP. On trouve également quelques évaluations numériques de la fiabilité et de la disponibilité de différentes architectures de DSAS.

SUMMARY - TB N° 687 - WG B5.42 **Experience concerning availability and reliability of DSAS**

Nowadays Reliability, Availability, Maintainability and Performance (RAMP) are essential indicators for systems operating in every domain, included Digital Substation Automation Systems (DSAS). In order to collect a feedback from the experience gained by both utility and manufacturers to date, the Working Group carried out an international survey, investigating the adopted measures to achieve higher level of RAMP, from the concept and definition to the disposal phase of a DSAS lifecycle. Throughout the Technical Brochure, figures from the survey, collating experiences and common practices from the DSAS user community about DSAS dependability, are presented, analysed and discussed. Furthermore, meaningful suggestions are given to Users and Vendors, in order to allow them to specify, design and develop the new systems with an improved level of RAMP. Some numerical evaluation of the availability and reliability of different DSAS architectures are also given.

RÉSUMÉ - BT N° 688 - GTC C2/C5.05 **Développement des normes de fiabilité et des règles de marché**

Le GTC C2/C5.05 a lancé un projet en deux étapes pour identifier les difficultés que rencontrent les Opérateurs de Systèmes, quand ils essaient de trouver un équilibre entre le respect des normes de fiabilité et l'observation des règles de marché et doivent gérer les interactions entre elles. La BT présente en les résumant les résultats de la première étape des travaux, qui implique une analyse du développement des normes de fiabilité et des règles de marché, dans plusieurs marchés. Cette analyse montre que les

développements des normes de fiabilité et des règles de marché sont à des avancements différents, dans les pays et marchés objets de l'analyse. Le GTC a en outre constaté que certaines des normes de fiabilité et des règles de marché sont interdépendantes, et que la conformité aux normes de fiabilité peut avoir un impact négatif sur les mécanismes de marché (efficacité), et vice-versa.

SUMMARY - TB N° 688 - JWC C2/C5.05 **Development of reliability standards and market rules**

The JWC C2/C5.05 has launched a 2-stage project to identify the challenges to system operators when they attempt to balance between adhering to reliability standards and observing market rules, and manage the interactions between them. The TB summarizes the results of the first stage of the work, which involves a review of the development of reliability standards and market rules in several countries and markets. The review indicates that the development of reliability standards and market rules is at different stage among the countries and markets included in the review. The JWC further assesses that some of the reliability standards and market rules may be intertwined, and that compliance with reliability standards may have certain adverse impact on market mechanisms (efficiency), and vice versa.

RÉSUMÉ - BT N° 689 - GT B1.36 **Analyse du cycle de vie appliquée aux câbles souterrains**

La Brochure Technique constitue une aide à la mise en œuvre d'une approche d'écoconception appliquée aux câbles souterraine, à travers la mise en place de la méthodologie d'analyse de cycle de vie (ACV). Elle est destinée aux décideurs tels que les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, les fabricants de câbles, les scientifiques, ou encore les autorités compétentes. Sont notamment présentés les principes de l'ACV (normes, guides, approche historique), un état de l'art des études menées sur le sujet, une méthodologie pour la réalisation d'ACV de câbles souterrains et enfin un cas pratique d'ACV. En conclusion, les principaux résultats, enseignements et limites sont discutés.

SUMMARY - TB N° 689 - WG B1.36 **Life cycle assessment of underground cables**

The Technical Brochure provides a guidance to the implementation of an eco-design approach applied to underground cables, through the use of life cycle assessment (LCA) methodology. It is intended to decision makers such as utilities, cable manufacturers, scientists, or competent authorities. The following information are provided : principles of LCA (standards, guides, historical approach), a state of the art regarding studies and reports on this topic, a methodology to perform LCA on underground cables, and an LCA case study. In conclusion the main results, highlights and limits are discussed.

Page	Advert - Annonce
2 ^{ème} de couv / 2 nd cover	JICABLE HVDC'17
Pages 9	CIGRE Ordinary General Assembly
Page 17	RTDS Technologies
Page 24	Electra 2017 Ad. Rates
Page 25	Electra 2017 Instructions
Page 72	Meetings of interest
3 ^{ème} de couv / 3 rd cover	CIGRE Canada - 2017 Colloquium
4 ^{ème} de couv / 4 th cover	CIGRE USA - Grid of the Future Symposium



© alubalish - iStock

Revue éditée par le CIGRE
Magazine edited by CIGRE

Président/ Chairman:	Robert STEPHEN
Président du Conseil Technique/ Chairman of the Technical Council:	Mark WALDRON
Trésorier/ Treasurer:	Michel AUGONNET
Secrétaire Général/ Secretary General:	Philippe ADAM philippe.adam@cigre.org
Edition/ Redaction:	Marie TAILLANDIER edition@cigre.org Tél. : 01 53 89 10 07
Publicité/ Advertising:	Marie TAILLANDIER edition@cigre.org Tél. : 01 53 89 10 07
Conception réalisation et impression :	Imprimeries Conformes Tél. : 01 40 74 00 18
Dépôt légal :	N° 292 - Juin 2017
ISSN :	1286-1146 CIGRE
© Copyright	
Photo de couverture/ Front cover Page:	© alubalish - iStock

Copyright ©2017



Conseil International des Grands Réseaux Electriques
International Council on Large Electric Systems
21 rue d'Artois - 75008 Paris - France
33 (0)1 53 89 12 90 - <http://www.cigre.org>

LIFE OF ASSOCIATION

REFERENCE PAPER

ANNUAL REPORTS

BROCHURES THEMATIQUES TECHNICAL BROCHURES

4-7

- CIGRE Women's Network events UK in 2017
- CIGRE Turkey NC meets University

8

- Living with electric and magnetic fields (EMF)
- CIGRE Ordinary General Assembly

10-23

- SC B3 - Substations
- SC B4 - HVDC and Power Electronics
- SC B5 - Protection and Automation

26-33

- 683 - GTC A3/B4.34 : Caractéristiques techniques et spécifications des appareillages de connexion CCHT les plus modernes
- 683 - JWG A3/B4.34: Technical requirements and specifications of state-of-the-art HVDC switching equipment

34-39

- 684 - GTC B4/C1.65 : Tensions recommandées pour les Réseaux CCHT
- 684 - JWG B4/C1.65: Recommended voltages for HVDC grids

40-45

- 685 - GT D2.36 : Solutions de communication pour les échanges d'informations dans la fourniture intelligente de l'électricité
- 685 - WG D2.36: Communication solutions for information exchange in the smart delivery of electrical energy

46-53

- 686 - GT B3.37 : Réduction des effets des arcs dans les appareillages MT
- 686 - WG B3.37: Mitigating the effects of arcs in M.V. switchgear

54-57

- 687 - GT B5.42 : Retour d'expérience sur la disponibilité et la fiabilité des DSAS
- 687 - WG B5.42: Experience concerning availability and reliability of DSAS

58-67

- 688 - GTC C2/C5.05 : Développement des normes de fiabilité et des règles de marché
- 688 - JWG C2/C5.05: Development of reliability standards and market rules

68-71

- 689 - GT B1.36 : Analyse du cycle de vie appliquée aux câbles souterrains
- 689 - WG B1.36: Life cycle assessment of underground cables

CIGRE Women's Network events UK in 2017

"Career development"

(Mott MacDonald - February 2017)

"Nothing in life is to be feared. It is only to be understood".
Marie Curie



The Women's Network CIGRE UK, organised a career planning event for its members. The event was kindly hosted by Mott MacDonald in London.

The event was attended by 40 delegates from different GB energy companies and hosted by Mott Macdonald in London, on 27th February. Our amazing panellists consisted of Maria Ferraro (Chief Financial Officer, Siemens), Karen Strong (Head of communication, ABB) & Graham Young (Chief Engineer, LSTC).

In the afternoon session, led by Paul Birt, Head of Siemens HR, we did a Myers Briggs Type Indicator assessment. The workshop clearly showed that different personality types can hold complementary views and can even help solve conflicts. That helps us to think strategically in leading discussions with other personality types and to be prepared. We finished with a "knee-to knee" exercise, as seen in the picture, where we practiced discussions between people with different personality types.

The big takeaway of the event was how we need to be honest with ourselves, realise what we are good at (and not good at), not to be afraid to stretch ourselves out of our comfort zone and to challenge ourselves. Delegates gave feedback of the great energy at the event which gives us confidence for the future! ■

“How to build your networks” (Enzen - April 2017)



Enzen was very proud to host the “How to build your networks” CIGRE Women’s Network event and welcomed over forty delegates from a diverse range of power organisations and career backgrounds. The theme was networking and how a variety of topics, for example, power, influence and work life balance, can impact the ability to network effectively.

The afternoon started with lunch and the chance to informally network. Following lunch there was a guest panel with four panellists who shared their networking experiences with delegates. Our panellists were:

- Sarah Williams, Business Improvement Manager, Wales & West Utilities
- Philippe ADAM, CIGRE General Secretary
- Uma Rajarathnam, Head of Applied Research and Collaboration at Enzen
- Elizabeth Coffey, MD of Spark Leadership

Each guest presented their experiences and insights across several topics related to networking and took questions from the delegates. For the rest of the afternoon, recognising that in 2017 social media plays a huge part in the role of networking, delegates enjoyed an interactive session designed to increase their practical knowledge of social media networking platforms with the aim of enhancing their online presence.

The afternoon was extremely well received with delegates providing great feedback on the interactive session. When participants were asked for one word to describe the event, common themes included; ‘enlightening’, ‘valuable’, ‘enjoyable’, ‘fantastic’, ‘informative’, ‘engaging’ and ‘inspiring’.

The panellists commented on the great energy in the room and were pleased that so many women from the power industry were coming together to share experiences, insights and build their networks.

Women’s Network CIGRE UK continues to help women in electricity sector to access inspiring models in order to realise their potential. Together we continue to inspire the current generation to progress their careers by developing their skills and we look forward to networking with this inspiring group of women for years to come! ■

If you would like to be involved in WNUK or have more information please contact: Biljana.Stojkovska@nationalgrid.com or Faieth.Natukunda@nationalgrid.com

CIGRE Turkey NC meets university

CIGRE Turkey National Committee and Firat University Event

May 12, 2017



A panel titled “Cooperation of Public-Private Sector-University and the Role of CIGRE” was organized within the frame of “CIGRE Turkey NC meets university” event in Elazığ on 12 May 2017 in cooperation with CIGRE Turkey National Committee and Firat University. Our goal in this activity is to introduce the CIGRE Turkey National Committee to the university (academician and students) community. ...



Panel in Firat University, Elazığ, Turkey "Cooperation of public-private sector-university and the role of CIGRE"



Panel opening speech was made by TEİAŞ consultant and CIGRE Turkey Executive Committee President Mr. Ercüment Özdermici and Firat University Vice Rector Prof. Dr. Mehmet Cebeci. Before the panel session, Mr. Halil Aliş, the first Chairman of the CIGRE Turkish National Committee and General Director of Electricity Generation Co., shared his experiences in the public sector and the past and today of electrical energy sector in Turkey.

In the panel session which was moderated by Mrs. Belgin Emre Türkay- Chairwomen of Istanbul Technical University electrical engineering Department; Mr. Erhan Aakin- General Manager of Firat University Technopolis, Mr. Bora Alboyacı-Kocaeli University Electrical Engineering, Mr. Enver Bildik-EMTA Cable, Mr. Mehmet Albayrak-TEİAŞ 13. Deputy Regional Manager shared the developments related to the sector and cooperation with universities and they mentioned the role of CIGRE.

A technical trip was organized to Keban Dam and HPP (1300 MW with 8 units) which is the first constructed dam and HPP on Firat River on 13 May 2017. Keban Dam and HPP is operated by Electricity Generation Co. ■



Living with electric and magnetic fields (EMF)

Authors:

M. Plante MD, P. Arnera PhD, D.A. Brown MD, J.A. Bulcao MD,
J. Lambrozo MD, S. Nakasono PhD, M. Souques MD, H. Tripp PhD

As far back as 1972, a report was presented during a CIGRE session raised the possibility that exposure to power frequency (50/60 Hz) high electric fields might adversely affect workers' health. In 1979, an epidemiological study in Denver, Colorado suggested that children's exposure to power-frequency magnetic fields in the home might increase their risk of cancer.

For nearly 40 years, substantial research budgets have been devoted worldwide to the question of possible health effects of power frequency electric and magnetic fields. Over 400 epidemiological studies have been carried out around the world not only to study cancer but also many other health outcomes. At the same time, thousands of laboratory studies on cells, tissues and whole animals have been carried out. The amount of data generated by this international research effort is exceptional. In general, studies have failed to establish a causal relationship between any particular adverse health outcome and electric or magnetic field exposure.

CIGRE has always recognized the importance of this issue in terms of its potential impact on the health and safety of workers in the electricity industry, and on the general public. CIGRE Administrative Council has an Expert Group comprising occupational and public health physicians supported by other scientists and engineers. Their role is to keep the President, members and others regularly informed on the issue of power-frequency electric and magnetic fields and health.

No adverse health effects have been found with exposure to electric fields. This position deals mainly about concerns related to magnetic fields exposure.

Magnetic fields and the human body

In homes, the use of electricity produces very low level magnetic fields typically between 0.05 to 0.5 microtesla (μT). Utility workers are exposed to average magnetic field levels up to 20 times the residential exposure with occasional periods up to 1,000 μT exposure.

The first effect known to occur in humans appears at magnetic fields level of around 15,000 μT . The effect is a faint flickering visual sensation called magnetophosphenes. It results from the stimulation of the retina of the eye as visible light does. The phenomenon is considered harmless and occurs occasionally during magnetic resonance imaging (MRI) procedures.

The studies and their results

Most epidemiological studies were carried out among exposed workers but many others have been carried out among populations living close to high voltage power lines as well. No adverse health effect has been established. With regards to childhood cancer, more than 40 epidemiological studies have tried to replicate the original observation of the Denver study. Earlier studies reported some contradictory results. However,

larger studies using sophisticated methodologies failed to identify a causal link.

In 2014, an exceptionally large study carried out in England showed that the association between the presence of a high voltage transmission lines and childhood leukemia observed in the 1960-70s diminished over time and was no longer present during recent decades. The authors concluded that past associations between the presence of powerlines and childhood leukemia almost certainly cannot be attributed to powerline-generated magnetic fields but most likely to the evolving population characteristics of people living near powerlines.

Long term studies on animals exposed to magnetic field levels up to 5,000 μT have not found any toxic or adverse effect. Studies on cells and theoretical approaches have shown no plausible mechanism by which any particular biological effects could occur at the very low magnetic field levels commonly encountered.

Conclusion

Considering the fact that 50/60 Hz electric and magnetic fields have been extensively studied worldwide and that no adverse health effect has been clearly identified, it is reasonable to conclude that a causal relationship with any particular disease including childhood leukemia, other cancers, cardiovascular diseases, neurodegenerative disorders and reproductive outcomes is very unlikely.

The knowledge gained from this research is very reassuring. Based on currently available scientific evidence, and considering the fact that the levels at which people are exposed are very low, there is no need to apply preventive measures regarding daily exposures to power frequency electric and magnetic fields. Present exposure limits recommended by international organizations offer adequate protection. The International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection recommends a limit of 200 μT for the public and 1,000 μT for the workers.

Should new research projects be carried out, there would be little to gain in pursuing the study of very low level magnetic field exposure commonly encountered at home or in the vicinity of electrical equipment. However, only a few experimental studies in humans looking at very high magnetic field levels known to produce an effect on the central nervous system like magnetophosphenes have been done. Since those effects constitute the scientific basis of exposure limits recommended by international organizations, those studies are useful and should be encouraged.

CIGRE will continue to monitor the issue and to update its view in the light of any new developments. ■

1. The Tesla (symbol T) is a unit of measurement of the strength of the magnetic field.



CIGRE Ordinary General Assembly: e-vote ends on June 30, 2017

Based on recent changes in the French Legislation regarding the General Assemblies of French Associations, CIGRE must now hold an annual Ordinary General Assembly in the first half of the year to approve the accounts of the previous year.

The Article 7 of the CIGRE Statutes states that an Ordinary General Assembly of CIGRE Members will be called at least once a year. It may take place by correspondence and be undertaken electronically, or by other conventional or modern means.

At the end of May 2017, members of CIGRE entitled to vote received an e-mail with a personal code giving them access to the electronic voting ballot and to the documents relating to the Ordinary General Assembly.

Access to electronic voting will be closed on Friday June 30, 2017 at 5.00 p.m. (GMT+1).

Assemblée Générale Ordinaire du CIGRE : fin du vote électronique le 30 Juin 2017

Suite à de récents changements dans la Législation Française concernant les Assemblées Générales des Associations Françaises, CIGRE doit maintenant organiser une Assemblée Générale annuelle au premier semestre de chaque année, afin d'approuver les Comptes de l'année précédente.

L'Article 7 des Statuts du CIGRE précise qu'une Assemblée Générale Ordinaire des Membres du CIGRE sera convoquée au moins une fois par an. Celle-ci peut avoir lieu par correspondance et être effectuée par voie électronique ou par tout autre moyen conventionnel ou moderne.

Fin Mai 2017 les membres du CIGRE ayant droit de vote ont reçu un email avec un code personnel leur donnant accès au bulletin de vote électronique et aux documents relatifs à l'Assemblée Générale Ordinaire.

L'accès au vote électronique sera clos vendredi 30 Juin 2017 à 17h00 (GMT + 1).

Substations

By Terry Krieg, Chairman SC B3

Transmission and Distribution substations continue to play a central role within electricity networks in providing safe and reliable energy to consumers.

The scope of work for Study Committee B3 (SC B3) includes the design, construction, maintenance and ongoing management of substations and electrical installations of power stations but excludes generators. We aim to serve a broad range of target groups in the power industry with our focus on not just the technical, but also the economic, environmental and social aspects of substations.

Major objectives for our committee include supporting asset owners to achieve increased levels of reliability and availability, more cost-effective engineering solutions, effective management of environmental impact, efficient asset management and to achieve this by the adoption of appropriate technological advances in equipment, systems and organisations.

In line with CIGRE, SC B3 aims to facilitate and promote the progress of engineering and the international exchange of information and knowledge in the field of substations. We aim to add value to this information and knowledge by synthesizing state-of-the-art practices developing recommendations and providing best practice.

We value the support from our experts from across the globe in 16 different working groups. At the end of 2016 our working groups included 278 individual experts from 38 countries representing the diversity of CIGRE membership and expertise across the globe.

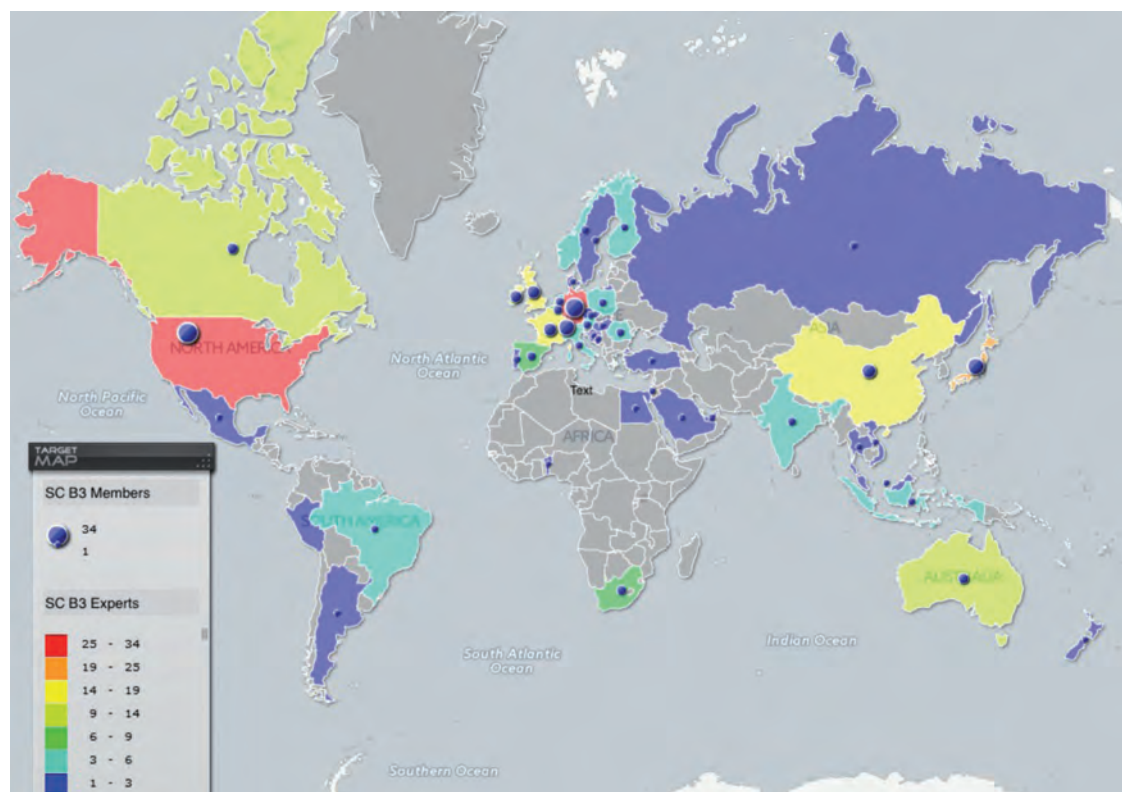


Figure 1 - SC B3 Members and Experts Global Diversity

In 2016, we adopted a new way of sharing information and managing our work with the new collaborative platform named the Knowledge Management System (KMS). This has proved to be highly successful and has improved the way we manage and share information.

Strategy and Direction

The Study Committee strategy and direction is continuously reviewed to ensure it is meeting the needs of our stakeholders. Our current strategic plan covers the period to the end of 2018. The long term strategic directions are shown in the graphic below (Figure 2):

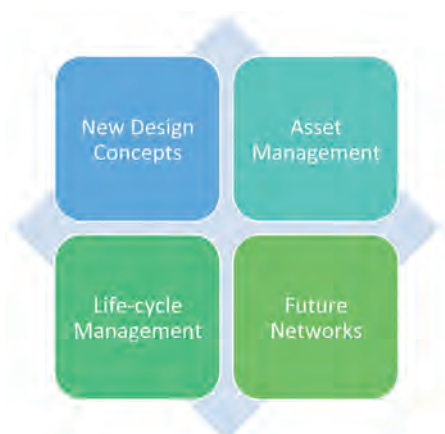


Figure 2 – Long-Term strategic directions for SC B3

The strategic directions for the study committee include a focus on continuously improving the way we communicate with the wider community using both traditional and new avenues of communication and global engagement. These new communication methods include the use of social media (LinkedIn, Twitter), particularly to assist in engaging with younger members of the engineering community.

We have also increased our focus on safety and every meeting now includes a discussion and sharing of experiences aimed to assist in improving safety in substations.

Workstreams

Our 16 current working groups are arranged in 4 key workstreams to assist in managing the flow of work:

1. Substation Concepts and Developments
2. Gas Insulated Substations and Lines
3. Air Insulated Substations
4. Substation Management

These workstreams interact and cooperate with our global experts to achieve our objectives and are represented graphically below. ...



Figure 3 - SC B3 Workstreams



Figure 4 – The 2016 Team for B3 Group Discussion Meeting (Mark Osborne, Peter Glaubitz, Terry Krieg, Romain Migné, Koji Kawakita)

Preferential Subjects

Like all other Study Committees, preferential subjects are adopted bi-annually and represent the shorter-term direction for the work of the Study Committee. The 2018 preferential subjects (adopted in 2016) demonstrate our commitment to continue to assist asset owners and operators to adapt substations to meet the needs for networks of the future but also to meet the on-going challenge in managing substations throughout their life cycle, meeting community expectations for Health and Safety and the Environment. This year we introduced new directions in training and in the aesthetics of substations. The 2018 preferential subjects are:

Preferential Subject 1 - Advances in substation technology and design

- ♦ GIS and GIL developments including HVDC;
- ♦ Adapting substations to meet emerging power system requirements, optimised availability and including modular, fast deployment substations and live working;
- ♦ Changing roles and opportunities for substations including challenges for MV and integration of storage systems.

Preferential Subject 2 - Evolution in substation management

- ♦ Advanced technologies for substation management, new information technologies, robotics and the application of 3D techniques;
- ♦ Risk quantification and optimised decision-making, substation economics, maintenance management and life-cycle management;
- ♦ Substation asset performance, residual life, health and condition metrics;
- ♦ Operations and maintenance of offshore substations.

Preferential Subject 3 - Health, Safety, Environmental and Quality Assurance considerations in substations

- ♦ Customer and stakeholder interaction to reduce substation impact including aesthetics noise and fire management;
- ♦ Design for safety, eco-design/recycling and environmentally friendly product development;
- ♦ Physical and cyber-security considerations for substations;
- ♦ Managing the implementation of health, safety and environmental requirements for substations, including training.

SC B3 aims to ensure that its long term and short term strategic objectives reflect the changing needs of the industry and the customers that it serves.

Events

Study Committee B3 held a very successful meeting with record attendances at the group discussion and poster sessions during the 46th Paris session in August 2016. Aiming to enhance the meeting and maximise the contributions of attendees, the group discussion session included the use of flash code technologies and online chat with the KMS system (72 posts during the meeting) to enable rapid access to relevant information and as a service for delegates. The week of Paris Session 46 activity for Substations included the following:

- ♦ **Study Committee Meeting** - a very successful meeting at which we welcomed 11 new Study Committee members (including 5 new member countries) with a record total of 40 national representatives (24 regular and 16 observers);
- ♦ **Group Discussion Meeting** - this included 38 papers, 64 contributors, 604 attendees from 62 countries;
- ♦ **Poster Session** - 34 Posters, record attendance of 551 delegates over two sessions;
- ♦ **Working Groups** - 10 Working Groups met during the 46th Paris session;
- ♦ **Tutorials** - 2 Tutorials were held by SC B3 experts.

Study Committee B3 is committed to addressing the needs of our members and stakeholders and satisfaction surveys were collected during the session to ensure that we are meeting the needs of all delegates.

Other key events with SC B3 involvement in 2016 included:

- ♦ Elecrama-2016, Bangalore, India, 15 – 16 February 2016
- ♦ 4th Conference on Applied Robotics for the Power Industry (CARPI-2016), Jinan City, China, 11 – 13 October 2016
- ♦ Colloquium “Building Smarter Substations”, Mexico City, 14 – 16 November 2016
- ♦ Workspot VIII, 20 – 23 November 2016, Recife, Brazil

SC B3 events in 2017 include:

- ♦ Workshop on “Low Cost Substations & Lines” Johannesburg (South Africa) 13-17 March 2017
- ♦ Symposium: “Experiencing the Future Power System... TODAY”, Dublin (Ireland) 29 May – 2 June 2017
- ♦ Annual Study Committee meeting and Colloquium: “Challenges and Trends to the Next Years”, Recife (Brazil) 18-20 September 2017

The attendance and participation in the Low-Cost Substations and Lines Workshop in Johannesburg was particularly pleasing with good participation from many African countries. This workshop was arranged by WG B3.43, in conjunction with the World Bank to identify ways to deliver low cost infrastructure to address the needs of the 1.2 billion people without access to electricity world-wide. ...



Figure 5 - Colm Twomey, SC B3 Representative for Ireland delivered a Tutorial on Circuit Design Optimisation at the Johannesburg Workshop 13-17 March 2017

There were many other events in 2016 that included SC B3 involvement and we continue to interact with the global community, sharing knowledge and best practices.

Working Groups

Working Groups have been described as the “engine room” of CIGRE work. During 2016, a number of Working Groups completed their work and new ones were commenced. The total number of active Working Groups at the end of 2016 was 16. New Working Groups in 2016/2017 include:

- ♦ **B3.45** - Application of non-SF6 gases or mixtures in medium voltage and high voltage gas-insulated switchgear (approved 29/06/2016)
- ♦ **B3.46** - Guidelines for Safe Working in Substations (approved 04/09/2016)
- ♦ **B3.47** - Application of Robotics in Substations (approved 01/11/2016)
- ♦ **B3.48** - Asset health indices for equipment in existing Substations (approved 30/11/2016)

Publications

Recent publications for Study Committee B3 include:

- ♦ **TB 660** - Saving through optimised maintenance in air insulated substations
- ♦ **TB 674** - Benefits of PD diagnosis on GIS condition assessment
- ♦ **TB 686** - Internal Arc effects in Medium Voltage Switchgear (1-52kV)

Work continued in 2016 on the Substation green book, the first of two SC B3 Green Book projects. These works will be used to encapsulate and present the consolidated information available in the CIGRE body of work in relation to Substations and to identify new study areas for future direction of B3 activities. This first Green Book will be published in late 2017. The second green book on SF6 was launched in 2016 for publication in 2019.

A key focus of B3 activities is considering how to provide opportunities for young member participation in connection with CIGRE “Young Members Network” as well as to increase the involvement of Women experts.

Awards

The Customer Advisory Group Chairman, Mr Mick Mackey (Ireland) was awarded the SC B3 Technical Committee award for 2016. This award recognises the many contributions that Mick has made to the work of CIGRE and the Study Committee over a number of years under several positions.

In Memoriam – Adriaan ZOMERS



Study Committee members were saddened to hear that SC B3 community member and friend, Adriaan ZOMERS passed away on 5th of January 2017. For the last two decades, he was energy adviser for the Dutch Government and after the reorganization of CIGRE's technical activities in 2005 he was invited to also join the new SC C6 on Distribution and Dispersed Generation as an expert member to address the electrification of rural and remote areas. There he has been secretary or member of specific working groups, members of panels and keynote speaker as well as chairman of the International Advisory Group on Rural Electrification. It will not be easy to recover from this very sad bereavement for CIGRE in general and for Study Committee B3 in particular.

Conclusions

This year, Study Committee B3 continues its work in addressing the needs of Substation designers, users, owners, operators and managers around the globe. We are extremely grateful for the on-going support of members and members' organisations and our Substation experts as we continue towards the development of our part in the Network of the Future. ■

HVDC and Power Electronics

By Dr. Mohamed Rashwan, Chairman SC B4

SC B4 Scope and Membership

The scope of SC B4 covers High Voltage Direct Current systems and Power Electronics for AC networks and Power Quality improvement. The members of B4 come from Manufacturers, Utilities, transmission system operators (TSOs), Consultants and Research Institutes. B4 is active in recruiting young engineers to participate in its activities. We would like our audience to provide us with any new ideas that we should tackle in the area of HVDC and Power Electronics.

Status of the HVDC and Power Electronics Technology

The HVDC market is still very active, with many projects either planned or under execution. It appears that as the Voltage Source Converter ratings increase, there are more projects being realized with the VSC technology, utilizing both HVDC cables and overhead transmission lines. The introduction of the full bridge VSC converter is advancing the application of the VSC for overhead line applications. Another area of interest is the tapping of an existing LCC system by introducing a small VSC tap in the range of 20-25% of the main converters. Having said that still the LCC enjoys the advantage of being suitable to transmit large blocks of power in the range of 5000 to 10,000 MW over very long distances and at very high voltages, presently 800 kV.

In the FACTS area, there is increased interest in STATCOMs together with the traditional application of conventional SVCs.

Another active area is the refurbishment of both HVDC installations and SVC installations. Several approaches are seen in the industry, complete replacement with increased ratings, and partial replacement of the critical components such as valves, control and protection, and converter transformers. Also to increase power transmission capability of existing corridors, conversion of existing AC lines in to DC is being actively considered.

Working Group Activities

Working Groups that completed their work:

TB 663: WG B4.53 - Guidelines for the procurement and testing of STATCOMS

This Technical Brochure is intended to provide guidance to System Planners, System Operators, Investors and all other stakeholders that are involved in the various stages of a STATCOM project, from the project inception to the final date when placed in service. It includes high level discussions of the factors to be considered in procurement and testing of a STATCOM. Much of the content of this document is based on actual experience of users and suppliers in integrating a STATCOM into a grid.

TB 671: WG B4.62 - Guidelines of Wind Farms to Weak AC networks

Issues with connection of wind power plants (WPP) to weak AC systems and how to improve the performance of these systems have been addressed. ...

The Working Group has also investigated the interactions between wind generator converter systems, power system, and other power electronic in the vicinity. Guidelines for screening of potential connection points, selection of WPP models, and possible avenues for mitigating these issues are provided.

TB 675: WG B4.61 - General Guidelines for HVDC Electrode design

HVDC electrodes have traditionally been installed on HVDC transmission systems to provide a low resistance current return path during both monopolar and bipolar operation using the earth and/or sea as the conductive medium. HVDC electrodes are in general less costly and have lower losses than dedicated metallic return conductors.

Environmental concerns related to electrode operation have become more prominent in recent years due to greater public awareness of potential impacts, tighter environmental approval processes and increasing numbers of HVDC projects. While the environmental approval process can be challenging, the long-time successful operation of older electrodes indicates many of the potential environmental impacts from electrodes can be minimized or eliminated either by suitable selection of the electrode site for impacts remote from the electrode or by application of good design techniques if the impacts are near the electrode or on the electrode site.

This Technical Brochure is prepared to formalize methodology and guidelines for the analysis, design, construction and testing of new electrodes and refurbishment or extension of existing electrodes. It is a collection of most recent techniques, processes and descriptions of software and procedures available for site selection and electrode designs.

TB 684: JWG B4/C1.65 - Recommended voltages for HVDC grids

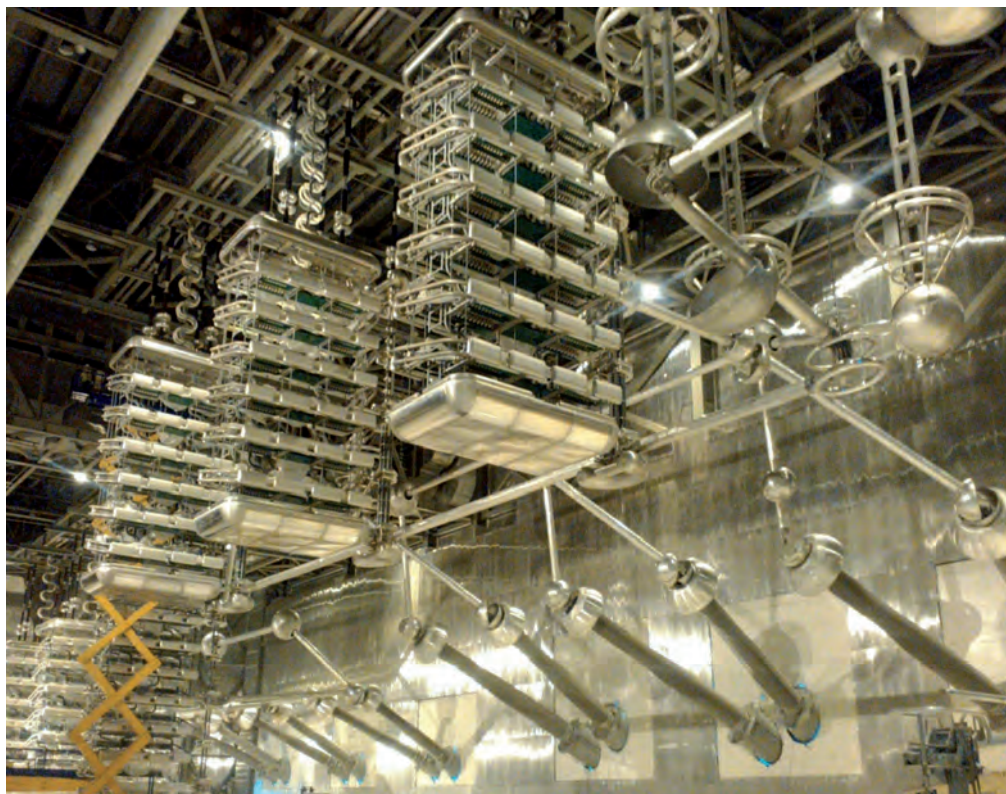
This Technical Brochure provides guidance for system planners and designers to choose the optimal DC voltage for High Voltage Direct Current (HVDC) grids. This includes a clear technical definition for the “DC voltage” in line with current practices and standards, a list of recommended values based on technical considerations and drivers from system planning, and a flowchart to guide the selection of the optimal voltage for individual projects.

Study Committee Future Meetings

- ♦ 2017 September 30 to October 5 - Joint Colloquium with SC A3 and SC D1 in Winnipeg-Canada plus the regular study meeting. Three tutorials will be presented.
- ♦ 2018 - CIGRE Paris Session
- ♦ 2019 - South Africa



Overview of the converter stations of the 2 times 1000 MW Spain to France (INELEF) VSC dc project (CIGRE 2016)



NER Agra 6000 MW +/- 800 kV Valve Hall

The power industry's innovators
depend on the **RTDS® Simulator**.

What's new in real time
power system simulation?

Simulate distribution feeders with more than 1000 interconnected nodes
Output IEC 61850-9-2 Sampled Values data streams via FPGA-based hardware
MMC models including internal node to ground fault and mixed bridge configuration
Model high frequency power electronics-based switching circuits up to ~40 KHz



RTDS
Technologies

the **world standard** for real time
digital power system simulation

www.rtds.com

Protection and Automation

By Iony Patriota de Siqueira, Chairman SC B5

Introduction

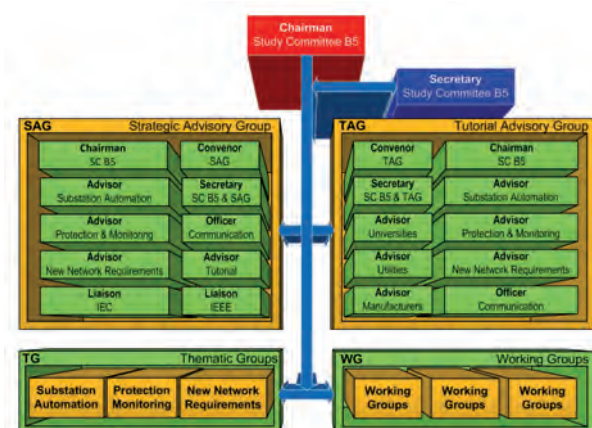
This report reviews the activities of Study Committee B5 (SC B5) in the year 2016, its strategic planning for the next ten years, organization, processes and results. The main technical highlights of 2016 include the promotion of an international colloquium with the National Committee of Mexico about Building Smarter Substations, jointly supported by SC D2 and B3; presentation of a Keynote Speech about CIGRE Technical Council Project “Electrical Network of the Future” in Slovenia and Brazil; delivering of a tutorial about Reliability-Centered Maintenance of IEC 61850 Based Systems in Mexico and about Cybersecurity of Electrical Power Systems; organization of a Round-Table on the Perspectives and Expected Benefits from the Evolution of Protection and Automation Solutions, and commissioning of a task-force and industry survey about Functional Requirements of Protection Automation and Control, as well as the creation of five new Working Groups about current issues in Protection and Automation.

Objectives

Within CIGRE objectives, Study Committee B5 promotes the synthesis and dissemination of state of the art practices, recommendations and information about Power System Protection and Automation on a worldwide basis. Covering the principles, design, application and management of power system protection, substation control, automation, monitoring, recording and metering, SC B5 also addresses the associated internal and external communications and interfacing for remote control and monitoring, being an independent analyzer of different solutions and provider of high quality unbiased publications and contributions to the electrical supply industry. Members of SC B5 from all regions of the world provide a global perspective on the issues and challenges facing the protection of electrical power systems, aiming top and medium management and technical staff of utilities, suppliers and consultants, universities and research centers, including young and experienced engineers and standardization organizations.

Organization

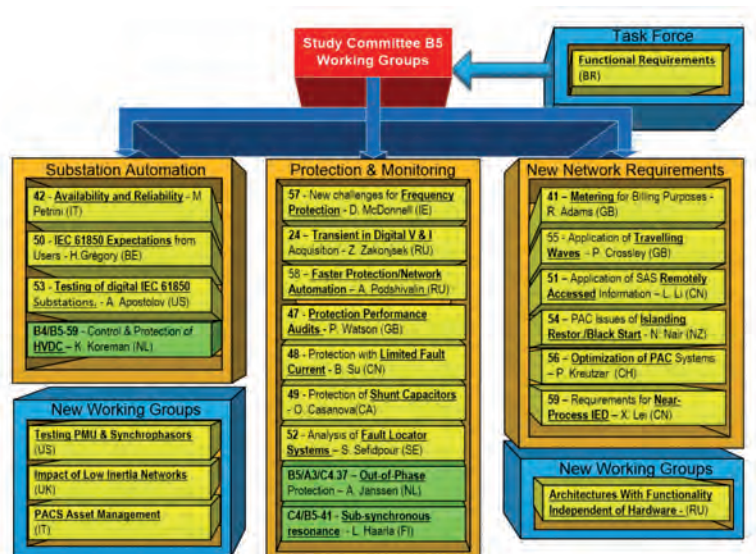
The current organization of SC B5 is shown on Picture 1. It is formed by a Secretary, a Strategic Advisory Group (SAG), a Tutorial Advisory Group (TAG), three Strategic Thematic Groups (TG), twenty-four regular country members, 16 country observers, and several Working Groups (WG) and Joint Working Groups with other Study Committees and organizations.



Picture 1 – SC B5 Organization

The Strategic Advisory Group (SAG) advises the chairman about strategic issues related to the activities of the committee, helping in the elaboration of the SC Strategic Plan, while the Tutorial Advisory Group (TAG) advises about the organization and promotion of tutorial activities of the committee, selecting the topics for the tutorials, the presentation material, appointment of lecturers and monitoring their quality. Three permanent Strategic Thematic Groups (TG) organize the

proposals of new Working Groups and Special Subjects related to Substation Automation, Protection and Monitoring, and New Network Requirements for discussion and voting during SC B5 meetings. Picture 2 shows the WGs that were active at the end of 2016, organized by thematic topics, with their respective conveners.



Picture 2 – SC B5 Working Groups

Technical Activities

In 2016, five new Working Groups were approved by SC B5 to address current issues related to protection and automation of power systems:

■ WG B5.60 – Protection, Automation and Control Architectures with Functionality Independent of Hardware

This Working Group aims to propose new PAC architectures with I/O (Input/Output), processing hardware and functionality separated for optimum life cycles; to elaborate criteria and conditions to be able to use hardware independent software application for PAC functions, including characteristics and constraints of the hardware platform, characteristics and constraints of analog inputs for protection applications, characteristics and constraints of Digital I/O for PAC applications, general characteristics and constraints for the functional applications. Also, to elaborate Use Cases based on protection and control applications, describe and quantify practical technical and business benefits of the new architectures, identify technical and business challenges for potential transition to the new architectures, and identify areas for standardization vs areas of innovation and competition.

■ JWG B5/C4.61 – Impact of Low Inertia Network on Protection and Control

The JWG shall consider the challenges of protecting electrical networks with reduced system inertia and changed fault characteristics. The following items will be discussed: (a) analysis of fault characteristic and how they affect traditional protection schemes, including site experience and simulation methods; (b) how the reduced inertia affects the system stability margin and the protection mechanism of detecting the loss of stability under disturbance; (c) ideas or methods of mathematic modelling for power electronic components to simulate transient fault phenomena for protection studies and tests; (d) countermeasures or new schemes for protection and automation to adapt to this evolution of electric networks; and (e) control methods and tactics to facilitate operation of protection systems including control tactics of the power electronic component itself. A survey among system operators worldwide is to be conducted to establish the scale of the problem, related to the above topics.

■ WG B5.62 – Life Cycle Testing of Synchrophasor Based Systems used for Protection, Monitoring and Control

Among its objectives is a thorough discussion of all issues related to certification of PMUs and life cycle testing (acceptance, commissioning, periodic field, and troubleshooting) of Synchrophasor Systems of interest to protection and control engineers, with an emphasis on guidelines and recommendations. The final document will be of interest to utilities, vendors, consultants and others in the T&D industry, as well as educational establishments providing: (a) Discussion of the standards and interoperability requirements to be observed when implementing the testing and certification process; (b) The role of components and end-to-end testing of Synchrophasor Systems in the field and assessment of impact of errors on the synchrophasor applications; (c) The role of testing, field evaluation ...

and troubleshooting for PMUs and Synchrophasor Systems, as well as related support tools for the infrastructure lifecycle management; and (d) Guidelines for proposed testing requirements/specification.

■ **WG B5.63 – Protection, Automation and Control System Asset Management**

The aim of the WG is to assess and describe the different internal and external drivers having an impact on the Asset Management of PACS. Based on this assessment, the WG shall give recommendations for the implementation, working flow and organization of the Asset Management of PACS, by providing: a state of the art of PACS Asset Management; guidelines and recommendations for seamless Asset Management workflow; guidelines and recommendations for the migration from conventional to integrated PACS Asset Management; asset management requirements related to IED and PACS component replacement and maintenance; asset management requirements related to upgrading maintenance; asset management strategies related to PACS life cycle management and extensions; recommendations for the specification of configuration tools to be used along the whole system life cycle; PACS specification requirements related to the system asset management; PACS life cycle management; remote access to PACS for asset management; cloud-based PACS asset management and services; a discussion of secondary system items to be monitored for asset management; PACS Asset Management and dependence from Manufacturers; and the impact on staff training and organization.

■ **WG B5.64 – Methods for Specification of Functional Requirements of Protection, Automation, and Control**

This Working Group shall survey the currently available methods and formats for specification of functional requirements of PAC systems used by the industry, analyze their advantages and disadvantages, and/or propose new methods for requirement definitions. A questionnaire, under development by TF B5.02, shall be used to collect the utilities, researchers, academia, designers, integrators and suppliers experience and proposals for new methods. A set of examples shall be used in the survey to exemplify the application of the selected methods to typical protection, automation and control configurations of power system substation and their control centers. The automatic or manual compilation of requirements to a target technology will not be addressed, but can be exemplified for demonstration purposes. Based on the results of this survey, the Working Group shall propose the requisites of a Domain-Specific Language (DSL) oriented for the specification of functional requirements of PAC solutions for the Electricity Supply Systems of the Future. Using a formal syntax and precise semantics, the language shall help users to describe and exchange the structure and desired logic of PAC systems, without delving into the technological details of its implementation. Complex Temporal Logic (TL) should be possible to be described using simple linguistic constructs near the natural language used by PAC users and planners. A set of examples shall be used in the project to exemplify the language application to typical protection, automation and control configurations of future power system substation and control centers.

To support the activities of WG B5.64, a special Task Force (TF B5.02) was commissioned by SC B5 Chairman with the following mission:

■ **TF B5.02 - Functional Requirements of Power System Protection and Automation**

This Task Force shall prepare a questionnaire to collect the utilities, researchers, academia, designers, integrators and suppliers experience in the specification of functional requirements for protection and automation schemes. A set of examples shall be used in the questionnaire to exemplify the application of the available methods to a typical protection, automation and control configuration of power system substation.

Additionally, four WGs were disbanded by the chairman after completion of their mission with their Technical Brochure sent for publication:

■ **WG B5.14 - Wide Area Protection & Control Technologies**

The brochure produced by this WG introduces synchronized measurement technologies, such as synchronized measurement devices, GPS and other timing sources, synchronized phasor measurement, performance conformance and interoperability. It also assesses the opportunities and benefits to be gained from real-time synchrophasors measurements as related to phase angle, voltage stability, state estimation, system restoration, islanding, system recording/analysis and fault analysis, and adaptive protection. The brochure investigates the available technologies and their current applications in schemes around the world, as well as wide area P&C system requirements related to design considerations, speed/reliability vs. cost, testing and acceptance, maintenance/upgrade and communications infrastructure and standardization.

■ **JWG B5/B4.25/CIRED - Impact of HVDC Stations on Protection of AC Systems**

The brochure produced by this JWG documented the different HVDC technologies and their different AC side

performance during steady state, dynamics and transients; discussed user experience of Protection and Automation Systems in existing substations near HVDC projects; determination of the impact on AC network protection resulting from the HVDC scheme's influence on short-circuit current, inertia, sub-synchronous oscillations, voltage and current parameters in the AC network close to the HVDC converter station; discussed the potential impact and requirements on AC network protection when using monopolar HVDC schemes operating with ground return; discussed the requirements on protection when AC and DC lines cross, resulting in a risk of inadvertent risk of connection between the two; discussed the protection of systems which are, or can become, an islanded AC network fed by HVDC; established methods of calculating parameters to be used for HVAC protections in the presence of HVDC schemes; suggested models which can be useful for protection settings and co-ordination.

As part of its mission to promote the dissemination of knowledge about protection and automation, in 2016 the following tutorials were presented by SC B5 members, around the world:

■ Reliability-Centered Maintenance of IEC 61850 Based Systems

Tutorial presented during the International Colloquium "Building Smart Substations", jointly organized by SC B5, B3 and D2 in Mexico City.

■ Workshop on Electricity Supply System of the Future

Tutorial presented during the International Workshop "Regulation for Smart Grids", organized by CIGRE-Brasil, in Rio de Janeiro.

■ Improving the efficiency of functional testing of digital substations

Tutorial presented during the International Colloquium "Building Smart Substations", jointly organized by SC B5, B3 and D2 in Mexico City.

To disseminate the activities of CIGRE, SC B5 officers have participated and presented opening speeches, tutorials and conducted panel sessions in the following events:

- XIII STPC – Technical Seminar on Protection and Control, October 2016, Brasilia, Brazil
- Study Committee B5 Annual Meeting and Colloquium, August 2016, Paris, France
- PAC World Conference 2016, June 2016, Ljubljana, Slovenia
- DPSP - International Conference on Developments in Power System Protection, 2016, Edinburg, UK
- Grid of the Future - CIGRE International Colloquium, 2016, Philadelphia
- International Colloquium "Building Smart Substations", Mexico City, 2016.

The above international colloquium was chaired by SC B5 member Daniel Espinosa, on behalf of the Mexican National Committee of CIGRE, with the support of SC B5, D2 and B3.

As the main forum for technical debates about Protection and Automation issues, SC B5 conducted three discussion sessions during the 2016 Cigre Session in Paris, France, about papers submitted on the following Preferential Subjects:

■ PS1 - Protection Automation and Control System (PACS) Optimization and Life Time Asset Management

Topics selected for discussion cover lifecycle management of existing PACS including maintenance and design; optimization and improvement in lifecycle management of PACS by design modifications; and optimization techniques including functional integration, use of process bus, interfacing and monitoring of HV equipment and infrastructure.



■ PS2 - Coordination of Generator and Power System Protection

Including the requirements for power plant protection to cater for developing stress points; generator protection security for recoverable grid events; and power plant protection schemes and backup setting criteria to enhance grid stability.

For this year (2017), SC B5 has selected the following Preferential Subjects to be discussed during the 2017 SC B5 Colloquium, to be held in Auckland, New Zealand:

■ PS1 - Challenges of design and maintenance of IEC 61850 based systems

- Interoperability on PACS level for IED, Merging Units, time synchronisation and communication networks;
- Requirements facilitating IED replacements and PACS extensions;
- PACS configuration management including SCL handling and IED- and switch configuration.

Special Reporter: Dr. Volker Leitloff (FR) RTE, France

■ PS2 - Protection issues in modern power systems with renewable generation and storage

- Modeling of inverter-based sources for protection and automation;
- Recommendations for the short circuit response of inverter-based sources;
- Protection challenges and solutions for applications near non-conventional sources.

Special Reporter: Dr. Bogdan Kasztenny (CA) SEL, Canada

■ PS3 - The Impact on Protection and Control from Working Existing Assets Harder

- Refurbishment strategies of PAC Systems;
- Series compensation;
- Dynamic/flexible line rating & climatic conditions;

Special Reporters: George Horvath (NZ) AECOM, and Peter Bishop (NZ) TRANSPOWER, New Zealand

Awards

In recognition for their contribution to the activities of CIGRE, SC B5 has nominated the following recipients for awards in 2016:

■ CIGRE SC B5 Outstanding Service Award



The Outstanding Service Award of CIGRE Study Committee B5 - Protection and Automation is granted by the SC Chairman annually to one of its members in recognition for outstanding participation and contribution to the activities of the Study Committee. For the last year, the award went to Prof. Klaus-Peter Brand, from CH, Senior Substation Automaton and IEC 61850 Expert at ABB Switzerland Ltd., in recognition of his contribution, commitment and dedication to the objectives of CIGRE. A recognized expert in power system automation, he has been a frequent contributor to CIGRE Working Groups and task forces, as WG and SAG convener, strategic advisor, teacher and member of SC B5. The award ceremony was conducted by the chairman of SC B5, during the annual meeting of the CIGRE Study Committee, in Paris.

■ CIGRE Technical Council Award



This Award is granted to a few CIGRE Members as a reward for their active participation in the activities of the technical work of the Study Committees. For the last year, the award went to Dr. Peter Crossley, from GB, Professor at University of Manchester, in recognition of his contribution, commitment and dedication to the objectives of CIGRE. A recognized expert in power systems, he has been a frequent contributor to CIGRE Working Groups and task forces, as WG convener, teacher and member of SC B5. The award ceremony was conducted by the chairman of SC B5, during the annual meeting of the CIGRE Study Committee, in Paris.

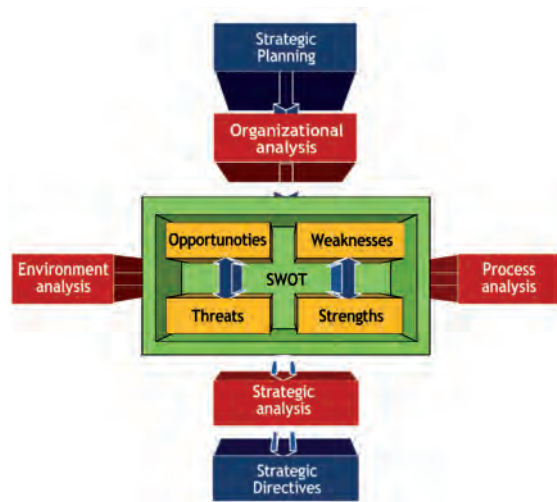
■ CIGRE Distinguished Member Awards

The "Distinguished Member" title is granted to long-standing members who have contributed to CIGRE through participation in the technical work or within the National Committees. For 2016, the following SC B5 members were nominated for this award: ...

- Dr. Sanjay Patki, from India, Former VP-Corp Engineering, Tata Power, Ex-President - ERDA, Ex-Chairman NSC on Power System Protection CBIP
- Mr. Luc Uyttersprot, from Belgium, Senior Expert at Elia-Engineering
- Dr. Li Li, from China, Deputy General Engineer at NR Electric Researching Institute
- Mr. Stig Holst, from Sweden, Senior specialist, Protection Application at ABB

Strategic Planning

To guide its future activities, SC B5 reviews its strategic Plan annually, by conducting a critical discussion within its Strategic Advisory Group of the internal and external procedures used by the Committee to attain its objectives. This process includes an Environment Analysis, comprising the examination of possible external scenarios, mainly the technological and business aspects of electrical power systems, and the internal scenario, including the specific treats of CIGRE and its Study Committees. This step is followed by a Strategic Analysis to propose macro directives, based on its competence and on future scenarios.



This results in the statement of its business within CIGRE, our principles, mission, and vision of the future role of the committee in its business area, and the main strategies to be followed in the next 10 years. Based on this analysis, the following technical directions were validated by SC B5 Strategic Plan for the period 2016-2025:

- TD1 - Facilitate the adoption of new technological solutions
- TD2 - Explore new concepts of P&SAS
- TD3 - Improve the reliability of P&SAS
- TD4 - Analyze the protection implications of New Network Requirements

In addition, the following Organizational Directions were validated in the Strategic Plan for the period 2016-2025:

- OD1 - Improve the operation of Working Groups
- OD2 - Improve the organization of discussion sessions
- OD3 - Increase the dissemination of knowledge
- OD4 - Improve the quality of published documents
- OD5 - Increase SC B5 visibility

Details about the process adopted by SC B5 and the complete result can be found in the Strategic Plan.

Conclusions

The achievements of SC B5 during the year of 2016 were the result of voluntary work of dedicated individuals and organizations, including the secretary, advisors, conveners, members and observers from many countries around the world. For the future, the strategic directions set by SC B5 aim to facilitate the human development and application of new technology to improve the efficiency of the engineering, design, operation and maintenance of protection and automation of electric power systems, and keeping the spirit of collaboration that distinguishes CIGRE among organizations around the world. ■

ELECTRA

CIGRE's Bilingual Bimonthly Journal
for Power System Professionals

Number of Issues:

6 / Year

Circulation:

11 000 copies

Readership:

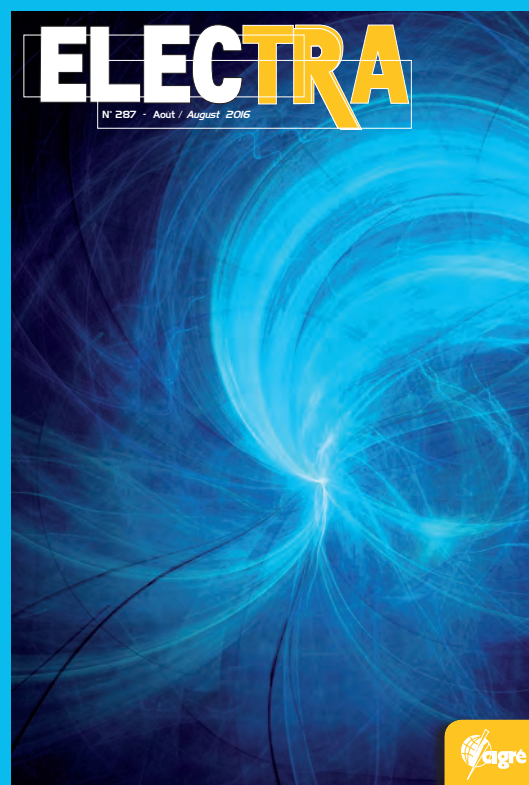
14000 Power System Professionals
from 81 countries

Readership distribution

- 88% Companies
- 12% Educational bodies

Geographic representation

- 47% Europe
- 22% Americas
- 25% Pacific / Asia
- 6% Africa / Middle East



Ad Rates

2017

4-COLOUR ADS

1x

Full Page

4423,00 €

1/2 Page

3797,00 €

B&W ADS

1x

Full Page

1691,00 €

1/2 Page

911,00 €

SPECIAL PLACEMENT ADS

1x

Inside Back Cover

5099,00 €

Inside Front Cover

5469,00 €

Back Cover

5713,00 €

Advertise in the ELECTRA issues and promote your products, services and events. Contents include results of work in the field of electric power systems

- Technical / Invited / Scientific Papers
- Reports on CIGRE meetings / activity reports
- Technical Brochures

The media kit is available on the CIGRE website, page ELECTRA

<http://www.cigre.org/gb/electra/electra.asp>

Contact - Advertising

CIGRE Edition

Email : edition@cigre.org

Tel: +33 (0)1 01 53 89 10 07

www.cigre.org



ELECTRA

ELECTRA is the bilingual journal of the Association

A total of 6 ELECTRA issues are published per year.

The first one comes out in February and then every 2 months.

ELECTRA contents include results of work in the field of electric power systems i.e. high quality articles written by the working groups of the Study Committees.

Discover amongst others:

- Technical / Invited / Scientific papers
- Reports on CIGRE meetings / Activity reports
- Technical Brochures
- Information on CIGRE Session

Specifications for supplying advertising materials

Ad size:

Full page:

- Bleed size: 214 x 301 mm
- Trim size: 210 x 297 mm

½ page:

- Horizontal bleed size: 214x150,5 mm

Electronic files: supply a high quality digital proof. Acceptable formats: PDF, EPS which contain a minimal resolution of 300 dpi or TIFF (for MAC).

Advertising closing dates

Orders due at least 2 months before publication date

Materials due: one month prior to publication date

Contact

Marie Taillandier

Tel: +33 (0)1 53 89 10 07

Email: edition@cigre.org

Caractéristiques techniques et spécifications des appareillages de connexion CCHT les plus modernes

Membres

C.M. Franck, Chef de file (CH), R. Smeets, Secrétaire (NL), A. Adamczyk (GB),
H. Bahirat (US), C. Bartsch (DE), N.A. Belda (NL), S. Bodal (NO), G. Chaffey (GB),
M. Distler (DE), R. Doche (CA), W. Grieshaber (FR), M. Grossmann (DE), H.-D. Hwang (KR),
R. Iravani (CA), H. Ito (JP), L.-R. Jaenicke (DE), S. Jia (CN), S. Kulkarni (IN), W. Lee (KR),
L. Liljestrand (SE), Z. Liu (CN), T. Matsumoto (JP), G. Nikolic (DE), F. Page (GB),
C. Peng (US), M. Runde (NO), M. Saeedifard (US), U. Steiger (CH), K. Tahata (JP),
P. Vinson (FR), Y. Wu (CN), A. Yanushkevich (NL), D. Yoshida (JP), J. Yuan (FR)

Membres Correspondants

M. Heidari (CA), H. Mercure (CA), S. Poirier (CA), L. Recksiedler (US), J. Sneath (CA), P. Wang (CA)

Introduction

En 2013 l'Etude de la Faisabilité d'un Réseau (TB CIGRE 533, 2013) a conclu que la « faisabilité technique de la réalisation d'un réseau CCHT de grande dimension implique que l'on puisse éliminer très rapidement un défaut avant qu'il n'affecte la tension CC dans les autres parties du réseau ». Pour y parvenir, « il n'est pas suffisant d'être capable de couper le courant dans les stations de conversion. Des disjoncteurs CC devront être installés aux extrémités de toutes les lignes et câbles... ». Partant de cette conclusion il a été décidé de lancer un Groupe de Travail sur les appareillages de connexion CCHT, avec les disjoncteurs (CB) comme sujet principal, mais portant aussi explicitement sur les autres appareillages de connexion CCHT. Les problèmes essentiels de fonctionnement ne sont pas uniquement liés à la conception des équipements, mais ils dépendent aussi des exigences imposées par le réseau électrique. En conséquence le Groupe de Travail a été constitué comme un Groupe de Travail Commun (GTC) qui réunit des experts de la « famille des appareillages à haute tension (A3) » et de la « communauté de l'électronique de puissance (B4) ».

Le Groupe de Travail a retenu de structurer son travail selon les objectifs suivants : a) analyser les exigences techniques des appareillages de connexion CCHT pour différentes utilisations, telles que les liaisons multi terminales et les raccordements des parcs éoliens off-shore, b) étudier les possibilités techniques, et les limitations, des appareillages de connexion existants ou en projet - essentiellement ceux à actionnement mécanique -, et à imaginer les possibilités futures de ces appareillages de connexion CCHT, et c) contribuer par ces travaux au développement de nouveaux appareillages de connexion CCHT, en identifiant les gaps qui existent entre les spécifications actuelles de performance et les exigences futures.

Vue d'ensemble des appareillages de connexion CCHT

Dans la Figure 1 on donne un schéma unifilaire exhaustif d'un possible poste CCHT, schéma sur lequel on peut voir où sont, ou pourraient être, installés les différents équipements de connexion et pour quelles fonctions. Il ne faut pas considérer que ce schéma soit une préfiguration des postes futurs, mais le voir comme un moyen pédagogique de présenter tous les différents appareillages de connexion, et ainsi de faire apparaître clairement leur rôle. Ce schéma de base est utilisé pour expliquer la fonction de chaque type d'appareillage de connexion, classé selon quatre catégories : sectionnement (séparation), mise à la terre, appareillage de commutation et disjoncteurs (Tableau 1).

Sectionneurs

Les sectionneurs CCHT sont disponibles pour toutes les valeurs nominales de tension et de courant, et sont installés en grand nombre dans chaque projet. A ce jour les exigences de service ne sont pas élevées (décharge de ligne ou de banc de condensateurs de la station de conversion), mais dans les futurs réseaux multi terminaux, des exigences liées aux transferts de bus ou même de lignes pourraient apparaître, similaires à celles requises pour les sectionneurs dans les réseaux CA.

Sectionneurs de mise à la terre

Les sectionneurs de mise à la terre CCHT sont également disponibles pour toutes les valeurs nominales de tension et de courant, et se retrouvent en grand nombre dans chaque projet. Cependant, à la différence des sectionneurs, on n'anticipe pas de changements substantiels de leurs spécifications pour les projets futurs, ou pour les systèmes multi terminaux. ...

Technical requirements and specifications of state-of-the-art HVDC switching equipment

Members

C.M. Franck, Convenor (CH), R. Smeets, Secretary (NL), A. Adamczyk (GB),
H. Bahirat (US), C. Bartzsch (DE), N.A. Belda (NL), S. Bodal (NO), G. Chaffey (GB),
M. Distler (DE), R. Doche (CA), W. Grieshaber (FR), M. Grossmann (DE), H.-D. Hwang (KR),
R. Iravani (CA), H. Ito (JP), L.-R. Jaenicke (DE), S. Jia (CN), S. Kulkarni (IN), W. Lee (KR),
L. Liljestr nd (SE), Z. Liu (CN), T. Matsumoto (JP), G. Nikolic (DE), F. Page (GB),
C. Peng (US), M. Runde (NO), M. Saeedifard (US), U. Steiger (CH), K. Tahata (JP),
P. Vinson (FR), Y. Wu (CN), A. Yanushkevich (NL), D. Yoshida (JP), J. Yuan (FR)

Corresponding Members

M. Heidari (CA), H. Mercure (CA), S. Poirier (CA), L. Recksiedler (US), J. Sneath (CA), P. Wang (CA)

Introduction

In 2013, the “Grid Feasibility Study” (CIGR  TB 533, 2013) concluded that the “technical feasibility of building a large scale HVDC Grid requires that a fault has to be isolated very fast before it affects the DC voltage in other parts of the grid”. For this, “it is not sufficient to be able to break the current at the converter stations. DC circuit breakers will have to be located at the terminations of all transmission lines/cables...” Based on this input it was decided to start a Working Group on HVDC switchgear, clearly with circuit breakers (CB) as the main motivation, but also explicitly on other HVDC switchgear. The key performance challenges are not only related to the equipment design, but are also associated with requirements from the system perspective. Thus, the Working Group was set up as a joint Working Group (JWG) to involve experts from the “high voltage equipment community (A3)” and the “power electronics community (B4)”.

The Working Group decided to work with the following objectives: a) review the technical requirements of HVDC switching equipment for different applications such as multi-terminal HVDC systems and off-shore wind farm connections, b) investigate the technical capabilities and limitations of existing and projected switching equipment mainly with mechanical operating drives and then foresee the future capability of these HVDC switching equipment, and c) by this facilitate the development of new HVDC switching equipment, by identifying the gaps between existing performance specifications and future requirements.

Overview on HVDC switchgear

Figure 1 shows a comprehensive schematic single line diagram of a potential HVDC substation, which shows where

and for what purpose the different switching equipment is/ could be installed. This diagram is not to be understood as a suggestion for future substations, but rather as an instructive element to show an example where all switching elements are present and so their functionality becomes clear. This basic scheme is used to explain the functionalities of each type of switchgear; classified into four categories: disconnecting -, earthing -, commutation switches and circuit breakers.

Disconnecting switches

HVDC disconnecting switches are available for all voltage and current ratings and are built in every project in large numbers. Today, the switching duties are very limited (line or converter bank discharging), but in the future multi-terminal networks, bus-transfer or even line-transfer requirements could be demanded, similar to disconnecting switches in AC networks.

Earthing switches

HVDC earthing switches are available for all voltage and current ratings as well, and are built in every project in large numbers. In contrast to disconnecting switches, however, it is not expected that the requirement specifications will change substantially in future projects, nor for multi-terminal systems.

Transfer switches

In today’s HVDC projects, HVDC transfer switches are the type of switchgear with the highest current commutation duty and they can transfer currents up to a few thousand Ampere from and to metallic and earth return. The devices typically make use of the passive oscillation principle and the ...

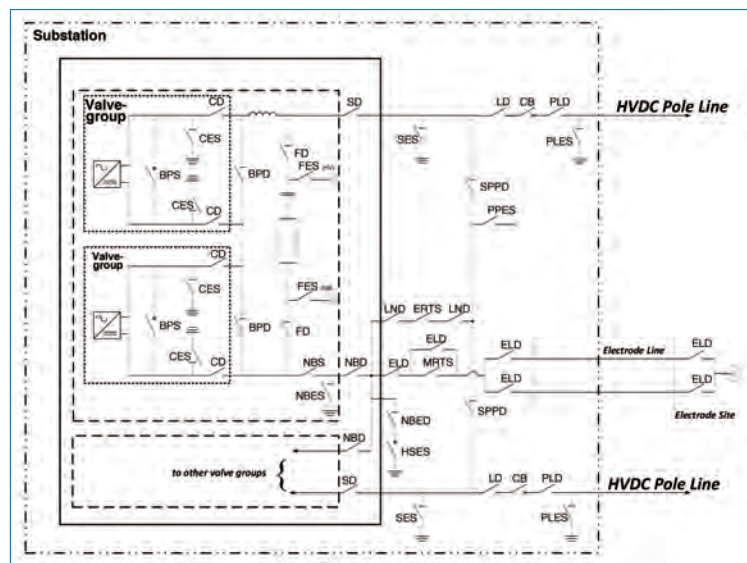


Figure 1 - Exemple de configuration des appareillages de connexion de la partie CCHT d'un pôle dans un poste CCHT (version développée d'une figure du GT CIGRE 13/14.08, 1989)

Sectionneurs		
CD	Sectionneur de convertisseur	Interruption des courants résiduels Tenue de la tension
BPD	Sectionneur de shuntage	
FD	Sectionneur de filtre	
SD	Sectionneur de poste	
LD	Sectionneur de ligne	
PLD	Sectionneur de la ligne de pôle	
LND	Sectionneur de neutre de la ligne	
NBD	Sectionneur de barre de neutre	
NBED	Sectionneur de mise à la terre de barre de neutre	
ELD	Sectionneur de ligne d'électrode	
SPPD	Sectionneur de mise en parallèle de pôle de poste	
Sectionneurs de mise à la terre		
PLES	Sectionneur de mise à la terre de la ligne de pôle	Mise à la terre Tenue de la tension
NBES	Sectionneur de mise à la terre de barre de neutre	
FES	Sectionneur de mise à la terre de filtre	
CES	Sectionneur de mise à la terre de convertisseur	
SES	Sectionneur de mise à la terre de poste	
PPES	Sectionneur de mise à la terre de la mise en parallèle de pôle	
Sectionneurs de transfert		
NBS	Sectionneur de sectionnement de barre de neutre	Commutation du courant Etablissement du courant Tenue de la tension
MRTS	Sectionneur de transfert du retour galvanique, aussi appelé disjoncteur de transfert du retour galvanique	
ERTS	Sectionneur de transfert du retour par la terre	
BPS	Sectionneur de shuntage	
HSES	Sectionneur de terre rapide, aussi appelé sectionneur de terre de barre de neutre	
PS	Sectionneur de mise en parallèle, également appelé disjoncteur de mise en parallèle (Seulement dans une configuration multi terminale MT, non montrée dans la Figure 1)	
Disjoncteurs		
CB	Disjoncteur	Coupure du courant, dissipation de l'énergie, tenue de la tension

Tableau 1 - Classification des appareillages CCHT et conditions de service (simplifiées)

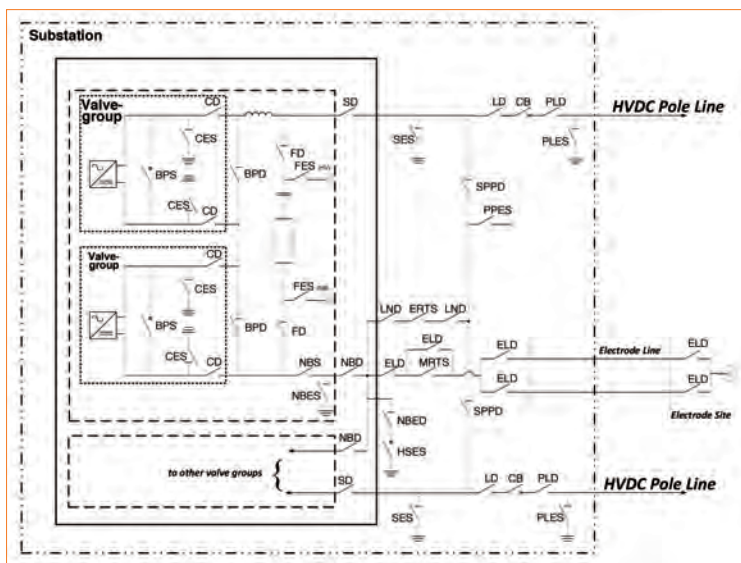


Figure 1 - Example of HVDC side switchgear arrangement for one pole in an HVDC substation. (Expanded version of a figure in (CIGRE WG 13/14.08, 1989))

Disconnecting switches		
CD	Converter Disconnecting switch	Interrupt residual currents Withstand voltage
BPD	Bypass Disconnecting switch	
FD	Filter Disconnecting switch	
SD	Substation Disconnecting switch	
LD	Line Disconnecting switch	
PLD	Pole Line Disconnecting switch	
LND	Line to Neutral Disconnecting switch	
NBD	Neutral Bus Disconnecting switch	
NBED	Neutral Bus Earthing Disconnecting switch	
ELD	Electrode Line Disconnecting switch	
SPPD	Substation Pole Paralleling Disconnecting switch	
Earthing switches		
PLES	Pole Line Earthing Switch	Earthing Withstand voltage
NBES	Neutral Bus Earthing Switch	
FES	Filter Earthing Switch	
CES	Converter Earthing Switch	
SES	Substation Earthing Switch	
PPES	Pole Paralleling Earthing Switch	
Transfer switches		
NBS	Neutral Bus Switch	Commutate current Making current Withstand voltage
MRTS	Metallic Return Transfer Switch also called Metallic Return Transfer Breaker	
ERTS	Earth Return Transfer Switch	
BPS	Bypass Switch	
HSES	High Speed Earthing Switch, also called Neutral Bus Earthing Switch	
PS	Paralleling switch also called Paralleling Circuit breaker (only in MT arrangements, not shown in Figure 1)	
Circuit breakers		
CB	Circuit breaker	Interrupt current, dissipate energy, withstand voltage

Table 1 - Classification and duties (simplified) of HVDC switchgear

Sectionneurs de transfert

Dans les projets CCHT actuels les sectionneurs de transfert CCHT sont le type d'appareillage qui présente le pouvoir de commutation le plus élevé, et ils peuvent transférer des courants allant jusqu'à quelques milliers d'ampères depuis ou vers un circuit de retour métallique et la terre. Habituellement, les dispositifs utilisent le principe de l'oscillation passive, et la chambre de coupure est du principe de celles des disjoncteurs AC, à gaz existantes ou modifiées. En plus des augmentations de capacité demandées par les nouveaux projets CCHT, de caractéristiques de courants et de tension plus élevées, on pense que le nombre croissant des projets va contribuer à améliorer la conception de l'interruption, tout spécialement pour leur utilisation dans les sectionneurs de transfert CCHT.

Les appareillages de shuntage sont utilisés dans les projets où les groupes de valves sont connectés en série. Ils sont utilisés pour shunter un groupe de valves pour sa maintenance, ou s'il est en défaut, pour continuer le transfert de l'énergie à tension réduite. Ces dispositifs sont aussi des sectionneurs de transfert, mais il est peu probable qu'on les utilisera dans les projets multi terminaux futurs, parce qu'il ne sera pas économiquement justifié d'exploiter l'ensemble du réseau à tension réduite dans le cas où un seul groupe de valves doit être mis hors service.

Les sectionneurs rapides de mise à la terre (aussi appelés sectionneurs de mise à la terre des barres de neutre - NBES -) permettent un rétablissement rapide de la connexion à la terre du poste en cas de perte de la ligne d'électrode. Aujourd'hui ces appareillages de connexion ne sont pas en place dans tous les projets en exploitation, et parce que leur utilité dépend fortement de la configuration du réseau. La capacité requise de transfert de courant est fonction de l'amplitude maximale du courant de déséquilibre retournant par la terre. Dans les réseaux multi terminaux les spécifications requises de ces appareillages pourraient significativement se durcir, si le courant de déséquilibre est moins contrôlable.

Les commutateurs de mise en parallèle sont utilisés pour mettre en parallèle, et hors parallèle, des convertisseurs sur une même liaison. Jusqu'à présent ces appareillages ont été mis en œuvre dans très peu de projets. Cependant, dans les projets multi terminaux futurs ces types de commutateurs seront indispensables pour connecter les stations de conversion au réseau sous tension, et les déconnecter. L'utilisation de disjoncteurs CCHT pourrait être une décision logique et pourrait satisfaire les conditions de service, mais la taille et le prix des disjoncteurs CCHT fait qu'il est plus probable que l'on utilisera des commutateurs de mise en parallèle pour ces tâches de routine.

Disjoncteurs

On parle beaucoup actuellement dans la littérature des disjoncteurs CCHT, alors même que l'on ne prévoit qu'un petit nombre de mises en service de systèmes multi terminaux dans le futur prévisible. Les analyses et les solutions proposées sont diverses et souvent impraticables, en partie par manque de

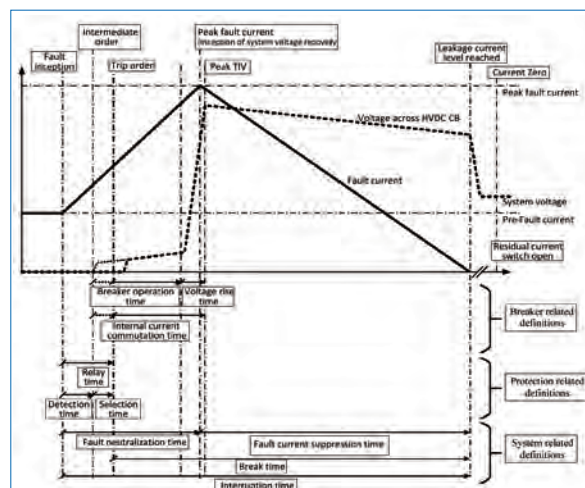


Figure 2 - Schéma du processus d'élimination d'un défaut avec l'évolution du courant dans le disjoncteur CCHT (ligne continue en gras) et de la tension à ses bornes (lignes en pointillé) en fonction du temps

spécifications. D'une part, le domaine n'a vu que très récemment un considérable regain d'intérêt et évolue très rapidement et, d'autre part, la situation n'est pas claire parce que les experts, de communautés différentes et de passés divers, s'intéressent à des aspects différents : les concepteurs d'appareillages se polarisent sur les fonctionnalités des disjoncteurs, alors que les concepteurs de réseau se focalisent sur les fonctionnalités du réseau. Un exemple typique de cette situation est celui de la discussion concernant le temps d'élimination de défaut requis et le volume de réactance requis du côté CC pour limiter la vitesse de montée du courant de défaut. Alors que les concepteurs des appareillages voient l'intérêt de la limitation du courant de défaut, les concepteurs du réseau peuvent privilégier une baisse plus lente de la tension dans le réseau, mais doivent prendre en compte l'impact des réactances (importantes) sur la stabilité du réseau. Pour le temps d'élimination du défaut les concepteurs des appareillages comparent les temps de production de la contre-tension de suppression du courant de défaut, alors que les concepteurs de réseau comparent les temps nécessaires pour voir le début du rétablissement de la tension du réseau, qui est le moment où l'on constate le pic du courant de défaut et le début de sa décroissance.

La section de la Brochure Technique relative aux disjoncteurs CCHT débute, par conséquent, par un chapitre traitant du contexte technique des disjoncteurs CCHT. On y présente des définitions des temps, une analyse des courants de défaut CCHT et les problèmes de stabilité du réseau. Les définitions des temps sont des contributions importantes du Groupe de Travail, dans la mesure où on formule une proposition d'harmonisation de la nomenclature, pour éliminer les confusions entre les aspects appareillage et réseau des disjoncteurs CCHT, ceci non seulement pour être neutre par rapport à la technologie, mais aussi pour éviter toute confusion avec les disjoncteurs et les réseaux CA (Voir Figure 2).

Des prototypes de disjoncteur ont démontré qu'ils fonctionnaient dans la plage des exigences, dont la définition est cependant essentiellement basée sur la faisabilité actuelle de la technologie des composants, plutôt que sur les besoins des systèmes électriques futurs. Aucun d'eux n'a été mis en œuvre •••

interruption chamber is based on existing or modified AC gas circuit breakers. Besides the required upgrades for the new HVDC projects with higher current and voltage ratings, it is also expected that the increasing number of projects facilitates improvements in the interrupter design especially for the use in HVDC transfer switches.

HVDC by-pass switches are used in projects with series connected valve groups. They are used to bypass single valve groups for maintenance or in case of fault to continue power transfer with reduced voltage. These devices are also transfer switches, but it is unlikely that the future multi-terminal networks will be built with transfer switches as it is uneconomical to operate the entire network at reduced voltage if only one converter valve group needs to be taken out of service.

HVDC high-speed earthing switches (also called neutral bus earthing switches (NBES) enable a quick re-establishment of the earthing of the substation in case the electrode line becomes unavailable. Not every project in operation today uses these switches as its usefulness depends strongly on the system arrangement. The required current transfer capability depends on the maximum imbalance earth return current. The requirement specifications of these switches in multi-terminal networks may substantially increase, as the imbalance current is less controllable.

HVDC paralleling switches are used to parallel and de-parallel converters to a common power line. These switches are applied in very few projects, so far. In the future multi-terminal projects, however, these types of switches will be essential to switch converter stations to and from the energized network. HVDC circuit breakers might be a logical choice and can perform this switching duty, but due to the size and cost of HVDC circuit breakers, it is more likely that paralleling switches will be used for these routine tasks.

Circuit breakers

The situation in the literature with respect to HVDC circuit breakers is currently very dynamic; even though only a small number of multi-terminal DC systems will be commissioned in the foreseeable future. Proposed analyses and solutions are diverse and often impractical, partly because of an absence of requirement specifications. On the one hand, this area has only recently regained considerable interest and is developing quickly. On the other hand, the situation is ambiguous because experts from different communities and with diverse backgrounds focus on different aspects: equipment designers focus on functionality of the circuit breakers while the system designers focus on the functionality of the system. A typical example of this is the discussion on the required time to fault clearance and the required size of additional DC side reactors used for limiting the rate of rise of fault current. Whereas equipment designers see the advantage of fault current limitation, system designers may appreciate a slower propagation of voltage collapse through the system but need

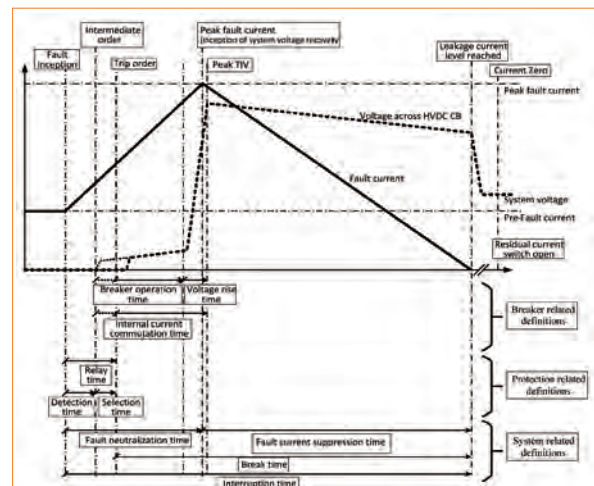


Figure 2 - Schematic of a fault interruption process with current through (solid thick line) and voltage across the HVDC CB (dashed lines) as a function of time

to consider the impact of (large) reactors on system stability. With respect to time to fault clearance: the equipment designers typically compare the times to generate the fault-current suppressing counter voltage, whereas the system designers compare the times required until the system voltage starts to recover, which is the moment when the peak fault current is reached and the fault current starts to decrease.

The part of this Technical Brochure related to HVDC circuit breakers, therefore, starts with a chapter on the technical framework for HVDC circuit breakers. It contains timing definitions, an analysis of HVDC fault currents and system stability aspects. The timing definitions are important contributions of this Working Group since this is a proposal for harmonization of nomenclature to avoid confusion between equipment and system aspects of the HVDC circuit breakers, not only to be technology neutral, but also to avoid confusion with respect to AC breakers and systems (see Figure 2).

Circuit breaker prototypes have been demonstrated to perform in the range of requirements the origin of which, however, is mainly based on present day feasibility of component technology, rather than on the future system requirements. None of these have been put in service in practical MT HVDC networks yet (up to 2016 when the Working Group finished this brochure), but no technical barriers to application are expected. Up to now, different topologies have specific advantages and disadvantages regarding speed, on-state losses, cost, maximum current interruption capability or reliability/ simplicity of components used. Thus, the Working Group decided to describe the details of all prototypes that have been successfully tested in a voltage and current range that is “within reach” of HVDC applications. These devices are grouped into four categories according to their basic topology: using a passive oscillating principle, a current oscillation scheme with active current injection, pure power-electronic devices in the nominal current path, or built with ●●●

dans des réseaux CCHT multi terminaux réels à ce jour (en 2016, quand le Groupe de Travail a rédigé la brochure), mais on n'anticipe pas d'obstacles techniques à leur utilisation.

A ce jour, les différentes technologies présentent des avantages et inconvénients spécifiques, en matière de vitesse, de pertes en régime permanent, de coût, de possibilité maximale d'interruption de courant ou de fiabilité/simplicité des composants utilisés. Le Groupe de Travail a par conséquent décidé de décrire dans le détail tous les prototypes qui ont été testés avec succès pour des plages de tension et de courant qui sont très proches des utilisations CCHT. Ces dispositifs sont regroupés en quatre catégories, en fonction de leur topologie de base : utilisation du principe de l'oscillation passive, schéma d'oscillation du courant avec injection active de courant, dispositifs entièrement à électronique de puissance dans le circuit du courant, ou construction d'une combinaison hybride mécanique-électronique de puissance. Des temps de neutralisation du courant de défaut 10 ms et des interruptions de courants de défauts pics de 8 - 16 kA ont été démontrés pour plusieurs prototypes. Dans tous les cas ces prototypes sont des «modules» dont on a vérifié qu'ils fonctionnent dans une plage de tension CC de 80 – 120 kV, et qu'on devra combiner en série pour pouvoir les utiliser dans des réseaux multi terminaux CC futurs réels.

A la suite des chapitres dédiés à chaque topologie, un chapitre unique est consacré à la comparaison et à l'évaluation de ces concepts. Du fait du manque actuel de retour d'expérience, pas de conclusions et de recommandations claires peuvent être données ici, mais les avantages et les inconvénients répertoriés montrent clairement que la recherche et le développement à venir pourraient apporter une contribution importante. Au-delà du développement du disjoncteur, il faut travailler sur les concepts d'une nouvelle protection extrêmement rapide, qui est importante pour tirer parti complètement du temps de fonctionnement court des disjoncteurs. L'optimisation combinée des disjoncteurs et des protections de réseaux est très importante pour les futurs systèmes multi terminaux CCHT puisque, à l'opposé du cas des réseaux CA, les disjoncteurs CCHT interagissent fortement avec le réseau pour réaliser la coupure du courant de défaut. Un des objectifs définis du Groupe de Travail est de contribuer au développement de nouveaux appareillages de connexion CCHT, en identifiant le gap qui existe entre leurs performances actuelles et les besoins futurs attendus. Du fait qu'il n'existe pas de systèmes multi terminaux CC, ceci est réalisé séparément et qualitativement dans chacun des chapitres dédiés aux différents types d'appareillages, mais ceci est aussi résumé. L'attention est portée spécialement sur la capacité maximale de coupure du courant, sur la capacité maximale de dissipation d'énergie, sur la tension transitoire de coupure, les défaillances de disjoncteurs, et le courant pic tenu.

Chaque disjoncteur doit être testé pour vérifier ses performances, et il faut donc définir des circuits d'essais qui conviennent, obtenir un accord sur des procédures d'essai et, in fine, les normalisées. Jusqu'à présent la plupart des prototypes précédemment décrits ont été essayés avec des circuits nouvellement conçus. Dans la présente brochure on donne une vue d'ensemble des circuits d'essais décrits dans la littérature, et

une première évaluation comparative est réalisée. Ceci participera à l'objectif de lancer une discussion au sein de la communauté, sur des points comme, par exemple : les essais de coupure doivent-ils être réalisés avec des courants CC, ou des courants CA avec une vitesse de montée définie du courant de défaut ? Les essais de vérification des possibilités d'interruption du courant interne et d'absorption d'énergie doivent-ils être réalisés simultanément ou séparément ? Etc.

Recommandations pour des travaux futurs

Sur la base des travaux très complets réalisés par les membres du GTC, les lacunes de nos connaissances ont été identifiées et on peut avancer des suggestions de nouvelles étapes et de futurs travaux.

Il est nécessaire, au-delà des spécifications fonctionnelles, de formuler des spécifications claires pour les disjoncteurs CCHT. A partir des études détaillées, il faut définir des valeurs spécifiques concernant les temps maximaux de neutralisation du défaut, la capacité maximale d'interruption de courant, la vitesse de détection et de sélection demandée au système de protection, et d'autres. En outre un Groupe de Travail Commun pourrait travailler sur la recherche de l'optimum (ou au moins du meilleur compromis) entre le système de protection, le fonctionnement du réseau et les limites de performance du disjoncteur. Il faudrait se poser des questions telles que : « Quelle est la taille optimale des réactances série nécessaire pour limiter la vitesse de montée des courants de défaut ? », « le système de protection doit-il utiliser seulement les informations locales ou peut-on envisager un système de communication rapide ? », ou « la pré-activation des disjoncteurs et l'émission d'un signal de déclenchement intermédiaire constituent-ils un avantage ? ».

Les méthodes d'essai des appareillages de connexion CCHT ne sont pas encore définies. En plus des méthodes d'essais spécifiques et des conditions de ces essais, il faut répondre à des questions telles que : « doit-on tester les principales fonctionnalités simultanément, ou peut-on les tester séparément ? », « des tests indépendants de la technologie ont-ils un sens ou chaque technologie doit-elle être soumise à des contraintes correspondant au pire cas pour elle ? », « pour tester correctement un disjoncteur CCHT comment peut-on définir la taille minimale de module à soumettre à l'essai ? ».

En plus de l'essai des disjoncteurs, il faut recueillir les retours d'expérience d'exploitation (principalement de Chine) et les analyser. Il faut programmer des installations pilotes et les mettre en service. Des équipements de mesure dédiés devraient leur être associés, pour permettre de mieux connaître les contraintes de réseau réelles, l'interaction entre les disjoncteurs et le réseau, et le comportement et les modes de défaillances des appareillages installés.

Enfin, pour tous les appareillages CCHT (sectionneurs de transfert, sectionneurs, etc.), il faut aller au-delà des spécifications fonctionnelles et procéder à études détaillées pour produire des spécifications claires. ■

a hybrid mechanical and power-electronic combination. Fault current neutralization times 10 ms and interruption of peak fault currents of 8 – 16 kA have been demonstrated by several different prototypes. In all cases, these prototypes are “modules” verified to operate at DC voltage in the range of 80 – 120 kV, to be combined in series for application in realistic future MTDC systems.

Following the chapters dedicated to each topology, a single chapter is dedicated to the comparison and evaluation of these concepts. With the current lack of field experience, no unambiguous conclusion and recommendation can be provided here, but the advantages and disadvantages clearly show where the future research and development could make a substantial contribution. Beyond the circuit breaker development, new extremely fast protection concepts need to be developed as particularly important in order to fully exploit the short operation time of the circuit breakers. The combined optimization of circuit breakers and system protection is very important for future multi-terminal HVDC networks, as, in contrast to AC networks, HVDC circuit breakers strongly interact with the network to achieve fault current interruption.

A defined goal of the Working Group is to facilitate the development of new HVDC switching equipment by identifying the gap between existing performance and expected future requirements. This is done separately and qualitatively (given the absence of MTDC systems) in each of the individual switchgear chapters, but is also summarized. Special focus is on the maximum current breaking capability, maximum energy dissipation/handling capability, transient interruption voltage, CB failures, and peak withstand current.

Every circuit breaker needs to be tested to demonstrate its performance, and suitable test circuits need to be identified and testing procedures need to be agreed upon and eventually standardized. So far, most of the above described prototypes have been tested with newly designed test circuits. In the present brochure, an overview of the test circuits presented in the literature is provided, and a first comparative evaluation is made. This shall serve the purpose to start a community wide discussion, e.g. whether interruption tests should be made with DC currents or AC currents with a defined rate of rise of fault current, whether the tests should be performed to demonstrate the internal current interruption and energy absorption capability simultaneously or separately, etc.

Recommendation for future work

Based on the extensive work done by the members of this JWG, knowledge gaps have been identified and suggestions for the next steps and future work can be made:

Clear requirements beyond functional specifications need to be derived for HVDC CBs. Based on detailed studies, specific values for the maximum fault neutralization times, maximum current interruption capability, required speed of detection and selection of protection system, and others

should be provided. In addition, a joint Working Group could reflect on the question of finding the optimum (or at least the best compromise) between protection system, system operation, and CB performance limits. The questions like: “What is the optimum size of the series reactors required to limit the rate-of-rise of fault currents”, “Does the protection system have to rely on local measurements only or can a fast communication system be used?”, or “Is the pre-activation of circuit breakers and the submission of intermediate trip signal of advantage or not?” need to be addressed.

Test methods for HVDC switchgear have not been defined yet. Besides the specific test methods and test conditions, more fundamental questions such as “is it required to test the main functionalities simultaneously or can these tasks be tested separately?”, “do technology independent tests make sense or should each technology be stressed with its corresponding worst case condition?”, “what is the minimum module size that can be defined to test a DC breaker appropriately?”, need to be answered.

Beyond testing of circuit breakers, field experience (mainly from China) needs to be collected and evaluated. Pilot installations have to be planned and set into operation. This should be accompanied with dedicated measurement equipment to learn about real system stresses, the interaction between circuit breakers and the system, and the performance/failure modes of the installed switchgear.

Finally, for all HVDC switches (transfer switches, disconnecting switches, etc.), clear requirements beyond the functional specifications should be derived through detailed studies. ■

BROCHURE N° 683

(en anglais seulement)

(in English only)

Disponible sur / Available on:

www.e-cigre.org

Prix non-Membres / Non-Member Price:

430 €

Purchase (non-members)

Free download (members)

Tensions recommandées pour les réseaux CCHT

Membres

A. Parisot (FR), M. Boden (GB), G. Sommantico (IT), E. Abildgaard (NO), T. An (CN),
R. Apada (US), C. Bartsch (DE),
C. Frohne (DE), P. Coventry (GB), K.N Ganesan (IN), V. Hernandez (ES),
C. Jensen (DK), J-L. Limelette (BE), P. Lundberg (SE), T. Murao (JP), M. Szechtman (BR),
U. Sundermann (DE), O. Suslova (RU), P. Tuson (ZA),
P. Yang (CN), B. Yue (CN)

Introduction

Alors que l'utilisation des solutions à Courant Continu à Haute Tension (CCHHT) s'est développée et a été mise en œuvre commercialement dès 1954, on a vu au cours des dernières années une forte augmentation du nombre des projets CCHT. Cette tendance s'explique par un certain nombre de facteurs :

- ♦ Le besoin de transporter des très fortes puissances depuis des lieux très éloignés,
- ♦ L'intégration des productions renouvelables, et tout spécialement de la production éolienne off-shore,
- ♦ L'interconnexion des systèmes électriques,
- ♦ L'introduction du Courant Continu à Ultra Haute Tension (CCUHT) et des Convertisseurs à Source de Tension (VSC).

Alors que les projets CCHT sont en majorité des systèmes point à point, quelques projets CCHT multi terminaux ont été mis en œuvre. Jusqu'à il y a peu de temps, ceux-ci étaient basés sur des technologies LCC. Un certain nombre de projets CCHT VSC ont été conçus pour être multi terminaux dès leur mise en service et, aujourd'hui, deux projets VSC multi terminaux ont été mis en service en Chine. Dans ce contexte on a assisté sur de nombreux fronts, au cours des 5 dernières années, à des discussions sur la faisabilité des réseaux CC. Il est clair que si les réseaux CC sont appelés à évoluer une certaine normalisation, ou une harmonisation, de la tension continue sera nécessaire. Aujourd'hui la tension de la plupart des projets CCHT est optimisée projet par projet.

Dans la Brochure on traite de la question de la normalisation ou de l'harmonisation ses niveaux de tension CC. La normalisation des tensions CC apporte un certain nombre d'avantages :

- ♦ Limitation du besoin d'équipements de conversion

CC/CC et des coûts associés (CAPEX, pertes) ;

- ♦ Rationalisation des pièces de rechange ;
- ♦ Harmonisation des procédures de maintenance, qui peut se traduire par une réduction des durées de maintenance et une amélioration des index de fiabilité ;
- ♦ Réduction des coûts liés à la qualification des fournisseurs ;
- ♦ Optimisation de la conception des convertisseurs CC et des lignes et câbles, avec la réduction associée des coûts de capital et d'exploitation.

Il faudra tenir compte de ces avantages lors des processus de décision de la planification des systèmes, en intégrant le fait que le choix de la tension CC ne sera plus la seule variable d'optimisation pour les besoins spécifiques d'un projet individuel, ce projet pouvant évoluer ultérieurement vers un réseau CC. Un des objectifs principaux de la Brochure est d'aider les planificateurs des systèmes dans cette analyse.

Description rapide de la brochure

Après deux chapitres d'introduction, la Brochure aborde les questions de choix de la tension CC sous plusieurs angles.

Dans le **chapitre 3** on présente un historique rapide de l'harmonisation, et de la normalisation qui a suivi, des tensions des réseaux CA. Ce rappel donne quelques idées pour les réseaux CC, dont on peut penser qu'ils suivront une trajectoire semblable, de systèmes isolés dont la tension est optimisée individuellement vers des systèmes interconnectés utilisant quelques niveaux de tension normalisés. Dans ce chapitre on discute aussi de la définition de la tension dans les normes actuelles concernant les réseaux CA.

Dans le **chapitre 4** on analyse les projets CCHT actuels et futurs sous l'angle du niveau de la tension CC choisie. Jusqu'à ce jour de nombreux niveaux de tension ont été ...

Recommended voltages for HVDC grids

Members

A. Parisot (FR), M. Boden (GB), G. Sommantico (IT), E. Abildgaard (NO), T. An (CN),
R. Apada (US), C. Bartzsch (DE),
C. Frohne (DE), P. Coventry (GB), K.N Ganesan (IN), V. Hernandez (ES),
C. Jensen (DK), J-L. Limelette (BE), P. Lundberg (SE), T. Murao (JP), M. Szechtman (BR),
U. Sundermann (DE), O. Suslova (RU), P. Tuson (ZA),
P. Yang (CN), B. Yue (CN)

Introduction

While High Voltage Direct Current (HVDC) solutions for bulk power transmission have been developed and implemented commercially since 1954, recent years have seen a strong increase in the number of HVDC projects. This trend is due to a number of factors:

- ♦ The need to transmit large amount of power from remote locations,
- ♦ The integration of renewables specially off shore wind generation,
- ♦ The interconnection of systems,
- ♦ The introduction of the UHVDC and the voltage source converter.

Although the majority of HVDC projects are point-to-point, some multiterminal HVDC projects have been implemented. Until very recently they were limited to the LCC technology. A number of VSC HVDC projects have been designed to be multi-terminal ready and to date at least two multiterminal VSC projects have been commissioned in China. In this context, there have been discussions within the last 5 years on many fronts regarding the feasibility of DC grids. It is clear that if DC grids are to evolve then some standardization or harmonization of the DC voltage levels will be necessary. To date the voltage levels of most HVDC projects are optimized on a project by project basis.

The Brochure tackles the issue of standardizing or harmonizing the dc voltage levels. There are a number of advantages if the dc voltages are standardized:

- ♦ Limiting the need of DC/DC conversion equipment and associated costs (CAPEX, losses);
- ♦ Rationalization of spare parts;
- ♦ Harmonization of maintenance procedures which can lead to reduction of maintenance time and

improvement of reliability indices;

- ♦ Reduction of supplier qualification costs;
- ♦ Optimization of DC converter and line or cable design, with the subsequent reduction in capital and operating costs.

These benefits have to be considered during the system planning decision processes, taking into account that the DC voltage selection will no longer be selected as the only optimization variable for the specific needs of individual projects. Considering that these projects may later evolve into DC grids, one of the main goals of this Brochure is to provide guidance to system planners in making this analysis.

Outline of the brochure

After two introductory chapters, the Brochure approaches the issues of selecting the DC voltage from several perspectives.

Chapter 3 provides a short historical review of harmonization and subsequently standardization of voltages in AC networks. This background provides key insights for DC systems, which can be expected to follow a similar trajectory from isolated systems in which voltage levels are optimized individually to large-scale interconnected systems based on a few standardized voltages. The chapter also discusses voltage definitions in current standards for AC systems.

Chapter 4 reviews existing and future HVDC projects with respect to DC voltages. Until now, many voltage levels have been used in LCC and VSC (as shown in figure 1). Current projects have been point-to-point projects with very few exceptions and for the most part were not planned with a DC grid integration in mind. ...

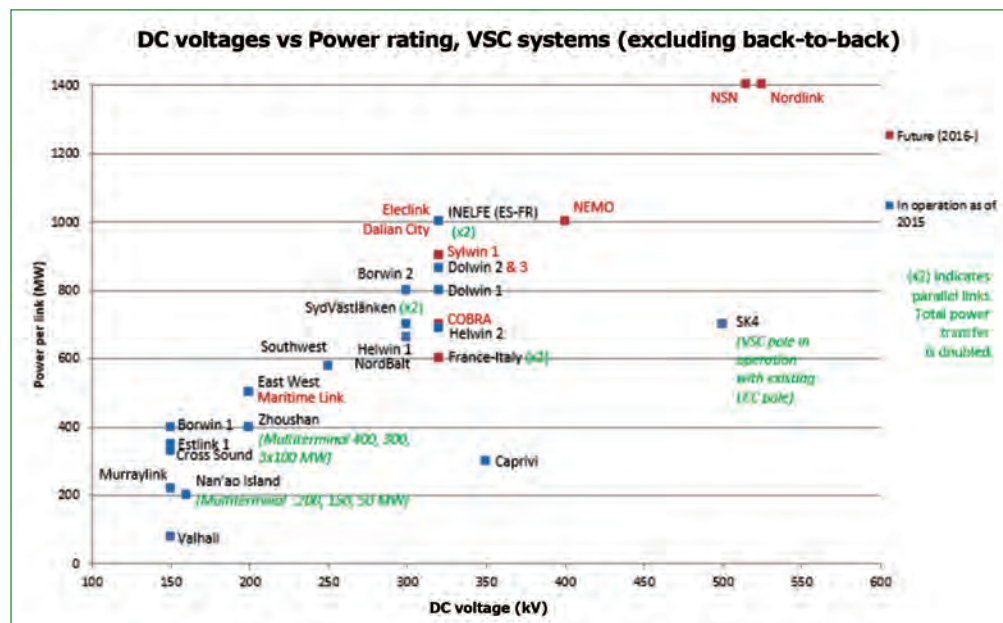


Figure 1 – Tension CC et Puissance nominale des systèmes VSC existants ou planifiés

utilisés en LCC et VSC (comme le montre la Figure 1). Les projets actuels ont été des projets point à point, à très peu d'exceptions près, et pour la plus grande part ils n'ont pas été planifiés avec l'idée d'être intégrés dans un réseau CC.

Dans le **chapitre 5** on trouve des recommandations, à destination des planificateurs de réseau, pour le choix de la tension dans les projets isolés, en soulignant les pour et les contre du choix d'une tension normalisée en fonction des perspectives de réseaux CCHT dans la zone d'intérêt.

Le **chapitre 6** traite des aspects techniques du choix des tensions CC en fonction de paramètres donnés. On examine les limites de tension des composants, en tenant compte d'une approche de conception modulaire. On aborde la question des définitions de tension dans les systèmes CC, et on propose une définition de la tension CC.

Dans le **chapitre 7**, on examine les alternatives au choix initial des tensions, c.à.d. la question des interconnexions ultérieures de systèmes CC de tensions différentes. Les solutions de passage à une tension supérieure et de conversion CC/CC sont discutées, en partant de la littérature sur le sujet.

Dans le **chapitre 8**, sur la base des chapitres précédents, une liste de tensions recommandées pour les systèmes CC est préconisée, ainsi qu'une boîte à outils pour choisir les tensions des systèmes CC pour des projets spécifiques. Cette boîte à outils se présente sous la forme d'un logigramme, avec un outil logiciel préconisé, présenté en Annexe.

D'autres problèmes liés aux réseaux CCHT, au-delà de l'harmonisation et de la normalisation des tensions, sont abordés dans le **chapitre 9**, alors que le **chapitre 10** résume les conclusions et les résultats principaux des travaux. Les conclusions les plus importantes sont reprises ci-après. ...

Design for target power value		Design for highest available power		AC to DC conversion
Recommended DC voltage	Power range GW	Over head	Available cable voltages *	AC voltage (ph-ph)
± 100, 150, 200 kV	Application specific	No inherent limit	EXTR	245 kV 362 kV 362 kV & 420 kV 550 kV
± 250 kV	< 0.5		320 kV	
± 320 kV	(0.5) – 1.0		Tested	
± 400 kV	(1.0) – 1.5		525 kV	
± 500 kV	(1.5) – 3.0		600 kV	
± 600 kV	(3.0) – 4.0			
± 800 kV	(4.0) – 8.0			
± 1100 kV	< 12			

* Corresponding DC voltages As of end 2016

Figure 2 – Tensions CC recommandées proposées

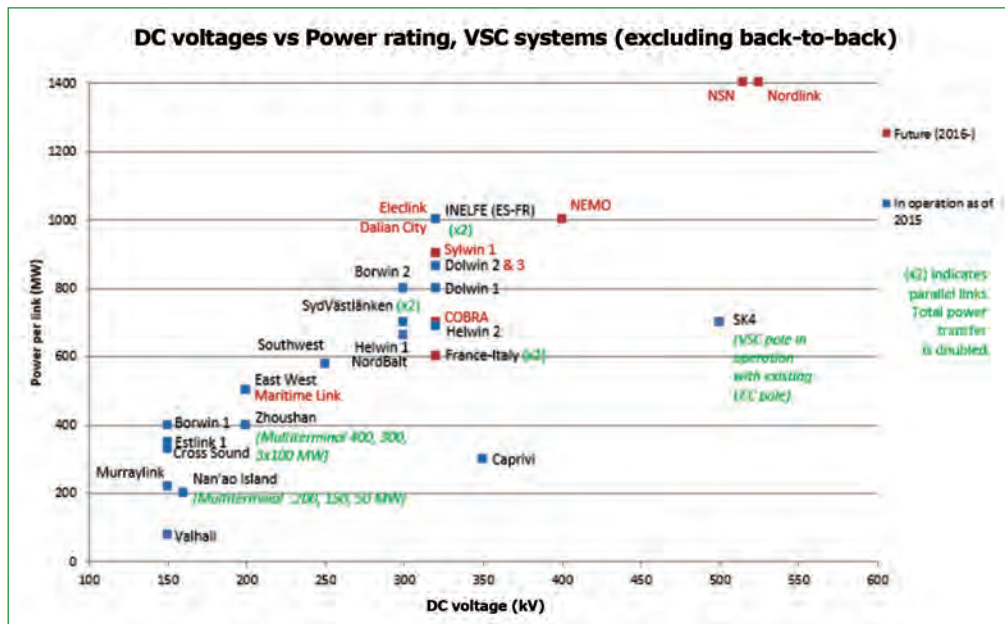


Figure 1 – DC voltage vs Power rating for existing and planned VSC systems

Chapter 5 is intended to provide guidance to the system planner for choosing DC voltages in individual projects, highlighting the pros and cons of choosing harmonized DC voltages depending on the outlook of HVDC grids in the area of interest.

Chapter 6 discusses technical aspects regarding the choice of DC voltages for given project parameters. Voltage limits for components are reviewed, taking into account modular design approaches. The chapter also discusses voltage definitions in DC systems, and a proposed definition for the DC voltage.

Chapter 7 reviews alternatives to an initial choice of harmonized voltages, i.e. later interconnection of DC systems with different voltages. Voltage upgrading and DC/DC conversion solutions are discussed based on available literature.

Chapter 8 builds upon the previous chapters to propose a list of recommended voltages for DC systems, and a toolbox to choose DC system voltages for specific projects. This toolbox takes the form of a flowchart, with a proposed software tool presented in the appendices.

Chapter 9 discusses other challenges to HVDC grids beyond the harmonization and standardization of voltages, while **chapter 10** summarizes the main conclusions and results of the Brochure. Key conclusions are briefly discussed below.

Key conclusions of the brochure

Recommended voltages for hvdc grids

Based on three main drivers for the choice of voltage in HVDC grids, the Brochure recommends a list of voltages...

Recommended DC voltage	Design for target power value		Design for highest available power	AC to DC conversion	
	Power range GW	Over head	Available cable voltages *	AC voltage (ph-ph)	
± 100, 150, 200 kV	Application specific	No inherent limit	EXTR		
± 250 kV	< 0.5		320 kV	245 kV	
± 320 kV	(0.5) – 1.0		Tested	362 kV	
± 400 kV	(1.0) – 1.5		525 kV	362 kV & 420 kV	
± 500 kV	(1.5) – 3.0			550 kV	
± 600 kV	(3.0) – 4.0				
± 800 kV	(4.0) – 8.0				
± 1100 kV	< 12				

Figure 2 – Proposed recommended DC voltages

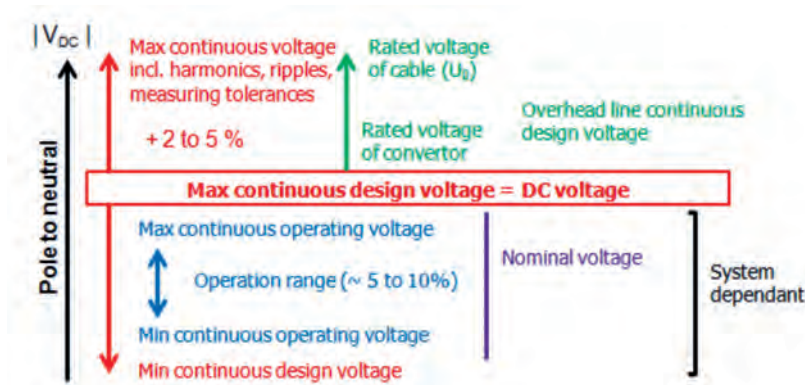


Figure 3 – Définition adaptée des tensions permanentes et nominales des réseaux CC

Les conclusions essentielles

Recommandations des tensions pour les réseaux CCHT

Partant des trois motivations principales du choix de la tension des réseaux CCHT, on recommande une liste de tensions à utiliser dans les projets futurs (Figure 2). Ces valeurs de tension sont associées à des plages de puissance typiques attendues pour les projets futurs, et permettront une transition des réseaux CA dont la tension est normalisée aux réseaux CC. Il faut reconnaître cependant que quelques projets voudront toujours choisir la dernière technologie disponible, en fonction des besoins de capacité de transport ou d'optimisation de réseau, même si la valeur de tension correspondante n'est pas en ligne avec celles qui sont recommandées.

Définitions de la tension dans les réseaux CCHT

En plus des valeurs effectives recommandées, le choix de définitions de tension claires et cohérentes dans tous les nouveaux projets est une exigence essentielle pour permettre d'aller vers les réseaux CCHT. Aujourd'hui en matière de définition des tensions d'un projet les pratiques sont diverses et, pour les planificateurs et les concepteurs de réseau, ceci peut créer une forte ambiguïté.

Partant des définitions actuelles des normes CEI et des pratiques courantes pour les réseaux CA, on propose dans la Brochure une définition de la «tension CC» d'un réseau CCHT, qui est « la tension moyenne ou médiane d'exploitation la plus élevée, excluant les harmoniques et les surtensions de commutation ». La relation avec les autres valeurs de tension en régime permanent est explicitée dans la Figure 3.

Cette définition devait être complétée d'une révision globale de la coordination de l'isolement des réseaux CCHT, qui fournira des définitions complémentaires applicables aux transitoires. La norme CEI 60071-5 contient des informations pour les systèmes LCC et un Groupe de Travail

CIGRE (B4.71) va les étendre au cas des systèmes VSC.

Quand utiliser les tensions recommandées

Aujourd'hui les projets CCHT sont encore pour la plupart des systèmes point à point, et les perspectives d'évolution de ces systèmes comme constituants d'un réseau maillé CCHT plus grand sont incertaines. L'utilisation des tensions recommandées peut ne pas être jugée comme essentielle car la tension est choisie pour optimiser le coût du projet. Mais il est recommandé d'utiliser les valeurs de la Figure 2 pour rendre plus facile l'évolution ultérieure vers des réseaux CCHT futurs plus grands.

De fait quelques projets multi terminaux ont déjà été mis en service ou sont en cours de mise en service et, dans plusieurs zones du monde, des études de planification à long terme envisagent des réseaux CCHT maillés. Dans ce contexte l'utilisation de valeurs de tension harmonisées va devenir de plus en plus importante pour l'optimisation des coûts de capital comme d'exploitation. En plus l'utilisation de tensions normalisées apporterait des avantages opérationnels supplémentaires aux opérateurs de système, tels que des durées moindres de maintenance des équipements CCHT et, par voie de conséquence, une souplesse plus grande du système. La planification devrait par conséquent intégrer cette perspective et pourrait tirer profit des recommandations de cette Brochure. L'examen de l'historique des tensions CA va tout à fait dans le sens de cette approche d'anticipation de l'évolution à long terme, avec des valeurs recommandées de la tension CC à choisir à chaque fois que c'est possible.

En même temps, dans la mesure où la technologie VSC est encore en évolution, on peut considérer qu'il est trop tôt pour définir une norme des tensions CC. L'avantage des valeurs recommandées sera de limiter le nombre des tensions utilisées dans les futurs projets, dans la mesure où on anticipe qu'une grande partie des projets suivront les directives de la Brochure. A l'avenir ceci devrait faciliter la normalisation et réduire le coût global de la transition vers les réseaux CC. ■

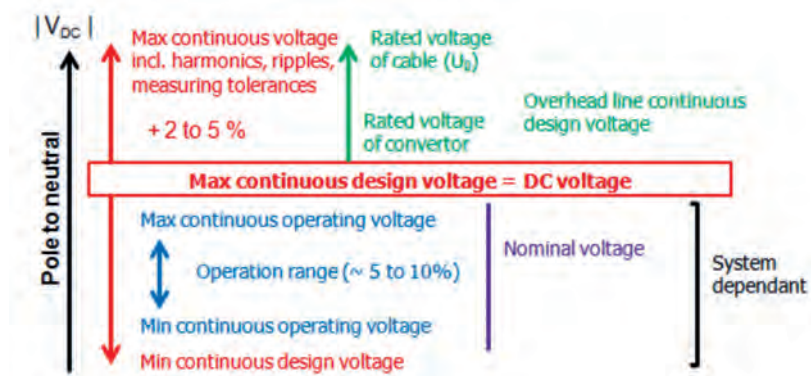


Figure 3 - Relevant continuous and rated voltage definitions in DC systems

to be used in future projects (figure 2). These values correspond to typical power ranges as expected in future projects, and will allow for transition from AC systems with standardized voltages to DC systems. We recognize that some projects will tend to use the latest available technology, based on power requirements or system optimization, even if the corresponding voltage may not be in line with the recommended values.

Definition of the voltage for HVDC grids

Apart from the actual recommended values, the use of clear and consistent voltage definitions in all new projects is a key requirement to enable the progression towards HVDC grids. At present, there are different practices in defining the voltage of a project. This can create strong ambiguity for the system planners and designers.

Based on current definitions in IEC standards and established practices in AC systems, the Brochure proposes a definition for the “DC voltage” of an HVDC grid, as “the highest mean or average operating voltage excluding harmonics and commutation overshoots”. The relationship with other steady state voltage quantities is shown in figure 3.

This definition should be complemented with an overall review of insulation coordination in HVDC systems, which will provide additional terminology applicable to transients. IEC 60071-5 already provides information for LCC systems and a dedicated CIGRE WG (B4-71) will expand this material for VSC systems.

When to use recommended voltages

At present, most HVDC projects are still point-to-point systems, and the outlook for these systems to evolve into or become part of larger meshed HVDC grids is uncertain. The use of recommended voltages may not be deemed essential as the voltage can be used to optimize the cost of the project. However, we recommended the use of values in figure 2 in order to facilitate the later progression towards larger HVDC systems in the future.

Indeed, some multi-terminal projects have already been commissioned or are ongoing, and long-term system planning studies in several areas of the world are considering meshed HVDC grids. In this context, the use of harmonized voltages will increasingly become essential in order to optimize both capital and operational costs. Furthermore, the use of standardized voltages would provide additional operational benefits for system operators, such as lower maintenance time for HVDC equipment and therefore increased flexibility for the system. System planning should therefore include this outlook and can benefit from the recommendations in this Brochure. The historical review of AC voltages strongly supports this approach of anticipating long-term evolution, with recommended DC voltage values to be used wherever possible.

At the same time, since the VSC technology is still evolving, one may consider that it is too early to establish a standard for DC voltages. The benefit of the recommended values will be to limit the number of voltages used in future projects, as we expect a large share of projects will follow the proposed guidelines of this Brochure. This should facilitate standardization in the future and lower the overall cost of transitioning to DC grids. ■

BROCHURE N° 684

(en anglais seulement)

(in English only)

Disponible sur / Available on:

www.e-cigre.org

Prix non-Membres / Non-Member Price:

130 €

Purchase (non-members)

Free download (members)

Solutions de communication pour les échanges d'informations dans la fourniture intelligente de l'électricité

Membres

J. Piotrowski, Chef de file (PL), A.R. Thomas, Secrétaire (GB) M. Cabanes (ES),
F. Castro (ES), L. Colton (US), J. Darne (ES), R. Hourdouillie (FR), J.J. Lee (KR),
M. Mesbah (FR), I. Nedelcu (RO), J. Raymond (CA), H. Spiess (CH),
L. Watts (AU), W. Zeitler (DE)

Membres Correspondants

T. Canals (ES), C. Fores (FR), J. Gajica (SR), T. Godfrey (US), S. Grijalva (US),
B. Hamilton (US), D. Hettich (US), M. Jurczyk (PL), M. Kamiski (PL), T. Miyazaki (JP),
A. A. Munsuri (ES), R. Napolitano (IT), T. Rozwalka (PL), Z. Shahari (MY), J. Starck (FI)

Introduction

Le développement des réseaux intelligents (Smart Grids) sera sous-tendu par des télécommunications et des techniques de l'information (TI). Dans beaucoup de pays la première vague de leur développement s'est concentrée sur le client, avec le déploiement des compteurs intelligents. Le Groupe de Travail a voulu examiner si les technologies de communication actuelles peuvent assurer les besoins de communication de la plus récente génération de compteurs. Il y a eu une certaine crainte de voir les fonctionnalités supplémentaires conduire à des exigences de performance au-delà des capacités des systèmes de communication disponibles.

Bien qu'il y ait de nombreuses solutions de communication parmi lesquelles on peut choisir, elles peuvent ne pas être disponibles dans les mêmes conditions pour toutes les compagnies d'électricité qui déploient des compteurs intelligents. Dans la Brochure Technique (BT) on examine les contraintes et on constate qu'il existe des facteurs non techniques importants, spécifiques aux pays et induits par la réglementation, qui limitent les solutions réellement disponibles pour les compagnies d'électricité.

Un important aspect des travaux a consisté à identifier les tendances en matière d'exigences techniques de performance des systèmes de communication. Partant de ce travail un ensemble de niveaux de service et de performances adaptés aux systèmes de comptage intelligent, a été déterminé et est présenté dans la Brochure.

Champ et méthodologie des travaux

Quand une compagnie d'électricité lance un déploiement de compteurs intelligents, elle a à choisir parmi une large

gamme de solutions de communication potentielles, chacune avec ses propres défenseurs. Pour le non-spécialiste on peut classer ces solutions entre radio, communication large bande et transmission sur les liaisons électriques, et mises à disposition par un opérateur de télécommunication ou par la compagnie d'électricité. Le tableau 1 résume ces solutions :

Radio	Large bande	Liaison électrique
Fourni par un opérateur mobile public :	Fourni par un opérateur télécom public :	Fournie par La compagnie d'électricité :
4G, 3G, GPRS	XDSL	BPSK
CDMA, EV-DO	FTTH	SFSK
	Liaison Satellite	OFDM
Fourni par la compagnie d'électricité privée :		
Radio cellulaire		
Radio UHF à grande distance		
WiMax		

Tableau 1 - solutions de communications

Dans cette Brochure on s'intéresse à la liaison de communication avec le compteur intelligent, qui est réalisée soit via un concentrateur local de données dans le cas de communication par les lignes électriques et par radio cellulaire, ou directement depuis l'infrastructure moderne de comptage (AMI) jusqu'au compteur dans le cas du mobile public ou de la large bande. Les Figures 1 et 2 présentent ces deux architectures. ...

Communication solutions for information exchange in the smart delivery of electrical energy

Members

J. Piotrowski, Convenor (PL), A.R. Thomas, Secretary (GB) M. Cabanes (ES), F. Castro (ES), L. Colton (US), J. Darne (ES), R. Hourdouillie (FR), J.J. Lee (KR), M. Mesbah (FR), I. Nedelcu (RO), J. Raymond (CA), H. Spiess (CH), L. Watts (AU), W. Zeitler (DE)

Corresponding Members

T. Canals (ES), C. Fores (FR), J. Gajica (SR), T. Godfrey (US), S. Grijalva (US), B. Hamilton (US), D. Hettich (US), M. Jurczyk (PL), M. Kamiski (PL), T. Miyazaki (JP), A. A. Munsuri (ES), R. Napolitano (IT), T. Rozwalka (PL), Z. Shahari (MY), J. Starck (FI)

Introduction

The developing smart grid will be underpinned by telecommunications and IT. In many countries the first wave development has been focused on the customer with the rollout of smart meters. This Working Group wanted to examine whether the available communications technologies can support the communications needs of the latest generation of meters. There has been concern that the increased functionality was pushing the demands for performance beyond the capability of the available communications systems.

Although there are many possible communications solutions to choose from they may not all be equally available to every utility rolling out smart meters. The Technical Brochure (TB) looks at the constraints and identifies that there are major non-technical factors which limit the solutions available to utilities which are country specific and driven by regulation.

An important aspect of this work has been the identification of trends in the technical requirements for communications system performance. From this a set of service and performance levels appropriate for current smart metering systems has been developed and presented in the TB.

Scope and methodology

When starting a smart meter rollout a utility has a wide range of potential communications solutions to choose from each with its own proponents. For the non-specialist, these can be split between radio, broadband and powerline transmission provided by either a public telco or by the utility and summarised in table 1:

Radio	Broadband	Power Line
Public mobile operator provided: 4G, 3G, GPRS CDMA, EV-DO	Public telco provided: XDSL FTTH Satellite link	Utility provided: BPSK SFSK OFDM
Private utility provided: Mesh radio Long range UHF radio WiMax		

Table 1 - Communications solutions

The focus of this TB is on the communications link to the smart meter, this is either via a local data concentrator in powerline communications and mesh radio or direct from the Advanced Metering Infrastructure (AMI) to the meter for public mobile or broadband. These two architectures are illustrated in Figure 1 and 2.

The Working Group set itself three objectives:

- ♦ To consider the factors which influence the selection of the smart meter communications technology;
- ♦ To understand how the functionality of smart meters may be changing and how that is affecting the selection of communications technology;
- ♦ To identify and present case studies to share lessons learned from the completed implementations with those utilities planning smart metering rollouts.

...

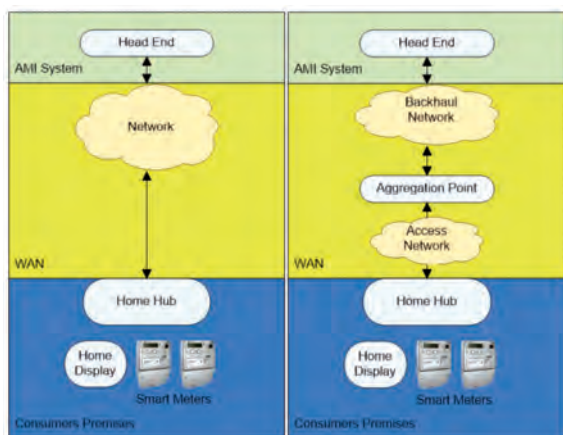


Figure 1 - Direct jusqu'au compteur

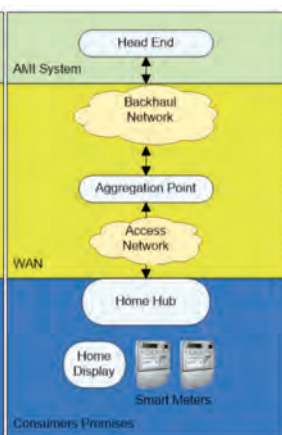


Figure 2 - Avec point de regroupement

Le Groupe de Travail s'est donné trois objectifs :

- ♦ Analyser les facteurs qui conditionnent le choix de la technologie de communication du compteur intelligent ;
- ♦ Comprendre comment les fonctionnalités du compteur intelligent pourraient changer et comment cela impacterait le choix de la technologie de communication ;
- ♦ Identifier et présenter des études de cas, pour partager les leçons tirées des mises en place terminées avec celles des compagnies d'électricité qui planifient des déploiements de compteurs intelligents.

La première tâche a consisté à recueillir des données sur les déploiements importants de compteurs intelligents. Un questionnaire a été mis au point et diffusé aux compagnies d'électricité dont il était connu qu'elles réalisaient des déploiements importants de compteurs intelligents, en cours ou terminés. Très vite il est apparu que les compagnies étaient réticentes à partager les données de performance, qui étaient commercialement sensibles, aux plans contractuel ou réglementaire. Quatorze compagnies ont fourni des données relatives aux performances demandées à leurs compteurs intelligents, et trois compagnies ont fourni des études de cas sur des déploiements en cours. Ces études de cas présentent un intérêt particulier et mettent en lumière les problèmes et les succès du monde réel en matière de déploiement des communications sur lignes électriques (CPL).

Description

Structure de l'industrie

La déréglementation de l'industrie de fourniture de l'électricité a conduit à des régimes significativement différents de réglementation et de propriété, qui ont des impacts importants sur le choix de la solution de communication des compteurs intelligents. Dans la BT on présente trois structures, mais le plus fort impact se constate là où la propriété du compteur est séparée de celle du réseau de distribution, comme cela s'est produit par exemple au Royaume-Uni. Cette situation favorise des communications de compteurs directes par radio et fait que la solution des communications sur lignes électriques (CPL) est difficile à mettre en œuvre.

Normes et technologie

Les Communications sur lignes électriques (CPL) sont la technologie la plus communément déployée, mais cette technologie est couverte par plusieurs normes concurrentes et les contributeurs de l'enquête utilisent Prime, Meters&More et OSGP. Ces normes sont incompatibles, mais une fois qu'une norme a été retenue la compagnie utilise des équipements de fournisseurs multiples. Dans la BT on analyse les problèmes liés à aux fournisseurs multiples, on les identifie et on souligne le besoin d'essais de conformité et de compatibilité pour démontrer que les fournisseurs ne personnalisent pas leurs équipement au-delà des exigences des normes.

Les communications radio sont largement utilisées aux Etats-Unis là où un spectre de fréquences adapté a été attribué aux compagnies d'électricité. L'absence de fréquences a limité leur usage dans d'autres régions, et tout particulièrement en Europe où les CPL constituent la technologie prédominante.

Le Royaume Uni est l'exception et a adopté soit la 3G/GRPS fournie par un opérateur mobile public, soit la radio UHF (450 MHz), le pays étant partagé en deux zones. La solution UHF est déployée dans la partie rurale du Nord de l'Angleterre et dans l'ensemble de l'Ecosse.

Fonctionnalités

Les résultats de l'enquête ont été analysés pour déterminer la relation qui existe entre les fonctionnalités du compteur et les performances requises des communications pour le service de comptage. Cette analyse vise à déterminer :

- ♦ Où les fonctionnalités ont été élargies ;
- ♦ Si les fonctionnalités requises ont augmenté avec le temps ;
- ♦ Si les fonctionnalités élargies conduisent à des exigences accrues en matière de communications.

Il est clair que les fonctionnalités des compteurs intelligents ont convergé, avec un noyau dur de fonctions qu'on retrouve pour tous les déploiements et des fonctions hors noyau dur (tableau 2) qui ont été mises en œuvre en fonction des exigences du régulateur, pour répondre aux conditions locales.

Il n'a pas été constaté que les fonctionnalités se sont accrues significativement entre 2008 et 2015. Cependant les installations récentes montrent une tendance à intégrer la plupart ou toutes les fonctionnalités hors noyau dur. En conséquence les exigences globales de communication n'ont pas crû du fait des fonctionnalités nouvelles ou élargies. A partir des données issues de l'enquête on a pu dans la BT décrire le consensus qui émerge en matière de performances attendues des communications des compteurs intelligents. A titre de guide pour les compagnies d'électricité, on propose un ensemble de paramètres de performance pour un niveau de service modèle.

Etudes de cas

Trois études de cas sont présentées, une d'Enel en Italie et en Espagne, et une d'Energia et une de Tauron en Pologne, toutes sur des déploiements importants de compteurs intelligents en cours.

...

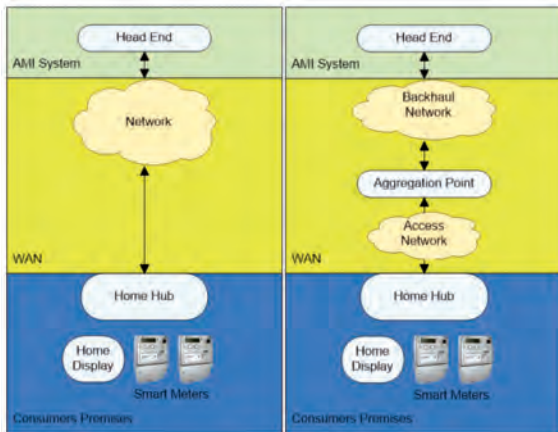


Figure 1 - Direct to meter

Figure 2 - Aggregation point

The first task was to gather data on the performance of major smart meter rollouts. A questionnaire was developed and circulated to utilities which were identified as having large smart meter rollouts either in progress or completed. It quickly became apparent that utilities were reluctant to share performance data which was either contractually or regulatory commercially sensitive. Fourteen utilities provided data relating to the required performance of their smart meter communications and three utilities provided detailed case studies of current rollouts. These case studies are of particular interest and highlight real world problems and successes relating to Powerline Communications (PLC) deployment.

Description

Industry structure

Deregulation of the supply industry has led to significantly different regulatory and ownership regimes which have a significant impact on the selection of a smart meter communications solution. The TB illustrates three main structures but the biggest impact is where ownership of the meter is separated from the distribution network as has happened for example in the UK. This favours radio based direct to the meter communications and makes a Power Line Communications (PLC) solution difficult to implement.

Standards and technology

Powerline Communications (PLC) is the most commonly deployed technology but it is fragmented into competing standards, our survey respondents are using Prime, Meters&More and OSGP. These standards are incompatible but once a standard has been chosen utilities are using equipment from multiple vendors. The TB considers the issues of using multiple vendors and identifies key issues and emphasises the need for compliance and compatibility testing to demonstrate that vendors are not customising their equipment outside the requirements of the standard.

Radio communications is well used in the United States where suitable spectrum has been allocated to utilities. Lack

of spectrum has limited its use in other regions especially in Europe where PLC is the predominant technology.

The UK is an exception to this and has adopted either public mobile operator provided 3G/GPRS or UHF (450MHz) radio split into two regions of the country. The UHF solution is deployed in the more rural area of northern England and the whole of Scotland.

Functionality

The survey results were analysed to determine what linkage there is between the functionality of the smart meters and the performance requirements of the communications required to support the meter. This analysis seeks to identify:

- ◆ Where functionality has been increased;
- ◆ Has the required functionality increased over time;
- ◆ Whether increased functionality is driving higher communications specifications.

It is clear that the functionality of smart meters has converged, with core functions being implemented in all rollouts and non-core functions (table 2) being implemented as required by the industry regulator to meet local conditions.

We found no-evidence that the functionality has increased significantly between 2008 and 2015. However, recent implementations have tended to include most or all of the non-core functions. Therefore the overall demands on the communications have not increased due to new or expanded functionality. Using the survey data, the TB has been able to identify an emerging consensus in the performance, which is required from smart meter communications. As a guide to utilities, we have proposed a set of performance parameters for a model service level agreement.

Case studies

Three case studies are presented: one from Enel in Italy and Spain and one each from Energa and Tauron in Poland, all of whom are in progress with major smart meter rollouts. These utilities have been happy to share their experiences and have highlighted some interesting points, which may be of value to other utilities embarking on their own roll-outs. The availability of meter data varied in the three use cases. Tauron reported 99.5% daily availability of all meter data, as compared to Energa who reported 96% daily availability of meter data, while Enel did not provide specific data. This illustrates the varied actions that might be needed and are planned to optimize performance.

The complexity of a modern Advanced Metering Infrastructure (AMI) is illustrated in Figure 3 (diagram used by courtesy of Energa).

An interesting and potentially worrying development is the identification of high levels of radio interference on the LV mains caused by low energy LED light fittings, which can affect PLC communications to the meter. While there are regulations...

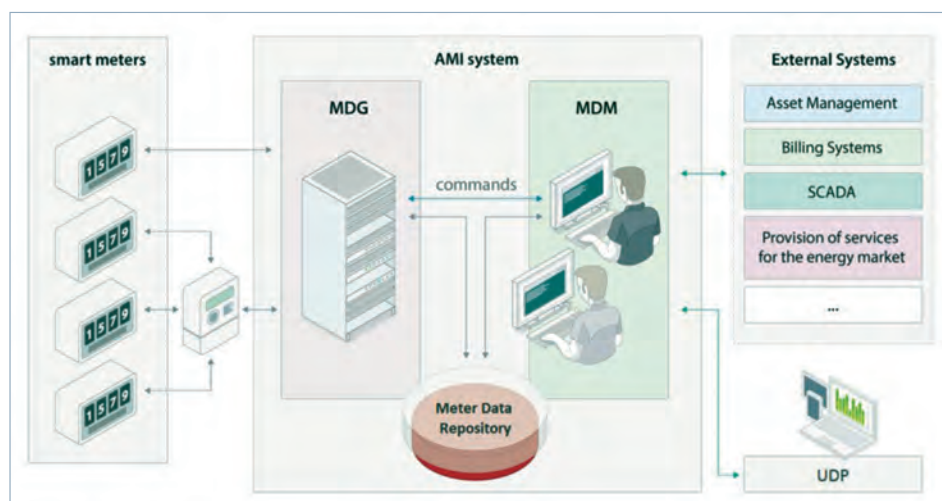


Figure 3 - Une architecture AMI moderne

Note : Le Portail des données de compteur (MDG) est plus communément connu comme le Système Frontal (HES)

Fonctionnalités du compteur intelligent	
Noyau dur	Lecture du compteur
	Commande de déconnexion
	Mesure de la tension
	Message de perte d'alimentation
	Alarme de fraude
	Profil de consommation
	Téléchargement du micrologiciel
Hors noyau	Gestion de la charge (Charge contrôlable)
	Mise à disposition de données pour usage domestique
	Collecte de données de qualité de service (CEI 50160 ou autre norme)
	Système tarifaire avancé
	Contrôle de l'injection de production (production contrôlable)
	Mise à disposition d'équipement de domotique

Tableau 2 - Fonctions des Compteurs Intelligents

Ces compagnies ont été heureuses de partager leurs expériences et ont mis en exergue quelques points intéressants, qui peuvent présenter un certain intérêt pour les compagnies qui lancent leurs propres déploiements. Les données concernant les compteurs sont variables selon les cas. Tauron fait état d'une disponibilité journalière de 99,5% pour les données des compteurs, quand Enerna fait état de 96% de disponibilité

journalière, alors qu'Enel ne fournit aucune donnée spécifique. Ceci montre quelles pourraient être les différentes actions nécessaires, et celles qui sont planifiées, pour optimiser les performances.

La complexité d'une Infrastructure Avancée de Comptage (AMI) moderne fait l'objet de la figure 3. (Schéma utilisé avec l'accord de Enerna).

Un point intéressant, et potentiellement préoccupant est la constatation de niveaux élevés d'interférences radio sur les antennes BT, provoquées par les équipements d'éclairage LED de faible énergie, qui peuvent affecter les communications CPL des compteurs. Bien qu'il y ait des réglementations qui se rapportent à ce problème, beaucoup de constructeurs de ces dispositifs ne respectent pas les réglementations du CISPR (Comité International sur les Interférences Radio). Ce point et le besoin de possibles exigences de certification devait être surveillé et pourrait être le domaine d'une étude future du CIGRE.

Conclusions

Alors qu'à première vue les compagnies d'électricité se trouvent en face d'un large choix de solutions de communications, celui-ci peut être rapidement réduit par des contraintes externes telles que la structure de l'industrie, la disponibilité du spectre de fréquences et des décisions réglementaires. Elles peuvent conduire à éliminer des catégories entières de technologie avant même d'avoir rédigé des spécifications ou évalué des coûts, comme par exemple les CPL au Royaume-Uni et les réseaux radio cellulaires dans la majorité de l'Europe. En plus, naturellement, les technologies ne présentent pas les mêmes performances. Cependant, et indépendamment de la façon dont les options peuvent être contraintes, il semble qu'on dispose aujourd'hui de technologies qui sont aptes à assurer les fonctionnalités imposées par les régulateurs et exigées par les compagnies d'électricité. ■

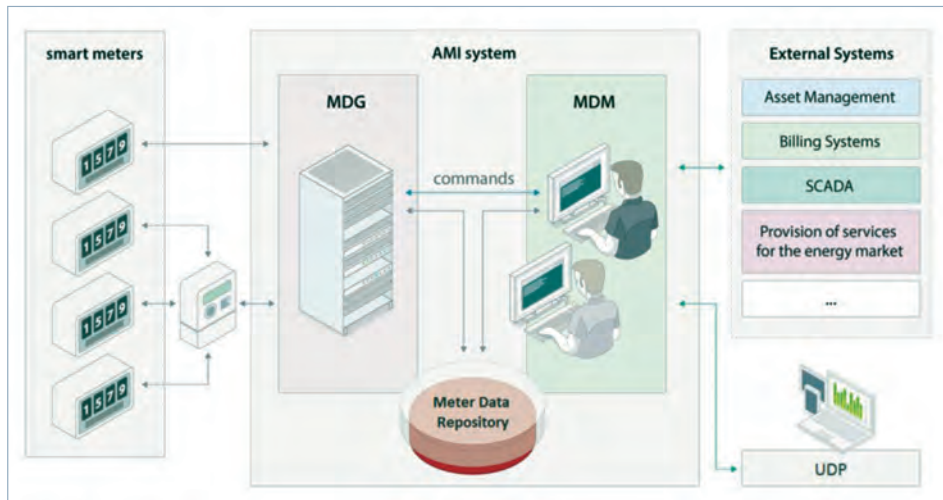


Figure 3 - A modern AMI architecture

Note: The Meter Data Gateway (MDG) is more commonly known as the Head End System (HES)

Smart Meter Functionality	
Core	Meter reading
	Disconnect Switch
	Voltage measurement
	Loss of supply message
	Tamper alarm
	Load Profile
	Firmware download
Non-core	Load management (Controllable Load)
	Data provided for home use
	Power quality data gathering (IEC50160 or other standard)
	Advanced tariff system
	Feed in management (controllable generation)
	Home Display equipment provided

Table 2 - Smart Meter Functions

that address this issue, many of the producers of these devices do not respect the CISPR (International Special Committee on Radio Interference) regulations. This development and the need for possible certification requirements should be monitored and may be an area for future study by CIGRE.

Conclusions

While at first appearance a utility is faced with a wide choice of communication solutions, this can be quickly constrained by external factors such as the industry structure, radio spectrum availability and regulatory decisions. This can quickly eliminate whole classes of technology before any tenders are written or costs evaluated, for example PLC in the UK and mesh radio in much of Europe. In addition, of course, not all technologies perform the same. However, regardless of how the options may be constrained, it appears to the authors that at this time there are technologies available that are able to support the functionality imposed by regulators and required utilities. ■

BROCHURE N° 685

(en anglais seulement)

(in English only)

Disponible sur / Available on:

www.e-cigre.org

Prix non-Membres / Non-Member Price:

130 €

Purchase (non-members)

Free download (members)

Réduction des effets des arcs dans les appareillages MT

Membres

D. Fulchiron, Chef de file (FR), G. Kachelrieß, Secrétaire (DE), A. Brandt (DE), L. Del Rio Etayo (ES), J. Douchin (FR), T. Du Plessis (ZA), A. Gardner (US), M. Grote (DE), T. Hintzen (DE), J. Kjørnås (NO), J. Meehan (CA), I. Ndiaye (US), M. Palazzo (CH), S. Singh (DE), P. Skryten (NO), Y. Tits (BE), K. Tsuchiya (JP)

Introduction

L'apparition d'arcs dans les appareillages de connexion MT implique en principe une défaillance d'isolement entre des conducteurs de phases ou entre les conducteurs de phases et la terre, qui se produit à l'intérieur ou sur l'appareillage. Les effets de ces arcs dans les appareillages MT provoquent des risques importants pour la sécurité des exploitants et aussi du public qui peut avoir accès aux installations de ces équipements, et également pour l'état de l'installation électrique et pour sa disponibilité.

Les causes de ces défaillances d'isolement peuvent être attribuées à différents facteurs d'exploitation et de conception, et peuvent être le vieillissement et la détérioration de l'état de l'installation, les pratiques incorrectes dans la mise en place des appareillages MT et des extrémités de câbles dans les appareillages MT, procédures de maintenance inadéquates, des attaques ou des pénétrations de vermine, des erreurs humaines, des spécifications inappropriées des équipements, etc.

Pour éviter ces défaillances d'isolation dans les appareillages MT au niveau de la fabrication, toutes les nouvelles générations de normes des appareillages MT exigent des essais de type plus coûteux, pour garantir que la conception et les performances de l'appareillage sont correctes. Toutefois, pour le cas d'une défaillance imprévue de l'isolement, ces normes prévoient des essais de type des événements de sécurité et des performances de tenue à l'arc interne des appareillages MT. Une classe d'arc interne (IAC) est normalement assignée à l'équipement qui est testé pour la sécurité des événements et la tenue à l'arc interne, et elle définit les paramètres d'essai en matière de niveau du défaut en réseau, de durée du défaut et position relative des membres du public et des opérateurs par rapport à l'équipement.

Pour prévenir les effets des arcs dans les appareillages MT l'idéal serait donc de s'assurer que tous les appareillages MT satisfont les exigences des essais de type les plus récents en matière de tenue diélectrique et de tenue aux arcs internes. Les coûts associés au remplacement à grande échelle des appareillages anciens, qui ne sont pas conformes en termes de tenue à l'arc interne et pas conformes aux dernières normes des appareillages MT, font que ce n'est pas une option acceptable pour la plupart des utilisateurs finaux, et il faut donc faire appel à des solutions de réduction des effets des arcs dans les appareillages MT.

La Brochure décrit les effets des arcs dans les appareillages MT et elle présente, et analyse, les solutions de réduction des effets des arcs dans les appareillages MT qui sont commercialement disponibles.

Champ des investigations / Méthodologie

Les travaux portent sur les appareillages MT sous enveloppe métallique ($> 1 \text{ kV}$, $\leq 52 \text{ kV}$), et sur les fonctions qui sont adjointes aux appareillages MT sous enveloppe métallique, spécialement pour réduire les effets des défauts d'arc internes. Cependant on ne s'intéresse pas dans la Brochure aux dispositifs de protection utilisés historiquement tels que les relais de surintensité, les fusibles, et les limiteurs de courant de défaut, qui peuvent également avoir un impact sur la limitation de l'effet des arcs, parce que ces dispositifs font par ailleurs partie des plans de protection et ne sont pas dédiés spécifiquement à la réduction de l'effet des arcs.

La méthode utilisée a consisté à faire le point des effets connus, étudiés et exposés, qui se produisent lorsque des ...

Mitigating the effects of arcs in M.V. switchgear

Members

D. Fulchiron, Convenor (FR), G. Kachelrie-, Secretary (DE), A. Brandt (DE), L. Del Rio Etayo (ES), J. Douchin (FR), T. Du Plessis (ZA), A. Gardner (US), M. Grote (DE), T. Hintzen (DE), J. Kjørnås (NO), J. Meehan (CA), I. Ndiaye (US), M. Palazzo (CH), S. Singh (DE), P. Skryten (NO), Y. Tits (BE), K. Tsuchiya (JP)

Introduction

Arcs in MV switchgear imply in principle an insulation failure between conductor phases or between conductor phases and earth, occurring inside or on MV switchgear. The effects of these arcs in MV switchgear hold significant risks to the safety of both operators the public that may have access to these equipment installations, and also to the electrical plant health and electrical plant availability.

The reasons for these insulation failures may be attributed to various operational and design factors, and may include; ageing and deteriorating plant health, incorrect installation practices for MV switchgear and cable terminations in MV switchgear, inadequate maintenance procedures, vermin access or entry, human error, inadequate equipment specifications, etc.

To prevent these insulation failures in MV switchgear from a manufacturing perspective, all newer generation MV switchgear standards include more onerous type test requirements to ensure the adequate dielectric design and performance of the switchgear. In the event however of an unforeseen insulation failure, these standards then also make provision for the type testing of the safe venting and internal arc withstand performance for arcs in MV switchgear. An internal arc classification (IAC) is normally assigned for safe venting and internal arc withstand compliant type tested equipment to state the tested parameters of system fault level, fault duration and relative position of public members or operators to the equipment.

The ideal for preventing the effects of arcs in MV switchgear will thus be to ensure that all installed MV

switchgear complies with the latest type test requirements for dielectric and internal arc withstand. The costs associated to perform a full scale replacement of older non internal arc and latest standard non-compliant MV switchgear is however not an affordable option for most end users, and hence mitigation solutions for the effects of arcs in MV switchgear are required.

This Brochure was effective to describe the effects of arcs in MV switchgear and to identify and review commercially available arc effect mitigation technology solutions in MV switchgear.

Scope / Methodology

The scope of the Brochure applies to MV metal enclosed switchgear ($> 1 \text{ kV}$, $\leq 52 \text{ kV}$) and functions which are specifically added to the MV metal enclosed switchgear to mitigate the effects of internal arc faults. The Brochure does not however consider historically used protective devices such as over-current relays, fuses, and fault-current limiters, which may also have an effect on the limitation of arc effects, as these devices are already part of the protection plan and not specifically dedicated to arc effects mitigation.

The methodology applied was to summarise known effects studied and reported during arcs in MV metal enclosed switchgear, review commercially available types of solutions for the mitigation of arcs effects in MV switchgear, to provide end users of mitigation solutions with useful engineering considerations, and to perform a survey which obtained the users feedback on arc effects and the mitigation thereof. Contributions were made by all group members from various country backgrounds to ensure the accurate capturing of technical facts and ...

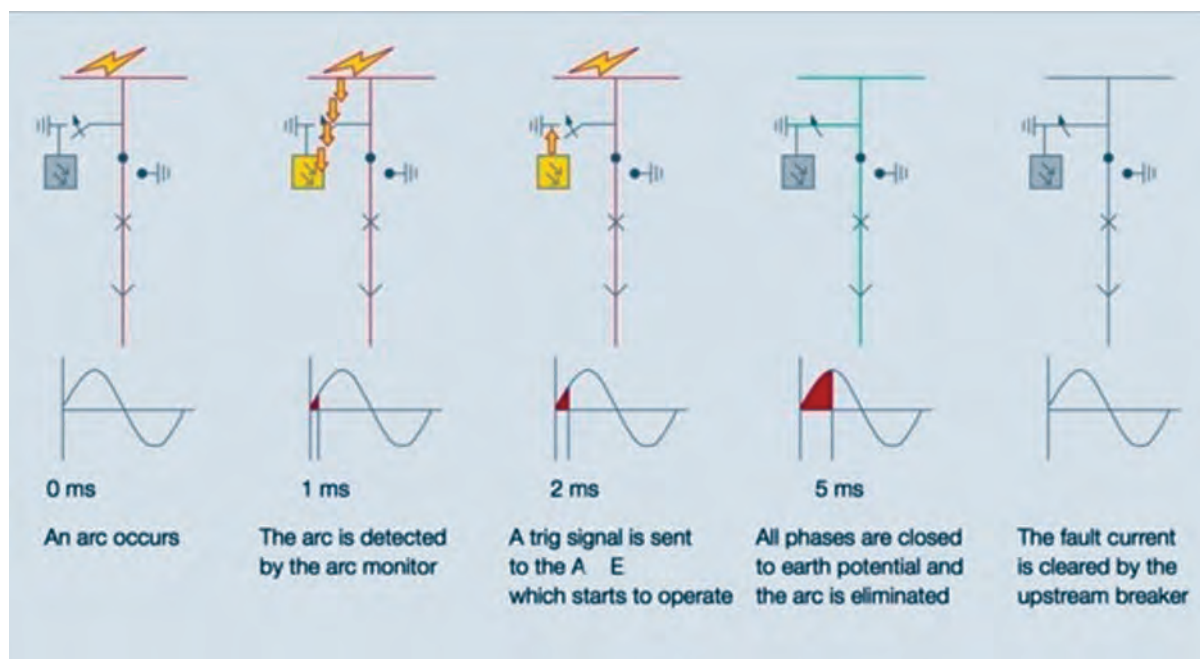


Figure 1 - Séquence type des événements pour un système actif de réduction d'arc - Extincteur d'Arc (AE)

arcs surviennent dans les appareillages MT sous enveloppe métallique, à passer en revue les solutions disponibles commercialement pour réduire les effets des arcs dans les appareillages MT, pour fournir aux utilisateurs des solutions de réduction des informations d'ingénierie utiles, et à procéder à une enquête qui a consolidé le retour d'expérience des utilisateurs sur les effets des arcs et sur la réduction de ces effets. Les contributions sont venues de tous les membres du groupe, de pays d'histoire différent, pour apporter dans la Brochure une image précise des éléments techniques et des résultats en matière de réduction des effets des arcs dans les appareillages MT.

L'enquête a été réalisée en mai 2015 auprès des Comités Nationaux et 43 réponses, venant de 11 pays, ont été reçues. Le but de l'enquête était d'obtenir des utilisateurs un retour d'expérience sur des incidents d'arc dans les appareillages MT, de connaître leurs exigences en matière de tenue aux arcs des appareillages, leur expérience sur les réductions des effets des arcs, et l'impact sur les pratiques de travail en sécurité de l'utilisation des techniques de limitation des effets des arcs. Cette enquête a aidé le groupe de travail à comprendre comment, au plan international, sont appliqués et perçus les systèmes de réduction des arcs.

Description de la Brochure Technique

La Brochure comporte dix chapitres et une annexe. Les résultats statistiques de l'enquête réalisée ne sont pas fournis dans ce résumé, mais ils constituent une étude intéressante de comparaison des bonnes pratiques internationales suivies jusqu'à présent. Les principaux enseignements de la Brochure peuvent être résumés comme suit.

Effets des arcs dans les appareillages MT

Le chapitre traite des effets des arcs dans les appareillages MT. Dans les appareillages MT les arcs sont connus pour être dus, comme décrit dans la Brochure et l'introduction initiale, à des causes diverses et leurs effets peuvent conduire à la destruction de l'appareillage MT et à la mise en danger de vies humaines.

On traite dans la Brochure des effets suivants des arcs dans les appareillages MT :

1. Le dégagement de gaz est le phénomène principal pendant l'arc, et se traduit par des gaz extrêmement chauds et toxiques qu'il faut évacuer du compartiment en défaut de l'appareillage MT ;
2. Les ondes sonores produites par l'expansion soudaine du volume de plasma de l'arc ;
3. La lumière émise par l'arc ;
4. La montée de pression et l'évacuation de la pression, qui sont fonction de la durée de l'arc dans le compartiment de l'appareillage et dans la salle des équipements, si c'est le cas ;
5. Le perçage par l'arc des parois métalliques en acier ;
6. La vaporisation des matériaux et la combustion des matériaux par l'arc ;
7. La pollution du compartiment de l'appareillage en défaut, des compartiments adjacents et de la salle par les polluants présents dans le dégagement de gaz ;
8. La surpression dans la salle des équipements, la contamination, l'exposition aux produits toxiques et les dommages thermiques ;
9. La sécurité des personnes ;
10. Les coupures du réseau de distribution et l'état des installations.

...

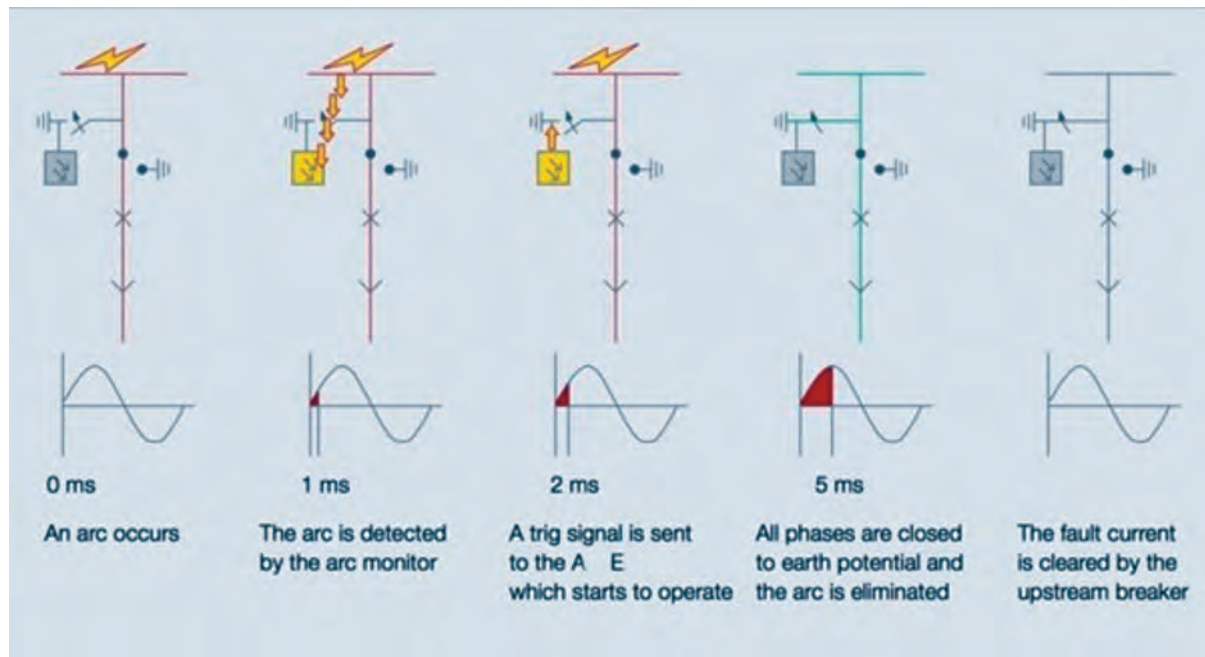


Figure 1 - Typical event sequence of an active arc mitigation system, arc extinguisher (AE)

results in the Brochure for the mitigation of arcs in MV switchgear.

The survey was performed in May 2015 via the CIGRE National Committees and 43 responses from 11 countries were received. The aim of the survey was to obtain the users experience feedback on arc events in MV switchgear, user requirements for arc resistance switchgear, the experience on mitigating arc effects, and the impact on safe working practices when using arc mitigation techniques. This survey assisted the workgroup to understand the international application and consideration for arc mitigation systems.

Description of the technical brochure

The Brochure consists of ten chapters and one annexure. The statistical results of the survey performed are not provided in this article, but makes an interesting study for comparing the international best practises implemented thus far. The main outcome for the Brochure chapters can be summarised as follows:

Effects of arcs in MV switchgear

The chapter 3 covers the effects of arcs in MV switchgear. Arcs in MV switchgear are known to be caused for various reasons as described in the Brochure and article introduction, and the effects thereof may lead to the destruction of the MV switchgear and the endangering of human lives.

The following effects of arcs in MV switchgear are considered in this Brochure:

1. Gas flow as the main phenomenon during arcing, resulting in extremely hot and toxic gasses that need to be vented out of the faulty compartment of the MV switchgear;
2. Sound waves generated by the sudden expansion of the plasma volume of the arc;
3. The radiated light from the arc;
4. Pressure rise and pressure release as a function of the arc duration in the faulty compartment and MV switchgear room where applicable;
5. Arc burn through of steel enclosure walls;
6. Material vaporization and burning of materials due to the arc;
7. Pollution of the MV switchgear faulty compartment, adjacent compartments and room due to the gas flow pollutants;
8. Switching room overpressure, contamination, toxicity exposure, and thermal damage;
9. People safety;
10. Distribution system interruptions and plant health.

Defining these effects provides the basis for the mitigation review and engineering considerations required thereof in the next chapters of the Brochure.

Active arcs mitigation strategies

The two main categories for arc effects mitigation strategies are: Passive arc effect mitigation and Active arc and arc effect mitigation. Passive arc mitigation is the MV switchgear equipment natural designed behaviour to take care of or limit the arc effects when they occur, and include also building design and ducting considerations for the environment wherein it will be installed. Active arc mitigation strategies are the additional provision ...

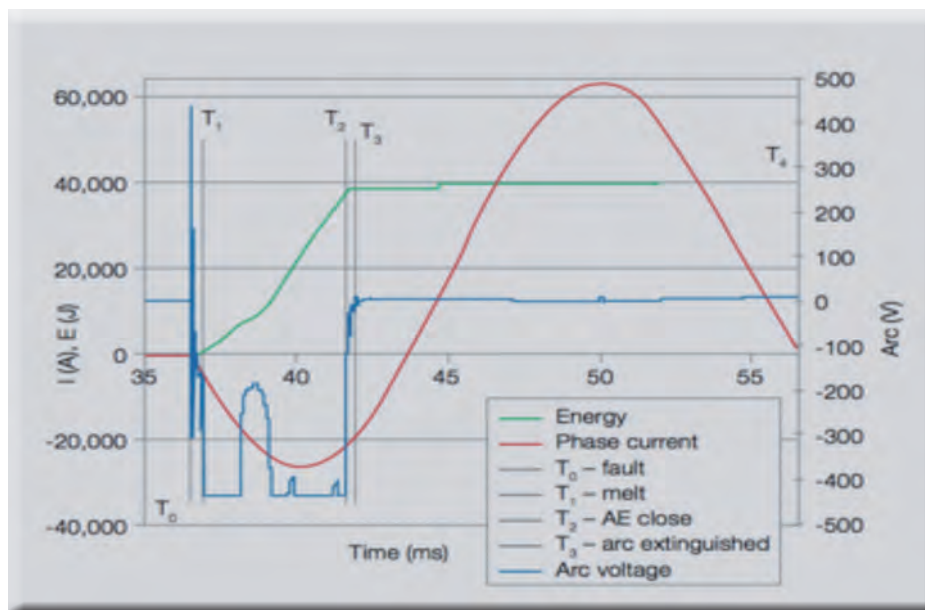


Figure 2 - Limitation typique du courant par un système actif de réduction d'arc- Extincteur d'Arc (AE)

En listant ces effets on se donne une base pour analyser les conditions de leur limitation et en prendre en compte les aspects techniques dans les chapitres suivants de la Brochure.

Stratégies de réduction des arcs actifs

Les deux catégories principales de stratégies de réduction des effets des arcs sont la réduction passive de l'effet de l'arc et la réduction active de l'arc et de l'effet de l'arc. La réduction passive de l'arc est le comportement naturel conçu de l'équipement de l'appareillage MT qui prend en charge ou limite les effets des arcs quand ils se produisent, et elle associe aussi la conception du bâtiment et les problèmes d'évacuation des gaz en regard de l'environnement de l'installation. Dans les stratégies de réduction active de l'arc on adjoint des dispositifs de détection placés sur ou dans l'appareillage MT pour activer la manœuvre de disjoncteurs, de fusibles, de connecteurs de terre rapides, etc., qui ont pour objet non seulement de prendre en charge ou de limiter les effets des arcs quand ils se produisent, mais aussi de prendre en charge et limiter l'arc lui-même.

Le choix de la réduction active, de l'arc et de l'effet de l'arc, repose sur un dispositif d'activation fiable qui opère et supprime l'arc ou l'éteint, à partir du signal reçu d'un capteur ou de plusieurs capteurs. Il est important de pouvoir faire confiance au signal d'un capteur et par conséquent on combine normalement plusieurs systèmes de capteurs pour avoir une confirmation redondante de l'arc et du défaut. Le temps nécessaire pour initier la suppression ou l'extinction de l'arc est particulièrement critique pour garantir sa réalisation avant que la pression atteigne la valeur maximale de tenue de l'enveloppe du compartiment en défaut. La réduction active de l'arc doit être bien comprise pour garantir que le fonctionnement du

système se fait au moment correct. En outre le traitement des signaux des capteurs et la nature des signaux sont des éléments essentiels pour une réduction rapide et efficace de l'arc et des effets de l'arc.

Bénéfices et inconvénients des systèmes de réduction d'arc

Dans ce chapitre on traite des avantages et des inconvénients des stratégies de limitation des arcs, tant actives que passives. On informe l'utilisateur sur la façon d'évaluer la solution à choisir pour obtenir le bénéfice optimal en matière de réduction des effets des arcs dans les appareillages MT. Il faut toujours apporter une attention spéciale pour être sûr que les solutions choisies ne vont pas conduire à augmenter les risques des effets des arcs (Voir le chapitre 8).

Situation par rapport aux normes existantes et aux spécifications des clients

Dans ce chapitre on examine l'ensemble des normes internationales, des normes particulières des constructeurs et des utilisateurs, dans le but de définir les exigences des spécifications pour la réduction des effets des arcs dans les appareillages MT. Les normes CEI comme les normes IEEE ont été jugées comme pas très claires sur les exigences d'essai des systèmes actifs de réduction des arcs, et on a constaté que l'essai pour une classe d'arc interne sera alors plutôt une indication du comportement passif d'un appareillage MT en cas d'apparition d'un arc interne.

Les systèmes spécifiés par les constructeurs contribuent à donner des informations sur les systèmes qu'ils ont ...

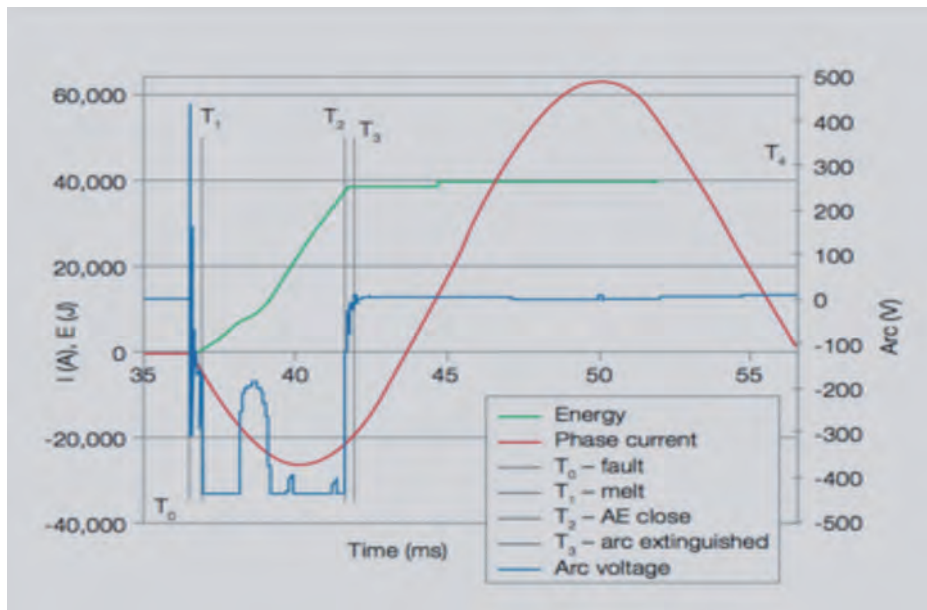


Figure 2 - Typical current limitation by an active arc mitigation system, arc extinguisher (AE)

of sensory devices fitted on or in the MV switchgear to activate the operation of circuit breakers, fuses, fast acting earth switches, etc. to not only take care of or limit the arc effects when they occur, but also to take care of and limit the arc itself.

The selection of active arc and arc effect mitigation is based on a reliable actuating device to operate and clear or extinguish the arc, based on the sensor or more than one sensor signal received. It is very important that any sensor signal can be trusted, and thus more than one sensor system is normally combined to ensure a double confirmation of the arc and fault detected. The time operation to initiate the arc clearing or extinguishing is very critical to ensure operation before the pressure peak withstand of the faulted compartment enclosure is reached. The active arc effect mitigation therefore needs to be well understood to ensure operation of the system at the correct point in time. Furthermore the processing of the sensor signals and type of process signals are vital for the quick and effective mitigation of the arc and arc effects.

Benefits and drawbacks due to arc effect mitigation systems

In this chapter the benefits and drawbacks are discussed for both active and passive arc mitigation strategies. This informs and provides the user on the evaluation of which solution to select in order to obtain the optimal benefit for mitigating the effects of arcs in MV switchgear. Special caution shall always need to apply to ensure the solutions selected do not lead to an increased arc effects risk. See also chapter 8.

Position according to available standards and customer's specifications

This chapter investigates all available international standards, manufacturer and users specific standards to establish specification requirements for the mitigation of the effects of arcs in MV switchgear. Both the IEEE and IEC standards were found to not be very clear on active arc mitigation system testing requirements, and it is observed that an internal arc classification rating tested will then rather be an indication of the MV switchgear passive behaviour in the event of an internal arc initiated.

Manufacturer specified systems assist to provide feedback on their own developed and tested arc mitigation systems. Extracts from various anonymous manufacturer manuals were added for further information in this chapter to show case benefits demonstrated with the tests performed on their individual defined systems.

User specifications showed pre-defined requirements that may be conflicting if compared to one another, but do provide some form of direction to establish the system requirements for arc effect mitigation.

Performance assessment

The performance assessment of arc mitigation systems is not clear in any international standard at present. This chapter explore the options of component, system or global solutions testing, to assess and rate the performance of various arc mitigation type solutions. Containerised pressure test chambers are some of the latest developments identified in the global solution test field to analyse and validate pressure behaviour during internal arc events and the mitigation thereof. The four synthesis approaches ...

développés et testés eux-mêmes. On a ajouté, comme information complémentaire, des extraits anonymes de différents manuels de constructeurs dans ce chapitre pour montrer, à partir d'essais réalisés sur les systèmes qu'ils ont définis, les avantages pour ces cas particuliers.

Les spécifications des utilisateurs ont fait apparaître des exigences prédéfinies qui pourraient être contradictoires en cas de comparaison entre elles, mais constituent une certaine forme de directive pour définitif des exigences du système de réduction des effets des arcs.

Evaluation des performances

Dans aucune norme internationale l'évaluation des performances des systèmes de limitation des arcs n'est, aujourd'hui, un point clair. Dans le chapitre on examine des options comme l'essai des composants, du système ou de la solution globale pour l'évaluation et la notation de la performance des différentes solutions de limitation des arcs. Des chambres de test sous pression conteneurisées sont parmi les idées les plus récentes imaginées dans le domaine des essais de la solution globale, pour analyser et valider le comportement de la pression lors d'incidents d'arc interne, et la réduction de leurs effets. Les quatre approches synthétiques proposés pour une validation seront les essais au niveau du composant semblable à la validation des schémas de protection, au niveau du système pour l'intégration dans le châssis des appareillages, les essais de solution globale indépendant de la classe IAC, et les essais de la solution globale au titre de la classe IAC révisée.

Directives aux utilisateurs

Dans ce chapitre on résume les avantages attendus par les utilisateurs de la mise en œuvre de la limitation des arcs, tant passive qu'active. Deux tableaux bien structurés sont à la disposition des utilisateurs pour les informer sur les avantages, et sur le niveau de la limitation qu'on peut obtenir pour les appareillages résistants aux arcs non internes et pour ceux résistants aux arcs internes, par l'utilisation de différents types de systèmes de limitation des arcs, passive et active. Un tableau complémentaire est également à disposition des utilisateurs et présente les inconvénients et les limites de ces différentes stratégies de limitation des arcs, ainsi que les coûts associés et les impacts sur la complexité de la conception.

Conclusion

Dans la Brochure on analyse les pratiques en matière de limitation des effets des arcs dans les appareillages MT et on propose des directives à l'attention des utilisateurs. La stratégie la plus complète de réduction des effets des arcs dans les appareillages MT consiste à mettre en œuvre des appareillages qui résistent à l'arc interne et à leur associer

des systèmes de limitation active et passive des arcs. Mais ceci peut se révéler faisable seulement dans les nouvelles installations d'appareillages MT, pour lesquelles on est capable de spécifier en amont ces exigences pour les équipements à installer. D'après l'enquête, la plus grande partie des installations d'appareillages MT s'est révélée toutefois comme non résistante à l'arc interne, et il faudra par conséquent une révision a posteriori et une possible mise en place de systèmes de limitation d'arc.

La première étape dans la réduction des effets des arcs est toujours d'éviter, autant que possible, l'occurrence de l'arc lui-même dans l'appareillage. Ceci peut être obtenu en évaluant et en suivant l'état de l'isolation des appareillages MT, et en appliquant des stratégies de maintenance préventive pour tous les défauts détectés. Si toutefois un arc imprévu se produit, l'approche de principe pour réduire l'effet de cet arc dans les appareillages MT consiste à limiter le courant de défaut, à réduire la durée de l'arc et à limiter l'exposition du personnel aux effets de l'arc.

Les solutions à base de dispositifs limiteurs de courant de défaut ne sont pas abordées dans la Brochure, mais on peut envisager diverses solutions pour réduire le courant de défaut en cas d'arc interne à l'appareillage MT. Les stratégies de limitation active de l'arc examinées dans la Brochure visent à réduire la durée de l'arc. Ceci est obtenu par l'utilisation de capteurs qui détectent l'apparition de l'arc et ses manifestations, pour accélérer la manœuvre du disjoncteur et la coupure du courant de l'arc, ou pour actionner un équipement rapide qui va transférer l'arc vers le circuit de commutation. La réduction de l'exposition du personnel est normalement obtenue par un contrôle strict de l'accès aux appareillages MT, par l'utilisation par le personnel de vêtements de protection adaptés, par l'utilisation de commandes à distance des appareillages, et par la prise en compte des possibilités de rénovation qui assureront une évacuation en sécurité des gaz en cas d'apparition d'un arc.

Le choix de la mise en œuvre d'une des stratégies de limitation de la Brochure revient toutefois à l'utilisateur, et il se fera en suivant des principes techniques robustes pour assurer, dans la limite du raisonnable, la sécurité des équipements et du personnel.

Les recommandations de la Brochure peuvent être aussi utilisées pour envisager, dans le cadre de la norme CEI 62271-200, des essais des solutions globales indépendants des classes d'arc interne, pour valider des technologies de limitation des arcs. Quelques travaux complémentaires de développement peuvent toutefois être nécessaires pour finaliser les conditions de tels essais en vue de leur inclusion dans la norme CEI. ■

proposed for validation will be; at component level similar to protection scheme validations, system level for integration into the switchgear panel, global solution tests independent of the IAC rating, and global solution tests as part of a revised IAC rating.

Guidance for users

This chapter really serves to summarise the expected benefits for both active and passive arc mitigation to the user. Two well-structured tables are provided to inform the users on the benefits and the expected level of mitigation that can be achieved for both non-internal arc resistant and also internal arc resistant switchgear, by applying various types of active and passive arc mitigation systems. An additional table on the drawbacks and limitations for these various arc mitigation strategies are also included for user guidance on the associated costs and design complexity impacts.

Conclusion

The Brochure was effective to review and provide users with guidance on the practise for the mitigation of the effects of arcs in MV switchgear. A complete mitigation strategy for the effects of arcs in MV switchgear was found to be the implementation of internal arc resistant switchgear in combination with active and passive arc mitigation systems; this may however only be achievable on new MV switchgear installations where these requirements can be specified upfront for the equipment to be installed. The bulk of the older MV switchgear installations were however identified in the survey to not be internal arc resistant MV switchgear, and therefore will require a retrospective review and fitment of possible arc mitigation systems.

The first step in mitigating against the effects of arcs, is always to prevent the occurrence of arc itself in MV

switchgear as far as possible. This can be achieved by continuously determining and assessing the insulation condition of MV switchgear equipment, and to perform preventative maintenance strategies for any defects detected. Should unforeseen arcs however occur the principle approach for mitigating against the effects of these arcs in MV switchgear are to then to reduce the available fault current, to reduce the arc duration, and to reduce the exposure of personnel to arc effects.

Fault current limiting devices solutions are not covered in this Brochure, but various solutions may be considered to reduce fault current in the event of an internal arc in MV switchgear. The active arc mitigation strategies reviewed in the Brochure are intended at the reduction of the arc duration. This is achieved by sensors to detect the arc event and activities to either accelerate circuit breaker operation for interrupting the arc current, or to activate a fast-acting switch for the transfer of the arc current to the commutation circuit. Exposure reduction of personnel to arc effects is normally achieved by strict access control to MV switchgear, the use of adequate personnel protective clothing, remote operation of the MV switchgear and by considering retrofit solutions to provide safe venting in the event of an arc.

The choice for implementing any of the Brochure mitigation strategies will however remain that of the user, based on applying sound engineering principles to ensure equipment and people safety as far as reasonable possible.

The recommendations from this Brochure could also be used to consider global solution tests independent from internal arc classification ratings, under the umbrella of the IEC 62271-200 standard to validate arc mitigation technologies. Some further development work may however be required to finalise such test requirements for IEC standard inclusion consideration. ■

BROCHURE N° 686

(en anglais seulement)

(in English only)

Disponible sur / Available on:

www.e-cigre.org

Prix non-Membres / Non-Member Price:

150 €

Purchase (non-members)

Free download (members)

Retour d'expérience sur la disponibilité et la fiabilité des DSAS

Membres

M. Petrini, Chef de file (IT), R. Løken, Secrétaire (NO), E. Casale (IT), A. Darby (GB), C. De Arriba (ES), T. Fabio (IT), P. Lindblad (FI), J.L. Noe (FR), M. Pedicino (IT)

Contributeurs

M. Bastos (BR), F. Kawano (JP), Y. Watabe (JP), D. Espinosa (MX)

Introduction

De nos jours la Fiabilité, la Disponibilité, la Maintenabilité, et plus globalement la « Dépendabilité » sont des mesures de performance essentielles des systèmes utilisés dans tous les domaines. Un produit « dépendable », dans lequel on a confiance, s'obtient par la mise en œuvre de disciplines de dépendabilité tout au long de son cycle de vie, du concept initial jusqu'à sa mise au rebut.

Les Systèmes Numériques d'Automatisation de Postes (DSAS) sont un élément vital de l'efficacité de l'exploitation des réseaux électriques. Ils assurent les fonctions de protection, de commande, de contrôle, de supervision, de surveillance du réseau et de ses équipements, les autodiagnostic et le comptage, à des degrés divers de capacité et de complexité.

Les DSAS sont en service depuis plusieurs décennies déjà. La plupart des compagnies d'électricité ont leur propre procédure de collecte des informations de terrain en matière d'exploitation et d'analyse des défaillances des DSAS, et engagent des actions spécifiques de maintenance et de remplacement sur la base de ces informations.

Domaine de l'étude

L'objectif du GT a été de recueillir les retours d'expérience sur une grande variété de solutions DSAS déployées, et de constituer une référence représentative à l'usage des utilisateurs, des constructeurs et des Intégrateurs de systèmes, dans le but de leur permettre de spécifier, concevoir et développer des nouveaux systèmes qui satisfassent mieux les exigences de fiabilité, disponibilité, maintenabilité et performance (RAMP).

Description de la BT

La BT s'appuie sur une enquête qui a été lancée en 2013 auprès de compagnies d'électricité, de Constructeurs et d'intégrateurs de systèmes, pour recueillir leurs retours d'expérience sur les RAMP de différentes solutions DSAS. La première section de l'enquête visait à donner une photographie des compagnies contributrices. Les sections suivantes étaient structurées de façon à suivre les phases du cycle de vie définies dans la norme CEI 60300 (Gestion de la dépendabilité) :

- ♦ Concepts et définitions du DSAS ;
- ♦ Conception et développement ;
- ♦ Fabrication ;
- ♦ Installation ;
- ♦ Exploitation et maintenance ;
- ♦ Mise au rebut.

Le **chapitre 1** et le **chapitre 2** sont consacrés à l'introduction et à la présentation du domaine couvert par la Brochure Technique.

Une liste de définitions générales des termes utilisés dans la Brochure fait l'objet du **chapitre 3**.

Le **chapitre 4** donne une vue d'ensemble des contributeurs, avec des informations sur leur activité principale, le nombre et le type (numérique ou électromécanique) des systèmes de postes qu'ils gèrent et les niveaux de tension. Les compagnies d'électricité qui ont répondu gèrent plus de 50 000 postes, dont 5 000 sont équipés de DSAS. En plus, dans cette partie de la BT, on analyse les différentes approches des compagnies d'électricité en matière de production des spécifications techniques, les choix entre un projet suivant une norme ou un projet personnalisé, et les stratégies d'achat et de mise en œuvre.

Dans le **chapitre 5** on discute les résultats de la section de l'enquête concernant la phase des « Concepts et Définitions ». Le Groupe de Travail a cherché à identifier des tendances communes sur certains sujets, comme la source des spécifications des RAMP des DSAS, le niveau de détail des exigences RAMP, et les valeurs typiques des indicateurs RAMP inclus dans les spécifications techniques. On fournit également des informations sur les conditions environnementales et les exigences en matière de cyber sécurité.

Dans le **chapitre 6** le focus est porté sur la phase de conception et de définition. On peut y trouver une liste de recommandations techniques pour améliorer le RAMP, prenant en compte la topologie LAN, les sources d'énergie normales et de secours, la redondance des dispositifs, les logiciels et d'autres sujets. Quand on compare les réponses émanant des compagnies de transport et distribution on voit apparaître des philosophies tout à fait différentes, surtout quand on les interroge sur le niveau d'intégration et sur la répartition des fonctions entre les différents niveaux hiérarchiques des DSAS.

...

Experience concerning availability and reliability of DSAS

Members

M. Petrini, Convenor (IT), R. Løken, Secretary (NO), E. Casale (IT), A. Darby (GB), C. De Arriba (ES), T. Fabio (IT), P. Lindblad (FI), J.L. Noe (FR), M. Pedicino (IT)

Contributors

M. Bastos (BR), F. Kawano (JP), Y. Watabe (JP), D. Espinosa (MX)

Introduction

Nowadays Reliability, Availability, Maintainability and, more in general, “Dependability” are essential performance measures for systems used in every domain. A dependable product is achieved through the implementation of dependability disciplines during the whole life cycle, from the early concept to the disposal.

Digital Substation Automation Systems (DSAS) are a vital element for the efficiency of the power system operation. Their functions include protection, command, control, supervision, grid and equipment monitoring, auto-diagnosis and metering, to varying degrees of capability and complexity.

DSAS have already been in service for several decades. Most utilities and vendors have their own procedure to gather information from the field about operation and failure analysis of DSAS, and initiate specific maintenance or replacement actions based on this information.

Scope

The aim of the WG was to collect the experiences of the variety of solutions of DSAS deployed, and give meaningful reference to Users, Manufacturers and Systems Integrators, in order to allow them to specify, design and develop the new systems with an improved fulfilment of Reliability, Availability, Maintainability, and Performance (RAMP) requirements.

Description of the TB

The TB is based on a survey that was sent in 2013 to Utilities, Manufacturers and Systems Integrators to collect their feedback and experiences concerning RAMP requirements of different DSAS solutions. The first section of the survey was intended to give a snapshot about respondent companies. The following sections of the survey were structured according to the lifecycle phases defined in the IEC 60300 Standard (Dependability management):

- ♦ DSAS concepts and definitions;
- ♦ Design and development;
- ♦ Manufacturing;
- ♦ Installation;

- ♦ Operation and maintenance;
- ♦ Disposal.

Chapter 1 and **Chapter 2** contain the introduction and the scope of the Technical Brochure.

In **Chapter 3** a list of general definitions of terms used throughout the brochure is reported.

Chapter 4 provides an overview of the respondents giving information about their main activity, the number and type (digital - electromechanical) of managed substation systems and used voltage levels. Respondents Utilities own more than 50,000 substations, 5,000 of which are equipped with DSAS. Moreover, this part of the TB examines the different approaches of Utilities to the production of technical specifications, the choice between a standard or a personalized project and the purchasing and implementation strategies.

In **Chapter 5** the result of the survey section related to “Concept and Definition” phase are discussed. The Working Group sought to identify common trends on different matters such as the source of DSAS RAMP requirements, the level of detail about RAMP requisites and typical values of RAMP indicators included in the technical specifications. Furthermore, environmental condition and requirements about cybersecurity are documented.

Chapter 6 focuses on the Design and Definition phase. A list of technical recommendations to increase RAMP, considering LAN topology, normal and backup power sources, redundancy of devices, software function and other topics can be found.

Quite a different philosophy emerges in this chapter comparing answers from transmission and distribution utilities, especially when they are questioned about the level of functional integration and the distribution of functions among the different hierarchical DSAS levels.

Chapter 7 is dedicated to the manufacturing phase, that is the life cycle part during which the product is produced, the software is replicated, and the system components are assembled. ...

La phase de fabrication est le sujet du **chapitre 7**. Il s'agit de la partie du cycle de vie pendant laquelle le produit est réalisé, le logiciel est répliqué et les composants du système sont assemblés. La phase de fabrication peut intégrer des situations relatives aux modifications apportées pour régler un problème rencontré, par exemple, dans un projet antérieur, aux évolutions du portefeuille des produits du fournisseur, et aux évolutions de logiciel ou aux modifications des exigences du client.

Cette section de l'enquête comprend trois parties : deux sont principalement orientées en direction des vendeurs et leur demandant comment le RAMP impacte le processus de fabrication, en tenant compte des retours d'expérience qu'ils reçoivent des compagnies d'électricité/clients finaux. Une est principalement orientée en direction des compagnies d'électricité/des utilisateurs finaux, et leur demande si ils utilisent un système prototype/pilote pour valider le RAMP du système.

Le **chapitre 8** donne un bref exposé sur la pratique de l'appel au support technique des fournisseurs pendant la phase d'installation des DSAS. En plus on fait un point sur les causes des dégradations ou des améliorations du RAMP qui ont été répertoriées après la phase pilote.

Les résultats de la section de l'enquête, relative à la phase de la Maintenance et de l'Exploitation, sont présentés dans le **chapitre 9**. Les données des années d'exploitation de DSAS ont été utilisées pour identifier quels dispositifs sont les plus sujets aux défauts et pendant quelle phase de la vie d'un DSAS on enregistre le plus de défauts. On met en exergue les tendances en matière de surveillance et d'accès à distance et on s'intéresse aussi à la détection des virus et des logiciels malveillants. On présente un ensemble de bonnes pratiques visant à réduire le temps moyen de réparation (MTTR) des DSAS, telles qu'elles ressortent de l'expérience des contributeurs à l'enquête. En outre on présente le point de vue des contributeurs de l'enquête sur les avantages qu'apporte la norme CEI 61850 en matière de RAMP des DSAS.

Le **chapitre 10** couvre la phase du cycle de vie pendant laquelle le produit est remplacé ou démonté. L'estimation de la durée de vie utile de différents DSAS basés sur des protocoles est donnée et on présente les principales raisons qui motivent la mise au rebut ou la rénovation.

Les conclusions du document se trouvent dans le **chapitre 11**, avec des suggestions pour l'avenir à l'attention des compagnies d'électricité, des Constructeurs et des Intégrateurs de systèmes. On aborde dans le chapitre les sujets suivants :

- État de l'art en matière d'utilisation de la CEI 61850 ;
- Synthèse des exigences de RAMP pour les DSAS ;
- Exigences et problèmes relatifs à la cyber sécurité ;
- Méthodes de vérification de la réalisation des RAMP ;
- Pratiques courantes de maintenance des DSAS ;
- Utilisation des données collectées en exploitation ;
- Gestion de l'obsolescence des DSAS et durée de vie.

Une liste des acronymes utilisés dans la Brochure est donnée au **chapitre 12**.

Une bibliographie, comportant 30 références, constitue le **chapitre 14**.

Les **Annexes A, B et C** présentent les résultats de l'enquête diffusée aux compagnies d'électricité et aux fournisseurs. Les tableaux des données brutes y figurent.

L'**Annexe D** donne un exemple de l'évaluation de disponibilité et de fiabilité pour deux architectures différentes de DSAS. Les DSAS choisis sont constitués de produits réels, fournis au GT par un constructeur mondial. Une comparaison entre eux a été réalisée de façon à souligner l'effet des différentes options d'architecture sur la disponibilité et les indicateurs de fiabilité, évaluées en utilisant la théorie de Markov.

Tendances futures et suggestions

A partir des informations recueillies il est possible d'anticiper, pour le futur proche, les tendances suivantes :

- Le bus process va permettre une nouvelle approche en matière d'architecture des DSAS et de configuration des postes ;
- La demande de plus d'interopérabilité va encourager le développement d'outils de configuration de systèmes indépendants des fournisseurs ;
- Les anciens DSAS basés sur des protocoles propriétaires vont pousser les fournisseurs à proposer des solutions pour prolonger leur période d'exploitation ;
- Les cyber menaces vont pousser les compagnies d'électricité et les fournisseurs à adopter des solutions de cyber sécurité, principalement adaptées aux composants du niveau poste.

Ci-après sont listées quelques suggestions émises par le Groupe de Travail :

- Les documents constructeurs devraient inclure des valeurs de l'indicateur RAMP ;
- Dans les spécifications techniques plus d'importance devrait être donnée aux paramètres RAMP ;
- La documentation du projet de DSAS et la procédure d'essai devraient toutes deux être complètes, détaillées et continuellement mises à jour pendant la période de livraison de chaque DSAS ;
- Les temps nécessaires aux essais du DSAS devrait être programmé par les compagnies d'électricité et les fournisseurs en tenant compte du retour d'expérience acquis au cours de la livraison des systèmes déjà installés ;
- La cyber-sécurité devrait faire partie des exigences primaires des compagnies d'électricité de façon à permettre une maintenance et une surveillance à distance ;
- Un outil indépendant de configuration des systèmes DSAS basés sur la CEI 61850 devrait être développé pour atteindre un haut degré d'interopérabilité des systèmes, et par conséquent de maintenabilité ;
- Les essais et les critères d'évaluation de la maintenabilité d'un DSAS ne sont en général pas encore définis, et il est par conséquent suggéré de créer un GT du B5 du CIGRE pour travailler sur cette question et proposer un ensemble d'actions. ■

The manufacturing phase can include issues related to: product modification to fix a problem found, for example, in an earlier project, evolution of the product portfolio of the vendor, software evolution or changes of the customer requirements.

This section of the survey consists of three parts: two are mainly oriented to vendors, asking them how RAMP affects the manufacturing process, taking into account the feedback they receive from the utilities/end customers; one is mainly oriented to utilities/end users, asking them whether they use a prototype/pilot system to validate the RAMP of the system.

Chapter 8 gives a snapshot about the practice of requiring technical support from vendors during DSAS installation; in addition the encountered causes of degradation or improvement of RAMP after the pilot are listed.

In **Chapter 9** the results of the survey section related to the “Maintenance and Operation” phase are presented. Data from years of DSAS exercise have been used to find out which devices are more subject to faults and in which phase of a DSAS life more faults are recorded. Trends about DSAS monitoring and remote access are highlighted and detection of viruses and malware is investigated, too. A set of good practices for reducing mean time to repair (MTTR) of DSAS, based on the respondents experiences, is given. In addition, the opinion of the respondents about the advantages brought by IEC 61850 on DSAS RAMP is shown.

Chapter 10 covers the lifecycle phase during which the product is replaced or removed. Estimation of the useful life of different protocol-based DSAS and main reasons for disposal or refurbishment are provided.

Chapter 11 contains the conclusions of the document and the suggestions to Utilities, Manufacturers and System Integrators for the future. In this chapter the following topics are discussed:

- ♦ state of the art in the use of IEC 61850;
- ♦ summary of RAMP requirements for DSAS;
- ♦ requirements and issues related to Cybersecurity;
- ♦ methods to verify RAMP fulfilment;
- ♦ common practice on DSAS maintenance;
- ♦ use of collected data from operation;
- ♦ management of DSAS obsolescence and useful life.

Chapter 12 reports a list of acronyms used across the TB.

Chapter 13 is a bibliography containing 30 references.

Annex A, Annex B and **Annex C** offer the results of the survey sent to utilities and vendors. Here, raw figures are tabled.

Annex D provides an example of availability and reliability evaluation for two different DSAS architecture. Selected DSAS are based on real products, provided to this WG by a worldwide manufacturer. A comparison between them

has been performed in order to point out the effect of the different architectural choices on system availability and reliability indicators, evaluated using Markov theory.

Future trend and suggestions

According to the information gathered, it is possible to foresee, in the near future, the following trends:

- ♦ the process bus will open a new approach in the DSAS architectures and in the substation layout;
- ♦ the demand for more interoperability will encourage the development of vendor-independent system configuration tools;
- ♦ old proprietary protocol-based DSAS will challenge vendors in proposing solutions to extend their operation phase;
- ♦ cyber threats will move utilities and vendors to adopt cybersecurity solutions, mainly suited for substation level components.

Here below some suggestions by this Working Group are reported:

- ♦ products datasheet should include RAMP indicator values;
- ♦ more importance should be given to RAMP parameters in the technical specifications;
- ♦ both DSAS project documentation and test procedures should be complete, detailed and continuously updated throughout the delivery time of each DSAS;
- ♦ the time required to test the DSAS should be planned by utilities and vendors according to the experience gained throughout the delivery of installed systems;
- ♦ cyber security should be included in the primary requirements by utilities in order to allow systems maintenance and monitoring from remote;
- ♦ an independent system configuration tool for IEC 61850 based DSAS should be developed in order to achieve an higher level of interoperability and hence maintainability of the systems;
- ♦ tests and criteria to assess a DSAS maintainability are not yet generally defined, therefore it is suggested to create a Cigre B5 WG studying this issue and identifying a set of recommended actions. ■

BROCHURE N° 687

(en anglais seulement)
(in English only)

Disponible sur / Available on:

www.e-cigre.org

Prix non-Membres / Non-Member Price:

280 €

Purchase (non-members)
Free download (members)

Développement des normes de fiabilité et des règles de marché

Membres

Ole Gjerde, Chef de file (NO), Ben Li, Secrétaire (CA), Saulo Cisneiros (BR), Juan Bogas (ES), Al DiCaprio (US), Paulo Gomes (BR), Philip Johnson (GB), Dennis Klaar (NL), Mark Miller (AU), Hiroaki Sugihara (JP), Teresa Smit (ZA), Todd Ramey (US)

Introduction

Quand on pense à la fourniture en gros de l'électricité, le terme de Fiabilité est généralement compris comme désignant le niveau minimal d'adéquation des ressources et d'intégrité du réseau (sécurité et niveau de performance) qui permet de satisfaire la charge du réseau et de supporter les activités de marché. Dans les marchés libéralisés, il existe en général un ensemble de règles qui gouvernent les activités commerciales liées aux transactions d'électricité entre les entités de négoce, l'opérateur de marché et/ou la place de marché.

Dans la plupart des cas la fiabilité du système électrique est assurée par le respect de la conformité à un ensemble de normes de fiabilité, aux plans de la planification, de la planification opérationnelle et de l'exploitation en temps réel. Avec l'arrivée de la libéralisation, les opérateurs de systèmes doivent respecter un autre ensemble de règles, les règles du marché, et les appliquer dans la gestion du réseau électrique. Les opérateurs de système commencent à voir qu'ils rencontrent des difficultés croissantes pour répondre simultanément aux objectifs de respect des normes de fiabilité et des règles du marché.

Le GTC C2/C5.05 a lancé un projet en deux étapes, pour identifier les difficultés rencontrées par les opérateurs de systèmes quand ils essaient de trouver un bon équilibre entre le respect des normes de fiabilité et des règles du marché, et de gérer les interactions entre ces objectifs. La Brochure Technique présente en les résumant les résultats de l'étape 1, qui a impliqué un examen du développement des normes de fiabilité et des règles dans plusieurs pays et marchés.

Europe

Point actuel du développement des normes de fiabilité et des règles de marché

En Europe, les normes de fiabilité ont historiquement été

mises en œuvre par l'Industrie Electrique, en coopération avec l'Autorité Nationale de Régulation et le Ministère de l'Energie des pays. Les règles de marché ont été développées en parallèle à la mise en place des marchés, au moment de la libéralisation de l'industrie électrique.

Des activités sont en cours en Europe qui impactent à la fois les règles de fiabilité et les modèles de marché dans l'industrie européenne de l'électricité. Au cours des quatre dernières années des efforts importants ont été consacrés à la mise au point de codes de réseaux (NC) et de directives (GL) pour le secteur de l'électricité, avec pour objectif de faciliter la réalisation des trois objectifs de la politique européenne de l'énergie, assurer la sécurité de la fourniture, créer un marché intérieur de l'électricité concurrentiel (IEM), et décarboner le secteur de l'électricité.

Les codes de réseaux et les directives sont constitués d'ensembles de règles qui s'appliquent à une entité, ou plus, du secteur de l'électricité. Au moment de la rédaction de la Brochure huit (8) codes de réseaux avaient été mis en œuvre, constitués des 3 codes de raccordement, des 3 codes de marché et des 2 codes d'exploitation, ci-après :

- Codes de raccordement
 - Performances requises des générateurs (RfG),
 - Exigences demandées en CCHT,
 - Raccordement des charges (DC).
- Codes de marché
 - Directive pour l'allocation des capacités et la gestion des congestions (CACM),
 - Directive pour l'allocation de capacité à terme (FCA),
 - Directive pour le marché d'ajustement (EB).
- Codes d'exploitation
 - Directive d'exploitation du système électrique (SO),
 - Directives sur les situations d'urgence et la restauration du service (ER).

Tous les codes et les directives ont dans une certaine ...

Development of reliability standards and market rules

Members

Ole Gjerde, Convenor (NO), Ben Li, Secretary (CA), Saulo Cisneiros (BR), Juan Bogas (ES), Al DiCaprio (USA), Paulo Gomes (BR), Philip Johnson (UK), Dennis Klaar (NL), Mark Miller (AU), Hiroaki Sugihara (JP), Teresa Smit (SA), Todd Ramey (US)

Introduction

At the bulk power level of the electricity industry, the term Reliability is generally understood to be a minimum level of resource adequacy and transmission grid integrity (security and performance level) to meet system demand and support electricity trading activities. In liberalised electricity markets, there is generally a set of market rules that govern the business activities related to electricity transactions among trading entities, the market operator and/or the bidding pool.

In most instances, system reliability is maintained through compliance with a set of reliability standards – in planning, operations planning and real-time operations. With the advent of liberalisation, system operators find themselves having another set of rules to observe and apply in managing the power grid – the market rules. System operators begin to find themselves facing increasing challenges having to meet the simultaneous objectives of adhering to reliability standards and observing market rules.

The JWG C2/C5.05 has launched a 2-stage project to identify the challenges to system operators when they attempt to balance between adhering to reliability standards and observing market rules, and manage the interactions between them. This Technical Brochure summarizes the results of the Stage 1 effort which involves a review of the development of reliability standards and market rules in several countries and markets.

Europe

Current status of reliability standards and market rules development

Historically reliability standards in Europe have been developed by the electricity industry in cooperation with National Regulatory Authority and Ministry of Energy in the countries. Market rules were developed in parallel with the

development of power exchanges during the liberalisation in the electricity industry.

In Europe, there are ongoing activities that influence both the reliability rules and the market solutions in the European electricity industry. Over the last four years, considerable effort has been devoted to the development of network codes (NC) and guidelines (GL) for the electricity sector. The goal for the development of the network codes have been to help achieve Europe's three energy policy goals: ensuring security of supply, creating a competitive internal electricity market (IEM), and decarbonising the electricity sector.

Network codes and guidelines are sets of rules which apply to one or more part of the energy sector. As of time of writing, eight (8) network codes have been developed, consisting of 3 connection codes, 3 market codes and 2 operational codes, as follows:

- Connection Codes
 - Requirement for Generators (RfG)
 - Requirement for HVDC
 - Demand Connection (DC)
- Market codes
 - Guideline for Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)
 - Guideline for Forward Capacity Allocation (FCA)
 - Guideline on Electricity Balancing (EB)
- Operational Codes
 - System Operation Guideline (SO)
 - Emergency and Restoration Guideline (ER)

All the codes and guidelines in some respect have an impact on reliability standards and market rules developments in Europe.

Future trends

In the reliability standards front, each Member State ...

mesure un impact sur le développement des normes de fiabilité et les règles de marché en Europe.

Tendances pour le futur

Pour les normes de fiabilité, chaque Etat Membre a un certain temps pour appliquer les codes de réseau et les directives, après leur entrée en vigueur. Un mécanisme de suivi de l'application des nouveaux Codes Européens sera mis en place.

Pour les règles de marché, on prévoit que les barrières de marché seront levées, par la loi, pour permettre aux prix du marché de gros de refléter la rareté et les coûts de réseau. Un préalable important à la réalisation de cet objectif est de garantir des règles du jeu équitables pour toutes les sources de production, pour éviter les distorsions de concurrence. Il faut aussi, comme mesure complémentaire, que les marchés à court terme comme les marchés intra-journaliers et les marchés d'ajustement soient encore améliorés, et intégrés, pour autoriser la participation des RES au marché.

Les propositions de conception du marché et de législation des RES visent à garantir un développement des RES qui soit économique, transparent, non discriminatoire et en complète cohérence avec les signaux du marché.

Amérique du Nord

Point actuel du développement des normes de fiabilité et des règles de marché

Aux Etats-Unis d'Amérique (USA) l'Agence Fédérale de Régulation de l'Energie (FERC) supervise au plan réglementaire le développement des normes de fiabilité. La FERC approuve les normes de fiabilité développées par la Corporation Nord-Américaine de Fiabilité de l'Electricité (NERC). La FERC surveille également la conformité avec les normes de fiabilité et détermine les pénalités pour non-conformité.

Depuis 2006 la NERC a émis environ 120 normes de fiabilité, qui sont aujourd'hui en vigueur.

Au Canada il n'existe pas une autorité nationale qui coordonne au plan réglementaire le développement des normes de fiabilité. Les gouvernements provinciaux assurent chacun cette fonction pour le développement et l'application des normes de fiabilité, dans leurs provinces respectives. Les provinces ont pour la plupart adopté les normes de fiabilité de la NERC, et les mettent en œuvre dans le cadre de pouvoirs autonomes internes et de processus réglementaires. Certaines peuvent édicter des normes de fiabilité complémentaires, au besoin. Quant aux provinces qui n'adoptent pas les normes de fiabilité

NERC, elles peuvent adopter des normes régionales ou développer leurs propres normes.

Quant aux règles de marché aux USA, c'est la FERC qui développe les règles de marché du plus haut niveau, pour l'ensemble du pays, alors que les ISO et les RTO développent chacun les règles des marchés organisés. Une entité, le Bureau Nord-Américain des Normes pour l'Energie (NAESB), facilite le développement des pratiques commerciales ou des normes qui gouvernent le négoce entre les entités qui ne participent pas à des marchés organisés, ou entre les entités d'un marché organisé et une en dehors de ce marché. Les pratiques commerciales définies par le NAESB sont déposées auprès de la FERC pour être approuvées. Une fois que ces pratiques sont approuvées, les marchés organisés et chaque entité sont censés intégrer les normes NAESB approuvées dans leurs tarifs, lesquels seront déposés auprès de la FERC et approuvés par elle. Les tarifs approuvés par la FERC deviennent des règles de marché pour les ISO et les RTO, et pour les transactions entre entités individuelles.

A ce jour la NAESB a produit environ 20 normes concernant le marché de gros de l'électricité, déposées auprès de la FERC.

Au Canada, l'accès des tiers au réseau n'est pas obligatoire dans toutes les provinces, et il n'existe pas un régulateur national, tel que la FERC, pour superviser le négoce entre le marché organisé et les entités individuelles.

Aujourd'hui seuls l'Ontario et l'Alberta ont institué des marchés ouverts et concurrentiels à l'échelle de la province. Les gouvernements provinciaux de l'Ontario et de l'Alberta ont chacun mis en place un bureau de l'énergie, qui supervise au plan réglementaire les règles de marché développées. A ce jour les règles de marché de l'Ontario et de l'Alberta sont tout à fait complètes et répondent dans chaque province à tous les besoins d'un marché de l'électricité fiable et efficace.

Tendances pour le futur

Pour les normes de fiabilité, le package de normes existant est plutôt stabilisé, c. à d. que l'on attend peu de révisions à venir. Néanmoins, il se peut que des normes nouvelles ou révisées soient développées pour répondre à des risques ou des impacts causés par des technologies ou des tendances émergentes telles que la pénétration des énergies renouvelables.

En matière de règles de marché, de nouvelles opportunités se créent du fait des évolutions des caractéristiques fondamentales et des changements associés aux énergies renouvelables, à la production intermittente, et aux possibilités de gestion par la charge. Les évolutions dans les moyens de stockage et, également, l'implication directe du consommateur, sont autant de moteurs d'une évolution permanente des marchés. ...

has a certain time to implement network codes and guidelines, after they have entered into force. A monitoring mechanism for the implementation of the new European codes will be established.

In the market rules front, market barriers are expected to be removed, via legislation, to allow wholesale market prices to reflect scarcity and system costs. An important prerequisite for this to happen is to ensure a level playing-field between all generation sources, to avoid market distortions. As a complementary measure, short term markets such as intraday and balancing need to be further improved and integrated to accommodate more RES participation in the market.

The market design and RES legislative proposals aim at ensuring a cost-effective RES development, transparent, non-discriminatory and fully consistent with market signals.

North America

Current status of reliability standards and market rules development

In the United States of America (USA), the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) provides regulatory oversight for reliability standards development. The FERC approves all reliability standards developed by the North American Electric Reliability Corporation (NERC). The FERC also enforces compliance with reliability standards and assesses penalties for non-compliance.

Since 2006, NERC has developed about 120 reliability standards that are now enforceable.

In Canada, there does not exist a nationwide authority that provides the regulatory oversight for reliability standards development. Individual provincial governments have oversight over the development and adoption of reliability standards for their respective provinces. Most provincial governments have adopted the NERC reliability standards, and apply them through internal empowerment and regulatory processes, and some may develop additional reliability standards as needed. Those provinces that do not adopt the NERC reliability standards may adopt the regional standards, or develop their own standards.

As for market rules, in the USA the FERC develops high-level, nation-wide market rules while individual ISOs and RTOs develop rules for organized markets. An entity – the North American Energy Standards Board (NAESB), facilitates the development of business practices or standards that support trading among entities not participating in organized markets, or between entities in an organized market and another entity outside of the market. The NAESB-developed business practices are filed with FERC for approval. Once approved, organized markets and

individual entities are expected to incorporate the approved NAESB standards into their tariffs, which would be filed with and approved by FERC. The FERC approved tariffs become market rules in the ISOs and RTOs, and for trading between individual entities.

Today, NAESB has developed about 20 standards for the wholesale electricity market and filed with the FERC.

In Canada, open access is not mandated throughout all provinces, and there does not exist a nation-wide regulator similar to the FERC to provide oversight for trading between organized market and among individual entities.

At present, only Ontario and Alberta have developed open, competitive markets province-wide. The Ontario and Alberta provincial governments have each established an energy board that provides regulatory oversight for market rule development. To date, the Ontario and Alberta market rules are quite comprehensive and serve all the needs for supporting a reliable and efficient electricity market in each province.

Future trends

In the reliability standard front, the existing set of standards has reached a rather stable state, i.e., subsequent revisions are expected to be infrequent. However, new or revised standards may be developed to address risks or impacts caused by emerging technologies or trends such as increased penetration of renewable energy resources.

In the market rules front, new market opportunities are being created as a result of changes in the fundamental characteristics of the power system and changes associated with renewable energy, intermittent generation, and demand side capabilities. Changes in storage capabilities as well as direct consumer involvement create needs for the continued evolution of markets.

In Canada, similar trend is expected in the provinces of Ontario and Alberta.

Australia

Current status of reliability standards and market rules development

In Australia, there are two major power systems - the National Electricity Market (NEM) covering eastern and southern Australia and the Wholesale Electricity Market (WEM) covering the South West Interconnected System in Western Australia.

In the NEM, The Australian Energy Market Commission (AEMC) provides regulatory oversight for reliability standards development and approves changes to the Market rules required to implement these standards. The Australian Energy Regulator (AER) enforces compliance ...

Au Canada, pour les provinces de l'Ontario et de l'Alberta, une tendance similaire est attendue.

Australie

Point actuel du développement des normes de fiabilité et des règles de marché

En Australie il existe deux systèmes électriques principaux, le Marché National de l'Électricité (NEM) qui couvre l'est et le sud de l'Australie, et la Marché de Gros de l'Électricité (WEM), qui couvre le Réseau interconnecté du Sud-Ouest, dans l'ouest de l'Australie.

Pour le NEM, la Commission Australienne du Marché de l'Énergie (AEMC) assure la supervision réglementaire du développement des normes de fiabilité, et approuve les modifications des règles de marché rendues nécessaires par la mise en œuvre de ces normes. Le Régulateur de l'Énergie Australien (AER) assure le respect de la conformité aux normes de fiabilité et détermine les pénalités pour non-conformité. Dans le WEM, l'Autorité de Régulation Économique (AER) assure le respect de la conformité aux normes de fiabilité et détermine les pénalités pour non-conformité. Pour le WEM, l'Autorité de Régulation Économique (AER) va mettre en place un Comité Consultatif sur la Fiabilité pour aider au développement des normes de fiabilité.

Dans le NEM la norme de fiabilité définit le maximum annuel prévu de l'énergie non distribuée, du fait d'un déficit de production ou de contraintes importantes sur le réseau (fixé à 0,002% de l'énergie distribuée, en moyenne sur le long terme). Cette norme est mise en œuvre par l'Opérateur du Marché de l'Énergie Australien (AEMO). Il existe aussi d'autres normes qui impactent la fiabilité :

- Domaines normalisés de fréquence de fonctionnement,
- Principes suivant lesquels doivent être gérés les déficits de fourniture affectant différentes zones de prix,
- Normes sur la restauration du service,
- Normes de fiabilité du réseau.

Dans le WEM les critères de planification stipulent les marges de réserves requises, qui sont définies à partir de la combinaison :

- D'un pourcentage de la demande de pointe prévue,
- De la capacité maximale de la plus grande unité de production,
- Du niveau qui permettrait de limiter les déficits à 0,002% de la consommation d'énergie annuelle.

Quant aux règles de marché, dans le NEM c'est l'AER qui assure la supervision réglementaire de toutes les règles et des mécanismes du marché. Dans le WEM, c'est l'ERA qui assure la supervision réglementaire de toutes les règles et des mécanismes de marché.

Dans le NEM, l'AEMC définit les règles pour le NEM. Les juridictions des États définissent les règles concernant les commercialisateurs dans les domaines relevant de la protection des clients. Pour les clients appartenant à des catégories qui ont été ouvertes à la concurrence, ces juridictions des États fixent aussi les conditions tarifaires des clients qui choisissent de rester clients des distributeurs défaillants.

Tendances pour le futur

Dans le domaine des normes, on prévoit le développement de normes nouvelles ou révisées, tant pour le NEM que pour le WEM, qui doivent faire face à des difficultés croissantes induites par les changements qui affectent le système électrique, et en particulier par :

- Les niveaux élevés de pénétration des énergies renouvelables,
- La réduction de la production synchrone qui assure l'inertie du système,
- L'arrivée des services de gestion par la demande et du stockage.

Du côté des règles de marché, les évolutions du système électrique vont également mettre au jour des questions sur les conceptions du marché de gros actuel. En Australie du Sud on prévoit que les sources de production qui subsisteront seront les éoliennes, les centrales thermiques à gaz, et un peu de centrales à charbon situées ailleurs dans le NEM. Pour l'Australie de l'Ouest le déploiement à grande échelle du solaire de toiture a fait que la demande réseau n'a pas augmenté à la vitesse attendue, et ceci a conduit à une importante surcapacité de production dans le WEM.

Japon

Point actuel du développement des normes de fiabilité et des règles de marché

Au Japon le Ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI) assure la supervision réglementaire du développement des normes de fiabilité. Le METI approuve les règles établies par l'Organisation pour la Coordination Inter-régionale des Gestionnaires de Transport (OCCTO). Toutes les Compagnies d'Électricité (EPCO), telles que les Producteurs, les Compagnies de Commercialisation, et les Compagnies de Transport et de Distribution doivent être membres de l'OCCTO.

L'OCCTO a arrêté des règles, composées de « Règles d'Exploitation » et de « Codes de Réseau ». Dans les « Codes de Réseau » on trouve les normes de fiabilité couvrant les aspects de la planification et de l'exploitation des réseaux électriques.

Pour les règles de marché, la Bourse Japonaise de l'Électricité (JEPX), qui a commencé ses activités en ...

with the reliability standards and assesses penalties for non-compliance. In the WEM, the Economic Regulatory Authority (ERA) will establish a Reliability Advisory Committee to assist in the development of reliability standards.

In the NEM, the principle reliability standard sets out the expected maximum level of annual unserved energy due to shortage of generation or major transmission constraints (set at a long-term average of 0.002% of energy supplied). This standard is operationalised by the Australian Energy Market Operator (AEMO). Other standards which impact upon reliability are:

- Frequency operating standards;
- Principles by which supply shortages affecting multiple pricing regions are managed;
- System restart standards;
- Network reliability standards.

In the WEM, the planning criteria sets out the required reserve margin based upon a combination of:

- A percentage of peak forecast load,
- The maximum capacity of the largest generating unit and,
- A level that would limit expected energy shortfalls to 0.002% of annual energy consumption.

As for market rules, in the NEM the AER has regulatory oversight on all market rules and mechanisms. In the WEM, the ERA has regulatory oversight on all market rules and mechanisms.

In the NEM, the AEMC establishes the rules for the NEM. State Jurisdictions establish rules for retailers in the area of customer protection. For some customer classes where competition has been introduced these state bodies also set default tariffs for customers who choose to remain with the default retailer.

Future trends

In the reliability standards front, it is expected that new and/or revised standards will be developed in both the NEM and the WEM as they face increasing challenges due to the changing nature of the power system, in particular:

- High levels of renewable penetration,
- Reduction in synchronous generation that provides system inertia,
- Emergence of demand side services and storage.

In the market rules front, the changes to the nature of the power system also bring into question on the current wholesale market designs.

It is expected that in southern Australia, the only sources of generation remaining will be wind, gas fired generation and limited supply from coal fired generation elsewhere in the NEM.

Large scale adoption of domestic roof top solar has meant the system demand in Western Australia has not grown at the rate expected leading to significant generator overcapacity in the WEM.

Japan

Current status of reliability standards and market rules development

In Japan, the Ministry of Economy, Trade & Industry (METI) provides regulatory oversight for reliability standards development. METI approves the rules developed by Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCTO). All Electricity Power Companies (EPCOs) such as Power Producer, Retail Electric Utility and Transmission and Distribution Company are obligated to be a member of OCCTO.

OCCTO has developed rules consisting of “Operational Rules” and “Network Codes”. “Network Codes” include reliability standards in the aspect of system planning & operation.

Regarding market rules, the Japan Electric Power eXchange (JEPX), which began operating the electricity market in Japan in 2015, has developed nation-wide market rules that support the spot, forward and 1-hour ahead market activities. The rules are based on Electricity Business Act, and substantially METI has an authority. The Electricity Market Surveillance Commission started to monitor trading from September 2015. Electricity Market Surveillance Commission became Electricity and Gas Market Surveillance Commission since April 2016.

Future trends

In the reliability standards front, the long & short term reserve capacity requirement and supply has been discussed in OCCTO, considering operation of interconnection and penetration of renewable generation. In the market rules front, the creation of a real time (spot) market is being planned.

South Africa

Current status of reliability standards and market rules development

The South African Grid Code (Network Code) details the requirements for network adequacy, from a planning and expansion perspective. Recommendations for Grid Code additions, enhancements and amendments are made by an industry body comprising of market participants, customers and the regulator, and are then approved by the National Energy Regulator (NERSA).

Some aspects of operational reliability standards are ...

2015, a défini des règles de marché nationales, qui régissent les activités des marchés spot, à terme et H-1. Les règles respectent la loi sur les activités électriques (Electricity Business Act), et le METI exerce une autorité effective. La Commission de Surveillance du Marché de l'Electricité a commencé à suivre le négoce à partir de septembre 2015. La Commission de Surveillance du Marché de l'Electricité est devenue la Commission de Surveillance du Marché de l'Electricité et du Gaz en avril 2016.

Tendances pour le futur

En matière de normes de fiabilité, l'OCCTO a abordé la discussion des exigences de réserve de capacité à long et court termes, et de leur mise à disposition, en prenant en compte l'exploitation de l'interconnexion et la pénétration des productions renouvelables. **En ce qui concerne le marché**, la création d'un marché en temps réel (spot) est en planification.

Afrique du Sud

Point actuel du développement des normes de fiabilité et des règles de marché

Le Grid Code Sud-Africain (Code de Réseau) précise les exigences en matière d'adéquation du réseau, vue au niveau de la planification et du développement. Les recommandations de compléments, d'améliorations et de modifications du Code de Réseau proviennent d'un organisme de l'industrie rassemblant des acteurs du marché, des clients et le Régulateur, et sont ensuite approuvées par le Régulateur National de l'Energie (NERSA)

Certains aspects de la fiabilité opérationnelle existent dans le Code de Réseau, mais le détail des exigences est approuvé au sein de la compagnie d'électricité nationale (Eskom), qui aujourd'hui est encore une compagnie d'électricité verticalement intégrée.

L'opérateur de système produit les normes de fiabilité opérationnelle du réseau de transport, avec des éléments en provenance de différents domaines de l'activité. Etant compagnie d'électricité verticalement intégrée Eskom a fourni les informations clés du développement du Code de Réseau, et des exigences d'adéquation du réseau qui lui sont associées. Pour les règles de marché, le Département de l'Energie (DoE) élabore un Plan Intégré de Ressources qui stipule les besoins de production attendus pour le système électrique pour les prochaines 20 années, et plus. Le DoE a désigné Eskom comme Acheteur Unique pour l'achat de toute l'électricité du pays. En conséquence les règles liées à l'Acheteur Unique et au modèle en vigueur relèvent en principe de l'autorité du DoE. Il n'existe pas de règles de marché spécifiques définies, puisqu'il n'y a pas aujourd'hui de marché libéralisé en Afrique du Sud. Cependant le DoE est responsable de la définition des accords d'achats

d'électricité (PPA) auprès des producteurs indépendants (IPP). Ces accords sont également signés et acceptés par le Régulateur National de l'Energie (NERSA), ainsi que par l'Acheteur Unique (Eskom).

Les Règles de programmation opérationnelle et de dispatching, qui sont un composant du Code de Réseau, ont été établies.

Dans le Pool Sud-Africain de l'Electricité (SAPP), il existe divers types de marchés, Marché des transactions bilatérales (à court et long termes), Marché des transactions à J-1 (DAM) et Marché des transactions à terme (PDAM). Dans le SAPP, les règles des différents marchés sont développées par un Sous-comité des Marchés, qui rassemble des représentants de toutes les parties prenantes, avec des apports de consultants divers.

Tendances pour le futur

En ce qui concerne les normes de fiabilité, et avec la structure actuelle de l'industrie, il est improbable qu'il y ait des évolutions significatives de quelque ordre. Il y a un certain travail en cours consécutif à des demandes venant du régulateur et portant sur des informations plus détaillées concernant les normes opérationnelles, mais il n'y a pas aujourd'hui d'intention de les changer. Cependant, s'il survient une évolution dans la structure de l'industrie, telle que la mise en place d'un Opérateur de Système Indépendant, cela pourrait conduire à des changements.

Du côté des règles de marché, on estime que dans le futur prévisible le modèle de l'Acheteur Unique va perdurer. On pense que des programmes supplémentaires d'IPP, de productions de base gaz et charbon, pourraient être lancés.

Brésil

Point actuel du développement des normes de fiabilité et des règles de marché

Pour le système électrique brésilien, les entités suivantes sont responsables de la proposition et de l'approbation des normes de fiabilité :

- L'Opérateur de Système (ONS) est responsable de la coordination, du développement et de l'élaboration des propositions de critères et de normes de fiabilité qui doivent figurer dans le Code de Réseau,
- La Compagnie de Recherche pour l'Energie (EPE) est responsable de la définition des critères des études de planification du secteur de l'énergie, pour l'électricité et le gaz,
- L'Agence de Régulation de l'Electricité (ANEEL) approuve les critères et les normes de fiabilité proposés par l'ONS et l'EPE.

...

contained in the Grid Code but more detailed requirements are approved within the national utility (Eskom), which is currently still a vertically integrated utility.

The System Operator develops the standards for operational reliability for the Transmission System, with input from various areas of the business. As a vertically integrated utility, Eskom provided key inputs into the development of the Grid Code and its associated requirements for network adequacy.

Regarding market rules, the Department of Energy (DoE) develops an Integrated Resource Plan indicating the expected generation required on the system in the next 20+ years. The DoE has designated Eskom as a Single Buyer for the purchase of all electricity in the country. Thus, the rules associated with the Single Buyer and the current model are in principle governed by the DoE. There are no specific market rules developed as there is currently no liberalised market in South Africa. However, the DoE is accountable for the development of power purchase agreements (PPAs) with the independent power producers (IPPs). These are also signed and accepted by the National Energy Regulator (NERSA) as well as the Single Buyer (Eskom).

The Scheduling and Dispatch Rules, a component of the South African Grid Code, have been developed.

Within the Southern African Power Pool (SAPP), a number of markets exist viz. Bilateral Trading (Short and Long Term), Day Ahead Market (DAM) Trading and Post Day Ahead Market (PDAM) Trading. Within the SAPP, the various market rules are developed by a Market Sub Committee, comprising of members from all operating members with input from various consultants.

Future trends

In the reliability standard front, with the current industry structure it is unlikely that there will be any significant changes. Some work is being done on more detailed information requirements from the regulator regarding the operational standards, but there is currently no intention to change these. However, if there is a change in industry structure, such as the development of an independent System Operator this could lead to changes.

In the market rules front, it is expected that the Single Buyer model will continue into the foreseeable future. It is envisaged that further IPP programs such as gas and base load coal may be developed.

Brazil

Current status of reliability standards and market rules development

In Brazil, the following entities are responsible for

proposing and approving reliability standards for the Brazilian power system:

- The system operator (ONS) is responsible for coordinating, developing and elaborating the proposal of the reliability criteria and standards to be included in the Grid Code;
- The Energy Research Company (EPE) is responsible for defining the criteria for the studies of the energy sector planning for electricity and gas;
- The Electricity Regulatory Agency (ANEEL) is responsible for approving the reliability criteria and standards proposed by the SO and the EPE.

The basic system security criterion in the Brazilian power system is that it needs to be planned to resist N-1 contingency. There are additional System Security Criteria for operational planning and real-time operations, which are more stringent and could include N-2 and/or N-3 events depending on the degree of severity and the anticipated and/or prevailing system conditions.

As for market rules, in addition to the governing authorities listed above, the Electricity Commercialization Chamber (CCEE) – the Brazilian Market Operator (MO) – is responsible for managing and operating the transactions of purchase, sale, accounting and settlement of electricity in the national context.

The following entities are responsible for proposing and approving the market rules applied in the electricity market:

- The MO is responsible for coordinating, developing and elaborating the proposal of the Market Rules;
- The ANEEL is responsible for approving the Market Rules proposed by the MO.

Future trends

In the reliability standards front, there are increased reliability concerns in view of the complexity and challenges caused by the wide integration of renewables. In this context, it is necessary to implement measures to mitigate the impacts caused by intermittent generation to achieve adequate system performance.

On the other hand, it is necessary to improve the grid code to provide robustness to incorporate wind turbines so that they can resist impacts from the power system. In addition, attention is being focused in the increase of embedded distributed generation in the distribution grids without any scheduling and supervision by the system operator; tendency of operating the interconnected grid close to power system limits and conciliation of the interests between Operation and Market Segments.

In the market rules front, it is anticipated that future development will be focused on addressing the following challenges:

- Achieving efficient regional outcomes for the South and Central America Regional Markets with the main ...

Le système électrique brésilien doit être planifié pour résister à l'incident N-1, et ceci constitue le critère de base de sa sécurité. Il existe d'autres critères de sécurité du système qui s'appliquent à la programmation opérationnelle et à l'exploitation en temps réel, plus contraignants et pouvant porter sur des incidents N-2 ou N-3, en fonction du degré de sévérité et de la situation du système électrique, effective et/ou anticipée.

Quant aux règles de marché, et en plus des entités responsables citées auparavant, la Chambre de Commercialisation de l'Électricité (CCCE) - l'Opérateur de Marché Brésilien (MO) - est responsable de la gestion et de la réalisation des transactions d'achat de l'électricité, de vente, de la facturation et du règlement dans le cadre national.

Les entités suivantes sont en charge de proposer et d'approuver les règles du marché de l'électricité :

- Le MO est responsable de la coordination, du développement et de l'élaboration des règles de marché,
- L'ANEEL est responsable de l'approbation des règles de marché proposées par le MO.

Tendances pour le futur

En ce qui concerne les normes de fiabilité, on se préoccupe de plus en plus de la complexité et des difficultés induites par l'intégration à grande échelle des renouvelables. Dans ce contexte, il faut mettre en œuvre des mesures pour réduire les impacts que provoque la production intermittente, afin de maintenir un fonctionnement satisfaisant du système électrique.

Par ailleurs il est nécessaire de perfectionner le code de réseau, pour permettre d'incorporer des turbines éoliennes dans des conditions telles qu'elles puissent surmonter les impacts en provenance du réseau. En plus, on apporte une attention spéciale à l'augmentations du volume de la production intégrée aux réseaux de distribution, sans possibilité de dispatching ou de supervision par l'Opérateur de Système, à la tendance à exploiter le réseau interconnecté près des limites du système électrique, et à la conciliation des contraintes de l'exploitation du réseau et du marché.

Du côté des règles du marché, on pense que les développements futurs viseront à traiter les problèmes suivants :

- Pour les Marchés Régionaux de l'Amérique du Sud et de l'Amérique Centrale, aboutir à des résultats intéressants pour la Région, avec comme objectif principal d'obtenir des bénéfices en matière de coûts d'exploitation, d'amélioration de la sécurité du réseau et de la fourniture d'électricité, et de réductions des émissions de CO₂ ;

- La complexité croissante et les problèmes induits par l'intégration des renouvelables, ainsi que leur impact en termes d'économie et de marché, dans des environnements ou régulés ou libres.

Conclusions

Le GT C2/C5.05 a procédé à une analyse de l'historique de la mise en œuvre, de la situation actuelle et des tendances futures, des normes de fiabilité et des règles de marché, dans plusieurs pays et marchés. Il s'agit d'une première phase de l'étude des difficultés que rencontrent les opérateurs de systèmes quand ils essaient d'atteindre simultanément la fiabilité de l'exploitation et l'efficacité du marché. Cette analyse montre que les développements des normes de fiabilité et des règles de marché sont à des stades différents selon les pays et les marchés analysés.

Après cet examen on peut formuler les observations clés suivantes :

1. Sur le développement des normes de fiabilité

Tous les pays/marchés couverts par l'analyse ont commencé à développer des normes de fiabilité bien avant le début de la libéralisation des marchés. Avec l'arrivée de la libéralisation, certaines des normes de fiabilité ont été étendues pour traiter des problèmes qui peuvent être induits par les activités de marché, nouvelles ou accrues.

Alors que dans la plupart des pays/marchés les normes de fiabilité ont évolué et se sont plutôt stabilisées, le développement de normes nouvelles et révisées se poursuit, parce que l'on voit apparaître des risques nouvellement identifiés et des impacts potentiels sur le réseau électrique interconnecté.

2. Sur le développement des règles de marché

La situation des règles de marché varie selon les pays/marchés, en fonction de leur stade d'évolution. Pour les marchés adultes, c. à d. ceux qui ont débuté leur libéralisation dans les années 1990, le développement des règles de marché a atteint un certain palier. Mais, avec l'arrivée de nouvelles technologies et la participation ou l'activité accrue de nouveaux acteurs de marché, des règles de marché nouvelles ou révisées doivent être définies, pour permettre un accès juste et égal aux marchés d'électricité.

3. Sur la suite

Le GTC estime en outre que certaines normes de fiabilité et certaines règles de marché peuvent être interdépendantes, et que la conformité aux normes de fiabilité peut avoir un certain impact négatif sur les mécanismes de marché (efficacité), et vice versa. Une analyse et une évaluation détaillées de ces difficultés seront l'objet des travaux de l'étape 2. ■

objective of identifying benefits in terms of reducing operational costs; increasing power system and energy supply security; and reducing CO2 emissions;

- Increasing complexity and challenges caused by the integration of renewables, including their economic and market impacts considering both regulating and free contracting environments.

Conclusions

The JWG C2/C5.05 has completed a review of the historical, current and future development of reliability standards and market rules in several countries and markets as a first step of exploring the challenges to system operators when they attempt to achieve operations reliability and market efficiency simultaneously. The review indicates that the development of reliability standards and market rules is at different stage among the countries and markets included in the review.

From the review, the following key observations are made:

1. Reliability standards development

All countries/markets included in this review started the development of reliability standards well before electricity market liberalisation. With the advent of market

liberalisation, some of the reliability standards have been expanded to address issues that may arise from new and increased market activities.

While reliability standards in most countries/markets have matured and reached a rather stable state, development of new and revised standards is still ongoing as newly identified risks and potential impacts on the interconnected power grid emerge.

2. Market rules development

The status of market rules development varies among countries/markets, depending on the stage of evolution. For mature markets, i.e., those that started liberalisation in the 1990's, market rules development has reached a rather stable state. However, as new technology and increased participation/activities by new market entrants emerge, new and/or revised market rules need to be developed to enable fair and equal access to the electricity markets.

3. The JWG further assesses that some of the reliability standards and market rules may be intertwined, and that compliance with reliability standards may have certain adverse impact on market mechanisms (efficiency), and vice versa. A detailed review and assessment of such challenges will be conducted at Stage 2 of this task. ■

BROCHURE N° 688

(en anglais seulement)

(in English only)

Disponible sur / Available on:

www.e-cigre.org

Prix non-Membres / Non-Member Price:

80 €

Purchase (non-members)

Free download (members)

Analyse du cycle de vie appliquée aux câbles souterrains

Membres :

A.Laurens, Chef de file (FR), J.Hyde, Secrétaire (GB), R.Atwell (GB),
A.Magri (CH), B.Poisson (FR), A.Farkas (SE), G.Donosó (ES), R.Benato (IT),
D.Martelli (IT), R.Santos Jorge (NO)

Membres correspondants :

C.Damasceno Peixoto (BR), M.Soga (JP), S.Chelukupalli (CA), A.Makovoz (US),
Z.Yonghua (CN), O.Benhong (CN)

Introduction

Le recours de plus en plus fréquent aux liaisons souterraines à la place des lignes aériennes pour le transport d'électricité, pour des questions notamment d'acceptabilité des ouvrages et d'insertion paysagère, pose nécessairement la question de leurs impacts environnementaux. Afin de minimiser les impacts des câbles souterrains, il peut s'avérer nécessaire de réaliser des études d'écoconception permettant d'identifier les pistes d'amélioration les plus efficaces. Afin d'être la plus pertinente possible, une telle approche implique de prendre en compte chacune des phases du cycle de vie de l'ouvrage concernée, de la production du câble, en passant par son utilisation et jusqu'à sa fin de vie.

Pour cela, la méthodologie d'Analyse du Cycle de Vie (ACV) s'avère être un outil précieux. Définie par la norme ISO 14040, cette méthode prend en compte toutes les phases du cycle de vie du produit ou service étudié, de l'extraction des matières premières à l'élimination des déchets produits, afin de réaliser une évaluation multicritères des impacts potentiels du système étudié sur l'environnement. La mise en œuvre de la méthode implique la réalisation, pour le système, d'un bilan des consommations d'énergie, de ressources naturelles et des émissions polluantes. Ces flux de matière et d'énergie sont alors agrégés au sein de modèles, ce qui permet de quantifier l'impact environnemental du système, à l'aide d'indicateurs spécifiques.

La méthode ACV appliquée aux câbles électriques souterrains peut être utilisée :

- pour améliorer une technologie donnée en

identifiant les phases du cycle de vie ayant un impact environnemental prépondérant et en agissant dessus ;

- pour comparer différentes solutions ou systèmes ayant la même fonction (par exemple ouvrage souterrain et aérien) ;
- pour évaluer l'impact de nouvelles sources d'énergies en tenant compte de l'impact de leur raccordement au réseau électrique ;
- pour évaluer les impacts et les bénéfices de la transition énergétique compte tenu des effets indirects sur le réseau de transport d'électricité. En effet, la transition énergétique implique de plus en plus d'énergies renouvelables et pour donner une valeur maximale à ces nouvelles sources d'énergie, le réseau a besoin d'améliorations et de développements.

Cadre de l'étude et méthodologie de travail

Pour promouvoir l'écoconception auprès des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, des industriels câblés, des scientifiques et des décideurs (politiques, entreprises, autorités compétentes,...), le travail du GT B1.36 visait à contribuer à l'élaboration d'une méthodologie appropriée et d'un référentiel pour réaliser des ACV appliquées aux câbles électriques souterrains à haute et très haute tension. De fait, cette Brochure Technique (BT) donne des références et des méthodes (état de l'art, benchmark des logiciels et bases de données ACV, cas pratique d'ACV,...) pour aider les différents acteurs à utiliser l'ACV comme aide à l'écoconception. ...

Life cycle assessment of underground cables

Members:

A.LAURENS, Convenor (FR), J.Hyde, Secretary (UK), R.Atwell (GB),
A.Magri (CH), B.Poisson (FR), A.Farkas (SE), G.Donoso (ES), R.Benato (IT),
D.Martelli (IT), R.Santos Jorge (NO)

Corresponding members:

C.Damasceno Peixoto (BR), M.Soga (JP), S.Chelukupalli (CA), A.Makovoz (US),
Z.Yonghua (CN), O.Benhong (CN)

Introduction

The increasing use of underground cables instead of overhead lines for electricity transmission for acceptability reason or landscaping integration raises the question of its environmental impacts. To reduce the impact of underground cables, it can be necessary to carry out eco-design studies which will help identify the most efficient areas for improvement. In order to be as relevant as possible, such an approach implies to take into account every phase of the life cycle of the underground cable: manufacture of the cable, operation phase and end of life.

To that end, Life Cycle Assessment (LCA) methodology turns out to be a precious tool. Defined by the ISO standard 14040, this method takes into account every phase of the life cycle related to studied good or service, from the extraction of raw materials to the disposal of wastes which are produced, in order to carry out a multi-criteria evaluation of the potential impacts of the studied system on the environment. The implementation of this method requires the achievement of a balance sheet for the consumptions of energy, natural resources, and for the emissions of polluting substances. These material and energy flows are then incorporated into models which will bring quantified information on the environmental impacts with the help of specific indicators.

LCA method applied to underground cable can be used to:

- improve one given technology by identifying phases of the life cycle responsible for the most important share of the environmental impact, and acting on it;
- compare different solutions or system having the same function (for instance underground cable

versus overhead line);

- perform a study on the impact of new renewable energy, taking into account the impact of their connection to the electricity transmission system;
- perform a broader study on the benefits/impacts of energy transition, taking into account the indirect effects on the electricity transmission system. Indeed, the energy transition involves more and more renewable energies and in order to give maximum value to these new power sources, the network needs some improvements and developments.

Scope of the study and work methodology

To encourage the building up of eco-design approaches towards grid system operators, cable manufacturers, scientists or decision makers (politics, companies, competent authorities,...), the WG B1.36 aims at contributing to the proposal of an appropriate methodology and framework to carry out LCA applied to high voltage and very high voltage underground cables. Consequently, this Technical Brochure (TB) gives references and methods (state of the art, benchmark of LCA software and databases, case study,...) to help different stakeholders use LCA as a tool for eco-design.

Description of the TB

1. The **First Chapter** of the TB gives the introduction and the scope of the WG.
2. In the **Second Chapter**, the main features and interests of the Life Cycle Assessment (LCA) method are exposed. Hence, the principles of the method ...

Description de la Brochure Technique

1. Le **premier chapitre** est consacré à l'introduction et au cadre de l'étude du Groupe de Travail.
2. Dans le **second chapitre** sont présentés les principales caractéristiques et intérêts de la méthodologie d'analyse de cycle de vie. Ainsi, les principes de la méthode sont commentés (normes, guides méthodologiques, approche historique) de même que les différents outils permettant sa mise en œuvre pratique (logiciels et bases de données). Cette section comprend également une analyse critique de l'utilisation de l'ACV en entreprise ainsi qu'un aperçu des limites de la méthode.
3. Le **troisième chapitre** est un résumé détaillé de la version complète de l'état de l'art présentée dans les annexes de la Brochure Technique. Au regard du secteur de l'électricité, les études se sont avant tout focalisées sur les impacts des procédés de production d'énergie, mais un nombre de plus en plus important d'études concerne les impacts des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Le chapitre dresse un récapitulatif des publications d'études ACV pour les câbles de puissance électrique souterrains. Pour chaque étude ACV, la méthodologie employée est détaillée (unité fonctionnelle, choix du logiciel ACV, méthode de caractérisation) et les résultats associés sont présentés.
4. Le **quatrième chapitre** propose une méthodologie complète pour réaliser une ACV de câble souterrain, de la définition du cadre de l'étude au choix des méthodes de caractérisation en passant par la collecte de données. Cette partie de la BT explique également comment procéder à une ACV comparative et donne des recommandations méthodologiques précises.
5. Le **cinquième chapitre** constitue le rapport d'un cas pratique d'ACV qui a été réalisé par le GT pour un ouvrage électrique souterrain donné. L'étude de cas a été réalisée à l'aide d'un logiciel ACV, conformément à la méthodologie présentée par le GT B1.36. Dans cet exemple, le flux de référence est le transport, sur l'ouvrage, d'un kilowattheure d'électricité sur un kilomètre pendant quarante ans. Le système étudié est défini, ses frontières sont établies et des méthodes de caractérisation, recommandées par ILCD (International Reference Life Cycle Data System - Système de Données International de Référence pour le Cycle de Vie) et par les gestionnaires d'infrastructures ont été retenues. Le processus de collecte des données est alors détaillé. Ces données sont utilisées comme valeurs d'entrée pour un modèle dont les sorties

sont les indicateurs d'impact, associés à des méthodes de caractérisation. En outre, une étude de sensibilité portant sur les contenus des mix énergétiques montre qu'en termes d'impacts, il existe des différences significatives selon le pays en charge de l'exploitation du câble. En conséquence, les recommandations visant à limiter les impacts environnementaux des câbles ne sont pas nécessairement les mêmes dans chaque pays.

Conclusion

Les pertes électriques ont été identifiées comme les causes prépondérantes d'impacts environnementaux dans la plupart des ACV de câbles électriques souterrains ayant été réalisés. Dans une optique de réduction de l'impact environnemental des câbles électriques souterrains, il est par conséquent pertinent dans un premier temps de concentrer les efforts sur la réduction des pertes électriques. Les ACV montrent également que la phase de fabrication des câbles représente une part non négligeable des impacts environnementaux et pourrait ainsi être améliorée de ce point de vue-là. A la lumière de cette étude, des solutions pour réduire les impacts environnementaux des câbles souterrains sont discutées, pour chaque phase du cycle de vie concernée.

Cependant, en l'état actuel des connaissances, le modèle ACV utilisé n'est pas optimal et des améliorations doivent être apportées (principalement en ce qui concerne la collecte des données et les scénarios de fin de vie).

En outre, la méthodologie d'analyse de cycle de vie ne peut être considérée comme une méthode exhaustive pour évaluer l'impact environnemental de câbles électriques souterrains. En effet, les impacts locaux sur la flore et la faune, ou encore l'acceptabilité des projets ne sont à ce jour pas modélisables. Ainsi la méthodologie d'analyse de cycle de vie doit être considérée comme un outil parmi d'autre pour éclairer les décideurs (politiques, entreprises, autorités compétentes,...).

Toutefois, la méthodologie d'analyse de cycle de vie semble être une bonne solution pour cibler des pistes spécifiques d'amélioration sur lesquels la recherche et le développement doivent concentrer leurs efforts. C'est en adoptant une telle approche que les gestionnaires de réseau de transport d'électricité, les industriels câblés, les scientifiques et les décideurs (politiques, entreprises, autorités compétentes,...), peuvent progresser dans la réduction de l'impact environnemental des câbles électriques souterrains et se rendent capable d'exploiter, en interne ou dans leur communication externe, les grands enseignements de ses études pour définir des critères d'écoconception. ■

are discussed (standards, guidelines, historical approach), as well as the various tools that enable one to implement LCA in practice (databases and software). This part also includes a critical analysis of the use of LCA in a company and an overview of the limits of the method.

3. The **Third Chapter** is a detailed summary of the State of the Art that is included in the appendices of the Technical Brochure. With regards to the electricity sector, the studies are mainly focused on environmental impacts arising from power generation. However, an increasing number of reports are addressing impacts related to electricity transmission and distribution systems. The section summarizes available literature on LCA studies for underground power cable systems. For each LCA study, the selected methodology is detailed (functional unit, chosen software, characterization method) and the associated results are presented.
4. The **Fourth Chapter** gives a complete methodology in order to achieve LCA studies applied to underground cable, from the definition of the scope of the study, to the choice of characterization methods or data collection. This chapter of the TB also explains how to perform a comparative LCA and provides specific methodological recommendations.
5. The **Fifth Chapter** correspond to the report of an LCA case study that has been carried out for a specific underground link. This study was achieved with an LCA software, in accordance with the methodology defined by the WG B1.36. In this example, the reference flow is the transmission of one kilowatt-hour of electricity over one kilometre during forty years. The considered system is defined, its boundaries are established and characterization methods recommended by ILCD (International Reference Life Cycle Data System) and by infrastructure managers are selected. Then, the process of data collection is described. These data are used as an input for a model whose outputs are impact indicators, associated to the characterization methodology. Moreover, a sensitivity analysis, carried out on the content of energy mixes, emphasizes the fact that, in terms of impacts, meaningful differences appear depending on the country where the underground cable is operated. Hence, recommendations which aim at limiting environmental impacts will not necessarily be the same in each country.

Conclusion

Electricity losses are identified as responsible for the most important share of the impacts in most of LCA studies related to underground cables that have been carried out. In order to reduce the environmental impact

of underground electric cables, the most relevant answer is therefore firstly to focus the effort on the reduction of electrical losses. LCA studies also demonstrate that manufacturing phase can generate a non-negligible share of the environmental impacts and therefore may be improved from an environmental point of view. In the light of this study, solutions to reduce the environmental impacts of underground cables are discussed, for every concerned phase of the life cycle.

However, based on the existing scientific knowledge, the model used for LCA isn't optimal yet and improvements must be made (mostly concerning data collection and end-of-life scenarios).

Furthermore, life cycle assessment methodology cannot be considered an exhaustive method to evaluate environmental impact of underground electric cables. Indeed, local impacts on flora and fauna, or public acceptability cannot be modeled to date. As a consequence, LCA must be considered as one tool among others to enlighten decision makers (politics, companies, competent authorities,...).

Nonetheless, life cycle assessment methodology appears to be a good solution to target specific areas for improvement on which research and development must be focused. By adopting such an approach, grid system operators, cable manufacturers, scientists or decision makers (politics, companies, competent authorities,...), can progress towards the reduction of the environmental impacts of underground electric cables and are able to exploit, internally or through its external communication, the highlights of its studies in order to define eco-design criteria. ■

BROCHURE N° 689

(en anglais seulement)

(in English only)

Disponible sur / Available on:

www.e-cigre.org

Prix non-Membres / Non-Member Price:

330 €

Purchase (non-members)

Free download (members)

Meetings* of interest to members



*For updated list of events, please visit our events section of the website at www.cigre.org

CIGRE Events

CIGRE Asia-Oceania Regional Council Technical Meeting 2017

Auckland, New Zealand
September 11-13, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/CIGRE-Asia-Oceania-Regional-Council-Technical-Meeting-2017>

International Colloquium on Lightning and Power Systems

Ljubljana, Slovenia
September 18-20, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/International-Colloquium-on-Lightning-and-Power-Systems>

CIGRE Colloquium Study Committee D2

Moscow, Russia
September 20-22, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/SC-D2-Colloquium>

MAKO CIGRE Conference

Ohrid, Macedonia
September 24-26, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/MAKOCIGRE-Conference>

CMDM 2017 (4th edition)

Bucharest, Romania
September 25-27, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/CMDM-2017-4th-edition>

CIGRE SC C3 Meeting in Seoul

Seoul, Republic of Korea
September 25-29, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/2017-CIGRE-SC-C3-MEETING-IN-SEOUL>

CIGRE Winnipeg 2017 International Colloquium & Exhibition

Winnipeg, Canada
September 30 - October 6, 2017

<http://cigre.org/Homepage/Events/CIGRE-Colloquia/CIGREA3-B4-D1-International-Colloquium-in-Winnipeg>

CIGRE Colloquium Study Committee A2

Cracow, Poland
October 1-6, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/Cigre-Cracow-2017>

2017 Grid of the Future Symposium – CIGRE US National Committee and EPRI

Cleveland, Ohio, USA
October 22-25, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/2017-Grid-of-the-Future-Symposium>

Call for papers: 8th Southern Africa Regional Conference

Cape Town, South Africa
November 14-17, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-CIGRE-Events/Call-for-papers-8th-southern-Africa-Regional-Conference>

Call for papers: "Smart Grid: Policies, Incentives, Technology and Regulation" - CIGRE Brazil

Rio de Janeiro, Brazil
December 4-7, 2017

<http://cigre.org/Homepage/Events/Other-CIGRE-Events/CIGRE-Brazil-Call-for-papers-Smart-Grid-Policies-Incentives-Technology-and-Regulation>

OTHER Events

ISH 2017 - 20th International Symposium on High Voltage Engineering

Buenos Aires, Argentina
August 28 - September 1, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-events/ISH-2017-20th-International-Symposium-on-High-Voltage-Engineering>

Jicable HVDC'17

Dunkerque, France
November 20-22, 2017

<http://www.cigre.org/Events/Other-events/Jicable-HVDC-17>

©CIGRE couloir3.com

©CIGRE couloir3.com



2017 COLLOQUIUM

SEPT 30 - OCT 6, 2017

WINNIPEG CANADA

cigrewinnipeg2017.com

HOSTED BY



PREMIER SPONSOR



Grid of the Future Symposium

Hilton Cleveland Downtown | Cleveland, Ohio

October 22–25, 2017

Paper submissions due by July 28, 2017

cigre-usnc.org/grid-of-the-future

The CIGRE U.S. National Committee and EPRI host plenaries, panels, technical papers, and tutorials in a forum for state-of-the-art innovations and practice in generation, transmission, distribution, markets, and advanced technologies.

FirstEnergy[®]



EPRI

**ELECTRIC POWER
RESEARCH INSTITUTE**