

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	90 (1999)
Heft:	15
Artikel:	Etude du comportement dynamique de la centrale de Bieudron (Cleuson-Dixence)
Autor:	Chamorel, P.-A. / Renaud, F. / Cherkaoui, R.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-901960

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 20.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Etude du comportement dynamique de la centrale de Bieudron (Cleuson-Dixence)

La nouvelle centrale hydroélectrique de Bieudron de 1200 MW a été mise en service à fin 1998. Elle est reliée au poste 380 kV de Chamoson (Valais central), au réseau 220 kV par un auto-transformateur 380/220 kV de 600 MVA et à la région franco-genevoise par une ligne 380 kV de 154 km, parallèle au réseau 220 kV. Cette région alimente notamment le Cern, dont la charge pulsée est contraignante pour le réseau. Cet article illustre l'analyse de stabilité dynamique des trois groupes de Bieudron en interaction avec la charge pulsée du Cern et lors de perturbations simulées sur le réseau.

La centrale de Bieudron de l'aménagement Cleuson-Dixence est la plus grande centrale hydroélectrique de la Suisse et a été mise en service par étapes d'octobre à décembre 1998. Sa capacité maximale de production est de 1200 MW avec trois groupes de 465 MVA. A l'échelle mondiale, elle détient les records suivants: la plus haute chute (1883 m), la plus grande puissance unitaire des turbines Pelton (423 MW) et la plus grande puissance par pôle des alternateurs (35,7 MVA/pôle). Pour mieux répondre aux fluctuations de la demande d'électricité, l'aménagement Cleuson-Dixence a pour but d'augmenter la capacité de turbinage du complexe hydroélectrique de Grande Dixence, Dixence et Cleuson. L'augmentation de puissance n'entraîne pas d'augmentation de production d'énergie électrique, mais permet par contre de concentrer le turbinage aux heures de forte demande et de pallier très rapidement à un déficit momentané de puissance. Le projet a été réalisé conjointement par Energie Ouest Suisse (EOS) et Grande Dixence (GD) SA. Cette dernière a elle-même pour actionnaires les BKW FMB Energie SA (13,33%), EOS (60%), Industrielle Werke Basel (IWB) (13,33%) et Nord-

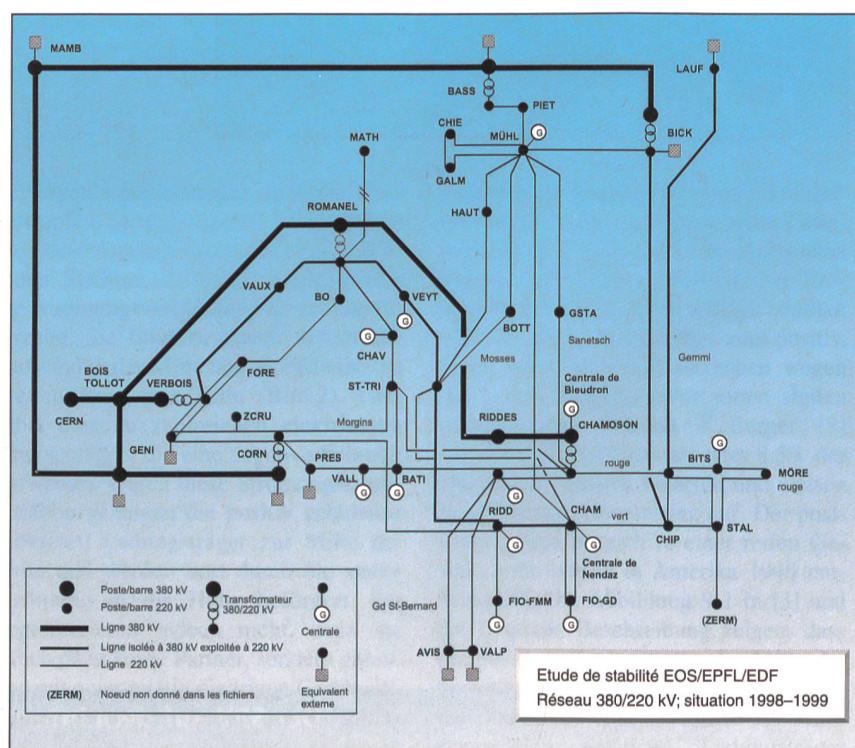
ostschweizerische Kraftwerke (NOK) (13,33%).

La centrale de Bieudron est reliée au poste 380 kV de Chamoson, situé dans le Valais central (fig. 1). Une ligne 380 kV de 154 km relie directement le poste de Bois Tollot d'Electricité de France (EDF), proche de Verbois. Cette ligne fonctionne normalement en parallèle avec un réseau 220 kV déjà existant. Le Centre européen pour la recherche nucléaire (Cern) est alimenté en grande par-

tie en 380 kV à partir du poste de Bois Tollot (fig. 2). La charge du Cern est très particulière, voire unique en Europe, puisqu'elle est de nature pulsée avec 300 MW crête à crête sur une période de 14 secondes, 24 h/jour du 1^{er} mars au 1^{er} novembre.

Objectifs des simulations dynamiques

Compte tenu des contraintes générées en permanence sur le réseau par les impulsions du Cern et de la structure actuelle du réseau 380 kV, EOS a entrepris avec l'appui du Laboratoire de réseaux d'énergie électrique de l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL/LRE) et avec la collaboration du Centre national d'exploitation du système d'Electricité de France (EDF/CNES) une évaluation à grande échelle du comportement dynamique des groupes de Bieudron (stabilité angulaire statique et transitoire) en cas de manœuvres, d'incidents simples ou combinés sur le réseau. On a utilisé à cet effet le logiciel Eurostag [1], développé conjointement par l'entreprise Tractebel (Belgique) et EDF. Ce choix est



Adresse des auteurs

D^r P.-A. Chamorel, F. Renaud
Energie Ouest Suisse (EOS)
Place de la Gare, 12 1001 Lausanne
pierre.andre.chamorel@eos-gd.ch
D^r R. Cherkaoui, A. Schenck, Ecole polytechnique fédérale de Lausanne, Laboratoire de réseaux d'énergie électrique (EPFL/LRE)
1015 Lausanne, rachid.cherkaoui@epfl.ch

motivé dans un paragraphe subséquent et a été en partie dicté par la collaboration avec EDF, qui exploite ce logiciel en temps réel dans son Centre national de conduite, afin de faciliter les échanges des données et des résultats.

Dans cette optique, on a simulé les événements combinatoires suivants:

- exploitation normale avec et sans la charge pulsée du Cern
- manœuvres simples sans incidents
- pertes d'ouvrage conduisant à une production en antenne de la centrale de Bieudron
- court-circuit triphasé sur la ligne 380 kV avec déclenchement/réenclenchement tripolaire
- court-circuit monophasé sur la ligne 380 kV avec déclenchement/réenclenchement unipolaire

On a ainsi simulé plus d'une centaine de configurations, scénarios de manœuvres et d'incidents sur près de 40 secondes dans le but de rendre compte du comportement dynamique des groupes de Bieudron dans diverses situations extrêmes, de permettre de définir les consignes d'exploitation de la centrale et d'ajuster les paramètres des régulateurs et ceux des relais de protection équipant la ligne 380 kV.

De plus, les régulateurs de tension de la centrale sont équipés de «Power System Stabilizers» (PSS). Ces dispositifs ont pour but de garantir au mieux l'amortissement des oscillations rotoriques des machines suite à une perturbation. Ce type d'élément est nécessaire lorsqu'une centrale, dont les régulateurs de tension ont des constantes de temps assez faibles et des gains élevés, doit produire et transporter une grande puissance au travers d'une longue ligne. L'étude effectuée doit permettre tout particulièrement de régler les gains des PSS dans le but d'en obtenir une efficacité optimale, notamment lors des impulsions occasionnées par la charge du Cern.

Modélisation

La modélisation retenue pour le réseau dépend bien évidemment du type de phénomène que l'on veut mettre en évidence à l'aide de l'outil de simulation. Cette étude s'intéresse aux comportements oscillatoires des rotors des générateurs autour de leur position d'équilibre synchrone. La fréquence des oscillations couvre en général une plage de fréquence allant de 0 à 3 Hz. Selon la sévérité de la perturbation induisant ces oscillations, sa durée, son emplacement, la charge du réseau, et bien entendu les caractéristiques

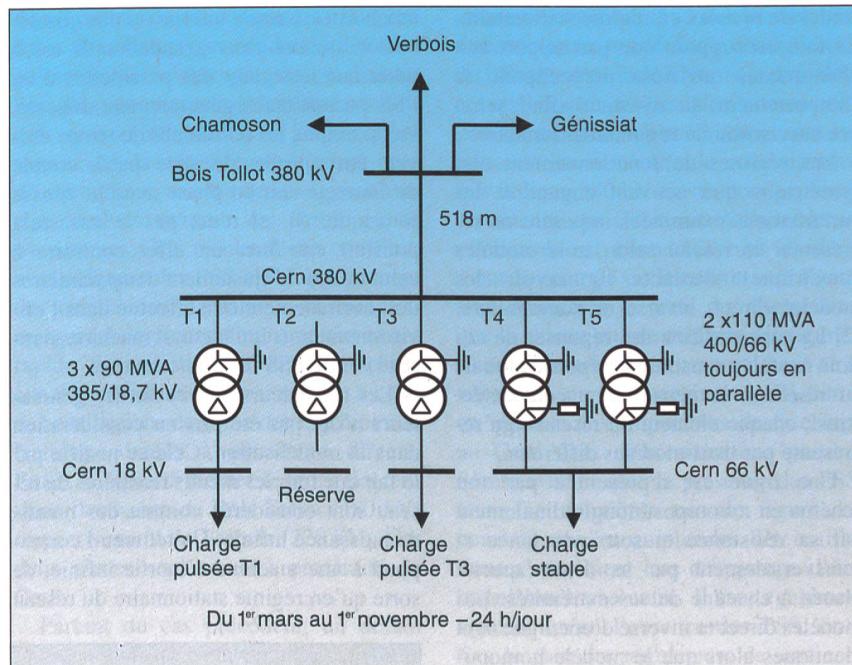


Figure 2 Cern: Schéma unifilaire 380/66/18 kV

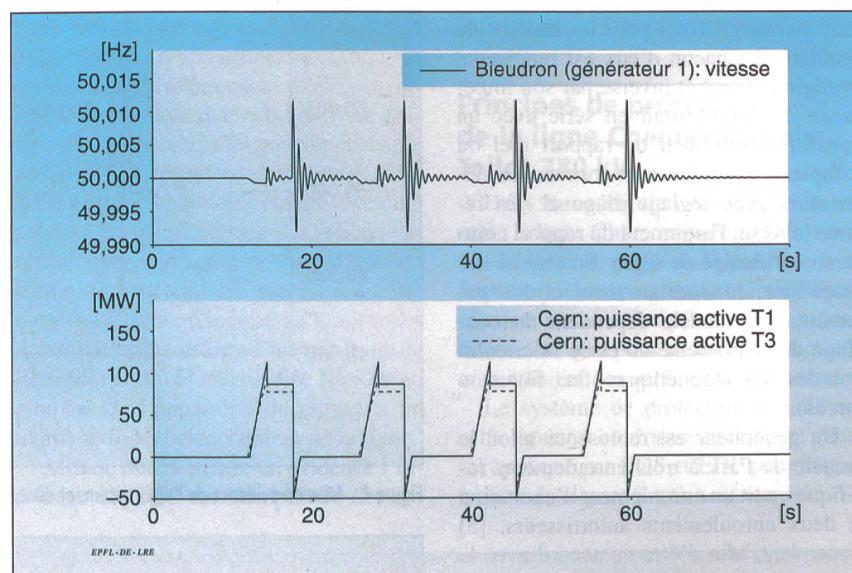


Figure 3 Comportement de la vitesse des groupes de Bieudron en réponse à la charge pulsée du Cern

des éléments qui le constituent, l'équilibre synchrone précité peut être momentanément ou définitivement rompu. Il s'agit dans ce dernier cas d'une perte de synchronisme conduisant à l'instabilité des groupes.

Les perturbations examinées sont des courts-circuits triphasés et monophasés, des pertes d'ouvrages (lignes ou transformateurs), des combinaisons de variations brusques et lentes de charges. Il est clair que les perturbations de nature brusque excitent toute une gamme de phénomènes venant s'ajouter à ceux qui nous intéressent. On citera en particulier les phénomènes électromagnétiques qui ba-

gent des fréquences élevées. Dans cette étude, on considère que ces derniers sont déjà éteints. L'analyse de tels phénomènes sort du cadre de l'étude. Leur prise en considération aurait conduit à une modélisation différente de celle faisant l'objet de ce chapitre et à l'utilisation d'un logiciel de simulation approprié comme EMTP par exemple.

Les fréquences des oscillations rotoriques étant très faibles par rapport à la fréquence des ondes de courant et de tension siégeant dans le réseau (50 Hz), les modèles adoptés pour les lignes, les câbles et les transformateurs sont identiques à ceux que l'on utilise pour les

Simulation

études de réseaux en régime stationnaire. En fait, on suppose que par rapport aux phénomènes qui nous préoccupent, le comportement du réseau évolue selon une succession de régimes stationnaires.

Les régimes de fonctionnement dissymétrique que peuvent engendrer les perturbations examinées imposent de représenter le réseau selon trois modèles symétriques distincts, à savoir les modèles direct, inverse et homopolaire. [2] La superposition des réponses de ces trois modèles constitue la réponse globale du réseau à la perturbation considérée. Ainsi, chaque élément du réseau sera représenté par trois modèles différents.

Une ligne est représentée par son schéma en π composé longitudinalement par sa résistance et son inductance et transversalement par sa demi-capacité placée à chacune de ses extrémités. Les modèles direct et inverse d'une ligne sont identiques alors que le modèle homopolaire diffère de par les valeurs attribuées aux éléments précités.

Pour les transformateurs, les gradins sont maintenus fixes pour les besoins de simulation. Chacun d'eux est représenté en régime direct et inverse par son impédance de court-circuit en série avec un transformateur idéal de rapport réel ou complexe pour les transformateurs déphaseurs avec réglage diagonal. En régime inverse, l'argument du rapport complexe est changé de signe. En régime homopolaire, la configuration et les paramètres du modèle dépendent du couplage des enroulements et de la circulation des flux magnétiques (flux libres ou forcés).

Un générateur est représenté selon le modèle de Park à trois enroulements rotoriques, soit un enroulement d'excitation et deux enroulements amortisseurs. [3] Cependant, afin d'être en accord avec la modélisation choisie pour les liaisons du réseau, les transitoires statoriques sont négligés. Chaque générateur est doté d'un régulateur de tension défini par sa fonction de transfert. Dans le cas de la centrale de Bieudron, on superpose au signal d'entrée de chaque régulateur de tension un signal additionnel fourni par le PSS. [4] Le PSS est également défini par sa fonction de transfert. Il a pour but de garantir au mieux l'amortissement des oscillations rotoriques des machines suite à une perturbation en produisant un couple de freinage au travers des flux magnétiques. L'absence d'un tel dispositif peut dans certains cas donner lieu à un couple d'amortissement négatif et par conséquent à des oscillations divergentes. Le signal d'entrée d'un PSS peut être la vitesse rotorique, la puissance électrique

aux bornes, l'angle interne ou une combinaison de ces trois grandeurs. Il est à noter que le réglage des paramètres d'un PSS est une tâche généralement délicate. Par exemple, les constantes de temps doivent être ajustées de sorte que le couple de freinage soit en phase avec la vitesse rotorique. Si tel n'est pas le cas, cela pourrait entraîner un effet contraire à celui désiré. L'ajustement des paramètres doit normalement être effectué dans l'environnement (régulateur + machine + réseau) où le PSS doit fonctionner.

Les régulateurs de vitesse des générateurs n'ont pas été pris en considération dans la modélisation. Cela se justifie par le fait que tous les noeuds frontières du réseau sont considérés comme des noeuds de puissance infinie. Un tel noeud correspond à une machine d'inertie infinie, de sorte qu'en régime stationnaire du réseau

la fréquence électrique est toujours égale à sa valeur nominale de 50 Hz. Cette hypothèse est généralement vérifiée en pratique. Electriquement, on représente un noeud de puissance infinie par un équivalent Thévenin, soit une source de tension idéale en série avec l'impédance de court-circuit du réseau extérieur vue du noeud en question. La valeur de cette impédance est différente en régime direct, inverse ou homopolaire. En régimes inverse et homopolaire, la source de tension idéale est remplacée par un court-circuit. Ceci résulte du fait que l'on suppose que le réseau extérieur fonctionne constamment en régime triphasé symétrique.

Les charges aux noeuds du réseau sont définies par des puissances à composantes actives et réactives. En revanche, dans l'outil de simulation elles sont

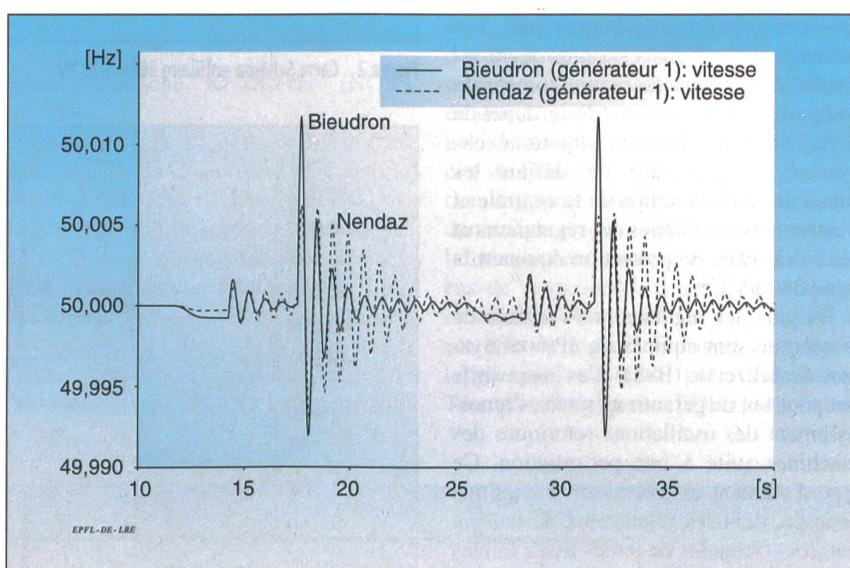


Figure 4 Mise en évidence de l'amortissement dû aux PSS à Bieudron

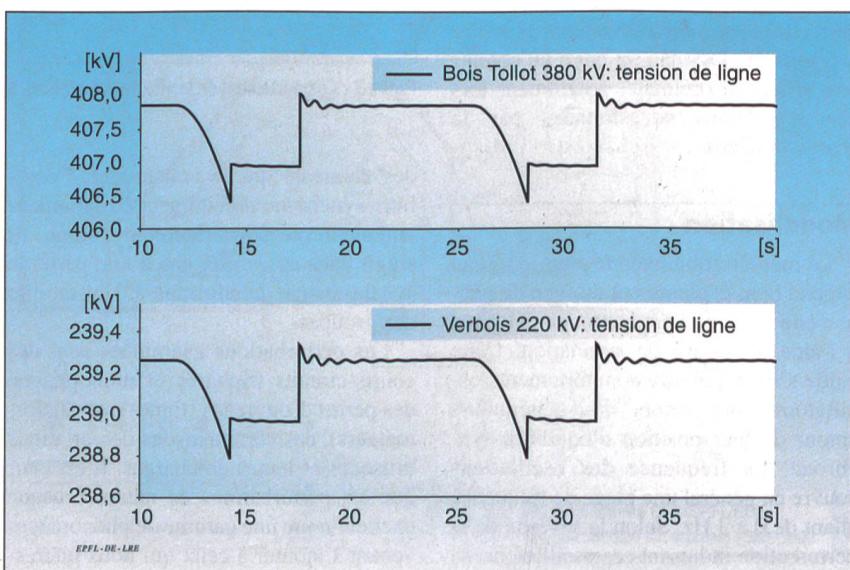


Figure 5 Comportement des tensions en réponse à la charge pulsée du Cern

modélisées par des impédances ou des admittances. Cette modélisation est généralement la plus utilisée dans le cadre d'études de stabilité transitoire de réseau. En chaque nœud, l'impédance de charge se distingue par ses trois composantes directe, inverse et homopolaire. Enfin, on peut noter la particularité du profil de la charge soutirée au Cern. Elle se présente sous forme d'impulsions cycliques toutes les 14 secondes environ, conformément à la figure 3.

Outil de simulation: Eurostag

Comme déjà mentionné, cette étude a été réalisée à l'aide du logiciel de simulation Eurostag [1]. Il permet de simuler les comportements dynamiques de réseau pour des phénomènes de durées allant d'une centaine de millisecondes à plusieurs minutes, voire quelques heures ou encore de fréquences variant de zéro à une dizaine de hertz. Ce logiciel, pouvant simultanément représenter des phénomènes lents (p.ex. suivi de charge) et rapides (p.ex. court-circuit), s'appuie sur une modélisation unique des éléments du réseau (cf. chapitre précédent), permet de définir des modèles propres à l'utilisateur (régulateurs, générateurs, charges, etc.) et se distingue tout particulièrement par une technique d'intégration numérique à pas variable. Ce pas s'ajuste automatiquement en fonction de la rapidité du phénomène rencontré en cours de simulation. Cette caractéristique particulière lui confère des performances remarquables, qui ont été indispensables pour atteindre les objectifs visés dans cette étude.

Présentation des résultats

Tous les scénarios simulés correspondent exclusivement à une période hivernale. Ils sont répartis selon trois cas de charge distincts: hiver heures creuses (HHC), hiver heures pleines (HHP) et hiver très froid (HHPTf). Dans le cas HHC, la centrale de Biedron est hors service, et dans le cas HHPTf, la charge pulsée du Cern n'existe pas. Pour les cas HHP et HHPTf, la centrale de Biedron produit sa puissance maximale soit 1200 MW.

Pour illustrer les propos de cet article, nous commentons quelques résultats issus du cas HHP en régime d'exploitation normale. Dans ce régime, on considère que tous les ouvrages du réseau sont en service. La figure 3 montre le comportement de la vitesse de l'une des trois machines de Biedron en réponse à la charge du Cern que l'on a limitée à quatre impulsions. Les parties les plus

significatives de cette réponse correspondent aux flancs descendants des impulsions. Il s'agit là de variations brusques de charges d'amplitude totalisant environ 300 MW. Il est à noter qu'au niveau de la réponse, il n'existe pas d'interactions entre deux impulsions consécutives comme on aurait pu le soupçonner. Cela résulte d'une contribution adéquate des PSS à l'amortissement des oscillations. D'ailleurs, on peut remarquer à la figure 4 un amortissement rapide des oscillations de la machine considérée à Biedron par rapport à celui des oscillations de l'une des machines de Nendaz, situées à proximité directe. Enfin, la figure 5 montre le profil des tensions des barres de Bois Tollot (380 kV) respectivement de Verbois (220 kV). Ces deux postes sont situés à proximité du Cern.

Partant du cas précédent, un défaut monophasé franc a été simulé à proximité de Riddes (fig. 6). Ce défaut a été éliminé par l'ouverture unipolaire des disjoncteurs situés aux deux extrémités de la ligne 380 kV Chamoson–Bois Tollot. Depuis l'instant d'apparition du défaut, le disjoncteur à Chamoson a été ouvert après 40 ms alors que celui de Bois Tollot a été ouvert après 80 ms. Supposant le défaut fugitif définitivement éliminé suite à l'ouverture unipolaire des disjoncteurs précités, on a remis en service la ligne par réenclenchement automatique après un temps de pause de 1,5 secondes à Chamoson. La figure 6 montre les amplitudes maximales des vitesses d'une machine de Biedron et d'une machine de Nendaz au moment de l'apparition du défaut et au moment du réenclenchement de la ligne.

Afin de mieux mettre en évidence l'influence des PSS sur l'amplitude des os-

cillations consécutives à une perturbation donnée, on a considéré une configuration du réseau en période hiver heures pleines (cas HHP) où les transformateurs 380/220 kV à Chamoson et à Verbois sont mis hors service. Il résulte de cette situation que la ligne 380 kV est dès lors exploitée en antenne sur Génissiat. A l'une de ses extrémités est connectée bien évidemment la centrale de Biedron et à l'autre sont connectés le reste du réseau ainsi que la charge pulsée du Cern. La figure 7 illustre à nouveau le comportement de la vitesse d'une des machines de Biedron en réponse aux impulsions de la charge au Cern dans deux situations particulières: avec et sans la présence des PSS. Dans ce deuxième cas de figure, on constate que les amplitudes des oscillations s'amplifient lors du passage d'une impulsion à une autre. Il faut également signaler qu'en l'absence des PSS, on a fixé le gain des régulateurs de tension à 100 – ceci pour des raisons de stabilité statique, au lieu de 200 comme pour l'ensemble des scénarios considérés dans cette étude.

Principes de protection de la ligne Chamoson–Bois Tollot 380 kV

Dans la configuration actuelle du réseau, la ligne Chamoson–Bois Tollot évacue la majeure partie de la production de Biedron. Un aspect important de l'étude consiste à établir les principes de protection de la ligne pour assurer la sélectivité et la stabilité des groupes de Biedron.

Le système de protection installé sur cette ligne est conforme au concept général appliqué par EOS et EDF pour la protection des lignes à très haute tension. De

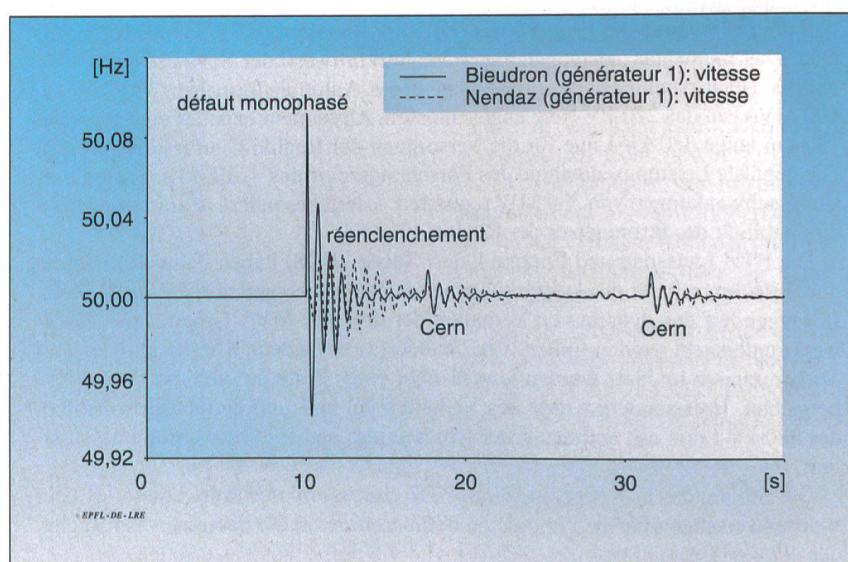


Figure 6 Simulation d'un défaut monophasé à Riddes – comportement des vitesses

surcroît, le maintien de la stabilité des groupes de Bieudron exige d'éliminer rapidement tout défaut pouvant apparaître sur toute la longueur de la ligne. L'analyse du comportement dynamique des groupes lors d'un court-circuit triphasé sur la ligne permet de déterminer le temps critique de déclenchement du départ Bois Tollot à Chamoson. Pour un défaut proche de Bois Tollot, le temps maximum à ne pas dépasser pour maintenir la stabilité des groupes est de l'ordre de 300 ms.

La protection principale de la ligne est constituée de deux protections de distance à chaque extrémité, qui ont la possibilité d'envoyer et de recevoir un signal de téléprotection. Les protections de distance de Chamoson agissent instantanément en première zone pour tout défaut mesuré à moins de 85% de la ligne; la durée totale de déclenchement, y compris l'ouverture du disjoncteur, est d'environ 40 ms. Pour les défauts proches de Bois Tollot, le réglage standard provoquerait un déclenchement en deuxième zone temporisée à 400 ms. La liaison de téléprotection permet d'activer une accélération de zone et de déclencher plus rapidement, soit une durée totale d'environ 80 ms.

Pour respecter le temps critique de maintien de stabilité des groupes en cas de défaillance de la téléprotection, la temporisation de la deuxième zone est ramenée à 100 ms par un signal de surveillance des équipements, ce qui assure

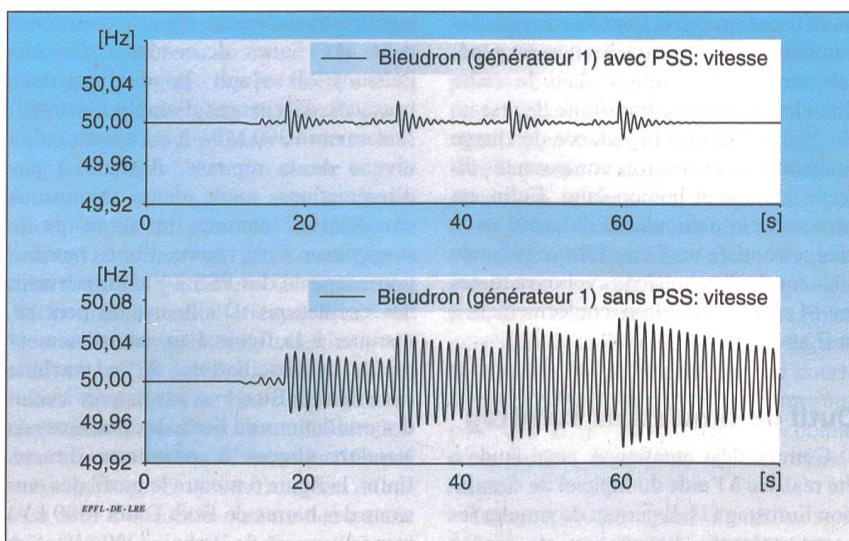


Figure 7 Influence des PSS des groupes de Bieudron sur la stabilité

une durée de déclenchement d'environ 140 ms pour un défaut proche de Bois Tollot en cas de panne des équipements de liaison.

Le type de réenclenchement automatique et les temps de pause ont également une influence sur la stabilité des groupes. L'étude a démontré que le réenclenchement triphasé est critique si certains éléments du réseau HT sont indisponibles. Actuellement la ligne est donc exploitée avec du réenclenchement monophasé rapide à Chamoson (temps de pause de 1,5 secondes) en cas de défaut monophasé et déclenchement triphasé définitif pour des

défauts polyphasés. Le poste de Bois Tollot est équipé du réenclenchement rapide monophasé (1,2 secondes) et triphasé (5 secondes), complété d'un réenclenchement triphasé lent (60 secondes).

Conclusions

Electricité de France a conduit cette étude en parallèle pour ses besoins propres et a confirmé l'ensemble des résultats obtenus par l'EPFL et EOS. Les résultats ont contribué à connaître le comportement dynamique des groupes de Bieudron dans diverses situations extrêmes, à définir les consignes d'exploitation de la centrale et à ajuster les paramètres des régulateurs et ceux des relais de protection équipant la ligne 380 kV. L'étude a permis tout particulièrement de régler les gains des PSS dans le but d'en obtenir une efficacité optimale, notamment lors des impulsions occasionnées par la charge du Cern.

La centrale, en service depuis octobre 1998, n'a pas eu encore à affronter tous les cas simulés. Les premiers mois d'exploitation confirment les résultats des études effectuées.

Bibliographie

[1] Eurostag: Software for the Simulation of Power System Dynamics. Electricité de France, Direction des Etudes et Recherches (EDF/DER), F-921241 Clamart – Tractebel Energy Engineering, B-1200 Bruxelles.

[2] M. Aguet, J.-J. Morf: Energie électrique, Volume XII du Traité d'Electricité. Presses Polytechniques Romandes, EPFL, Lausanne.

[3] J. Chatelain: Machines électriques, Volume X du Traité d'Electricité. Presses Polytechniques Romandes, EPFL, Lausanne.

[4] P. Kundur: Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series. Mc Graw-Hill Inc., Chap. 17.

Dynamisches Verhalten des Wasserkraftwerks Bieudron

Ende 1998 wurde das neue Wasserkraftwerk Bieudron (VS) in Betrieb genommen. Das momentan leistungsfähigste Wasserkraftwerk der Schweiz ist an eine 380-kV-Hochspannungsleitung und über einen Autotransformator (380/220 kV, 600 MVA) an das 220-kV-Netz angeschlossen. Außerdem existiert eine separate, 154 km lange 380-kV-Linie für die Versorgung der Region Genf inklusive Cern. Die gepulste Leistungsentnahme des Forschungszentrums – alle 14 s werden Leistungsschwankungen von 300 MW registriert – stellt besondere Anforderungen an die Stabilität des Stromnetzes der Region.

Die ETH Lausanne und Energie Ouest Suisse (EOS) haben daher eine Studie durchgeführt, mit der die Auswirkungen von Pulsbetrieb und von grösseren Netztörungen auf das dynamische Verhalten der drei 465-MVA-Gruppen des Kraftwerks untersucht werden sollten. Über hundert verschiedene Konfigurationen und Vorkommnisse im Netz wurden jeweils über einen Zeitraum von annähernd 40 s betrachtet. Insbesondere wurde das Verhalten bei ein- und dreiphasigen Fehlern der 380-kV-Linie mit automatischer Abschaltung und Wiedereinschaltung simuliert.

Die Studie, die in Kooperation mit EDF durchgeführt wurde, erlaubt es, Betriebsanweisungen für die Zentrale zu definieren sowie die Parameter der Regler, der «Power System Stabilizer» (PSS) und der Schutzrelais einzustellen.