

12^e année

La Revue SEE



Ressource publiée sur Culture Sciences de l'Ingénieur : <https://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay>



*Réseaux de
transport
d'énergie*

Crédits photographiques : médiathèque RTE / Michel Monteaux - Lionel Roux - Guillaume Zuili

Publication trimestrielle du Cercle Thématique 13.01 de la SEE

ENSEIGNER L'ELECTROTECHNIQUE ET L'ÉLECTRONIQUE INDUSTRIELLE



*Société de l'Electricité, de l'Electronique
et des Technologies de l'Information
et de la Communication*

N° 44 - Mars 2006

EPF 2006 – Grenoble ***5 et 6 Juillet 2006***

Electronique de Puissance du Futur

incluant une journée thématique sur l'électronique de puissance pour la gestion du stockage électrique et des énergies non conventionnelles.





**SOCIÉTÉ de l'ELECTRICITE, de l'ELECTRONIQUE
et des TECHNOLOGIES de l'INFORMATION
et de la COMMUNICATION.**

17, rue Hamelin, PARIS 75 783 CEDEX 16
Tel : 01 56 90 37 00 Fax : 01 56 90 37 19
site web : www.see.asso.fr

La Revue 3EI
publication trimestrielle
du Cercle Thématique 13-01
de la SEE

SEE, association reconnue d'utilité publique par le décret du 7 décembre 1886
Siret 785 393 232 00026, APE 731 Z, n° d'identification FR 44 785 393 232

3EI : Enseigner l'Electrotechnique et l'Electronique Industrielle

<p>La Revue 3EI, Édition SEE, 17 rue Hamelin 75 783 PARIS CEDEX 16</p> <p>Directeur de la publication Jean-Gabriel REMY Président de la SEE</p> <p>Rédacteur en Chef François BOUCHER</p> <p>Adresser les propositions d'article à F. Boucher : revue3ei.art@voila.fr</p> <p>Communication Micheline BERTAUX communication@see.asso.fr</p> <p>Publicité en Régie TRENDICE CONSEIL</p> <p>Philippe MINGORI 01 45 74 96 47</p> <p>Martine FERRON 01 45 74 96 48</p> <p>Abonnement (4 numéros par an) déc. 2005, mars, juin, sept. 2006. tarifs TTC : <u>Individuel</u> : France et CEE.....35 € Pays hors CEE.....45 € <u>Collectivités</u> France et CEE.....50 € Pays hors CEE.....63 €</p> <p>Réalisation et impression Repro-Systèmes 23, rue de Verdun 77 181 Le Pin</p> <p>Routage et Expédition Départ Presse ZI les Richardets 93 966 Noisy le Grand</p> <p>Dépôt Légal : mars 2006</p> <p>Commission Paritaire 1207 G 78028 ISSN 1252-770X</p>	<p style="text-align: right;">Sommaire du n°44</p> <p style="text-align: center;">Thème : réseaux de transport d'énergie .</p> <p>p.2. <i>Éditorial,</i> p.4. <i>Publications, Informations, Journées d'études, conférences</i></p> <hr/> <p>p.8 <i>RTE une entreprise de service public au cœur du marché européen de l'électricité</i> Michel Derdevet RTE</p> <p>p.11 <i>Bilan 2004 de la sûreté du système électrique français</i> Jean Michel Tesseron RTE</p> <p>p.28 <i>Les échanges d'énergie dans le réseau électrique européen</i> Michel Meunier Sophie Plumel SUPELEC</p> <p>p.35 <i>L'allocation des pertes actives ; méthodes et application</i> Yannick Phulpin Martin Hennebel Sophie Plumel SUPELEC</p> <p>p.40 <i>Transmission par courant continu haute tension (première partie)</i> Jacques Courault AREVA T&D</p> <hr/> <p style="text-align: center;">Applications Industrielles, Recherche et développement</p> <p>p.50 <i>Un déséquilibre du réseau : le taux de composante inverse</i> Michel Meunier</p> <p>p.56 <i>Motorisation d'un véhicule hybride</i> Hervé Discours Lycée Jules Ferry Versailles</p> <p>p.68 <i>Etude d'un Alternateur-démarrateur à transmission par courroie sur batterie 12 Volts</i> Marie Michèle Le Bihan Lycée Jules Ferry Versailles</p> <hr/> <p style="text-align: center;">Histoire des sciences et des techniques.</p> <p>p.80 <i>Perturbation harmonique et réseau : un couple centenaire</i> Patrick Guérin IUT Saint Nazaire</p> <p>p.87 <i>L'évolution de l'électronique de puissance en traction ferroviaire</i> Les GTO terminent leur brève carrière (fin) Christian LECLERC, Ingénieur Honoraire de la SNCF</p>
---	--

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans la présente édition, faite sans l'autorisation de l'éditeur est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'oeuvre dans laquelle elles sont incorporées.

Toutefois des copies peuvent être utilisées avec l'autorisation de l'éditeur. Celle-ci pourra être obtenue auprès du Centre Français du Droit de Copie, 20, rue des Grands Augustins, 75006 Paris, auquel la Revue 3EI a donné mandat pour la représenter auprès des utilisateurs. (loi du 11 mars 1957, art.40 et 41 et Code Pénal art. 425).

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence a imposé une réorganisation de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Cette réorganisation est loin d'être achevée. Elle doit tenir compte des difficultés à faire vivre ensemble les lois du marché et les lois de la physique des réseaux électriques. Elle doit également permettre d'intégrer la production décentralisée d'énergie électrique telle que la production éolienne. Voilà donc un secteur en très grande évolution dont on a souhaité brosser un portrait pour nos lecteurs

Nous nous réjouissons d'avoir eu beaucoup d'articles de grande qualité sur ce thème. Mais le statut de la revue nous imposant de ne pas dépasser 50% de chaque numéro consacré au thème, nous ne pouvons à notre grand regret publier tous les articles dans ce numéro. Les articles « Transport de l'énergie électrique en continu 2ème partie - J Courault », « Insertion de l'éolien dans un réseau de transport ou de distribution - JL Javerzac », « Qualité de fourniture de l'énergie électrique - M Camisoli », « Perturbographie et analyseur de réseaux - LEM Qualitrol » seront publiés dans le numéro 45 du mois de Juin.

Numéro de Septembre : Le numéro de Septembre consacré aux applications pédagogiques et aux réalités industrielles prend forme et le travail en équipe d'un réseau d'enseignants de l'Académie de Rennes fonctionne bien. Ce partenariat très enrichissant est une voie que nous souhaitons développer.

Rubrique Histoire des Sciences : la fin d'un feuilleton qui débuta en juin 2001. En rédigeant près de 200 pages, illustrées de presque 300 photographies et schémas, Christian LECLERC, ingénieur honoraire de la SNCF, nous a fait revivre, avec talent, l'évolution de l'électronique de puissance en traction ferroviaire. Nous avons été passionnés par la lecture de ses 19 articles et surpris parfois par les solutions retenues. L'équipe de publication de La Revue 3EI tient à remercier et à féliciter M. Leclerc pour le résultat et la qualité de ce très beau travail qui demeure unique, à ce jour, sur le sujet.

Après l'histoire, La Revue 3EI, publiera bientôt un article sur la traction de l'avenir. Patience...

Le thème de l'Histoire de l'Automatique a été retenu pour alimenter cette rubrique avec les conseils de JC Trigeassou. Elle débutera en Juin avec le numéro 45.

Futurs thèmes : Les futurs thèmes qui ont été retenus pour l'année prochaine : Décembre 2006, Mars 2007 et Juin 2007 sont les suivants :

Matériaux électroactifs ; en effet le numéro de 45 de juin 2006 ne traitera que des matériaux piézoélectriques.

Stockage, Gisements d'économie d'énergie Les sciences appliquées : la thermique, la mécanique, l'électrochimie, l'optique : comment les enseigner ?

Pour continuer à faire paraître cette revue qui contribue à la transmission des connaissances, nous avons toujours besoin de votre aide. Nous comptons sur vous pour saisir toutes les occasions pour faire connaître et faire vivre notre revue : réunions de jurys d'examen, rencontres entre enseignants pour l'application de nouveaux programmes, congrès, rencontres ou partenariat entre enseignants et industriels...

FAITES CONNAITRE LA REVUE !!!..

Nous serons heureux de recevoir vos articles que vous aurez déposés dans la boîte aux lettres dont l'adresse e-mail est revue3ei.art@voila.fr. Vous pouvez également nous faire parvenir vos idées, vos réactions, vos suggestions à l'adresse e-mail revue3ei.cour@voila.fr

Bonne lecture.

Le Comité de Publication de la Revue3EI

Abonnement à la Revue 3EI, année 2005-2006 :
Numéros : 43 (décembre 2005), 44 (mars), 45 (juin) et 46 (septembre 2006).

<u>Abonnement individuel :</u>		<u>Abonnement collectif souscrit par bon de commande (bibliothèque, CDI, laboratoire, entreprise, etc.)</u>	
France et Pays de la CEE :	35 €, TTC	France et Pays de la CEE :	50 €, TTC
Pays hors CEE :	45 €, TTC	Pays hors CEE :	63 €, TTC

Une seule adresse :

La Revue 3EI - SEE,

17, rue Hamelin, 75 783 PARIS Cedex 16

**pour nous contacter au sujet de votre abonnement écrivez à
revue3ei.cour@voila.fr**

La Revue 3EI
Comité de publication

Patrick BASTARD
Hamid BEN AHMED
Jean BONAL
François BOUCHER
Jean-Claude BOUDENOT
Lucien DESCHAMPS
Jean FAUCHER
Gilles FELD
François FOREST
Jean-Philippe ILARY
Chérif LAROUCI
Marie Michèle LE BIHAN
Franck LE GALL
Sylvaine LELEU
Pascal LOOS
Claude OBERLIN
Oviglio SALA
Jean-François SERGENT
Jean-Claude VANNIER
Pierre VIDAL

**Pour vos insertions publicitaires, contacter :
TRENDICE CONSEIL**

Philippe MINGORI
01 45 74 96 47

Martine FERRON
01 45 74 96 48

Au revoir Jacques

Jacques Arnould nous a quitté à la suite d'un accident de la route, alors qu'il rentrait chez lui après une nouvelle séance de travail au sein de la société Ion Beam Service dont il était l'un des premiers actionnaires. Toujours préoccupé par le devenir des Dispositifs de l'Electronique de Puissance (DEP) comme il se plaisait à les nommer avec son sens aigu de l'étymologie, il poursuivait la mise au point de composants spéciaux dans le cadre de contrats d'étude. Jacques Arnould était un infatigable ambassadeur des DEP et de leurs mises en application. Il savait faire partager sa passion, son savoir-faire, son savoir, aussi bien à la communauté qu'à son entourage, qu'à de potentiels utilisateurs. Il savait convaincre de l'intérêt de la maîtrise de cahier des charges de fonctionnement de ces dispositifs tous ceux qui étaient amenés à les utiliser.

Jacques Arnould, Ingénieur Arts et Métiers et Supelec, Docteur ès Sciences était un « autodidacte » brillant de la physique du solide appliquée aux DEP. Sa thèse sur les thyristors est encore aujourd'hui pleine de ces interrogations posée par ces composants dont on retrouve des éléments de comportement dans les IGBT ou GTO Thyristors (TGB ou TOG comme il les présentait en français). Expérimentateur particulièrement habile sur papier, avec ses crayons, il avait un sens inné du modèle explicatif et des passages à la limite, approximations qu'il manipulait avec une dextérité remarquable. Sa vision originale de la physique du semi-conducteur, à la lumière (sous l'éclairage) de l'expérience, a largement contribué à une meilleure communication entre les utilisateurs et les concepteurs de composants de puissance au service des équipements. Son activité, sa nature d'électron libre, sa simplicité, son charisme, son ouverture d'esprit (chose assez rare chez les grands spécialistes...), son accessibilité, sans oublier son humour décapant, lui ont permis de travailler, d'échanger avec pratiquement tous nos laboratoires. Il fait partie de ces personnages qui ont marqué ceux qui ont eu la chance de travailler avec eux. Il avait pénétré l'enseignement supérieur et de nombreux jurys de thèse lui ont permis de communiquer (faire partager) sa vision des faits au monde universitaire.

Sa vie professionnelle fut entièrement liée au développement des dispositifs de puissance, se confondant parfois avec leur progrès dans les entreprises du métier : groupe Thomson, Silec-Semiconducteur, Fairchild-Schlumberger., Télémécanique, Schneider. Il

y a laissé quelques brevets. À la retraite, il avait continué à œuvrer pour sa passion, rédigeant ouvrages et notes, encadrant thèses et travaux de recherches, effectuant expertises et analyses de fonctionnement... Père de la Modélisation Douce, adepte du modèle unidimensionnel et de la durée de vie infinie, il nous laisse deux tomes sur le « Dispositifs de l'Electronique de Puissance » qui sont une référence dans le domaine. Ses élèves n'oublieront pas non plus sa boîte à outils permettant de décortiquer les DEP.

Il aura réussi à transmettre sa flamme à de nombreux jeunes chercheurs et à convaincre les moins jeunes de l'intérêt de sa démarche. Il était une figure incontournable du domaine de l'Electronique de Puissance apprécié et redouté de tous par la pertinence de ses analyses et ses questions toujours destinées à faire avancer la connaissance du fonctionnement des DEP.

Pour l'avoir côtoyé pendant vingt ans et avoir fait un long bout de chemin à ses côtés, nous voudrions aussi témoigner de son humanisme, de son attachement aux autres, de son respect pour les individus à la hauteur de ses exigences pour le travail bien fait. Homme plein d'humour en toutes circonstances, il savait habiller son discours pour faire partager ses vues. Nous avons tous des anecdotes truculentes sur ses interventions aussi hilarantes que cinglantes lors des congrès et réunions.

Il nous laisse un grand vide, cependant ses écrits, ses commentaires en marge des différents documents qui accompagnent tous ceux qui ont travaillé avec lui, sauront nous rappeler le maître qu'il fut pour certains d'entre nous, l'ami pour d'autres et le guide pour beaucoup. Cet humaniste plein de rigueur a marqué « au stylo rouge » nombre de stagiaires, doctorants et collègues. Chacun savait que l'on pouvait compter sur une réponse rapide. Chacun redoutait aussi un peu ses réponses qui n'étaient animés que par le souci de faire comprendre. Ces documents, sans nous faire oublier son absence, nous permettront de garder intact le souvenir de sa chaleureuse présence.

Pierre Merle

Dominique Lafore

Henri Foch



Electrotechnique industrielle 3^{eme} edition

Guy Séguier - Francis Notelet

Edition Tec & Doc - Lavoisier



Depuis 1977, date de sa première édition, *Électrotechnique industrielle* n'a cessé de s'affirmer comme l'ouvrage de référence pour tous les ingénieurs et techniciens supérieurs qui l'ont utilisé.

Son caractère unique réside dans ses trois grands points forts:

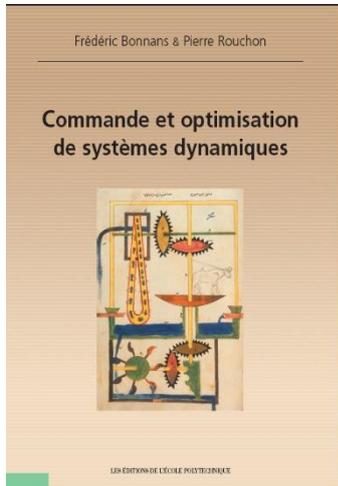
- complet, il aborde l'ensemble des domaines de l'électrotechnique, depuis les notions de base jusqu'aux divers types de machines électriques et leur alimentation par les convertisseurs de l'électronique de puissance;
- accessible, il a la particularité de tenir compte du niveau de connaissances recherché par son lecteur: chaque partie est structurée de telle sorte que chacun, selon l'approfondissement désiré, puisse y trouver ce qu'il cherche;
- clair, il est illustré par de nombreux schémas ou graphiques et complété par des remarques ou annexes qui viennent prolonger les développements théoriques et pratiques.

Cette troisième édition d'*Électrotechnique industrielle* s'adresse à tous ceux qui étudient l'électrotechnique quel que soit leur degré de spécialisation: étudiants de BTS, IUT, licence, maîtrise et doctorat ou élèves en école d'ingénieurs. Il sera également d'une précieuse utilité dans les milieux professionnels où sa renommée n'est plus à faire.

Commande et optimisation de systèmes dynamiques

Frédéric Bonnans - Pierre Rouchon

Les éditions de l'école polytechnique - Ellipses Diffusion

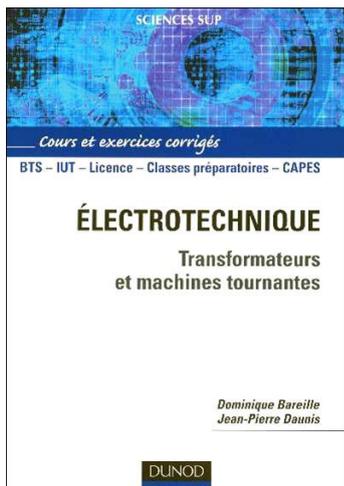


Cet ouvrage est une introduction à la commande de systèmes dynamiques. Il s'appuie sur une approche mathématique rigoureuse, accompagnée d'illustrations sur de nombreux exemples issus de la physique et de la biologie. Les thèmes développés sont la stabilité des systèmes, la commande en représentation d'état, l'automatique fréquentielle (Bode, Nyquist, Black), le transfert en temps minimal, et l'équation de Hamilton-Jacobi-Bellman de la commande optimale déterministe ou stochastique. Il s'adresse aux étudiants de mastère et aux ingénieurs.

L'ouvrage présente l'outillage théorique et algorithmique de base, énoncé de manière précise, et illustré par des exemples concrets. Les objectifs sont les suivants: choisir les bonnes variables de description, savoir stabiliser un système, et construire un estimateur de l'état par approche en variables d'état, construire un feedback stabilisant (avec des marges de gain et de phase) par avance ou retard de phase, réaliser une représentation d'état à partir d'une description entréesortie, et calculer une commande optimale, soit par un principe du minimum, soit par résolution numérique de l'équation de Hamilton-Jacobi-Bellman.

Lire la revue 3EI c'est bien et même très bien,

Lire la revue 3EI en étant abonné c'est encore mieux !!!!



Électrotechnique : transformateurs et machines tournantes

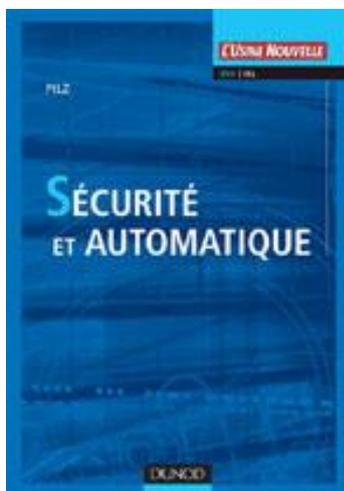
Dominique BAREILLE et Jean-Pierre DAUNIS

Éditions DUNOD, 312 pages.

Cet ouvrage propose une approche actualisée des transformateurs et machines tournantes, dispositifs qui sont au cœur des systèmes électrotechniques. Les démarches sont menées dans un souci de rigueur et de clarté, sans faire appel à des notions mathématiques complexes.

Les transformateurs sont étudiés dans le cadre de leurs applications traditionnelles (régime sinusoïdal 50 Hz) mais aussi en association avec les convertisseurs de l'électronique de puissance (redresseurs, alimentations à découpage). L'étude des machines est menée dans le but de les intégrer à des systèmes. Elle tient compte des évolutions les plus récentes de contrôle : asservissement de couple et de vitesse, auto-pilotage, contrôle vectoriel...

Ce cours est accompagné de nombreux exercices corrigés



Sécurité et automatique

PILZ

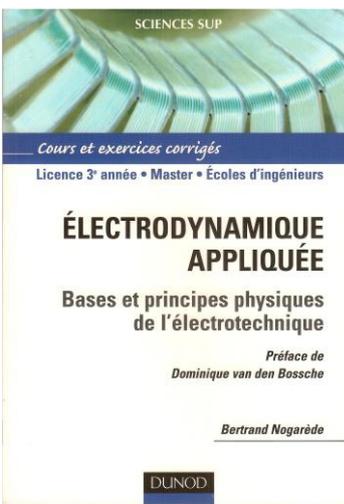
Éditions DUNOD

La conception, la mise en service, l'utilisation et l'entretien d'une machine, de la presse à métaux aux dispositifs de dosage chimique, doivent satisfaire diverses exigences, au centre desquelles se retrouve toujours la sécurité des hommes et du matériel.

Destiné aux concepteurs et aux utilisateurs de machines et automates de sécurité, cet ouvrage fait le point sur :

- les différentes normes et directives européennes en vigueur dans le domaine de la sécurité des machines,
- les solutions méthodologiques (analyse et réduction des risques) et techniques (utilisation d'automatismes de sécurité, blocs logiques...), à mettre en œuvre pour garantir un niveau de sécurité satisfaisant.

Outre ses aspects normatifs et théoriques, l'ouvrage présente également de nombreux cas pratiques d'analyse et de contrôle du risque machine, permettant ainsi au lecteur de faire face à n'importe quelle situation.



Electrodynamique Appliquée

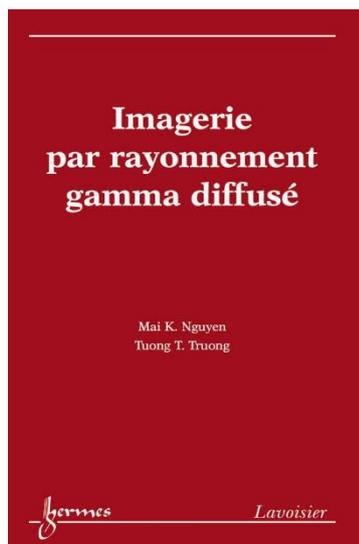
Bases et principes physiques de l'électrotechnique

Bertrand Nogarède

Éditions Dunod, 2005 (ISBN 2 10 007314 1)

Science des interactions entre les formes électriques, magnétiques et mécaniques de l'énergie, l'électrodynamique tient une place centrale dans les progrès qui jalonnent le développement de l'ère technologique. Les lois de l'électrodynamique constituent le fondement incontournable de tout processus de conversion électromagnétique de l'énergie.

Le présent ouvrage offre un panorama actualisé des différents phénomènes et concepts utilisés dans le domaine, en vue de répondre à des applications les plus variées : du train à grande vitesse aux commandes de vol électrique, en passant par l'assistance cardiovasculaire.



Imagerie par rayonnement gamma diffusé

Traitement de l'image et du signal

Mai K. Nguyen – Tuong T. Truong

Editions Lavoisier

Imagerie par rayonnement gamma diffusé a pour objectif de présenter un nouveau concept d'imagerie basée sur l'exploitation de la diffusion Compton du rayonnement émis par une source de radioactivité au sein d'un objet à imager

La modélisation de la formation d'images débouche sur deux transformations intégrales, encore inexistantes dans la littérature mathématique :

- la transformation de Radon conique en imagerie par émission
- la transformation de type rayons X bilocale en imagerie par transmission.

Dans ces deux modalités, les images sont indexées par l'angle de diffusion au lieu de l'angle de rotation spatial habituel bien connu en tomographie. Elles forment un ensemble complet de données pour la reconstruction tridimensionnelle d'un objet et sont avantageusement acquises sur un détecteur fixe.

La mise à profit du rayonnement diffusé comme agent imageur actifs s'inscrit dans le courant actuel d'idées innovantes en imagerie basée sur les rayonnements

Soirée d'information Jeudi 18 mai 2006 de 17h45 à 20h00

Bilans énergétiques français et européen pour l'équilibre offre-demande d'électricité à moyen et long terme

Chargé par la loi de février 2000 de vérifier à long terme les risques de défaillance du système électrique français, RTE SA publie chaque année le bilan prévisionnel sur l'évolution française de l'offre et de la demande d'électricité jusqu'à un horizon de dix à quinze ans.

RTE SA est étroitement associé à la même analyse pour l'Europe entière assurée par l'UCTE, l'Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité, qui regroupe tous les gestionnaires de réseaux de transport en Europe continentale, et par l'ETSO (Association Européenne des Gestionnaires de Réseau), basés à Bruxelles.

Au cours de la soirée, il sera mis en évidence les risques de déséquilibre et les besoins en investissements de production, voire de réseaux d'interconnexion internationale dans les différentes parties du système électrique européen.

Programme

17h 45 : Accueil

18h : Introduction par Hervé LAFFAYE, Président du Club 15 SEE, Directeur de RTE SA – CNES

Orateur Invité Jean Verseille, Directeur du Département Développement et Optimisation du Patrimoine - RTE SA ; Membre expert auprès de l'UCTE et d'ETSO

19h30 : Conclusions et pot de l'amitié

lieu :

RTE SA - Tour Initiale – 1, terrasse Bellini
Paris - La Défense

Métro ligne 1 – Station : Esplanade de la Défense

Renseignement et inscriptions :

17 rue Hamelin - 75783 Paris Cedex 16

Tél. : +33 (0)1 56 90 37 09

Fax : +33 (0)1 56 90 37 19

e-mail : see@see.asso.fr

Web : www.see.asso.fr



ELECTRONIQUE DE PUISSANCE DU FUTUR

EPF 2006 GRENOBLE

5 ET 6 JUILLET 2006

Présentation :

Pour sa 11ème édition, *Electronique de Puissance du Futur (EPF)* se déroulera à Grenoble, organisé conjointement par le Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG-ENSIEG) et le Laboratoire d'Electronique Industrielle de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (LEI-EPFL). Ces institutions partenaires de longue date, pôles importants du secteur du génie électrique et de l'énergie, s'associent pour cette édition d'EPF en maintenant une tradition d'ouverture transfrontalière. Durant la conférence EPF, une journée thématique sur l'électronique de puissance pour la gestion du stockage électrique et des énergies non conventionnelles, sera proposée. Le colloque adoptera un calendrier légèrement modifié avançant sa date au mois de Juillet constituant ainsi un rendez-vous incontournable avant la trêve estivale.

Les thèmes :

La pénétration de l'électronique de puissance ne cesse de s'accroître et se diversifier. C'est un domaine scientifique qui fait à présent partie intégrante de notre environnement : du tertiaire à l'industrie en passant par les transports, le militaire, la médecine, l'espace ...

EPF accompagne périodiquement cette évolution et propose pour son édition 2006 une ouverture thématique très large illustrant cette tendance. C'est ainsi que seront traités les thèmes : composants actifs et passifs, environnement et fiabilité, gestion de l'énergie sans oublier ceux relatifs à la journée thématique l'électronique de puissance pour la gestion du stockage électrique et des énergies non conventionnelles.

Pour cette édition, l'appel à communication pourra s'étendre aux contributions à caractère pédagogique.

Organisation :

Président : M. Amiet(DGA)

Coordinateurs: J-P. Ferrieux(LEG), A. Rufer(LEI),

Organisation : Ph. Barrade(LEI), J-C. Crébier(LEG),

Y. Lembeye(LEG), M-T. Loubinoux(LEG).

Contact :

Marie-Thérèse Loubinoux : epf2006@leg.ensieg.inpg.fr

Tél. : 04 76 82 71 90

<http://www.leg.ensieg.inpg.fr/EPF2006>

RTE, une entreprise de service public au cœur du marché européen de l'électricité

Michel DERDEVET

RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité)

Directeur de la Communication et des Relations Extérieures

Maître de Conférences à l'IEP de Paris

Résumé : TGV, ordinateur, chaîne hifi, éclairage public, appareils ménagers : l'électricité est partout présente, toujours disponible. Pourtant, elle ne se stocke pas. Elle se fabrique à la demande : à chaque appel doit correspondre une production. Comment est-il possible de répondre ainsi instantanément à toutes les sollicitations, à toutes les fluctuations journalières et saisonnières de la demande ? C'est notamment grâce au réseau de transport d'électricité qui fédère les centres de production, maille l'ensemble du territoire et nous relie au reste de l'Europe.

Pour gérer et développer ce réseau, un acteur de service public : RTE, Réseau de Transport d'Électricité. Créée en 2000, cette direction d'EDF dotée d'une large autonomie a été l'un des acteurs centraux de l'ouverture du marché électrique : c'est par son réseau que passent tous les échanges entre les clients " éligibles " et les fournisseurs de leur choix. Une mission de confiance qui réclame la plus grande neutralité. Aboutissement logique de cette évolution : RTE est devenue, le 1er septembre 2005, une entreprise à part entière, sous la forme d'une société anonyme à capitaux publics, filiale d'EDF.

1. Garantir la sûreté du fonctionnement du système électrique...

Quelles que soient les fluctuations de l'offre et de la demande, l'électricité doit être toujours disponible, en temps réel. Avec son réseau connecté au reste de l'Europe et qui maille tout le territoire français, RTE assure le lien entre les fournisseurs d'électricité français¹ ou européens, et les consommateurs : distributeurs (plus de 2 500 points de livraison à EDF Réseau de Distribution et aux 22 entreprises locales de distribution), sites industriels raccordés au réseau (environ 600), sans oublier les 70 sociétés de commercialisation, surtout des traders européens.

...Malgré la forte hausse des appels de pointe

Jour et nuit, au sein du dispatching national et dans les sept dispatchings régionaux, nos équipes ajustent en temps réel la fourniture d'électricité à la demande des consommateurs et garantissent l'équilibre du système. Et ce, malgré des pics hivernaux de consommation de plus en plus fréquents et élevés : le record de consommation de pointe de janvier 2006 (86 280 MW) est ainsi le dixième en cinq ans.

Pour mener à bien leur mission, les dispatchers de RTE s'appuient sur des prévisions horaires, journalières, mensuelles et annuelles. Pour le plus long terme, RTE dresse tous les deux ans, conformément à la loi du 10 février 2000, un *Bilan prévisionnel* de l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui éclaire les pouvoirs publics dans la programmation pluriannuelle des

investissements de production. Le *Bilan prévisionnel 2006-2016* publié en octobre 2005 souligne que la hausse des capacités de production déjà programmée ne couvrira pas entièrement la croissance prévisible de la demande d'électricité et l'arrêt d'unités de production. Il pointe la nécessité de disposer, dès 2009, de moyens supplémentaires de production, dépassant de 800 MW les capacités prévues, puis d'une puissance supplémentaire de 1 000 à 1 200 MW par an après 2010.

Des outils de marché pour mieux faire face aux aléas

L'ouverture du marché à la concurrence a multiplié les acteurs et les décisions, rendant plus complexe la tâche d'équilibrer offre et demande d'électricité. La gestion administrée dans le cadre du monopole a vécu. RTE a donc élaboré des solutions d'équilibrage du système qui font appel aux mécanismes de marché, en orientant les initiatives.

Dès 2000, il a créé des contrats de *Responsables d'équilibre*. Ceux-ci jouent en quelque sorte un rôle d'assureur. Ils mutualisent les écarts individuels entre prévu et réalisé dans la fourniture ou la consommation des utilisateurs de leur périmètre d'équilibre et en assument les conséquences financières. Ils peuvent procéder entre eux à des échanges de compensation. En 2005, 87 responsables d'équilibre ont échangé 229 TWh, près de la moitié de la consommation française d'électricité.

¹ Compagnie Nationale du Rhône, EDF, SHEM (Société hydroélectrique du Midi) et La SNET pour les principaux, auxquels s'ajoutent les exploitants d'unités de cogénération,

usines d'incinération d'ordures ménagères, éoliennes raccordées au réseau, etc.

Dans le même esprit, pour disposer de réserves de puissance mobilisables instantanément, dès l'apparition d'un déséquilibre, RTE a institué en mars 2003 un *mécanisme d'ajustement* auquel participent une trentaine d'opérateurs disposant de marges de flexibilité : producteurs pouvant moduler leur production et grands consommateurs disposés à s'effacer. Après s'être ouvert à la Suisse en 2003, à l'Espagne et à l'Angleterre en 2004, ce mécanisme est devenu accessible depuis l'Allemagne en 2005. En 2005, RTE a appelé 9,6 TWh (6,1 TWh à la baisse et 3,5 TWh à la hausse).

Faire jouer les solidarités européennes

Les interconnexions servent la sécurité d'approvisionnement et fournissent des capacités de secours mutuels entre pays européens. RTE a conclu des *accords de secours mutuel* garantissant une réserve d'électricité avec ses homologues britannique (National Grid Transco), italien (TERNA) et belge (ELIA).

2. Contribuer au bon fonctionnement du marché de l'électricité

RTE contribue aussi au bon fonctionnement du marché de l'électricité non seulement en France mais en Europe. Il est ainsi un acteur central du développement d'un véritable marché européen de l'électricité.

Egalité de traitement et transparence garanties

A tous nos clients, nous garantissons égalité de traitement, transparence et confidentialité. Les tarifs d'accès au réseau sont fixés par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE et sont identiques pour tous à un même niveau de tension, quelle que soit la distance (tarif « timbre poste »). Cette neutralité envers tous les opérateurs, fondée sur l'indépendance de gestion, est consacrée par le nouveau statut de RTE, qui en fait une entreprise à part entière, propriétaire de son outil industriel. Le Président de son Directoire n'est nommé par le Conseil de surveillance qu'après accord du ministre chargé de l'Énergie et il ne peut être révoqué qu'après avis motivé de la CRE. Par ailleurs, conformément à la loi du 9 août 2004, RTE a publié son Code de bonne conduite qui expose les mesures d'organisation interne prises pour garantir un accès non discriminatoire au réseau public de transport d'électricité. RTE établira pour la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) un rapport annuel sur l'application de ce Code. La CRE établit, elle aussi, un rapport sur le respect de ce Code et évalue l'indépendance du gestionnaire de réseau.

Des services constamment enrichis

Les dispositifs déjà évoqués de responsables d'équilibre et de mécanisme d'ajustement favorisent la dynamique du marché. De plus, RTE s'est attaché, depuis sa création, à favoriser les échanges de ses clients et à faciliter leur accès au marché par des services innovants. Les contrats d'accès au réseau intègrent des engagements personnalisés de qualité de fourniture avec indemnisation des préjudices éventuels et peuvent s'assortir de services optionnels de comptage à distance, d'accès au site internet rte-france.com. L'accent porte sur l'écoute et la concertation, via le Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité institué en 2000, les nombreux forums organisés en région, sans oublier la relation commerciale de proximité. Dernier fruit de cette coopération : le passage du rythme d'ouverture de ses guichets² de 7 à 12 en 2005 pour permettre à ses clients d'échanger au plus près des événements.

Un acteur majeur du développement du marché de l'électricité en Europe.

Pour faciliter les échanges et éviter les congestions aux frontières, RTE a élaboré dès 2001, sur la liaison avec l'Angleterre, un mode d'*attribution de capacités d'interconnexions fonctionnant par enchères*. Parfaitement neutre, ce système d'enchères a été institué fin 2005, dans les deux sens entre le réseau français et les réseaux belge, allemand et espagnol. Avec l'Italie, RTE met aux enchères 50 % des capacités d'exportation et accepte les programmes d'importation dans les limites disponibles. Au total, avec ces nouvelles enchères, 2600 MW de capacité annuelle d'exportation vers la Belgique, l'Allemagne et l'Italie ont été alloués pour 2006, et 2 300 MW de capacité annuelle d'importation depuis la Belgique, et l'Allemagne.

RTE a contribué à la création en 2001 de Powernext, la bourse française de l'électricité et il compte parmi les membres les plus actifs d'ETSO, association qui regroupe 37 gestionnaires de réseaux européens et contribue, par ses innovations et ses réflexions, à la construction du marché européen. En 2002, ETSO a créé un *Fonds européen de compensation* entre gestionnaires de réseaux pour supprimer l'empilement des péages à chaque frontière. Les pays scandinaves et la Pologne ont adhéré en 2004 à ce système étendu en 2005 aux pays du sud-est de l'Europe non encore membres de l'Union. Tout récemment, ETSO a proposé de coordonner les marchés spots belge, français et hollandais pour réduire les congestions aux frontières. Ce couplage, prévu en 2006, a entraîné la création de la bourse belge de l'électricité, Belpex, dont RTE est un des actionnaires.

² Un guichet est un « point de rendez-vous » permettant aux acteurs de mettre à jour les données qu'ils fournissent à RTE.

3. Un outil industriel à exploiter, entretenir, développer

Le réseau de transport assure la continuité et la qualité de la fourniture de courant et il revient à RTE de le gérer, de l'entretenir et de le développer au meilleur coût.

Robustesse

Depuis les tempêtes de décembre 1999, RTE poursuit un programme d'investissement de 100 M€ par an pendant quinze ans pour accroître la résistance de son réseau. Ce programme, repris dans le contrat de service public conclu en 2005 avec l'Etat, porte notamment sur l'implantation de pylônes anti-cascade et sur le renforcement des ouvrages. De plus, des *Groupes d'Intervention prioritaires* ont été créés pour faire face à des situations d'urgence. Pour entretenir son réseau, RTE développe une méthode préventive issue de l'aéronautique : l'optimisation de la maintenance par la fiabilité (OMF) qui conjugue inspection visuelle des matériels, thermographie infrarouge des points chauds, contrôles de bon fonctionnement, tests fonctionnels et manœuvres périodiques. Les installations sont soumises à une maintenance approfondie tous les six à sept ans et à une révision complète tous les douze ans.

Développer le réseau pour sécuriser la fourniture

RTE doit développer son réseau pour accroître la résistance du système aux aléas et accompagner la croissance du marché de l'électricité. Ce développement inclut celui des interconnexions, indispensables aux échanges et aux secours mutuels. En 2005, les capacités d'échange entre la France et la Belgique ont été accrues de près de 1 000 MW avec l'installation d'un deuxième circuit sur la ligne 400kV entre Avelin et Avelgem et la création d'une liaison Avelgem-Mastaing. RTE a aussi renforcé des réseaux régionaux dans le Sud-Ouest, en Auvergne et dans la vallée de la Tarentaise. Dans des régions soumises à de fortes contraintes comme la Bretagne et le Sud Est, RTE tire le meilleur parti des infrastructures existantes en installant des condensateurs haute tension, des compensateurs de puissance réactive ou des transformateurs.

Un développement concerté

Le contrat de service public de 2005 renouvelle les engagements, déjà tenus par RTE, pour mieux insérer le réseau dans l'environnement, en particulier en fouir 30 % des nouvelles lignes haute tension et ne pas augmenter la longueur totale du réseau aérien. Tout projet peut bénéficier d'un *Programme d'accompagnement* qui finance des dépenses locales de développement durable.

RTE travaille aussi à renforcer la concertation pour parvenir à des solutions partagées. Cette concertation s'organise à toutes les étapes des projets, de leur élaboration jusqu'à leur déclaration d'utilité publique. Des projets majeurs, comme les liaisons entre la France et l'Espagne, Lyon et Chambéry, Souillac et Cahors, Boutre-Broc et Carros, ont fait l'objet de débats organisés par la Commission nationale du Débat public (CNDP). En 2005, RTE a saisi la CNDP du projet de ligne 400 kV Cotentin-Maine pour raccorder le futur réacteur EPR d'EDF à Flamanville, et un débat public riche s'est tenu du 14 octobre 2005 au 23 février 2006, multipliant réunions thématiques et réunions de proximité.

RTE a aussi, conformément à la loi du 10 février 2000, publié cette année son *Schéma de développement du réseau* pour la période 2003-2013. Soumis à l'avis de la CRE et à l'approbation du ministre de l'Energie, ce document de synthèse présente un état des lieux et une vision à long terme des contraintes potentielles sur le réseau. Il est élaboré à partir des études de RTE dans chaque région, en concertation avec les élus, associations et riverains, sous l'égide du préfet de région et en coordination avec la CRADT³. Il intègre le *Bilan prévisionnel* de RTE et la *programmation pluriannuelle des investissements de production* du gouvernement.

Gestionnaire du plus important réseau d'Europe, passage unique vers la péninsule ibérique et vers les îles britanniques, RTE assume pleinement son rôle d'acteur essentiel de l'Europe électrique. Tout en veillant à la sûreté du système électrique français, il participe avec une grande détermination à la construction du grand marché européen de l'électricité.

RTE en chiffres

100 000 km de lignes, dont 47 % en THT (400, 150 et 225 kV) et 53 % en HT (63 et 90 kV) pour la répartition régionale.

2 450 postes électriques 1 160 transformateurs

Plus de 8 300 salariés

4 143 milliards € de chiffre d'affaires en 2005

123 TWh d'échanges contractuels sur les lignes d'interconnexion en 2005 : 32 TWh d'importations, 91 TWh d'exportations

³ Commission régionale d'aménagement et de développement du territoire

Bilan 2004 de la sûreté du système électrique français

Jean-Michel TESSERON

RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité)

Résumé : Le système électrique peut être l'objet de phénomènes complexes qui compromettent sa sûreté. Leur maîtrise repose sur la mise en oeuvre de dispositions de nature diverses, dans le domaine matériel comme dans le domaine organisationnel et humain, par tous les acteurs de ce système : gestionnaire du réseau de transport, mais aussi producteurs et distributeurs. La publication d'un bilan annuel de la sûreté du système répond à la volonté de RTE de favoriser le suivi dans le temps de l'évolution de la sûreté dans ses différentes dimensions. RTE vise ainsi à contribuer au développement de la culture de sûreté, en suscitant une meilleure appréciation par les différents acteurs de leur rôle dans la construction de la sûreté, et en favorisant la prise en compte de la sûreté et l'intercomparaison dans les instances internationales des gestionnaires de réseau de transport (UCTE, ETSO).

Maintenir la sûreté du système électrique demande de savoir assurer le fonctionnement normal du système, limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents, et limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils surviennent malgré tout. Comme les années précédentes, ce quatrième bilan publié par RTE témoigne de la maîtrise de la sûreté du système électrique français.

1. Panorama rapide de l'évolution de l'environnement en 2004

L'année 2003 avait été marquée par les pannes qui avaient frappé l'Amérique du Nord le 14 août, puis la Suisse et l'Italie le 28 septembre.

En 2004 sont parus les rapports des commissions d'enquête sur ces incidents.

Outre l'analyse de leur déroulement, ils proposent de nombreuses recommandations pour en éviter le renouvellement.

Pour la panne du 28 septembre, qui intéresse plus spécialement RTE du fait de la proximité des réseaux concernés, le rapport établi par l'UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité) recommande d'agir dans onze domaines différents, comme on pourra le lire plus en détail en §3.2.

Les autorités de régulation de France et d'Italie, la CRE et l'AEEG, ont pour leur part également publié en commun un rapport sur cette panne ; après avoir souligné que les opérateurs des réseaux suisses n'avaient pas suffisamment préparé les mesures susceptibles d'enrayer un tel incident, et qu'ils ne respectaient pas certaines des prescriptions de l'UCTE, elles recommandent l'accroissement de la coordination entre gestionnaires de réseau de transport (GRT), le renforcement du cadre légal et réglementaire, et la mise en conformité aux directives européennes.

Malgré l'attention renouvelée à la sûreté du réseau suite à ces pannes, de nouveaux grands incidents sont survenus en 2004 (cf §6.3), comme en Grèce le 12 juillet.

La France continentale n'en a pas été victime, et le nombre d'incidents plus courants y est lui-même en baisse, comme le montrent les *Événements Système Significatifs* (ESS) déclarés (cf §6.1).

Sûreté de fonctionnement du système

La sûreté du système est définie comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du système électrique ;
- limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

La sûreté est au cœur des responsabilités confiées par la loi du 10 février 2000 à RTE, en tant que gestionnaire du réseau de transport français.

Le lecteur souhaitant en approfondir les principes pourra se reporter au *Mémento de la sûreté*, ouvrage consultable sur le site www.rte-france.com.

La sûreté du système électrique a été réaffirmée par RTE comme restant un enjeu majeur, dans son Projet d'Entreprise 2004 - 2006.

L'extension à deux millions de clients du marché électrique français s'est déroulée sans problème ; elle a demandé à RTE d'adapter son dispositif de responsables d'équilibre et de mettre en oeuvre avec les distributeurs de nombreux échanges d'informations. Par ailleurs, le Mécanisme d'Ajustement a bénéficié de plusieurs adaptations, avec passage à sept guichets infra-journaliers offerts ; RTE a également ouvert deux nouvelles plages de prix pour les offres, et a étendu le Mécanisme d'Ajustement aux frontières avec l'Espagne et l'Angleterre, en plus de la Suisse où les acteurs pouvaient déjà intervenir depuis 2003.

L'année 2004 aurait été excellente vis-à-vis de la sûreté, comme on le verra au fil de ce rapport, si les mouvements sociaux de juin n'avaient été l'occasion d'atteintes à la sûreté, telles que déclenchements d'ouvrages d'évacuation de groupes de production et ouvertures de lignes y compris transfrontalières ; le 14 juin, l'ouverture simultanée des lignes d'évacuation des groupes Saint-Alban 1 et 2 a

sollicité, par la perte subite de 2600 MW, la réserve primaire européenne tout près de son niveau de prescription.

Ceci paraît contradictoire avec les efforts importants menés en France pour maintenir un haut niveau de sûreté, dont ce bilan annuel et les précédents témoignent, et ne peut qu'inciter encore plus à promouvoir la culture de sûreté.

2. Situations d'exploitation rencontrées

La maîtrise de la sûreté d'un système électrique est d'autant plus difficile que les situations d'exploitation rencontrées y sont délicates. Mais ces situations dépendent aussi des dispositions prises pour maîtriser la sûreté ; il est donc intéressant de les examiner.

2.1. Conditions climatiques

Il n'y a pas eu en 2004 de conditions climatiques notables en France susceptibles d'affecter la sûreté, à l'exception d'un épisode de neige collante survenu fin février sur les régions Ouest et Normandie - Paris, et d'une tempête qui a traversé le nord de la France le 17 décembre et a notamment entraîné le déclenchement de 2 lignes 400 kV et 4 lignes 225kV. On peut mentionner aussi les conditions météorologiques estivales rencontrées en juillet et août, avec des incendies dans le sud-est ayant nécessité la mise hors tension de lignes, des orages sources de déclenchements, et des limitations de production sur plusieurs sites du fait de la réglementation des températures de rejet.

2.2. Gestion de l'équilibre offre / demande

La consommation intérieure française d'électricité a atteint 477,2 TWh en 2004, soit une progression de +2,2 % par rapport à 2003. Le solde exportateur des échanges physiques avec l'étranger, avec 62,1 TWh, est en baisse de 6,5 %, prolongeant la baisse de 14% enregistrée en 2003. La production française d'électricité est en hausse de 1,1 % par rapport à 2003.

En 2003, la qualité des prévisions de consommation s'était un peu dégradée, tout en restant satisfaisante. En 2004, elle a retrouvé son niveau antérieur : les écarts entre les réalisations aux pointes du matin et du soir et les prévisions vues de la veille sont restés inférieurs en valeur absolue à 1500 MW en hiver et 750 MW en été pendant 84 % du temps¹, contre 80 % en 2003 et 85 % en 2002 ; aucun ESS n'a dû être déclaré au titre d'un écart trop grand entre prévision de consommation et réalisation.

Marges d'exploitation

Il est intéressant d'examiner comment ont pu être constituées les marges d'exploitation au cours de l'année par rapport aux règles de sûreté.

Les marges réalisées à la pointe de consommation (moment de la journée estimé le plus sensible) ont toujours été supérieures aux volumes requis, sauf le 29 juin, où, suite aux mouvements sociaux, la marge a atteint 1200 MW sur une courte durée.

Marges d'exploitation et règles de sûreté

Concernant la maîtrise des marges d'exploitation, les règles de sûreté prescrivent :

- une marge minimale mobilisable en moins de quinze minutes supérieure à 1500 MW ; elle est dimensionnée pour permettre de compenser à tout instant la perte du plus gros groupe couplé ;
- une marge minimale à échéance plus éloignée, dont le volume requis va en croissant depuis l'échéance de quinze minutes jusqu'à l'échéance de huit heures.

Les cas où ces conditions ne sont pas remplies donnent lieu à émission d'un ordre S "situation critique".

L'année 2004 a vu 15 *Evénements Système Significatifs* déclarés dans la rubrique "ordre de situation critique pour marge insuffisante", dont 2 au niveau A du classement des ESS et 13 au niveau 0. La nette diminution du nombre de ces ESS (l'année 2003 en avait compté 29) est attribuée à la meilleure disponibilité du parc de production et à l'augmentation du volume d'offres sur le Mécanisme d'Ajustement.

Ces 15 situations ont résulté de conjonctions d'aléas : indisponibilités fortuites de production, annulations de couplages de groupes au réseau, consommation plus importante que prévue, réserves communes indisponibles à l'étranger, limitations de production pour des contraintes de température, effets de mouvements de grève sur la production, et insuffisance d'offres de réserves. La moitié des ordres de situation critique ont été donnés durant les mois de juin, juillet et août.

L'analyse des 15 situations montre que la cause majeure en a été dans 73 % des cas un déficit de production (déclenchement de groupes, limitation de puissance, retard au couplage...). Les écarts entre la consommation et sa prévision la veille au soir ont constitué la cause majeure dans 13 % des cas, et contribué à la dégradation de la marge dans 46 % des cas.

L'horizon d'insuffisance des marges correspondait pour 20 % à l'échéance de quinze minutes, 25 % à l'échéance de deux heures, et 55 % à un horizon supérieur à deux heures.

Pour faire face aux aléas et reconstituer les marges, les situations ont été rétablies en recourant, selon les cas :

- au couplage de groupes supplémentaires ;

¹ A mettre en regard d'un objectif minimum de 78% fixé par le CNES, identique à l'objectif pour 2002 et 2003.

- à la sollicitation des réserves communes constituées par les autres GRT européens, dans le cadre du secours commun entre GRT ;
- au démarrage de turbines à combustion ;
- à la sollicitation des diesels dispatchables ;
- au recours aux dispositions du Mécanisme d'Ajustement, avec l'émission de messages d'alerte ou même d'ordres de "passage en mode dégradé", incitant les acteurs à déposer des offres complémentaires dès que possible.

Concernant les dispositions du Mécanisme d'ajustement, il faut noter que la nouvelle grille de classement des ESS, entrée en vigueur début 2004, permet désormais d'enregistrer les cas d'insuffisances d'offres au titre du retour d'expérience sur la sûreté.

Ainsi, pour l'année 2004, 6 ESS ont été déclarés au niveau 0 pour recours au mode d'alerte en J-1, plus un autre au même niveau pour recours au mode d'alerte en J-1 suivi d'un recours au mode dégradé en temps réel.

On notera que ces recours, tous survenus de mars à juin, n'ont parfois permis d'obtenir que peu de volume d'offres complémentaires, voire même aucune offre comme les 19 avril et 21 juin.

Mécanisme d'Ajustement

La loi française dispose que les producteurs doivent remettre des propositions de puissance de réserve pour l'ajustement de leurs programmes.

Ceci est réalisé depuis 2003 au travers du *Mécanisme d'Ajustement*, qui permet à RTE de mutualiser les moyens détenus par les acteurs sous forme d'un dispositif permanent et ouvert, et aux acteurs de valoriser leurs capacités d'effacement ou leurs souplesses de production.

Sur la base des offres prix-volume, RTE procède aux ajustements nécessaires en interclassant les propositions en fonction de leur prix d'offre jusqu'à ce que son besoin soit satisfait.

Des dispositions prévoient les cas d'insuffisance :

- à échéance supérieure à 8 h, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ;
- en deçà de 8 h, un message de mode dégradé permet à RTE de mobiliser, au delà d'éventuelles offres complémentaires, les offres exceptionnelles et les moyens non offerts à l'ajustement.

Réserves primaire et secondaire du réglage fréquence / puissance

Un ESS a été déclaré au niveau A le 10 juin 2004 pour déficit de réserve primaire du réglage fréquence / puissance. Ce déficit était dû au fonctionnement d'un groupe de production au limiteur de puissance non conforme au programme de production convenu et non signalé à RTE, alors que le groupe était censé fournir 97 MW de réserve primaire (ce déficit, non négligeable, est à comparer à la valeur de la réserve primaire de l'ordre de 700 MW que devait constituer RTE en application de la règle UCTE).

Tenue de la fréquence du réseau synchrone ouest-européen

L'observation de la maîtrise de la fréquence est également instructive, même si l'on sort ici du seul cadre de responsabilité français, du fait de l'interconnexion synchrone.

On avait souligné lors des trois bilans annuels précédents l'observation de plusieurs écarts de fréquence inopinés qui s'avéraient importants au regard de ce que prévoit l'application de la règle UCTE.

Réglages primaire et secondaire de la fréquence

Le réglage primaire assure de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, et par la participation solidaire de tous les partenaires de l'interconnexion synchrone, le rétablissement immédiat de l'équilibre en maintenant la fréquence à l'intérieur des limites permises.

A sa suite, le réglage secondaire du partenaire à l'origine de la perturbation annule de façon automatique l'écart quasi-stationnaire de la fréquence par rapport à la fréquence de référence, ainsi que les écarts par rapport aux programmes d'échanges entre les différentes zones de réglage de l'UCTE.

Cette dégradation de la tenue de la fréquence s'est poursuivie en 2004, tant en nombre d'écarts de fréquence qu'en amplitude. Ainsi, le 11 février, un écart de 209 mHz est survenu. Le 16 février, deux écarts de 140 mHz et un de 110 mHz ont été enregistrés respectivement à 20 h, 22 h et 23 h, et deux écarts de 150 mHz sont à nouveau survenus le lendemain.

La plupart de ces écarts semblent liés aux variations des programmes d'échanges transfrontaliers et à l'effet des ordres tarifaires dans les différents pays interconnectés.

Les conséquences des déclenchements fortuits de production semblent mieux maîtrisées au vu du retour d'expérience fait par l'UCTE, qui montre cependant que différents pays ne respectent pas bien les prescriptions en matière de réglage ; par ailleurs, ce retour d'expérience est limité au déclenchement des plus gros groupes (groupes français pour l'essentiel).

Un cas intéressant est donné par la perte des deux groupes de Saint-Alban survenue le 14 juin, sur ouverture des lignes les reliant au poste de Pivoz Cordier, suite à l'envahissement du poste lors des mouvements sociaux ; la perte de production correspondante de 2600 MW a entraîné un écart de fréquence quasi-stationnaire de 107 mHz, à comparer avec les 200 mHz prévus par le dimensionnement de la règle UCTE sur perte de 3000 MW.

Jusqu'à présent, aucun déclenchement de production important n'est survenu lors d'un écart de fréquence issu de problème d'échanges transfrontaliers ou de gestions tarifaires ; mais ceci risque de finir par arriver vu le nombre de tels écarts, et les conséquences d'une telle situation sont à redouter.

RTE a décidé d'engager en 2005 un audit sûreté pour éclairer la question de la maîtrise des écarts de fréquence.

Tenue de la tension

Sans atteindre les difficultés rencontrées en janvier 2003, l'année 2004 a vu survenir à nouveau des problèmes de tension basse.

L'ouest de la France a été la région la plus affectée par cette question ; une cinquantaine de journées, réparties sur les mois de janvier à avril et de novembre à décembre, y ont nécessité l'envoi par RTE d'ordres de sauvegarde pour alerte à la tension aux centres de distribution et aux agences de conduite régionales de distribution.

Le dispatching national a dû émettre lui-même deux ordres de situation critique :

- le 9 décembre, sur l'ouest, le sud-ouest et la région Normandie - Paris, suite à l'arrêt des deux groupes de production de Cordemais conjugué à un niveau élevé de consommation ;
- le 13 décembre sur l'ouest et sur la région Normandie - Paris.

Les enseignements issus du retour d'expérience sur janvier 2003 ont cependant permis de limiter les conséquences de ces situations, par des investissements en condensateurs HTB, par la fermeture manuelle des condensateurs disponibles en HTA, et aussi par un meilleur suivi des réserves de puissance réactive et une plus grande anticipation par les dispatchings régionaux et national de RTE.

Globalement, la gestion de l'équilibre offre - demande s'est nettement améliorée par rapport à 2003, à l'exception de la tenue de la fréquence, qui concerne l'ensemble des pays interconnectés de l'UCTE et devrait constituer un point de vigilance accru dans le cadre de la coordination européenne.

2.3. Gestion des interconnexions

Comme les années précédentes, des congestions sont survenues aux frontières. Elles n'ont pas posé de problème très important pour la sûreté.

Des avaries d'ouvrages ont parfois nécessité de réduire temporairement les échanges, surtout avec l'Espagne du 25 janvier au 4 février suite à la chute d'un conducteur de la ligne 225 kV Pragnères - Biescas côté espagnol, puis du 15 au 21 septembre du fait du plasticage d'un pylône espagnol de la ligne 400 kV Argia - Hernani. Des avaries plus ponctuelles ont conduit à des réductions d'échanges avec l'Angleterre ainsi qu'avec l'Italie.

La frontière la plus animée a sans doute été celle avec l'Italie.

Fin février, le gestionnaire du réseau de transport italien GRTN a mis en service des transformateurs déphaseurs au poste de Rondissone sur les départs qui joignent le poste français d'Albertville.

La ligne d'interconnexion Albertville - Rondissone a été affectée par plusieurs courts-circuits, dont cinq défauts affectant simultanément ses deux ternes. Les déclenchements de la ligne, effectués par les systèmes de protection pour éliminer les courts-circuits, ont provoqué à diverses reprises des problèmes de tension haute en Savoie, du fait des schémas d'exploitation mis en oeuvre. L'un de ces courts-circuits, survenu le 5 mai sur la partie italienne de la ligne, a provoqué une avarie sur les transformateurs déphaseurs récemment mis en service par GRTN, nécessitant leur shuntage pendant plusieurs semaines.

Ces incidents ont conduit à déclarer deux ESS au niveau A les 5 mai et 16 juin, et un au niveau 0 le 28 décembre.

Mais le fait marquant 2004, concernant la sûreté des interconnexions, est à imputer aux ouvertures volontaires de lignes transfrontalières perpétrées lors des mouvements sociaux de fin juin. Elles ont notamment concerné les interconnexions avec l'Espagne (4 fois), l'Italie (2 fois), la Suisse et l'Allemagne, et ont conduit à la déclaration d'un ESS au niveau A et de sept ESS au niveau 0.

De nouvelles évolutions ont été apportées aux modalités de gestion des interconnexions.

Plusieurs modifications successives ont concerné l'interconnexion France - Italie. Dans un premier temps, l'allocation des capacités pour 2004 a été réalisée de manière coordonnée entre RTE et GRTN, selon un mécanisme de pro rata conforme aux règles approuvées en 2003 par les autorités de régulation française et italienne, la CRE et l'AEEG. Ces autorités devaient ensuite en principe trouver un accord en 2004 sur la mise en place de nouvelles dispositions permettant de mieux respecter le règlement européen sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers, applicable depuis le 1er juillet 2004, qui impose la mise en place de "mécanismes de marché". Faute de convergence, la CRE et l'AEEG ont opté pour l'instauration en 2005 de mécanismes distincts côté français et italien, chacun étant mis en oeuvre sur la moitié de la capacité disponible déduction faite des contrats historiques. RTE a donc décidé en décembre 2004 de mettre en place pour sa part un mécanisme d'enchères explicite, conforme au règlement européen.

RTE et National Grid ont publié de nouvelles règles d'accès à la liaison France - Angleterre ; elles apportent de la souplesse à l'utilisation de la liaison en autorisant les utilisateurs à modifier leurs nominations en cours de journée ; d'autre part, les produits mis aux enchères ont été modifiés, avec proposition de produits saison et week-end en plus des enchères annuelles, trimestrielles, mensuelles et journalières existantes.

2.4. Gestion des congestions internes

Outre les problèmes de tension déjà cités, les répercussions des contraintes sur les interconnexions, et les effets des déclenchements inopportuns d'ouvrages lors des mouvements sociaux de juin, la gestion des congestions internes a été marquée :

- dans l'ouest, par les incertitudes sur la disponibilité effective des groupes de production (groupes de Cordemais et turbines à combustion), qui ont conduit, en s'appuyant sur le retour d'expérience de l'hiver 2003 - 2004, à la mise en oeuvre d'un plan d'actions à multiples facettes ;
- en région Normandie - Paris, par des contraintes d'intensité maximale de courant de court-circuit à tous les niveaux de tension ;
- en Provence - Alpes - Côte d'Azur, comme les années précédentes, par les difficultés rencontrées pendant une partie notable de l'année, du fait des problèmes structurels de réseau, pour garantir la sécurité de la région en cas de perte de ligne ou de production ; ceci a amené RTE à émettre 10 ordres "situation critique" dans cette région, auxquels il faut ajouter 3 ordres à l'occasion d'incendies proches des lignes.

Ordres de "sauvegarde" et de "situation critique"

En situation exceptionnelle, les règles d'application normale peuvent être suspendues et / ou complétées par l'émission d'ordres de sauvegarde par RTE ; ces ordres doivent être interprétés et exécutés sans discussion et sans retard, dans la mesure où ils ne contreviennent pas aux obligations de sécurité des personnes et des biens ; ils sont adressés de façon ciblée d'une part aux Unités de RTE, d'autre part aux utilisateurs du réseau électrique dont l'action est nécessaire pour parer la situation.

Parmi eux, les ordres dits "alerte situation critique" sont émis sur critère de réduction de la marge de sécurité, avec option marge de production, ou tensions basses, ou transits importants.

Selon la situation, d'autres ordres de sauvegarde peuvent être émis, tels que "alerte à la tension", "baisse ou montée d'urgence", "baisse de 5 % de la consigne de tension HTA", etc.

2.5. Aléas affectant les ouvrages de transport

Les ouvrages de transport ont subi 11 004 courts-circuits, contre 11 050 en 2003 et 10 296 en 2002. 96 % des courts-circuits ont eu lieu sur les liaisons, 3 % sont survenus lors de renvois sur défaut automatiques ou manuels, et 1 % ont affecté un matériel appartenant à un bloc de coupure, au niveau transformation, barre ou compensation. Parmi les courts-circuits hors renvoi sur défaut, 62,3 % ont eu pour origine la foudre (61,9 % en 2003 et 60,4 % en 2002), 3,1 % le vent et la tempête (2,8 % en 2003 et 2,4 % en 2002), 1,8 % la neige collante (2,6 % en 2003 et 0,6 % en 2002), et 1,7 % les avaries de matériel RTE (1,9 % en 2003 et 1,6 % en 2002) ; les origines indéterminées représentent 29,2 % (26,9 % en 2003 et 30,5 % en 2002) ; le reste est constitué de

causes diverses (contacts animaliers, autres causes atmosphériques, etc).

Un lien fort existe entre le nombre de courts-circuits et la répartition annuelle de l'activité orageuse : 76 % des courts-circuits et 89,2 % des impacts de foudre ont lieu entre les mois d'avril et de septembre ; par ailleurs, l'analyse de la répartition par région confirme la forte corrélation entre le nombre de courts-circuits et l'activité orageuse. A cet égard, avec un foudroiement national moyen de 1,04 impact par km², l'année 2004 a été sensiblement plus foudroyée que la moyenne.

On notera 19 courts-circuits liés à des contacts avec la végétation, contre 66 en 2003 et 32 en 2002; 1 incident a affecté un ouvrage 400 kV, contre 7 en 2003. On rappelle que ce type d'aléa avait constitué l'un des faits initiateurs des incidents qui ont affecté l'Amérique du nord puis la Suisse et l'Italie, et qu'une action a été engagée dans le cadre du plan Canicule pour maîtriser ce phénomène même lors de situations climatiques exceptionnelles.

Le nombre de courts-circuits aux 100 km de ligne aérienne connaît une légère hausse :

nombre de courts-circuits aux 100 km	2001	2002	2003	2004
lignes du réseau 400 kV	3	2	2	3
lignes du réseau 225 kV	8	7	8	9

Parmi l'ensemble des lignes, on peut relever :

- 17 lignes 400 kV pour lesquelles le taux de courts-circuits aux 100 km a dépassé 10 en 2004 ; on peut noter que 65 % de ces liaisons ne disposent pas de câble de garde sur toute leur longueur, et que 9 des 17 lignes avaient déjà connu un taux supérieur à 10 en 2003 ou 2002 ;

- 22 lignes 225 kV dont le nombre de courts-circuits aux 100 km a dépassé 30 en 2004 ; parmi elles, 9 avaient déjà dépassé ce taux en 2003 ou 2002.

Les défauts simultanés sur lignes doubles 400 kV sont intéressants à suivre, compte tenu du risque plus élevé qu'ils représentent pour la sûreté. Le retour d'expérience régional sur ces incidents remonte désormais systématiquement au niveau national. On a relevé 24 défauts de ce type en 2004, contre 22 en 2003, 14 en 2002 et 11 en 2001. Cinq lignes doubles ont totalisé 71 % des défauts multiples en 400 kV ; il s'agit des liaisons Néoules - Réaltor, Albertville - Rondissone, Muhlbach - Sierentz, Tavel - Réaltor et Tamareau - Tavel.

3. Evolution du référentiel traitant de la sûreté

3.1. Référentiel externe : directives, lois, décrets, etc

Au niveau européen

Les réflexions se sont poursuivies en vue de la sortie d'une troisième directive européenne relative à la sécurité d'approvisionnement en électricité et aux investissements dans les infrastructures.

En France

Le Journal Officiel a publié :

- le 11 août, la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ; elle dispose entre autres que le gestionnaire du réseau de transport, qui sera une société anonyme filiale du Groupe EDF, conserve la mission de l'entretien, de l'exploitation et du développement du réseau de transport d'électricité, et devient propriétaire de son outil industriel ;
 - le 17 août, la loi n°2004-811 de modernisation de la sécurité civile, dont l'article 6, entre autres, dispose que les exploitants d'un service destiné au public de production ou de distribution d'électricité prévoient les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise.
- Parmi les autres textes sortis en 2004 ayant des liens avec la sûreté, on peut citer :
- le décret n°2004-388 du 30 avril 2004 relatif à l'exercice de l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles et aux obligations des fournisseurs en matière d'information des consommateurs d'électricité ;
 - le décret n°2004-597 du 23 juin 2004 relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité, qui modifie celui du 29 mai 2000 ;
 - le décret n°2004-102 du 26 novembre 2004 relatif à l'obligation d'achat, modifiant le décret du 10 mai 2001 ;
 - le décret n°2004-1224 du 17 novembre 2004 portant statut de la société anonyme Electricité de France du personnel des IEG ;
 - l'arrêté du 23 décembre 2004 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération et les installations utilisant des énergies renouvelables ou des déchets ménagers ;
 - la décision du 4 juin 2004 intégrant les ouvrages du réseau électrique de charbonnages de France dans la concession à EDF du réseau d'alimentation générale. Les Bilans Sûreté 2001, 2002 et 2003 avaient évoqué la question du *Référentiel Technique*, dont l'élaboration doit être engagée, dans la suite des travaux sur le code de réseau menés en 2000 et 2001 au sein du CURTE (Comité des Usagers du Réseau de Transport d'Electricité). La CRE a publié le 7 avril 2004 une décision sur la mise en place des

référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, accompagnée d'un guide d'élaboration. Côté réseau de transport, RTE a créé en septembre au sein du CURTE un nouveau groupe de travail consacré à cette question, et invité les acteurs du secteur électrique directement concernés par l'utilisation du réseau public de transport à participer aux travaux de ce groupe.

RTE a publié les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, approuvées par la CRE, s'appliquant à partir du 1er juillet 2004, ainsi que la version applicable à la même date des Règles relatives à la Reconstitution des flux et au Calcul des Ecartés des responsables d'équilibre. Ceci s'inscrit dans le cadre de la concertation mise en place au sein du CURTE et de la Commission de Fonctionnement du Mécanisme d'Ajustement (CFMA), qui analyse les règles proposées et suit le fonctionnement du mécanisme.

3.2. ETSO et UCTE

L'ETSO, dans le cadre de sa mission principale, a poursuivi ses travaux sur la sécurité d'approvisionnement et sur les échanges transfrontaliers.

Le mécanisme "Cross Border Trade" (CBT), mis en place en 2002 sur proposition d'ETSO, s'est encore élargi ; il comptait en 2004 19 pays participants, avec tous les pays de l'Union Européenne, sauf le Royaume-Uni, l'Irlande et les pays Baltes, plus la Suisse et la Norvège.

ETSO a également poursuivi ses travaux sur la gestion des congestions transfrontalières, dans le cadre d'un travail avec EuroPEX (l'association européenne des bourses d'électricité) qui a abouti en 2004 à un accord sur une approche commune ; ceci pourrait à terme conduire à une proposition dont la mise en oeuvre se ferait par initiatives régionales. Pour l'UCTE, l'année 2004 a été extrêmement féconde, et plusieurs faits marquants de son activité concernent directement la sûreté du système et la sécurité d'approvisionnement.

On sait que l'UCTE consacre une activité importante à l'extension de l'interconnexion synchrone. Sur ce point, l'événement majeur de l'année est survenu le 10 octobre, avec la reconnexion à la zone principale de l'UCTE de la seconde zone synchrone, composée des réseaux électriques des pays du Sud-Est de l'Europe (Albanie, Bulgarie, Grèce, Macédoine, Serbie, Monténégro, Roumanie) ; la séparation des réseaux avait eu lieu en 1991 suite à la guerre en ex-Yougoslavie. Cette reconnexion s'est déroulée sans difficulté technique sur l'ensemble de la séquence d'opérations, grâce à la coordination des gestionnaires de réseau. La reconnexion des deux zones UCTE a eu un intérêt technique et économique immédiat, en permettant de diminuer la part de réserve primaire que chaque partenaire interconnecté

doit constituer en application des règles UCTE. Ainsi, la réserve primaire à constituer par la France a diminué d'une soixantaine de mégawatts.

UCTE et ETSO

L'Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE), créée en 1951, coordonne les intérêts des gestionnaires de réseau de transport dans 23 pays européens, avec pour objectif la garantie de la sûreté du système électrique interconnecté. L'UCTE établit les règles à respecter par les partenaires interconnectés pour cette garantie.

Le réseau interconnecté UCTE alimente 450 millions de personnes, consommant annuellement 2300 TWh.

ETSO (European Transmission System Operators association), créée en 1999, est une association représentative des 34 gestionnaires de réseau des pays de l'Union Européenne, de Norvège et de Suisse. Elle définit les principes pour l'établissement de règles d'accès aux réseaux harmonisées au niveau européen.

ETSO et UCTE, associations de gestionnaires de réseau, s'efforcent de gérer le compromis entre sûreté et ouverture du marché.

2 sites : www.ucte.org • www.ets-net.org

L'UCTE a également lancé le 25 mars 2004 l'étude de faisabilité de la connexion à son réseau du système situé à l'est de l'Europe (UPS/IPS)² ; la connexion de deux systèmes synchrones aussi importants serait une première mondiale et constitue un défi. Un responsable de projet a été nommé pour cette étude, menée dans le cadre d'un consortium associant onze gestionnaires de réseau de l'UCTE.

Sur le plan de l'établissement de son nouveau référentiel de prescriptions (*Operation Handbook*), l'UCTE a présenté au Forum de Florence l'état d'avancement de sa démarche. Le Comité de Pilotage de l'UCTE a validé les chapitres de ce référentiel ("policies") traitant du réglage de la fréquence et de la puissance, de la programmation et du décompte des échanges internationaux, et de la sûreté de fonctionnement ; les travaux sont très avancés sur les "policies" relatives à la gestion prévisionnelle, aux situations d'urgence, aux infrastructures de télécommunications et aux échanges de données. L'UCTE a décidé dans un premier temps de rendre ce référentiel applicable par un accord multilatéral (MLA : Multilateral Agreement) entre GRT du réseau UCTE. D'autre part, un processus (CMEP : Compliance Monitoring and Enforcement Process) a été défini pour s'assurer du respect des prescriptions et notifier les éventuels manquements.

En avril, l'UCTE a publié le rapport final du Comité d'investigation qu'elle avait créé pour analyser l'incident Suisse - Italie du 28 septembre 2003. Ce document, qui est consultable librement sur le site ucte.org, fait onze recommandations, qui concernent :

- la mise à jour et l'évaluation périodique des procédures d'urgence inter-GRT ;
- le soin à apporter dans les "policies" aux critères de respect de la sûreté ;
- l'intensification de la mise au point de l'outil de prévision des congestions en J-1 (outil DACF) ;
- les échanges de données entre GRT ;
- l'établissement de spécifications minimales à respecter par les groupes de production ;
- le travail à mener pour définir des stratégies de réglage fréquence / puissance en cas de rupture de l'interconnexion ;
- le développement des études de fonctionnement dynamique et des systèmes de type WAMS (Wide Area Measurement System - cf §4.1.5) ;
- l'inclusion dans les codes de réseau nationaux (ou documents équivalents) de prescriptions minimales de tenue des groupes face aux variations de fréquence et de tension ;
- la mise en oeuvre de plans de défense contre les grands incidents et de plans de reprise de service ;
- l'élagage de la végétation à proximité des ouvrages de transport ;
- le recours au blocage des prises des transformateurs pour éviter les effondrements en tension.

Enfin, l'UCTE a publié deux rapports sur la sécurité d'approvisionnement du réseau interconnecté :

- le premier a porté rétrospectivement sur l'année 2003 ; il souligne qu'à plusieurs occasions, en juillet et août, les exploitants ont été confrontés à des conditions plus sévères que celles qui correspondent aux jours de référence fixés par l'UCTE (soit le troisième vendredi de chaque mois), jours où à dire d'experts le parc de production disponible permet de disposer des réserves nécessaires ; il note aussi qu'à d'autres occasions que le 28 septembre les règles de l'UCTE relatives à la sûreté ont été violées du fait de forts transits, et qu'un simple aléa supplémentaire aurait alors pu avoir de sévères conséquences ;
- le deuxième porte de façon prospective sur les années 2004 - 2010, ce qui étend l'horizon d'étude de quatre ans par rapport à ce que l'UCTE faisait antérieurement ; il indique que la sûreté du réseau UCTE devrait rester globalement à un niveau acceptable jusqu'à 2006, si les investissements en production et en réseau attendus se réalisent, et qu'entre 2008 et 2010 un déficit de production est à redouter si de nouvelles décisions de développement ne sont pas prises rapidement.

² incluant les réseaux des pays suivants : Lituanie, Lettonie, Estonie, Russie, Biélorussie, Ukraine, Moldavie, Georgie, Azerbaïdjan, Kazakhstan, Ouzbékistan, Tadjikistan, Kirghizistan et Mongolie.

3.3. Contractualisation des engagements de performances : trames types

Parmi les dispositions discutées en 2001 avec les utilisateurs au sein du CURTE, dans le cadre de la préparation du référentiel technique de type code de réseau, le chapitre relatif au contrôle des performances prévoyait pour les installations de production l'établissement d'une convention d'engagement de performances entre RTE et producteur.

Du côté des installations existantes, ceci a été déjà appliqué par RTE avec le producteur EDF, dans le cadre d'un protocole qui a été établi de façon transitoire³ en 1999 dans l'attente du nouveau cadre institutionnel, puis confirmé en 2003. Pour l'ensemble des installations de production, futures comme anciennes, des travaux ont été menés en 2004 par RTE pour préparer l'insertion des engagements de performances dans les conventions de raccordement et de performances.

Sur le plan plus précis des services système, qui concernent les contributions élémentaires fournies par les groupes de production à RTE pour qu'il puisse assurer le réglage de la tension et le réglage de la fréquence, une trame de contrat a été établie par RTE, et les discussions ont été engagées à l'automne avec EDF, la SHEM, la SNET et la CNR.

3.4. Contractualisation des engagements de performances : contrats signés

Les engagements qui existent entre RTE et EDF, en matière de performances vis-à-vis de la sûreté, ont été complétés en 2004 par la signature d'un protocole qui traite des scénarios de renvoi de tension, de la mise à disposition des groupes îlotés pour la reconstitution du réseau après incident, du maintien en conditions opérationnelles des équipements et du personnel, et de l'exécution des essais d'îlotage.

3.5. Référentiel interne RTE

Le *Référentiel de l'Exploitation Système* a vu la mise en application de documents concernant huit chapitres.

Référentiel d'Exploitation Système RTE

La doctrine d'exploitation du système électrique exprime formellement les principes suivis dans l'exploitation à RTE, depuis la gestion prévisionnelle jusqu'à la conduite en temps réel et au retour d'expérience. Elle sert de cadre de référence pour l'établissement des consignes, qui sont les guides opératoires directement utilisables par le personnel de conduite de RTE.

Ils traitent de l'élaboration et la diffusion des rapports d'exploitation, de la méthode de classement et des grilles des ESS, du dimensionnement des réserves et

de la marge d'exploitation pour l'équilibre offre - demande, de la définition et des principes d'utilisation des ouvrages stratégiques et sensibles, de l'exploitation des réenclencheurs, de la prise en compte en exploitation de la tenue des postes aux courants de court-circuit, de la gestion des données pour l'application utilisée dans le cadre de la rémunération du service système réglage de la tension.

Par ailleurs, le Code de Conduite des Réseaux de Transport a fait l'objet d'une mise à jour qui est entrée en application au 1er novembre 2004. En particulier, la doctrine de renvoi manuel de tension a été adaptée en s'appuyant sur le retour d'expérience, afin de permettre une amélioration notable de la rapidité des remises sous tension suite à incident dès lors que cela ne met pas en cause la sécurité des personnes.

4. Evolution des dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine matériel

4.1. Performances intrinsèques des composants

4.1.1. Groupes de production

Suite à la parution de l'arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, le Ministère de l'Industrie a lancé en 2004 trois appels d'offres :

- un ouvert pour des centrales à partir de biomasse (pour 200 MW) ou de biogaz (pour 50 MW) ;
- un pour 500 MW de centrales éoliennes en mer de taille unitaire inférieure à 150 MW à mettre en service avant le 1er janvier 2007 ;
- un concernant l'éolien terrestre, portant sur une puissance installée totale de 1000 MW, pour des installations de puissance installée supérieure à 12MW.

Fin 2004, le volume de production éolienne raccordée au réseau RPT était de l'ordre de 360 MW.

En novembre, EDF a saisi la Commission Nationale du Débat Public pour la construction d'une tête de série du réacteur de type EPR⁴ sur le site de Flamanville ; les caractéristiques de ce nouveau groupe de production seront donc primordiales pour la sûreté du réseau. De son côté, RTE, en charge du développement du réseau de transport, doit transmettre en 2005 un dossier de saisine relatif aux ouvrages nécessaires à l'insertion de cette centrale dans le réseau public de transport.

Le 8 décembre a été mise en service la centrale de cogénération de Gonfreville, qui, avec deux turbines à gaz de 125 MW, est la plus grosse centrale de ce type en France.

³ avec l'établissement de la convention nationale "Engagements de performances vis-à-vis de la sûreté du système électrique et des installations de production" entre RTE et le producteur EDF.

⁴ European Pressurized water Reactor.

Pour les groupes existants, un point majeur à considérer est le taux de réussite des îlotages, compte tenu de leur importance pour pouvoir faire face à une éventuelle reconstitution du réseau après incident de grande ampleur. Les performances sont en baisse par rapport aux trois années précédentes, tout en restant suffisantes vis-à-vis du taux nécessaire pour que la doctrine de reconstitution du réseau par ossatures soit applicable. 8 essais programmés ont été effectués dont 7 ont réussi, et il est survenu 9 îlotages fortuits dont 7 réussis. Ceci conduit à un taux de réussite global de 82 % (94 % en 2003, 95 % en 2002, 89 % en 2001, 60 % en 2000) ; en moyenne glissante sur les quatre dernières années, le taux de réussite global est de 91 % sur un total de 75 îlotages (88 % en 2003, 87 % en 2002, 82 % en 2001).

Le taux de réussite des essais périodiques de renvoi de tension⁵, avec 68 %, est en forte baisse par rapport aux années précédentes (84 % en 2003, 79 % en 2002, et 88 % en 2001). Ceci est dû au nombre élevé d'essais annulés (8 essais sur 29). L'année est marquée aussi par un nombre important de décalages d'essais, qui s'élève à 40 (dont 33 décalés par EDF et 5 par RTE) ; ceci complique l'organisation des essais et sollicite beaucoup la réactivité des équipes. Enfin, un essai a échoué suite à une erreur de manœuvre côté RTE, ce qui a conduit à déclarer un ESS au niveau A.

De ce fait, quatre scénarios de renvoi de tension ne remplissent plus la prescription du Référentiel d'Exploitation Système qui demande que chaque scénario opérationnel fasse l'objet d'un essai périodique au moins une fois tous les trois ans.

Un audit sur la maîtrise des essais de renvoi de tension et des îlotages a été prévu dans le programme des audits sûreté pour 2005.

Enfin, il faut souligner qu'un essai de reconstitution par ossature a été réalisé en septembre dans le sud-est. Il a mis en évidence des améliorations à apporter dans la modélisation du comportement des matériels et dans les régulations de groupes de production.

4.1.2. Protections et automates d'exploitation, contrôle - commande

Du côté des plans de protection 400 kV (plans 1975, 1983 et 1986), 65 anomalies ont été identifiées en 2004, pour 56 en 2003 et 40 en 2002. Elles se sont traduites par 42 ouvertures intempestives de disjoncteurs, 8 non fermetures et 3 ouvertures tardives. L'augmentation sensible des anomalies par rapport à 2003 (+ 16 %) s'explique par des pannes récurrentes rencontrées sur les liaisons Tavel - Réaltor et sur le relayage d'un départ au poste de Sierentz. 27 anomalies ont donné lieu à déclaration d'un ESS 0, et une à un ESS A pour non fonctionnement de cycle de réenclenchement triphasé après cycle monophasé.

Vingt-sept anomalies proviennent de causes techniques, dont 19 de pannes de matériels et 2 de raisons fonctionnelles (fonctionnement des protections de distance sur défaut évolutif).

Onze anomalies ont concerné les systèmes de télé-protections, dont 4 les protections de distance et leurs télé-actions, et 7 les protections différentielles de liaisons. Leur répartition montre que ce sont principalement les supports de transmission qui sont en cause.

Sept anomalies résultent de causes humaines (affichage de réglages, intervention de maintenance, erreur de filerie...), ce qui représente une inversion de tendance après la diminution obtenue de 2001 à 2003 (13 en 2001, 5 en 2002, 2 en 2003).

On note 26 anomalies de cause inconnue, ce qui constitue une proportion importante des anomalies ; parmi elles, 13 sont encore en cours d'investigations, et 11 sont sans conclusion, qui touchent en général des comportements de matériels qui n'ont pas pu être reproduits.

4.1.3. Réglages automatiques de la fréquence et de la tension

Au dispatching national, l'élaboration du niveau du réglage secondaire fréquence - puissance se fait désormais dans le nouvel outil de conduite, le SNC ; par ailleurs la fonction pouvant en assurer le secours a été mise en exploitation dans l'Animateur de Synoptique National.

Une procédure a été mise en place entre le CNES et les Unités régionales Système pour suivre les limitations de réactif des groupes, qui ont un impact important sur le fonctionnement du réglage de tension et sur le niveau de sûreté.

4.1.4. Ouvrages de transport

Concernant les nouveaux ouvrages de transport, on peut mentionner :

- la mise en service du dernier tronçon de la ligne 400 kV Argoeuves - Chevalet - Gavrelle; cet axe à deux circuits, qui remplace une ligne à un circuit, sécurise l'alimentation électrique des régions Picardie et Nord - Pas de Calais ;
- dans l'ouest, la mise en service de quatorze batteries de condensateurs haute tension (d'une puissance réactive totale de 442 Mvar), pour lever des contraintes de tension dues au déficit de production de la Bretagne.

4.1.5. Systèmes de conduite

Pour assurer la transmission des informations de protection et téléconduite, RTE développe et maintient un réseau de télécommunications de sécurité indépendant et redondant.

⁵ rapport entre nombres d'essais réussis et programmés.

Le Réseau de sécurité est constitué de deux sous-réseaux hertziens et filaires.

La disponibilité moyenne du parc de liaisons hertziennes a été de 99,96 %.

En valeur absolue, la qualité de service offerte par les faisceaux hertziens s'est améliorée. Cependant, certains incidents ont impacté la sûreté des plans de protection (perte temporaire de protections différentielles de lignes) ou la téléconduite de niveau haut entre le dispatching national et les dispatchings régionaux. Ces incidents ont conduit RTE à faire réaliser un audit sur le service rendu par l'opérateur des faisceaux hertziens, et sur les relations entre l'opérateur et RTE.

RTE a par ailleurs poursuivi ses efforts pour moderniser le Réseau de Sécurité, en le numérisant et en le dotant plus largement de supports de transmission à fibres optiques. RTE avait ainsi engagé en 2003 le projet ROSE (Réseau optique de sécurité), qui porte sur la pose de fibres sur les ouvrages de transport ; 4500 kilomètres de lignes devaient être équipés de fibres optiques pour relier les postes 400 kV importants pour la sûreté à horizon 2008. En 2004, il a été décidé de compléter ce projet en élargissant la desserte des points d'accès à la totalité des 230 sites abonnés au réseau haut de sécurité de RTE. Ainsi, d'ici 2009, plus de 9000 km de fibres optiques devraient s'ajouter aux 4000 km déjà en service.

Egalement dans le domaine des télé-informations, il faut souligner l'amélioration sensible de l'observabilité du réseau électrique HT, grâce à l'augmentation très significative du nombre de télémesures ; ainsi, sur le réseau ouest, le taux d'observabilité du réseau HT est passé de 13 % en 2000 à 80 % fin 2004.

Le système de téléconduite français

La taille et la complexité du système électrique français justifient une organisation hiérarchisée des fonctions de surveillance et de commande qui implique quatre niveaux de conduite :

- un niveau national, assuré par le Centre National d'Exploitation Système (CNES) ;
- un niveau régional, assuré par les Unités Régionales Système Electrique (URSE) ;
- un niveau intermédiaire de regroupement de surveillance et de conduite, assuré par les PCG et PEXI pour les installations de transport, auxquels il faut ajouter les points de commande centralisée d'utilisateurs du réseau (producteurs, distributeurs, consommateurs...) ;
- un niveau local représenté par les installations de puissance (postes de transport, production).

Ces quatre niveaux de conduite sont reliés entre eux par un réseau de télécommunication dédié à l'exploitation appelé "Réseau de Sécurité", qui permet aux exploitants d'échanger ordres et informations en toutes circonstances et notamment dans les situations de crise où les moyens de communications publics peuvent être saturés.

Pour améliorer l'observation du réseau, RTE a décidé de pourvoir cinq sites de systèmes WAMS (cf §3.2), qui seront opérationnels en 2005 ; ce type d'équipement, installé à une cinquantaine d'exemplaires à ce jour sur le réseau européen, permet de détecter des phénomènes spécifiques aux grandes interconnexions, tels que les oscillations à basse fréquence, et est précieux pour l'analyse après incident.

Concernant les centres de conduite de RTE, l'année 2004 a été marquée par les faits suivants :

- au dispatching national, la mise en exploitation définitive du Système National de Conduite (SNC), qui s'est substitué à l'ancien outil SYSDIC ; la nouvelle analyse de sécurité ARCADE y est devenue opérationnelle en octobre ;
- dans les groupements de postes de transport, le déploiement de PEXI⁶ s'est poursuivi, avec l'installation de 12 nouveaux pupitres informatisés. A la fin 2004, tous les groupements de postes étaient équipés de ce système de surveillance et de conduite local, dont l'enrichissement des images de zone améliore l'exploitation.

Côté réseaux de distribution, la mise en place par EDF des Agences de Conduite Régionales (ACR) se traduit par des évolutions notables. En particulier, elle diminue sensiblement le nombre d'interlocuteurs des opérateurs RTE en conduite normale et en situation d'incident ; elle procure des facilités potentielles, pour disposer d'un volume plus important de télédélestage et de blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs HT/MT, ou pour permettre des actions de télédélestage beaucoup plus ciblées. Un audit sûreté sera effectué en 2005 pour mieux apprécier l'impact sur la sûreté de la mise en place des ACR.

4.1.6. Charges / consommation

La juste appréciation de la charge est un élément important pour la pertinence des actions de conduite et des analyses de sûreté.

Les bilans sûreté précédents avaient mentionné les actions de progrès menées pour améliorer les prévisions de consommation. Pour 2004, on peut souligner plus spécifiquement les actions menées dans l'ouest suite au retour d'expérience de l'hiver 2003-2004 ; elles ont conduit à une déclinaison spécifique des prévisions sur la zone Bretagne, compte tenu des particularités d'évolution de sa consommation en fonction des conditions climatiques, en s'appuyant sur des prévisions météorologiques à horizon étendu mises à disposition par Météo France.

Des progrès en sûreté significatifs peuvent venir indirectement d'actions menées dans d'autres domaines. On peut citer pour 2004 l'exploitation

⁶ Pupitre d'Exploitation Informatisé.

régulière dans les régions de l'outil COMPAS, qui, par la comparaison des télémesures et des données de comptages, a permis de fiabiliser non seulement le comptage et le calcul des pertes, mais aussi les télémesures et par conséquent les études de sécurité en temps réel.

4.2. Structure du système et ses règles de conception

RTE poursuit la conduite du projet de sécurisation mécanique du réseau engagé suite aux tempêtes de 1999.

Fin 2004, 3400 pylônes anti-cascade étaient installés ; par ailleurs, RTE a commencé à renforcer la tenue des fondations des pylônes.

On peut aussi souligner que RTE a décidé, suite aux études de développement et au retour d'expérience sur les situations d'exploitation rencontrées dans l'ouest de la France, de recourir dans cette région à l'installation de deux compensateurs statiques de puissance réactive, qui permettront à partir de 2005 de s'appuyer sur la mobilisation rapide de nouveaux Mvar dynamiques, en complément de ceux fournis par les groupes de production. Alors que l'utilisation de tels moyens avait fait l'objet de plusieurs études théoriques au cours des vingt dernières années, c'est la première fois qu'un développement en est décidé en France pour les besoins de réglage de la tension du système électrique.

4.3. Autres dispositions matérielles contribuant à l'exploitation

L'Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité (OMF), déjà mise en oeuvre sur les matériels de postes, a été déployée sur les lignes aériennes ; les principes de l'OMF ont également été définis et leur mise en oeuvre a débuté pour les lignes souterraines. Pour accroître la qualité de l'exploitation, RTE consolide la description de ses ouvrages et de leur environnement et la rend consultable à tout moment par les équipes d'exploitation. Les bases de données décrivant ce patrimoine technique ont été précisées et complétées. En outre, RTE a lancé le nouveau projet "Outil Industriel", qui doit permettre de décrire plus rigoureusement le patrimoine technique, et en particulier les données électrotechniques relatives aux ouvrages du réseau, qui sont importantes pour les études de sûreté.

Dans le cadre des travaux de sécurisation, deux nouvelles techniques ont été mises au point pour limiter l'indisponibilité des ouvrages et ont été expérimentées. L'une, testée sur la ligne 400 kV Baixas - Gaudière, recourt à une ligne provisoire de dépannage ; l'autre, expérimentée sur la ligne

Granzay - Les Jumeaux, permet, par l'utilisation d'une béquille métallique provisoire dans le pylône à sécuriser, de procéder aux travaux sans mettre la ligne totalement hors tension.

5. Evolution des dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine organisationnel et humain

5.1. Culture de sûreté, management du facteur humain, formation

Facteur humain

RTE a pour ambition de réduire le nombre d'erreurs humaines⁷ et d'en limiter les conséquences sur les personnes et sur le réseau de transport.

Comme le nombre d'accidents et de fausses manoeuvres a fortement diminué en dix ans et que cette amélioration paraît avoir atteint ses limites avec les dispositions mises en oeuvre actuellement, il a été décidé de lancer une démarche "facteur humain", appelée APACH⁸.

Menée à titre expérimental sur deux régions en faisant réfléchir ensemble les exploitants des Unités Transport et Système, elle vient compléter les dispositions existantes, et vise à augmenter le niveau de résistance à l'erreur des équipes opérationnelles. Elle conduit à s'interroger non seulement sur la maîtrise du geste professionnel mais sur l'ensemble des interactions entre les différents acteurs de RTE. Les objectifs de la démarche portent plus précisément sur la perception de l'erreur, le choix des mesures correctives, la maîtrise des règles écrites et non écrites, la maîtrise du retour d'expérience et de son partage, les relations internes et externes à l'équipe, l'organisation et la communication.

Formation

Côté Transport, on peut souligner :

- la décision de lancer la réalisation, pour les besoins de formation des exploitants du transport, d'un nouveau simulateur de poste, qui intégrera non seulement le système de conduite PEXI mais aussi l'environnement des salles de conduite des PCG ;
- la réactualisation des dispositions de maintien en conditions opérationnelles des formations sur simulateur des agents d'exploitation.

Concernant la formation centralisée à l'exploitation du système électrique, on peut noter :

- l'insertion dans les cursus Conduite et Gestion Prévisionnelle d'un module de formation sur l'outil d'analyse de la sécurité ASR⁹ et les limites des modèles ;

⁷ erreur humaine : "tout écart par rapport à une prescription (action ou omission) de la part d'un opérateur dans la gestion ou l'exploitation du réseau de transport d'électricité, qui a ou peut avoir pour conséquence un dommage corporel, ou une réduction des capacités, de la fiabilité ou de la

sûreté du système électrique, ou un dommage matériel ou financier aux clients, à RTE ou à des tiers, ou une altération d'image de RTE".

⁸ Amélioration des Performances Associées aux Causes Humaines.

⁹ Analyse de sécurité du Réseau.

- le montage d'un nouveau stage portant sur le Mécanisme d'Ajustement, qui a fait l'objet d'une session expérimentale ;
- la refonte de la séance "Facteurs humains" du stage initial du cursus Conduite, avec participation de dispatchers présentant le retour d'expérience d'événements affectés par cette dimension ;
- dans la suite des recommandations issues de l'audit sûreté sur la maîtrise de la tension mené en 2003, des réaménagements de la formation dans ce domaine dans plusieurs stages du cursus Conduite, avec notamment l'introduction d'un approfondissement de la problématique du réglage de la tension, ainsi que d'exercices sur simulateur basés sur des situations d'exploitation rencontrées.

Des évolutions significatives de la formation sont également survenues au niveau décentralisé, telles que :

- au dispatching national, le développement d'un plan de formation et d'un référentiel de compétences pour les nouveaux métiers de dispatchers infra-journaliers mis en place en 2004, l'un spécialisé dans l'équilibre offre - demande, l'autre dans l'accès au réseau de transport ;
- l'organisation, dans la plupart des régions :
 - d'une action de formation spécifique, en commun entre Unités Système et Transport, pour intégrer le nouveau référentiel d'exploitation relatif au renvoi manuel de tension ;
 - de séances de simulation sur le réglage de tension, suite à l'audit sur la maîtrise de la tension et au retour d'expérience effectué sur les problèmes de tension basse de janvier 2003.

Culture sûreté

RTE a procédé en 2004 à une deuxième réédition du *Mémento de la sûreté du système électrique*, initialement paru en 1999. Cet ouvrage, à vocation pédagogique, s'efforce de mettre en lumière le rôle essentiel de chaque acteur et la façon de garantir le résultat de son action vis-à-vis de la sûreté. Largement diffusé au sein de RTE et auprès de nombre de ses interlocuteurs, le *Mémento de la sûreté du système électrique* est également librement accessible à tous sur le site internet de RTE, où il fait l'objet de plusieurs milliers de consultations par mois.

L'édition de 2004 n'est pas un simple ajustement de la précédente, qui datait de 2002. Alors que la nouvelle loi française relative au service public de l'électricité est entrée en application, de nombreux chapitres ont été repris, pour mieux exposer la sûreté, pour intégrer les mutations issues de l'ouverture des marchés, et bien entendu pour tirer les leçons des grands incidents survenus à l'étranger en 2003.

Un autre point marquant de l'année est l'organisation au niveau régional de réunions de présentation et de discussion autour du bilan sûreté annuel. Ces réunions ont permis de riches échanges à partir

d'exposés du bilan sûreté national et du bilan sûreté régional, favorisant ainsi la compréhension des enjeux, la perception par chacun de sa contribution à la sûreté, et la synergie entre les équipes des Divisions Système et Transport, ainsi qu'entre les niveaux régionaux et national.

5.2. Démarche Qualité ISO 9001

L'année 2003 avait été marquée par l'obtention de la certification qualité ISO 9001 V2000 pour l'ensemble des activités de RTE. En juin 2004, à l'issue du premier audit de suivi, le certificat ISO 9001 V2000 de RTE a été confirmé.

La sûreté du système bénéficie des dispositions mises en place par RTE dans le cadre de la démarche Qualité, à travers plusieurs macroprocessus :

- raccorder au réseau public de transport ;
- enlever et mettre à disposition l'électricité ;
- assurer l'accès aux interconnexions ;
- assurer les services d'équilibre ;
- développer et maintenir le réseau ;
- assurer l'équilibre des flux ;
- assurer l'équilibre offre / demande et compenser les pertes ;
- développer et maintenir le Système d'Information ;
- assurer le contrôle interne.

5.3. Retour d'expérience (organisation du REX, évolution de l'échelle des ESS)

L'année 2004 a vu la mise en application au 1er janvier de la grille de classement révisée des ESS.

La méthodologie de classement repose sur l'appréciation combinée de la gravité selon deux types d'entrée :

- une entrée permettant d'enregistrer l'occurrence d'événements élémentaires concrets affectant une fonction d'exploitation, dans un certain nombre de domaines (transport, exploitation du système, production, etc) ;
- une entrée visant à marquer le niveau de dégradation du fonctionnement du système.

La nouvelle grille permet d'intégrer l'apport des contrats et protocoles signés par RTE avec ses interlocuteurs, qui conduisent à mieux préciser l'impact sur la sûreté des différents acteurs raccordés au RPT. Ainsi, un nouveau domaine "distribution" s'ajoute à ceux qui existaient déjà.

Par ailleurs, les critères de classement des événements ont été réaffectés de façon à ce que l'attribution d'un ESS à un domaine soit la plus représentative possible de la responsabilité. Ceci devrait contribuer à responsabiliser les acteurs, tant en interne à RTE qu'à l'externe.

Les ESS

La détection des événements porteurs d'enseignements pour la sûreté du système électrique est assurée sur la base de critères préétablis, regroupés dans une "Grille de classification des Evénements Système Significatifs (ESS)".

Le principe d'une telle classification date de 1992.

La grille de classification permet de positionner les événements à leur juste niveau d'importance vis-à-vis de la sûreté en les situant sur une échelle de gravité comprenant sept niveaux. Un niveau 0 est affecté aux événements à enjeux plus faibles pour la sûreté mais qu'il convient de mémoriser ; les niveaux A à F correspondent à des incidents de gravité croissante allant jusqu'à un éventuel incident généralisé au niveau national.

D'autre part, de nombreuses améliorations ont été apportées pour clarifier les libellés des ESS, recentrer les événements sur les fonctions altérées en s'affranchissant des désignations de matériels ou logiciels sujettes à évolution, prendre en compte les nouveaux mécanismes institutionnels (ajustement, services système), et recalibrer la cohérence des niveaux de gravité affectés aux libellés des six domaines de classement.

5.4. Contrôle des performances

RTE mène depuis plusieurs années le Projet "Contrôle des performances", qui porte sur la vérification du comportement des groupes de production vis-à-vis du réglage fréquence - puissance (statisme, participation...), ainsi que du réglage de tension via la situation du point de fonctionnement du groupe dans le diagramme U/Q. Dans le prolongement de l'expérimentation de ce projet, qui avait été étendue en 2003 à l'ensemble des Unités régionales, des travaux ont été menés sur la consolidation pour l'ensemble du système électrique français des participations aux réglages, à partir des résultats portant sur les groupes de production unitaires.

Contrôle des performances des installations de production

Comme évoqué en 2001 lors des discussions avec les utilisateurs sur le code de réseau dans le cadre du CURTE, les installations de production, lorsqu'elles sont raccordées au RPT, peuvent être soumises à un contrôle de performances.

Ce contrôle, exercé avec le souci de ne pas engendrer des surcroûts de travail importants ni des dépenses trop élevées tant pour les utilisateurs que pour RTE, a pour but de préserver les conditions d'exploitation du RPT au service de tous, et la sûreté du système.

Le principe visé est que les performances soient contrôlées au point de livraison de l'installation, dès lors qu'un tel contrôle suffit pour pouvoir s'assurer du respect des performances.

L'outil Contrôle de Performances, ainsi que la démarche de contrôle, ont été présentés par RTE en 2004 aux producteurs, ainsi qu'à la CRE.

L'expérimentation effectuée a d'ores et déjà permis dans les régions d'identifier des dysfonctionnements, dont certains ont déjà fait l'objet de mesures correctives de la part des groupes de production concernés.

Elle a également permis de progresser dans l'identification des performances attendues des groupes de production à introduire dans les contrats entre RTE et producteurs portant sur les services système.

5.5. Organisation de crise

Le fait marquant de l'année est l'exercice de crise de niveau national qui a associé le 15 juillet les pouvoirs publics, RTE et les principaux acteurs du secteur de l'électricité, dans le cadre du plan "Aléas climatiques extrêmes" mis en place après la canicule de l'été 2003.

Le plan ORTEC

Le plan ORTEC a été mis en place par RTE suite aux tempêtes de fin décembre 1999.

Il fixe les dispositions à prendre et l'organisation à adopter, tant au niveau national que régional, lorsqu'une situation de crise grave est déclarée par RTE.

Outre la mise en place des ressources humaines et des compétences techniques nécessaires, ORTEC prévoit la mise en oeuvre des actions de communication associées à la gestion de la crise.

De façon concrète, des cellules de crise sont rapidement mobilisables dans toutes les Unités et à la Direction de RTE.

En complément, des Groupes d'Intervention Prioritaires (GIP) ont été créés dans chacune des Unités Transport. Leur objectif majeur est d'assurer en moins de cinq jours le rétablissement des lignes gravement endommagées et qui revêtent une importance particulière pour la sûreté du système électrique.

Près de 250 personnes, réparties dans 39 cellules de crise sur l'ensemble du territoire, y ont participé.

L'exercice visait à tester les procédures des opérateurs du système électrique en cas de délestages qui pourraient résulter d'une telle canicule. RTE a notamment testé un dispositif préventif d'alerte et d'information du public, fondé sur une échelle de gradation (fanions orange et rouge) qui permet d'identifier, de façon formalisée, les situations tendues.

Comme les années précédentes, RTE a également mené des exercices de crise dans le cadre du dispositif ORTEC¹⁰, avec en particulier au niveau régional :

- un exercice centré sur le thème d'une demande nationale de délestage faisant suite à un déficit de production, qui a associé en octobre RTE, EDF et deux ELD (UEM et VIALIS), en Lorraine, Champagne - Ardennes, Alsace, Franche - Comté et Bourgogne ;
- un exercice qui a mobilisé les exploitants RTE de Lorraine sur le thème d'un renvoi manuel de tension

¹⁰ Organisation RTE de Crise.

sous contrainte de réalimentation d'un puits de mine dans un temps donné.

Hors exercices, des situations d'exploitation ont aussi amené RTE à activer les cellules de crise à différentes occasions, comme en juin lors des événements sociaux, ou dans le nord-est lors de la tempête du 17 décembre.

6. Enseignements tirés des événements de l'année

6.1. Enseignements tirés des ESS et de leur analyse

On trouve ci-après le nombre d'événements système significatifs (ESS) déclarés pour chaque niveau de classement au moins égal à A, pour 2004 et les années précédentes.

Le nombre des ESS de niveau supérieur ou égal à A a diminué de 47 % par rapport à l'année 2003.

ESS	2001	2002	2003	2004
A	90	44	70	42
B	12	7	14	3
C	2	1	3	1
D	0	0	0	0
E	0	0	0	0
F	0	0	0	0
Total ≥ A	104	52	87	46

Le tableau suivant montre leur répartition selon les domaines couverts par la grille de classement : réseau de transport, exploitation du système électrique, moyens de conduite, production, distribution.

ESS ≥ A	2001	2002	2003	2004
Réseau	23	12	19	16
Système	37	28	49	7
Moyens de conduite	28	7	10	21
Production	16	5	9	2
Distribution ¹¹	-	-	-	0
Total ≥ A	104	52	87	46

L'ESS classé en C concerne l'impossibilité de retrouver l'observabilité du réseau depuis un dispatching régional, à l'issue de l'essai annuel d'activation du dispatching de repli régional ; à la suite de cet incident, un moratoire a été décidé sur les essais d'activation des dispatchings de repli régionaux, et un plan d'actions a été établi.

Les événements classés au niveau B concernent :

- 2 ESS pour des ouvertures de jeux de barres de postes 400 kV, par fonctionnement de protections différentielles de barres pour éliminer des courts-circuits dus à l'explosion de transformateurs de mesures ;

- 1 ESS pour l'ouverture manuelle de six disjoncteurs, commandée dans un poste par des personnes non identifiées avec effraction de clôture, lors de la période de grèves de juin.

Par ailleurs, 959 ESS de niveau 0 ont été déclarés, soit 11 % de moins qu'en 2003. La déclaration de ces ESS est précieuse pour améliorer le retour d'expérience, même s'ils affectent peu la sûreté¹². Ceci permet aussi de mener des analyses thématiques, selon les orientations du Comité National Retour d'Expérience (CNREX) de RTE.

En particulier, un retour d'expérience a été présenté en 2004 au CNREX sur les incidents répétitifs de types divers survenus sur les lignes et postes 400 kV de la Vallée du Rhône, et sur le plan d'actions qui avait été mis en place pour remédier à ces incidents. On a pu ici s'appuyer sur l'analyse des ESS enregistrés de 1995 à fin 2003. Les nombreux domaines techniques étudiés (mise à la terre des neutres, déclenchements intempestifs d'autotransformateurs par protection buchholtz, problèmes de faisceaux hertziens, pertes concomitantes de protections différentielles de lignes et de télé-actions utilisées par les protections de distance...) sont riches d'enseignements, qui rejoignent ceux provenant des audits sûreté. Le CNREX a pu insister sur le fait que ces enseignements méritent de connaître le partage le plus large possible au sein de RTE, car les problèmes techniques traités ne relèvent pas de seules spécificités du sud-est. Il se confirme notamment que les engagements contractuels des opérateurs en télécommunications ne sauraient être une garantie à eux seuls, et qu'un suivi est indispensable sous forme d'audits ou de contrôles.

6.2. Retour d'expérience hors ESS

Le Comité National Retour d'Expérience instruit des analyses sur des problématiques qui ne se limitent pas aux ESS survenus. En particulier, en 2004, un retour d'expérience a été effectué pour le CNREX sur les erreurs humaines survenues en 2003. Cette action s'inscrivait dans la suite de l'audit sûreté effectué en 2002 sur les erreurs humaines, et dans le cadre de la démarche sur le facteur humain qui est menée conjointement par les Divisions Système et Transport (cf §5.1)

Un retour d'expérience a également été fait sur l'élimination par les protections et les automates des 543 courts-circuits subis par le réseau 400 kV, ce qui donne une indication intéressante sur l'évolution de l'efficacité des plans de protection cohabitant sur le réseau. 83,8 % des courts-circuits ont été éliminés en moins de 100 ms (2003 : 82,8 %), et 97,2 % en moins de 150 ms (2003 : 94,1 %).

¹¹ le domaine "distribution" n'existait pas avant 2004

¹² ainsi, on déclare en ESS 0 tout déclenchement inopiné de groupe de production et tout déclenchement de ligne 400 kV, alors qu'un tel déclenchement est couvert par le respect de la règle d'exploitation N-k

Pour l'ensemble des 356 liaisons 400 kV, le taux d'indisponibilité fortuite a été de 0,126 %, et le taux d'indisponibilité programmée de 1,93 %.

Parmi ces ouvrages, on distingue 157 liaisons dites "sensibles", dont l'absence fortuite en temps réel entraîne une gêne significative pour le système électrique, et pour lesquelles RTE met en oeuvre des mesures appropriées (plan de maintenance renforcé, constitution de lots de dépannage complets, visite d'ouvrage engagée sans tarder même en heures non ouvrables en cas de déclenchement définitif, etc) ; pour ces liaisons, le taux d'indisponibilité fortuite a été de 0,118 %, ce qui est inférieur de 6 % au taux pour l'ensemble des ouvrages 400 kV. Dans le cadre des recherches d'amélioration, une politique d'extension aux ouvrages sensibles de l'utilisation des localisateurs de défaut a été arrêtée en 2004.

Le taux d'indisponibilité fortuite a fortement pâti en 2004 des actions effectuées lors des mouvements sociaux ; elles ont augmenté de 62 % le taux d'indisponibilité fortuite qui aurait été constaté autrement pour l'ensemble des liaisons 400 kV ; ces actions ont affecté même les liaisons 400 kV sensibles, dont le taux d'indisponibilité fortuite a ainsi été accru de 28 %.

6.3. Faits notables concernant les autres systèmes électriques

L'année 2003 avait été marquée par le nombre exceptionnellement élevé de grands incidents survenus à l'étranger, et plus spécialement par les pannes spectaculaires qui avaient frappé l'Amérique du Nord le 14 août, puis la Suisse et l'Italie le 28 septembre.

Par leur retentissement, et par le fait que des pays très industrialisés avaient été atteints, ces incidents ont très certainement contribué à ce que de nombreux opérateurs prennent conscience de façon accrue que nul réseau n'est à l'abri de pareils effondrements, et que la vigilance soit renforcée.

Néanmoins, des pannes importantes ont été enregistrées à nouveau en 2004 :

- le 13 février, dans le sud-ouest de la Norvège, 300 000 personnes de la ville de Bergen et de ses environs ont été privés d'électricité pendant une demi-heure ;
- le 20 juin, l'ensemble du réseau corse a subi un effondrement, pour lequel a été évoqué un dysfonctionnement du dispositif de télécommande de la station de conversion courant continu / courant alternatif de Lucciana, près de Bastia ;
- le 12 juillet, en période de forte charge, la ville d'Athènes ainsi que le centre et le sud de la Grèce ont été victimes d'un effondrement de tension, et se sont séparés du reste du réseau interconnecté constituant la deuxième zone synchrone UCTE ; les ordres de délestage ayant été insuffisants et trop tardifs, le réseau séparé s'est effondré, tandis que le réseau resté sain a vu sa fréquence monter à 50,75 Hz ; on

peut noter que la vulnérabilité du réseau grec était identifiée, et qu'un effondrement de tension était déjà survenu en 1996 ; divers renforcements avaient été alors décidés, mais certains (autotransformateurs, condensateurs) n'étaient pas encore en place ;

- le 9 août, la Jordanie a été paralysée par un incident dû à la rupture d'approvisionnement en gaz de la centrale électrique d'Aqaba, qui comporte 5 groupes de 130 MW ; après déclenchement des interconnexions avec l'Egypte puis la Syrie, le réseau est parti en sous-fréquence puis s'est effondré ;
- le 18 août, la ville de Tbilissi et la Georgie ont été privées d'électricité en raison d'une panne entraînée par la perte de lignes électriques ;
- le 23 août, le royaume de Bahreïn a été victime d'une panne générale suite à un déséquilibre entre production et consommation, où l'usage de la climatisation semble avoir joué un rôle sensible ;
- toujours le 23 août, en Argentine, Buenos Aires a été affectée par une coupure qui a privé 600 000 personnes d'électricité, suite à un incendie survenu sur un transformateur ;
- le 2 septembre, le Luxembourg a connu sa plus grande panne des quarante dernières années, qui a affecté 550 000 personnes ;
- face au défaut d'interconnexion et à la pénurie de production, 24 des 31 provinces de la Chine ont été touchées par des coupures de courant, qui ont obligé à arrêter parfois les usines un jour sur deux par semaine ;
- enfin, tout au long de l'année, l'Espagne a connu un certain nombre d'incidents ; le 29 juin, Madrid et Ceuta ont subi des coupures, et le réseau de Sevillana - Endesa s'est effondré, privant d'électricité 120 000 Sévillans ; le réseau de Sevillana - Endesa s'est à nouveau écroulé le 19 juillet, suite à un incident survenu sur la centrale thermique Bahía de Algeciras, plongeant dans le noir un million de personnes à Cadix et aux alentours ; le 18 novembre, un transformateur du poste de Cerro de Plata a pris feu, provoquant la rupture de l'alimentation de Madrid et privant 200 000 foyers d'électricité ; quelques jours plus tard, dans la nuit du 21 au 22 novembre, un million de personnes de la région de Séville et de l'Estrémadure ont été affectées par une panne survenue sur le réseau andalou.

7. Indicateurs en lien avec la sûreté

Le présent bilan montre que la sûreté du système relève de domaines variés et de beaucoup d'acteurs. Plusieurs indicateurs mis en place par RTE dans le cadre de la démarche Qualité concernent la sûreté, dont les suivants :

- nombre de défauts liés à la végétation ;
- indisponibilité fortuite des ouvrages 400 kV ;
- indisponibilité fortuite des ouvrages 225 kV ;
- taux d'inaccessibilité des sites sur le réseau de télé-conduite Artère ;

- nombre d'ESS A et B sur 12 mois glissants ;
- nombre d'ESS de niveau supérieur ou égal à C ;
- déclaration des ESS de niveau 0 ;
- taux de TM et de TS indisponibles ;
- nombre d'erreurs humaines à responsabilité Système ;
- nombre d'erreurs humaines à responsabilité Transport ;
- taux d'ESS liés au processus équilibre offre demande ;
- écarts du réglage secondaire fréquence – puissance ;
- nombre d'ESS ayant pour cause le Système d'Information.

Pour sa part, la CRE a défini, dans son Tableau de bord de la régulation de RTE, un domaine "sûreté de fonctionnement" qui prévoit la fourniture d'indicateurs relatifs à la répartition des contrôles de la conformité sûreté entre catégories d'utilisateurs, à la répartition des non-conformités sûreté lors des contrôles entre catégories d'utilisateurs, aux taux de conformité sûreté lors des contrôles par utilisateur et au nombre d'injonctions par utilisateur.

Ces indicateurs portent en fait surtout sur la non-discrimination des Utilisateurs en matière de contrôle de performances. Leur fourniture est subordonnée à la mise en place par RTE du contrôle de performances, pour lequel des actions sont en cours (cf §5.4 et §9.2).

Pour RTE, si l'on veut estimer le niveau de sûreté globalement par des chiffres, l'indicateur le plus pertinent est constitué par les nombres d'ESS enregistrés dans l'année pour les niveaux allant de A à F, soit pour 2004 : 1 ESS C, 3 ESS B et 42 ESS A. Ceci peut d'autant mieux être utilisé à partir de l'exercice 2004, avec l'entrée en application de la nouvelle grille d'ESS qui améliore la prise en compte des différents utilisateurs du réseau.

Cependant, quelques chiffres ne peuvent pas rendre compte du niveau de sûreté, et la déclaration des ESS, si elle est très précieuse, ne rend compte que des incidents, et pas des améliorations. C'est donc le Bilan Sûreté annuel qui est le plus pertinent pour qualifier le niveau de sûreté, dans la mesure où il rend compte, en cohérence avec la Politique de sûreté du système électrique de RTE, de toutes les facettes importantes de la sûreté, et du rôle de chaque acteur dans la construction de la sûreté.

8. Boucle de régulation et de contrôle à RTE

Dans le cadre des dispositions de contrôle interne mises en place par la Direction de RTE pour s'assurer du respect des politiques, l'aider à détecter et mettre en oeuvre les axes d'amélioration de l'organisation, et apporter des conseils au management, des audits sûreté sont menés régulièrement sur les principales composantes qui concourent à la sûreté. Ils sont réalisés selon une programmation périodique, qui peut être complétée par des demandes de la Direction de RTE en dehors de ce plan (audits "flash").

En 2004, les audits réalisés ont porté en particulier sur :

- les temps d'élimination des courts-circuits 400 kV ;
- la maîtrise des IMAP et de la géométrie des lignes vis-à-vis de la sûreté et de la réglementation ;
- l'accident TST sur la ligne 400 kV Tavel - Réaltor 2 survenu le 1er septembre 2004 ;
- l'incident lié à la végétation survenu le 2 septembre 2004 sur la ligne Muhlbach - Sierentz.

9. Actions de progrès en cours

9.1. Actions en direction des partenaires concernés (GRT, Utilisateurs, etc)

Concernant l'exploitation du réseau interconnecté synchrone ouest - européen, on peut souligner la mise en place d'une téléconférence d'exploitation hebdomadaire avec les GRT européens (ELIA, TENNET, RWE-Net, E.ON-Net, EnBW-Net, GRTN, NGT) et ETRANS.

Comme les autres années, il est intéressant de mentionner certaines des coopérations actives qui sont en cours, avec des partenaires européens ou d'autres continents, pour améliorer les analyses de sûreté, effectuer le retour d'expérience sur les grands incidents, et adapter les dispositions préventives et curatives faces à de tels incidents.

Les précédents bilans sûreté annuels avaient notamment déjà mentionné les collaborations sur la plate-forme d'étude ASSESS, qui vise à améliorer en planification et en exploitation la prise en compte de la sûreté face au contexte devenu plus variable, par l'étude probabiliste et statistique de nombreuses situations, de façon à éviter les incidents et grands incidents.

Dans le cadre du Club des opérateurs de grand réseau, qui comprend notamment PJM (Etats-Unis), TEPCO (Japon), National Grid et GRTN, RTE participe à plusieurs groupes de travail, dont l'un a pour objet la prévention des grands incidents survenant par cascade d'aléas.

Concernant les pannes survenues malgré tout, RTE a participé à la Commission d'enquête UCTE qui a rendu son rapport final sur l'incident Suisse - Italie du 28 septembre 2003. Il faut aussi souligner l'organisation, par le service de Formation

centralisée à l'exploitation du système de RTE, de trois sessions de formation pour les agents chargés de la conduite du réseau de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, dans le cadre des suites données par la STEG à l'effondrement de réseau qu'elle avait connu le 30 juin 2002.

RTE s'implique également dans des études favorisant la prise en compte de la sûreté, dans le cadre du réseau interconnecté synchrone européen actuel et de sa future extension. Ainsi, RTE a été retenu par l'Agence européenne de reconstruction pour signer un contrat d'assistance technique pour aider la Serbie à développer un marché ouvert avec un gestionnaire de transport d'électricité indépendant ; une partie de ce travail porte sur le référentiel de type code de réseau qui doit être constitué. D'autres études ont concerné la connexion de la Turquie, l'extension de la boucle synchrone autour de la Méditerranée ou vers des républiques indépendantes de l'ex-URSS.

Enfin, concernant les échanges d'énergie transfrontaliers, qui sont un point crucial pour la sûreté des réseaux interconnectés, à la suite de la présentation des travaux communs d'ETSO et d'EuroPEX (cf §3.2) au 11ème Forum de Florence, le principe a été adopté de créer sept mini-forums correspondant aux principaux marchés régionaux en Europe, et RTE participe à quatre de ces instances.

9.2. Axes de recherche

La maîtrise de la sûreté demande de savoir identifier les risques contre lesquels on veut se prémunir et de prendre à temps les dispositions nécessaires.

Le retour d'expérience, s'il est précieux, ne suffit pas, car les grands incidents sont rarement semblables à ceux qui les ont précédés. Il est donc nécessaire pour RTE de savoir anticiper les nouvelles conditions d'exploitation du système électrique, et de piloter des actions de recherche.

Parmi les multiples domaines concernés, citons tout spécialement pour 2004 les suivants :

- de nouveaux progrès pour l'outil ASR, déjà utilisé dans les dispatchings pour les analyses de sûreté en temps réel, avec sa généralisation dans toutes les régions pour les études menées au stade de la gestion prévisionnelle, et l'expérimentation dans deux régions d'une fonction d'analyse de parades qui vise une estimation plus précise et sécurisée des impositions de production utilisables pour résoudre des contraintes de sûreté sur le réseau ;
- la poursuite des travaux sur l'amélioration des méthodes d'appréciation et de valorisation de la sûreté par le traitement statistique et probabiliste, avec en particulier l'étude de l'impact de la prise en compte de la règle "N-1 ligne double", et l'étude de contraintes en actif / réactif pour des réseaux régionaux ;
- la poursuite du projet Contrôle des Performances, avec notamment :

-le développement de la maquette d'une nouvelle fonction visant à permettre l'émission d'un diagnostic sur la qualité globale du réglage fréquence - puissance pour l'ensemble de la France ; cette fonction va pouvoir être expérimentée en 2005 au CNES ;

-une étude de faisabilité d'introduction d'indicateur de contrôle du programme réalisé par un groupe de production ;

- du côté des prévisions de consommation, en lien avec le Projet Canicule, une étude de la sensibilité de la consommation aux températures élevées pour améliorer l'appréciation de l'augmentation des pointes, ainsi que le développement d'un prototype nouveau de l'outil de gestion prévisionnelle Prélude, permettant une meilleure prise en compte de l'effet de la climatisation pendant l'été ;

- concernant l'évolution des allocations de capacité des interconnexions internationales, des investigations sur les méthodes de "couplage de marché" (celles-ci visent à pouvoir combiner avec le fonctionnement des bourses de l'électricité l'allocation du volume d'échange disponible sur un chemin contractuel, compte tenu des limites de sûreté du réseau) ;

- le développement, dans la perspective d'une part croissante de l'énergie éolienne, de modèles de simulation du fonctionnement dynamique des principales technologies de cette filière, ainsi que la conduite d'études pour simuler et minimiser l'effet des conséquences de modes communs de perte de centrales éoliennes en cas de défaut ;

- la recherche d'indicateurs de pilotage pertinents pour la maîtrise du réactif, dans le cadre des actions engagées pour donner suite aux recommandations issues de l'audit sûreté "maîtrise de la tension".

Jean-Michel Tesson, né en 1950, ingénieur ESE (1972), est entré en 1973 à la Direction des Etudes et Recherches d'EDF où il a mené des travaux sur la protection, les réglages, la conduite et la sûreté des réseaux électriques de transport et de distribution. Il a rejoint en 1992 EDF Production Transport, où il a été chargé de définir des évolutions stratégiques en matière de conduite et de sûreté du système électrique, et a piloté la définition d'évolutions institutionnelles du secteur électrique. Il travaille à RTE, gestionnaire du réseau de transport de l'électricité français, où il est responsable depuis 2001 de la Mission Audit Sûreté. Membre Emérite SEE, Senior Member IEEE.

Les échanges d'énergie dans le réseau électrique européen

Michel MEUNIER, Sophie PLUMEL : Professeurs à SUPÉLEC

Département Énergie

SUPÉLEC

3 rue Joliot Curie, 91192 GIF sur YVETTE cedex

michel.meunier@supelec.fr ; sophie.plumel@supelec.fr

Résumé : *Le système de production, transport et distribution d'énergie électrique se plie aujourd'hui aux exigences européennes : l'énergie électrique est un produit disponible dans un "marché commun". L'incapacité à stocker l'électricité impose de produire exactement ce qui est consommé ; l'énergie électrique n'est pas étiquetable et le consommateur ne peut pas savoir d'où vient l'énergie qu'il utilise ; le réseau suit les lois des circuits électriques. Néanmoins, le système se conforme aux lois du marché. L'observation des échanges aux frontières des pays montre qu'un commerce de l'énergie électrique fonctionne en Europe. Ces échanges représentent environ 10% de l'énergie produite (et donc consommée).*

1. Introduction

Le fonctionnement du système électrique européen en environnement concurrentiel est un sujet d'actualité et peu de gens en connaissent les tenants et aboutissants. Notre objectif est de montrer le plus simplement possible comment les choses se sont organisées, comment s'est créé le marché de l'énergie électrique, comment fonctionne aujourd'hui ce marché si particulier, ainsi que l'importance qu'il a, puisque les échanges sont massifs et quotidiens. Il est important d'observer que, malgré toutes les difficultés techniques et, quelquefois, les difficultés "politiques", ce marché fonctionne comme un vrai marché, soumis à des fluctuations de prix, avec des acteurs parfois très prévisibles, parfois très opportunistes. Nous examinerons comment se sont installées les nouvelles règles dans ce système où les contraintes techniques limitent la fluidité des échanges.

2. Les origines

L'énergie électrique est apparue nécessaire bien avant qu'on parle de marché européen. Chaque pays a organisé, à sa façon, un système permettant à tous d'avoir "la lumière électrique". Au début du XX^{ème} siècle, on a vu apparaître dans chaque pays une ou plusieurs structures qui étaient organisées verticalement, c'est-à-dire qui avaient une activité de production, transport et distribution d'énergie électrique. La compétence en électricité nécessite un investissement très lourd en formation des hommes. Les écoles n'étaient pas suffisantes à l'époque et cela a duré jusque vers les années 1950. Les entreprises

avaient beaucoup de difficulté à former des équipes compétentes. Ainsi, les compagnies qui maîtrisaient cette compétence assuraient la production, comme le transport, la distribution et la vente de l'énergie électrique.

Dans tous les pays, le pouvoir politique a participé au développement de l'électricité. En effet, les investissements à faire étaient risqués car les techniques étaient nouvelles. Ils étaient très lourds : un réseau est construit pour plus de 40 ans, il peut s'amortir sur cette durée et cela ne correspond pas aux délais usuels des affaires financières ; les états ont donc dû intervenir dans les circuits de financement, voire s'impliquer directement en créant une compagnie nationale (cela a été le cas en France avec la création d'EDF, au lendemain de la seconde guerre mondiale).

Enfin, la plupart des gouvernements ont souvent eu le souci, essentiellement à cause de l'importance sociale de la lumière électrique, de créer un service public fournissant, à tous, cette lumière électrique, si confortable. Qui dit service public dit implication de l'état et contrôle par l'état.

Un investissement très lourd, une compétence donnant une forte valeur ajoutée, la maîtrise de toutes les étapes des processus, tout cela conduit à une situation de monopole, au moins local. Tous les états ont dû subir cette situation et ils ont tous réagi en instaurant un contrôle de ce monopole à travers des mécanismes divers. Ainsi, en France, la compagnie principale (EDF) appartenait à l'état. Cela permettait à l'état français de surveiller totalement cette entreprise, de fixer les tarifs, etc. L'importance économique et financière d'une entreprise aussi vaste qu'EDF lui donne un poids non négligeable face à l'état. Par exemple, en 1973, la

décision prise par le gouvernement de construire un parc de production nucléaire a été consécutive à une action très volontariste des dirigeants d'EDF.

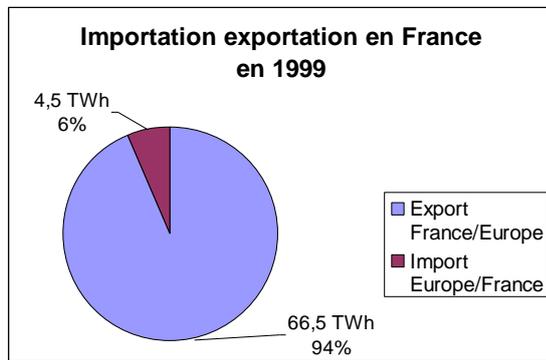


Figure 1 : Les échanges entre la France et ses voisins en 1999. 4,5 TWh (térawatts – heures), soit 6% des échanges, ont été achetés par la France à ses voisins. 66,5 TWh, soit 94 % des échanges, ont été vendus par la France à ses voisins. La France a été très largement exportatrice d'électricité en 1999 ; grâce à son parc de production nucléaire.

En Europe où de grandes diversités structurelles se côtoyaient, les compagnies électriques avaient de grandes dimensions, se connaissaient bien, n'étaient pas concurrentes et il y a eu, entre elles, un important commerce d'énergie électrique. Ce n'est pas le marché européen qui a créé les échanges d'énergie électrique.

Cette situation permettait à toute l'Europe occidentale de disposer, dans de bonnes conditions, de l'énergie électrique. Ce fonctionnement satisfaisant du système est une des causes des inerties qui sont apparues quand on a voulu le réformer.

La réforme était nécessaire car une juxtaposition de monopoles locaux ne peut pas constituer un marché tel que l'ont rêvé les initiateurs du marché commun européen.

3. La création du marché de l'électricité

La directive de 1996¹ ouvre la production d'électricité à la concurrence.

Elle devait être appliquée en 1998. Elle ne sera appliquée, en France, qu'en 1999.

Ouvrir la production à la concurrence suppose beaucoup de choses.

Si on a le droit de produire, c'est qu'on a aussi le droit de vendre et, pour vendre, il faut pouvoir acheminer ce qu'on a produit jusqu'au client. Il faut donc que les

producteurs aient un accès équitable au réseau de transport de l'énergie électrique. Or des entreprises, en situation de monopole, maîtrisent tous les paramètres et vont, tout naturellement, tenter de freiner cette concurrence nouvelle qui ne peut que les gêner.

C'est pourquoi la directive de 1996 proposait une séparation comptable et juridique de l'activité de production et de l'activité de transport.

En France EDF gérait un parc de production - largement le parc le plus important - et le réseau de transport. Garantir l'impartialité dans cette situation n'est pas une mince affaire. C'est de cette époque que date la création d'une entité nouvelle "RTE", le Réseau de Transport de l'Électricité. Cette entité est issue d'EDF et a pour mission d'assurer le transport de l'énergie électrique de façon indépendante ; c'était la seule manière d'aller vers l'impartialité.

Mais RTE est dans une situation de monopole naturel et un arsenal législatif avec une structure de contrôle sont nécessaires. En France la "CRE" (Commission de Régulation de l'Énergie) est chargée de cette mission, avec les pouvoirs qui lui sont nécessaires. La CRE doit veiller notamment à ce que EDF ne soit pas privilégié, dans son accès au réseau de transport de l'électricité, par rapport à tout autre producteur d'énergie électrique.

Il a été considéré qu'il était illusoire d'effacer d'un seul coup une structure basée sur des monopoles, fonctionnant de façon plutôt satisfaisante et, par nature, solide et stable. Aussi, a-t-on créé la notion de clients "éligibles". Ce sont de gros clients qui bénéficient des règles du marché concurrentiel ; au contraire les petits clients, la masse des usagers domestiques, ne se sont pas vu proposer une modification des règles. Chacun a dû continuer d'acheter l'énergie électrique au distributeur local qui se trouve dans une situation de monopole. En France ce distributeur local est soit EDF, soit une régie municipale, comme à Strasbourg, Bordeaux, Metz, etc. Il est prévu que la notion de client "éligible" évolue avec les ans, de telle sorte que finalement, en juillet 2007, tous les clients soient éligibles. Le grand public, en France, devrait donc percevoir des modifications à cette date.

Certains pays, aux monopoles plus dispersés et avec des options politiques libérales plus volontaristes, ont choisi d'aller plus vite vers une éligibilité totale. Ainsi, en Grande-Bretagne, mais aussi dans les pays du nord de l'Europe (Norvège Suède, Finlande et Danemark) n'importe quel client domestique est libre de

¹ Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

s'approvisionner en énergie électrique chez le producteur de son choix.

Le réseau de transport pour les grands flux de puissance, le réseau de distribution pour des flux plus

modestes, doivent assurer le transport. Le service public est réduit à un service d'acheminement de l'énergie électrique.



Sum of exchanges of the UCTE 1975 - 2004

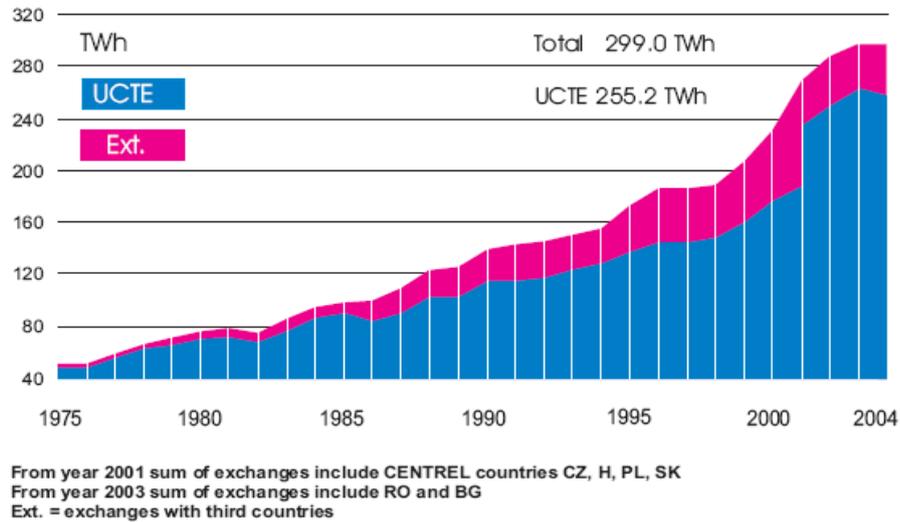


Figure 2 : Les échanges entre pays en Europe (UCTE) et les échanges avec des pays extérieurs à l'union européenne. Les échanges existent depuis longtemps et progressent depuis toujours. Ils ont augmenté sensiblement depuis 1998. La discontinuité de 2001 correspond à l'entrée dans l'UCTE de la République tchèque, la Hongrie, la Pologne et la Slovaquie. En 2004 environ 10% de l'énergie électrique produite, et donc consommée, est passée par un échange transfrontalier

En 2003, une nouvelle directive² enfonce le clou. Les élus européens ont observé le fonctionnement des divers systèmes et imposent des règles dont le but est, toujours avec la même logique, de garantir un fonctionnement juste et équitable de ce marché. Il faut maintenant que les trois activités de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique soient effectuées par des entités ayant des séparations comptables et juridiques. RTE devient une filiale d'EDF ; à présent cette entreprise agit et fait ses comptes de façon totalement indépendante. Les entreprises de distribution (EDF Services) ont une gestion financière indépendante et devront un jour se séparer d'EDF, peut être par une filialisation.

Si cela n'est pas encore totalement effectif pour la distribution vers les clients domestiques, partout en Europe les clients importants fonctionnent aujourd'hui dans une structure de marché concurrentiel. Partout en Europe, un réseau de transport de l'énergie électrique assure un service public d'acheminement.

4. Échanges et transport

Un utilisateur espagnol a la possibilité théorique d'acheter son énergie électrique en Pologne. Mais il lui faudra payer le transport, car, si les réseaux de transport européens ont, dans la mesure du possible, l'obligation d'acheminer l'électricité, cela n'est pas gratuit.

C'est un lieu commun de dire que nous savons transporter l'électricité. En fait, nous ne transportons pas si bien que cela l'électricité. Les lignes ont un impact plutôt disgracieux sur nos paysages ; chaque ligne a une capacité maximale de transport qui dépend de la température (on peut transporter un peu plus l'hiver que l'été) ; des lignes longues, avec des transits de puissance importants conduisent à des difficultés de stabilité de la tension du réseau ; enfin le transport s'accompagne de pertes significatives.

Le réseau est une toile dont le comportement est dicté par les lois des circuits électriques (les lois de Kirchhoff). Les informations (schéma du réseau et

² Directive 2003/54/CE du parlement européen et du conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE - Déclarations

concernant les opérations de déclassement et de gestion des déchets.

Journal officiel n° L 176 du 15/07/2003 p. 0037 - 0056

caractéristiques des lignes) permettant de mettre en œuvre ces lois ne sont pas à la disposition des producteurs (la gestion du réseau n'est pas leur affaire), ni de leurs clients. Le gestionnaire du réseau ne peut assurer correctement le transport que s'il a connaissance des puissances produites et consommées. Il lui faut connaître l'ensemble des contrats entre producteurs et clients. Cette connaissance doit rester confidentielle pour ne pas perturber le fonctionnement du marché. On voit ici que la gestion de ces informations et la réglementation de cette gestion sont stratégiques.

Enfin, l'énergie électrique n'est pas étiquetable. Rien ne permet d'affirmer que l'énergie consommée par un utilisateur a bien été produite par le producteur à qui il l'a achetée. Le gestionnaire du réseau ne peut avoir qu'une approche globale. Il doit assurer rigoureusement la relation :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{Pertes}$$

Mais il ne fait cela que globalement. L'énergie consommée par un client vient par le chemin indiqué par les lois de Kirchhoff et non pas par les contrats commerciaux.

5. Interconnexion et solidarité

Les réseaux des différents pays sont interconnectés. Cela impose une fréquence commune, fréquence extrêmement stable dès que le réseau est important. Cela permet d'avoir une solidarité.

Si un incident se produit sur le réseau européen, par exemple une centrale qui se déconnecte, alors, automatiquement, sans intervention humaine, toutes les centrales européennes augmentent leur puissance pour faire face à ce déficit de production. C'est le réglage primaire. Le réseau, suivant les lois de Kirchhoff, déverse dans la zone qui le nécessite la puissance qui manque. Tout cela se fait au prix d'un glissement de la valeur de la fréquence d'autant plus faible que le réseau est vaste.

Alors, d'autres automatismes (le réglage secondaire) rétablissent rapidement la valeur très exacte de la fréquence. Puis de nouveaux réglages permettent de reprendre les échanges commerciaux en cours. Ce sera d'autant plus difficile que l'incident est grave car, alors, la situation du réseau ne permet peut être plus d'assurer les échanges prévus.

6. Réseaux et congestions

Échanger de l'énergie électrique, en faire commerce, est possible à condition que le réseau soit capable d'acheminer cette énergie. Il faut pour cela des lignes de transport d'énergie qui soient disponibles. Lorsqu'une

ligne se trouve à son courant maximal, cela introduit une contrainte dans le réseau et il n'est pas possible d'augmenter les transits de puissance. C'est une "congestion".

On peut lutter contre les congestions de plusieurs manières.

À long terme d'abord, il faut construire des nouvelles lignes ou augmenter la capacité des lignes existantes. Ce n'est pas facile. Par exemple chacun a présent à l'esprit le refus des populations des Pyrénées de voir une ligne traverser leur vallée pour satisfaire des besoins qui n'étaient pas les leurs.

À court terme, il faut augmenter la production en aval du point de congestion.

Cela a une importance commerciale : si votre centrale est en amont de la congestion, on ne pourra pas acheminer votre production ; votre énergie ne vaut plus rien. Si au contraire votre centrale est en aval d'une congestion, votre production atténuée la congestion et cela augmente la valeur de votre production.

Mais la situation du réseau, en particulier l'emplacement des points de congestion, est l'affaire du gestionnaire de réseau ; un producteur ne sait pas, a priori, s'il est en aval ou en amont d'une congestion. Même s'il parvient à le connaître, déplacer une centrale ne peut pas se faire. Par contre construire une centrale en aval d'un endroit où la probabilité d'apparition d'une congestion est grande permet de vendre de l'énergie à un prix supérieur au prix moyen du marché.

En France, aujourd'hui, la tarification du transport est forfaitaire et est la même pour tous, clients éligibles ou non. C'est le principe dit du timbre-poste où le prix payé ne dépend ni de la distance ni de l'existence et de la position de congestions. Ce mode de tarification ne donne pas de moyen d'action direct, au gestionnaire du réseau de transport, pour gérer les congestions. D'autres modes de tarifications existent dans le monde ; par exemple, en Norvège, la tarification est différenciée suivant la position du producteur et du client, en amont ou en aval d'une congestion.

7. L'éparpillement de l'information

Les acteurs du grand réseau européen sont les producteurs, les gestionnaires des réseaux de transport et des "consommateurs" parmi lesquels on trouve de gros clients industriels et des compagnies de distribution qui délivrent de l'énergie à des clients dispersés, les clients domestiques typiquement. Examinons le rôle de chacun.

Le gestionnaire du réseau est responsable du bon fonctionnement et de la sécurité de l'acheminement de l'énergie. Mais, à l'impossible, nul n'est tenu. Si une congestion survient sur le réseau, il ne peut y faire face

qu'en modifiant l'emplacement des centrales en service, c'est-à-dire en demandant le démarrage de centrales à coût de production et à prix plus élevés. Ainsi, le gestionnaire du réseau de transport ne peut pas être parfaitement transparent vis-à-vis des transactions entre les producteurs et les consommateurs ; il est obligé d'intervenir dans ces transactions par exemple pour gérer les congestions.

Les producteurs produisent vers des "consommateurs". Les informations sur le lieu d'éventuelles congestions sont stratégiques pour un producteur, puisque le prix auquel il peut vendre sa production va être majoré si celle-ci atténue les congestions. Donner cette information risque de perturber le fonctionnement concurrentiel à travers un "délit d'initié".

De la même façon, la situation géographique d'un consommateur (en amont ou en aval d'une congestion) a une influence sur le prix de l'énergie qu'il achète.

Pour l'instant, en France, le prix de l'énergie pour un particulier (ce n'est pas un client "éligible") est le même partout. Cela ne saurait être maintenu indéfiniment.

On peut ainsi voir qu'aucun des protagonistes ne possède l'information de façon exhaustive. Le gestionnaire du réseau est le mieux placé sur ce point ; mais il n'a pas le droit de faire commerce d'autre chose que du transport.

8. L'état des échanges d'énergie

La figure 2 montre le volume total des échanges. Celui-ci monte régulièrement, mais on observe un tassement de cette croissance en 2004. Peut-être ce marché est-il arrivé à un équilibre assez stable. Cela est dû à deux raisons :

Dans tous les pays européens, est mis en place une action de limitation des consommations d'énergie, y compris de l'énergie électrique.

Les capacités d'échange se saturent et augmenter les échanges ne peut se faire qu'en investissant aux interconnexions.

La figure 3 montre une carte des échanges en 2004, sur une carte très stylisée de l'Europe.

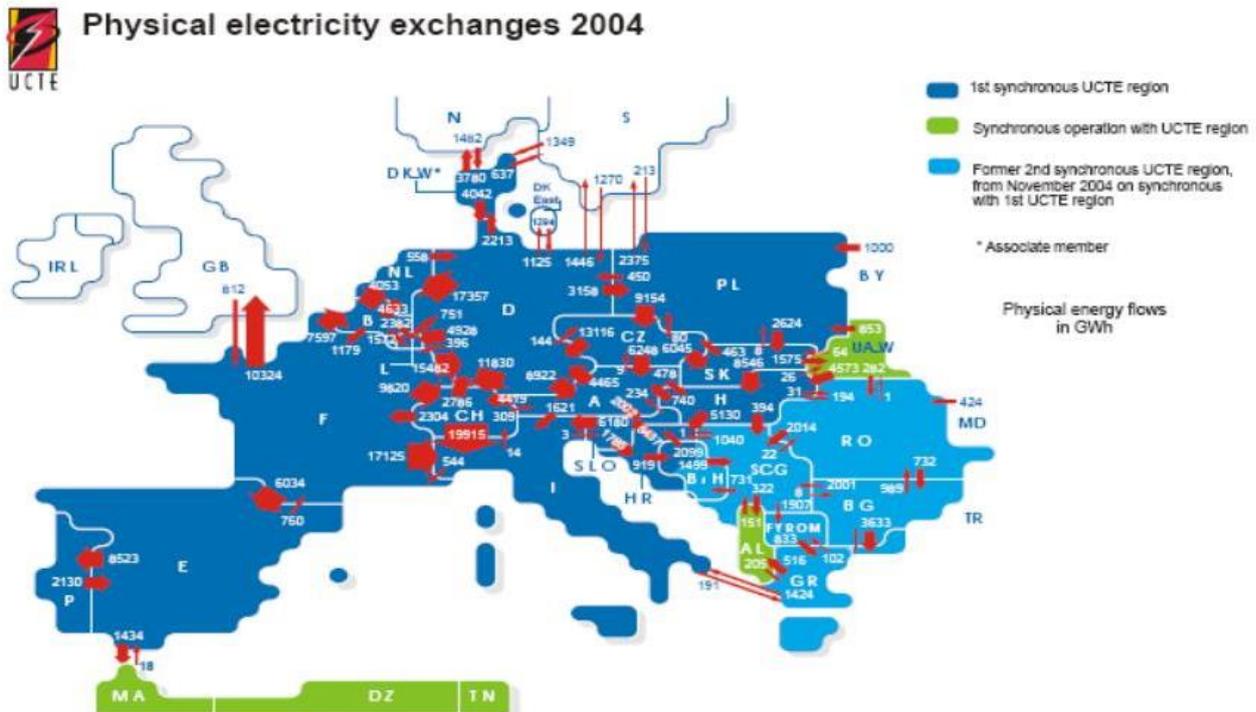


Figure 3 : Échanges d'énergie électrique en Europe en 2004.

La zone claire n'est connectée au réseau que depuis novembre 2004. L'Albanie, l'Ukraine et l'Afrique du nord sont connectés mais ne font pas partie du réseau UCTE. La Grande-Bretagne et le réseau du nord (Suède, Norvège et îles du Danemark) ne sont pas synchrones du réseau (ils ne sont pas exactement à la même fréquence) ; ils échangent via des liaisons à courant continu. L'Italie et la Hollande sont les plus gros acheteurs en Europe. La Suisse fait transiter une bonne partie de ce qui est vendu en Italie, notamment venant de France, parce que les lignes de la région PACA ne permettent pas un transit très importa

Toutes les lignes d'échange d'énergie qui traversent une mer sont des liaisons à courant continu, sauf celle qui traverse le détroit de Gibraltar et permet de fournir de l'énergie au Maroc. Ceci est possible parce que la distance est faible et que la capacité de la liaison est réduite. Il faut noter que l'Italie et la Grèce sont reliées par une liaison à courant continu bien que les fréquences soient identiques ; mais la longueur de la traversée en mer ne permet pas d'installer un câble à 50 Hz

9. L'exemple des échanges entre la France et l'Espagne

La figure 4 montre les prix de l'énergie électrique pratiqués sur la bourse de l'énergie "Powernext" en France et "Omel" en Espagne. La figure 5 montre le volume des échanges entre la France et l'Espagne.

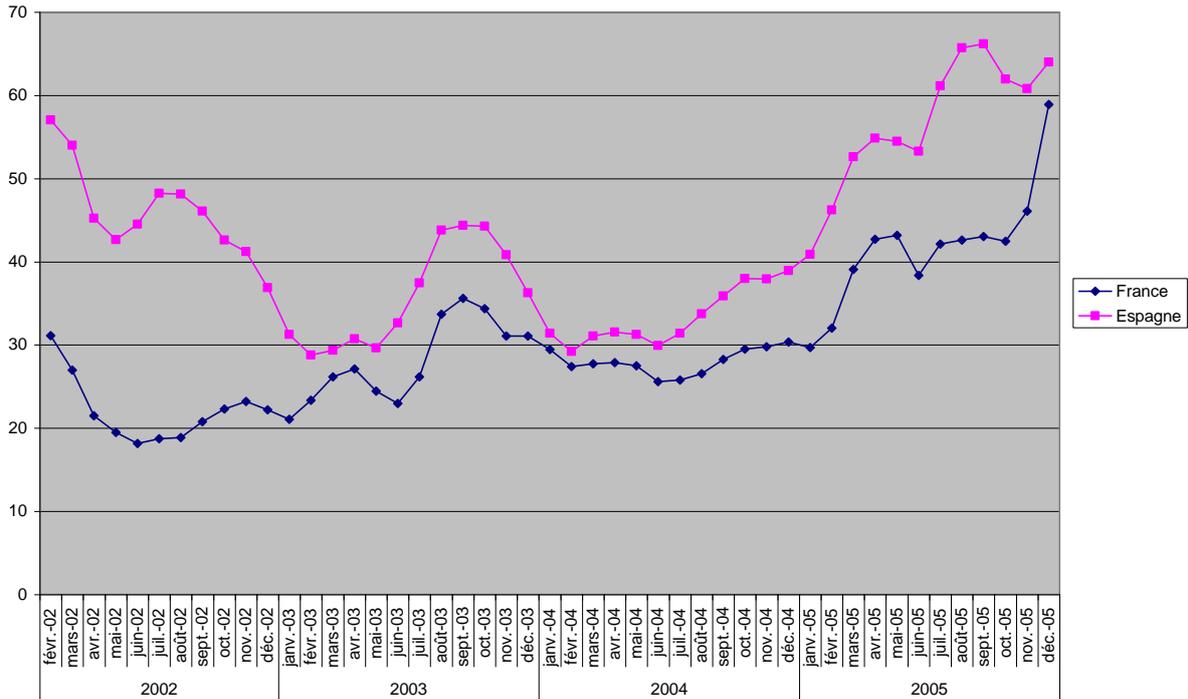


Figure 4 : Évolution des prix sur les bourses françaises et espagnoles.

Les prix indiqués sont les moyennes mensuelles. On peut y voir que les prix français sont restés toujours inférieurs aux prix espagnols. L'écart, important en 2002, s'est réduit en 2003.

Evolution des échanges F-E (GWh)

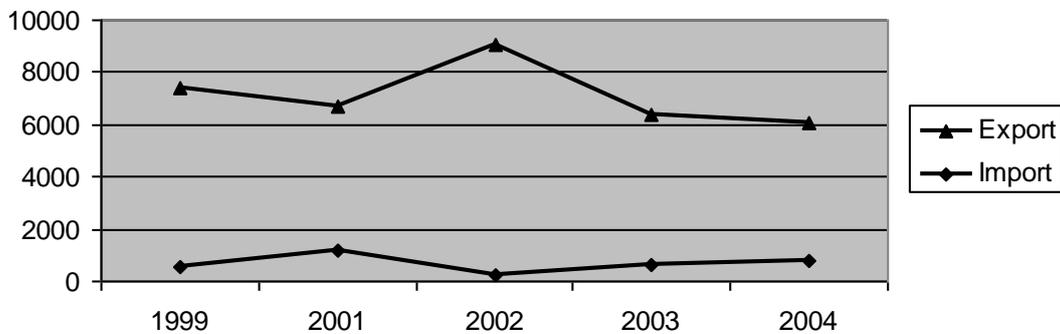


Figure 5 : Échanges entre la France et l'Espagne. La courbe "export" montre l'énergie exportée par la France vers l'Espagne. La courbe "import" montre l'énergie achetée par la France à l'Espagne. En 2002, lorsque la différence des prix était importante, la France a beaucoup vendu à l'Espagne. La vente s'est réduite lorsque la réduction de l'écart de prix l'a rendue moins intéressante. La corrélation entre le volume des échanges et les prix montre le fonctionnement d'un véritable marché.

Sur les figures 4 et 5, on voit que le volume des échanges entre la France et l'Espagne est corrélé avec les prix révélés par les bourses de l'énergie, en France et en Espagne. Cela montre que, malgré des difficultés techniques comme la capacité limitée du transit entre les frontières française et espagnole, ces échanges suivent bien une loi de marché.

10. Conclusion

Le marché de l'énergie électrique fonctionne.

Il faut bien penser que, avec toute la puissance disponible sur le réseau et ses dimensions géographiques, nous sommes ici devant le plus grand système que l'humanité ait produit.

Ce système a une importance économique considérable puisque la plupart de nos processus exigent la présence d'énergie électrique pour fonctionner. Or tous les utilisateurs doivent acheter leur énergie électrique.

Ce système a aussi une importance sociologique puisque, dans tous les pays européens, la vie de tous les jours est rythmée par l'allumage, dès que la nuit tombe, des lumières électriques et la continuation d'un mode de vie diurne, même la nuit tombée.

Ce système est solidaire puisque tout le réseau réagit dès le moindre incident. Cela n'empêche pas quelques incidents majeurs, comme la perte de l'alimentation électrique de l'Italie, le 28 septembre 2003. Mais, à part ces événements exceptionnels, il faut bien reconnaître que nous avons en permanence l'énergie électrique à notre disposition.

C'est bien un marché : chacun peut produire et vendre de l'énergie électrique. Cependant il y a des contraintes tout à fait spécifiques : l'énergie électrique ne se stocke pas et il faut toujours produire et vendre exactement en même temps.

Toute l'énergie électrique est transportée ; il n'y a pratiquement jamais unicité de l'endroit de production et de l'endroit de consommation. Cependant le transport de

l'énergie n'est pas très fluide ; transporter loin de grandes quantités d'énergie électrique pose d'importants problèmes techniques. Une partie de l'énergie produite a été vendue "assez loin" de son site de production puisque 10% de la production totale a transité à travers une frontière entre deux pays.

Les règles de fonctionnement du marché ne sont pas encore parfaitement stables et tous les organismes régulateurs "surveillent" ce marché, prêts à intervenir devant toute évolution "perverse", c'est-à-dire, soit mettant dans une situation scandaleusement favorable (ou bien scandaleusement défavorable) un des acteurs du marché, soit mettant en péril la sécurité de l'ensemble du système, soit conduisant, à terme, à une impasse comme, par exemple, d'importants retards d'investissement.

Nous sommes chanceux d'avoir vécu à une époque où une partie de l'humanité s'est attaquée à réduire les raisons structurelles de conflit en initiant la construction européenne (même si on peut dire que tous les problèmes ne sont pas résolus, en Europe comme dans le monde !). Nous sommes les observateurs de la construction de ce marché électrique européen. On a remplacé les règles du système électrique qui fonctionnait sur la base de situations de monopoles par des règles de marché. Le changement radical de modèle économique a nécessité une révision des méthodes de gestion technique. Cette fantastique aventure scientifique, technique, économique n'a pas été médiatisée à sa juste valeur parce que la complexité du fonctionnement est telle qu'il est difficile d'appréhender dans leur ensemble toutes les difficultés qui se sont présentées.

Les médias "grand public" ont ainsi une difficulté à jouer leur rôle pour montrer à tous l'importance de cette évolution. C'est donc le rôle des enseignants que d'éclairer les principaux aspects de ce système. Cela peut être fait dans des cours d'électricité comme dans des cours de sciences économiques.

L'allocation des pertes actives : méthodes et application

Yannick PHULPIN, Martin HENNEBEL, Sophie PLUMEL

Département Énergie

SUPÉLEC

3 rue Joliot Curie, 91192 GIF sur YVETTE cedex

yannick.phulpin@supelec.fr

Résumé : Dans le contexte de l'ouverture des marchés de l'électricité, l'allocation des pertes actives est devenue un problème stratégique pour les gestionnaires de réseau de transport et les régulateurs. En effet, la tarification des pertes par « timbre-poste » ne se révèle pas suffisamment incitative dans le cadre d'un marché de la puissance active. Une solution serait de faire supporter le coût des pertes actives aux acteurs qui en sont responsables. C'est pourquoi différentes méthodes d'allocation des pertes actives ont été développées dans les dix dernières années [1]-[3], [12]. Cet article reprend les méthodes basées sur une allocation des transits de puissance active. Ainsi, les méthodes « des domaines », « proportionnelle globale » et « des moindres distances » sont présentées et comparées dans le cadre d'un réseau simple.

1. Nomenclature

N_G : Nombre de générateurs
 N_D : Nombre de charges
 N_L : Nombre de lignes
 P_{Gi} : Injection de puissance active par le générateur i en MW
 P_{Dj} : Soutirage de puissance active par la charge j en MW
 P_{Lk} : Pertes actives sur la ligne k en MW
 GD_{ij} : Échange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
 GD_{ijk} : Transit de puissance active sur la ligne k dû à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
 γ_{ijk} : Power Transfer Distribution Factor (PTDF) de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
 LGD_{ijk} : Facteur d'allocation des pertes actives de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
 β_{ijk} : Facteur de terme croisé de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
 TLA_{ijk} : Pertes actives sur la ligne k allouées à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
 TLA_{Gi} : Pertes actives allouées au générateur i en MW
 TLA_{Dj} : Pertes actives allouées à la demande j en MW
 K_G : Coefficient d'allocation aux générateurs
 K_D : Coefficient d'allocation aux charges
 MO_{Gi} : Offre marginale du générateur i

GDC : Coût global de production en e€ (€ expérimentaux)

GDC_{OPF} : Coût global de production pour le plan de production optimal (OPF) en e€

I_N : Coefficient de surcoût en %

2. Introduction

Dans le contexte actuel de l'ouverture des marchés de l'électricité, allouer équitablement les coûts de transport est un élément clé pour la performance du système électrique. Or l'allocation traditionnelle consistant à répartir les coûts globaux du système de transmission proportionnellement au soutirage moyen ou maximal de chaque acteur ne semble pas suffisamment incitative pour limiter les pertes actives ou éviter les congestions sur le réseau de transport [10]. Aussi, une solution pourrait être de répartir leur coût suivant les responsabilités de chaque acteur. Ainsi, de nombreux groupes de recherche ont proposé des méthodes d'allocation des pertes actives [1]-[3] [12]. Ces méthodes sont présentées dans la première partie. Leurs résultats sont ensuite appliqués dans le cadre d'un réseau simple dont les générateurs interviennent dans un marché de l'électricité. Le degré d'incitation des méthodes est ainsi mesuré.

3. L'allocation des pertes actives

Pour la plupart des gestionnaires de réseaux européens [14], les pertes actives sont allouées aux

demandes suivant le principe du timbre-poste (PS) [4] décrit par les équations (1) et (2).

$$TLA_{G_i} = K_G \times \sum_{k=1}^{N_L} PL_k \times \frac{P_{G_i}}{\sum_{i=1}^{N_G} P_{G_i}} \quad (1)$$

$$TLA_{D_j} = K_D \times \sum_{k=1}^{N_L} PL_k \times \frac{P_{D_j}}{\sum_{j=1}^{N_D} P_{D_j}} \quad (2)$$

avec K_G et K_D les coefficients d'allocation, de sorte que $K_G + K_D = 1$. Si l'ensemble des pertes est affecté aux demandes : $K_D = 1$.

Seuls les volumes de production ou de demande sont pris en compte, et non la configuration du réseau. De ce fait, cette méthode ne donne pas de résultats satisfaisants dans le cas d'un marché de l'électricité [10]. D'autres méthodes ont donc été développées pour allouer efficacement les pertes actives sur le réseau de transport d'électricité.

3.1. Cadre global des méthodes

L'objectif de l'allocation des pertes est de quantifier la responsabilité de chaque acteur en terme de MW de pertes associées. Celui-ci devrait alors acheter les pertes qui lui sont allouées ou les produire lui-même si c'est un générateur par exemple. L'intérêt est que les acteurs doivent alors prendre en compte leur propre impact sur les pertes actives du réseau de transport afin de définir leur niveau de soutirage ou de production. Or le niveau de consommation des charges est souvent particulièrement peu sensible au prix de l'électricité tandis que le niveau de production des générateurs y est très lié. L'incitation sera donc nettement plus efficace si elle est appliquée aux générateurs. Ainsi, pour les méthodes présentées, l'intégralité des responsabilités sur les pertes est allouée aux générateurs : $K_G = 1$.

Par ailleurs, l'allocation serait illégitime si elle s'appuyait sur des paramètres non maîtrisés par les acteurs, tels que la tension statorique ou le facteur de puissance par exemple. Ainsi, seules les caractéristiques du réseau et les puissances actives injectées et soutirées sont prises en compte.

Le cadre global des méthodes d'allocation des pertes actives est présenté en figure 1. La plupart des méthodes reposent sur la définition d'échanges bilatéraux et/ou sur une allocation des transits. Ces étapes intermédiaires constituent de fait une certaine « traçabilité » de l'électricité qui n'a aucune légitimité physique autre que de permettre l'allocation des pertes actives.

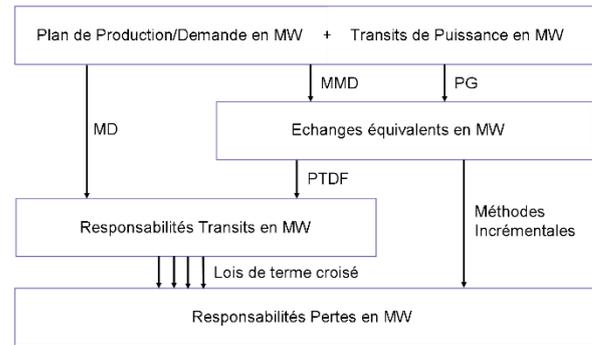


Figure 1 : Processus d'allocation des pertes actives

3.2. Allocation des transits

L'électricité n'étant pas « traçable » par nature, l'allocation des transits relève de l'acceptation de plusieurs hypothèses physiques ou non. Les transits alloués doivent toutefois respecter les caractéristiques du réseau électrique en terme de transits totaux sur les lignes et de puissance totale consommée ou injectée par les acteurs [1].

3.2.1. La méthode « des domaines » (MD)

Cette méthode, notamment utilisée en Grande-Bretagne, s'appuie sur une décomposition du réseau en domaines suivant les transits de puissance active déterminés par le calcul de transits de puissance [1]. L'hypothèse de répartition proportionnelle des transits est également utilisée : un flux entrant dans un noeud est responsable de chaque flux sortant à hauteur de sa contribution au flux entrant total.

Cette méthode est relativement simple car elle distingue clairement puissance active et puissance réactive. C'est aussi un défaut car elle occulte la dualité entre puissances active et réactive.

3.2.2. Les méthodes basées sur les PTDF

L'utilisation de la matrice γ des PTDF (Power Transfer Distribution Factors) est une méthode souvent utilisée pour l'allocation des transits [5]. Elle est intéressante dans la mesure où elle alloue les transits linéairement par rapport à des échanges bilatéraux de puissance active. L'approximation du courant continu est utilisée pour calculer la matrice γ des PTDF qui est donc identique quel que soit le plan de production et de demande, avec une faible marge d'erreur [6]. La responsabilité sur les transits est ainsi définie comme suit :

$$GD_{ijk} = \gamma_{ijk} \times GD_{ij} \quad (3)$$

Différentes méthodes existent pour déterminer les échanges bilatéraux équivalents GD_{ij} , il existe effectivement une infinité de possibilités d'échanges bilatéraux équivalents.

La méthode « proportionnelle globale » (PG)

Cette méthode définit des échanges bilatéraux équivalents à partir du plan de production et de demande uniquement : un générateur alimente chaque demande proportionnellement à sa contribution dans la production totale [2].

La méthode « des moindres distances » (MMD)

Cette méthode est basée sur la définition de zones de minimum de pertes [12] pour chaque demande. Un procédé itératif définit ensuite les échanges équivalents basés sur le plan de production/demande et sur la configuration du réseau. À la différence de la méthode PG, on obtient des échanges bilatéraux plus localisés.

3.3. Allocation des pertes actives

L'allocation des pertes actives à des échanges bilatéraux ou à des transits partiels est délicate du fait de la non linéarité des pertes actives par rapport aux transits de puissance active. De plus on peut choisir de valoriser ou non les contre-flux (lorsque le transit alloué à un échange bilatéral va à l'encontre du transit total circulant dans la ligne), Cette mesure pouvant renforcer le caractère incitatif des méthodes.

Différentes méthodes ont toutefois été proposées pour les allouer.

3.3.1. Méthodes incrémentales

Ces méthodes reposent sur des coefficients de sensibilité pour les pertes actives déterminés comme la dérivée partielle des pertes actives totales sur le réseau par rapport à un échange bilatéral donné [11][8].

L'application de ces méthodes est difficile du fait de l'obligation de calculer les facteurs incrémentaux pour chaque point de fonctionnement du réseau et de la difficulté de l'intégration de ces dérivées partielles [9]. Leurs résultats sont donc peu applicables et ne seront pas développés dans ce papier.

3.3.2. Lois de termes croisés

Basées sur l'aspect quadratique des pertes sur chaque ligne du réseau, les lois de termes croisés permettent d'allouer les pertes actives aux transits partiels déterminés précédemment. Les pertes actives étant quasiment proportionnelles au carré du transit de puissance active sur la ligne on peut écrire [8] :

$$\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk} = \left(\begin{array}{cc} N_G & N_D \\ \sum & \sum \\ m=1 & n=1 \end{array} GD_{mnk} \right)^2 \quad (4)$$

Pour un transit donné, on peut définir la responsabilité sur les pertes actives suivante :

$$LGD_{ijk} = GD_{ijk}^2 + \beta_{ijk} \times GD_{ijk} \times \left(\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} GD_{mnk} - GD_{ijk} \right) \quad (5)$$

où :

$$\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} \beta_{mnk} = N_G \times N_D \quad (6)$$

Aussi, différentes lois existent pour la définition de β_{ijk} . La méthode utilisée dans ce papier, l'allocation simple, se caractérise par [8] :

$$\beta_{ijk} = 1 \quad (7)$$

La dernière étape est l'allocation des pertes TLA_{ijk} proportionnellement aux facteurs de pertes déterminés LGD_{ijk} .

$$TLA_{ijk} = \frac{LGD_{ijk}}{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk}} \times P_{L_k} \quad (8)$$

Enfin, la responsabilité des générateurs est définie par :

$$TLA_{G_i} = \sum_{k=1}^{N_L} \sum_{j=1}^{N_D} TLA_{ijk} \quad (9)$$

3.3.3. Autres méthodes

D'autres méthodes, telles que l'allocation des bus en Z [7], permettent l'allocation des pertes en se basant sur la configuration du réseau ainsi que sur le plan de production/demande. Elles ne sont pas traitées dans cet article.

4. Intégration du coût des pertes actives dans un marché

L'évaluation de la performance des méthodes d'allocation des pertes est particulièrement complexe. Pour chaque méthode, il faut en effet déterminer le comportement des générateurs qui adaptent leur offre sur le marché de l'électricité en fonction des pertes qui leur sont associées. Pour pouvoir mesurer la performance des méthodes proposées, un marché très simple a été considéré. Il est appliqué dans ce papier au réseau présenté en figure 2.

Pour ce réseau, les caractéristiques des lignes sont : $R = 0,04 \Omega/\text{km}$ et $L\omega = 0,5 \Omega/\text{km}$ (caractéristiques similaires à celles des réseaux THT 225/400 kV). D'autre part, la tension de consigne des générateurs est fixée à 220 kV. Les demandes ne consomment pas de puissance réactive.

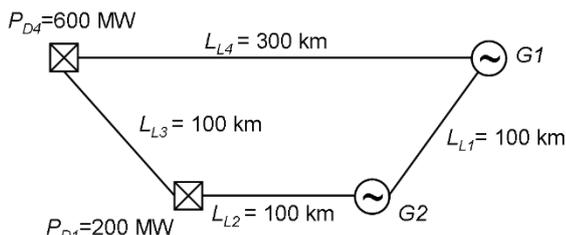


Figure 2 : Réseau simple : exemple d'application des méthodes

Les demandes sont considérées inélastiques (c'est-à-dire que le prix de l'électricité n'influe pas sur leur comportement). Les générateurs ont une fonction de coût de production de l'électricité connue et représentée en figure 3.

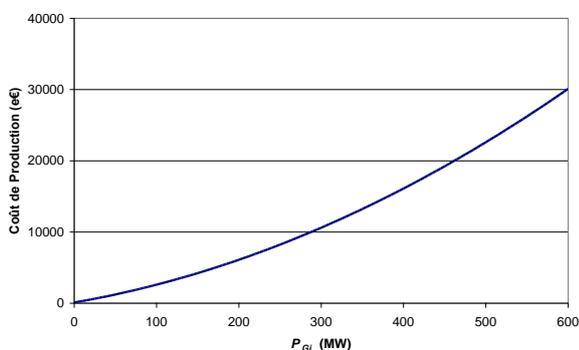


Figure 3 : Fonction de coût de production des générateurs pour l'exemple simple

Pour le réseau simple, le plan de production optimal est alors : $P_{G1} = 414,64$ MW et $P_{G2} = 421,36$ MW pour un coût total de $GDC_{OPF} = 34393,3$ €€.

4.1 Fonctionnement du marché avec allocation des pertes

L'état d'équilibre du marché est caractérisé par une même offre pour chaque générateur. Cet état est valable aussi longtemps qu'aucun générateur n'est à son niveau de production maximal. En effet, un générateur dont l'offre marginale est supérieure à celle des autres générateurs ne sera pas choisi par les demandes. On peut donc considérer que l'état d'équilibre du marché correspond à l'équation suivante :

$$(P_{G_i})_{Equilibre} = \min_{n \in N} (\max_{i=1:G} (MO_{G_i})) \quad (10)$$

Chaque générateur définit son offre marginale en fonction de sa fonction de coût (présentée en figure 3) et des pertes actives qui lui sont allouées [13]. En effet, il doit faire supporter le coût de production des pertes qui lui sont allouées à ses clients.

4.2 État d'équilibre du marché pour l'exemple simple

Les résultats obtenus dans le cas du timbre-poste et avec l'allocation simple appliquée aux méthodes « des domaines », « proportionnelle globale » et « des moindres distances » sont présentés ci-dessous. L'état d'équilibre du marché correspond pour chaque méthode à une puissance active produite par chacun des deux générateurs. Cette puissance active représente la puissance active vendue plus les pertes allouées au générateur.

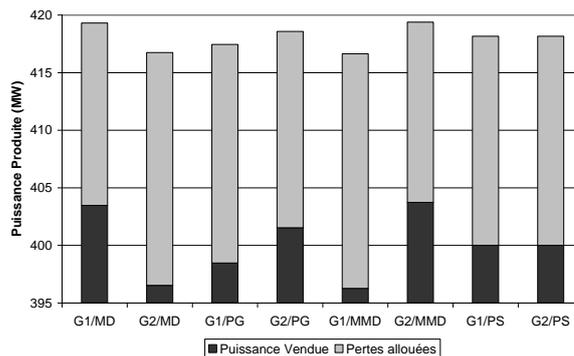


Figure 4 : Puissances vendues et allocation des pertes actives à l'équilibre du marché

4.3 Mesure de l'incitation

Une tarification idéale des pertes actives inciterait les producteurs à produire au niveau du plan de production optimal (OPF) décrit ci-contre. Le coefficient de surcoût, défini ci-dessous, serait alors minimal.

$$I_N = \left(\frac{GDC}{GDC_{OPF}} - 1 \right) \times 100 \quad (11)$$

Dans le cas de l'exemple simple traité, avec l'allocation simple des pertes actives, les résultats en terme d'incitation sont représentés en figure 5.

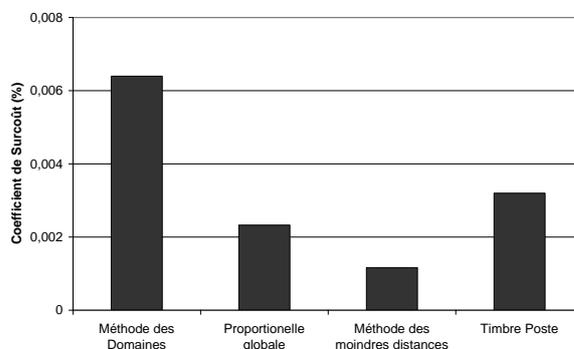


Figure 5 : Coefficients de surcoût à l'équilibre du marché pour chaque méthode d'allocation des transits avec une allocation simple des pertes actives

On peut constater que le choix d'une méthode d'allocation nodale adaptée permet une bonne incitation sur les générateurs. La méthode des domaines est ainsi particulièrement performante et approche l'OPF.

On ne peut cependant pas généraliser ce niveau de performance. Il faudrait pour simuler cette allocation pour différents réseaux et dans un large éventail de situations.

5. Conclusion

Les méthodes d'allocation des transits sont particulièrement intéressantes dans le cadre d'une allocation des pertes actives. Le choix de la méthode d'allocation des pertes aux transits est particulièrement important vis-à-vis de leur caractère incitatif. Le gain par rapport à l'allocation « timbre-poste » peut paraître minime. Il n'est néanmoins pas négligeable à l'échelle d'un grand réseau. Pour confirmer les tendances observées, il faudrait simuler le comportement du marché avec différentes configurations du réseau et différentes lois de coût pour les générateurs. Il sera également intéressant de mesurer l'impact de l'allocation des pertes auprès d'acteurs réels.

Enfin, la responsabilisation des générateurs vis-à-vis des pertes actives sur chaque ligne peut également avoir comme impact d'inciter les générateurs à prendre part à l'investissement sur les infrastructures de transport de l'électricité. Il faut pour cela que l'allocation des pertes actives soit peu volatile ce qui devrait être le cas dans le cadre des méthodes basées sur des échanges bilatéraux équivalents.

6. Références

Journaux :

- [1] J.W. Bialek, P.A. Kattuman, "Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, pp. 526-532, 2004
- [2] F.D. Galiana, A.J. Conejo, H.A. Gil, "Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1425-1431, Nov. 2003
- [3] K. Visakha, D. Thukaram, L. Jenkins, "Transmission Charges of Power Contracts Based on Relative Electrical Distance in open Access", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 70, pp. 153-161, 2004
- [4] H.H. Happ, "Cost of Wheeling Methodologies", *IEEE Trans. Power. Syst.*, vol. 9, pp. 147-56, 1994
- [5] M. Liu, G. Gross, "Role of Distribution Factors in Congestions Revenue Rights Application", *IEEE Trans. Power. Syst.*, vol. 19, pp. 802-810, 2004

- [6] R. Baldick, "Variation of Distribution Factors with Loading", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1316-23, 2003
- [7] A.J. Conejo, F.D. Galiana, I. Kockar, "Z-Bus Loss Allocation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, pp. 105-110, Feb. 2001
- [8] A.J. Conejo, J.M. Arroyo, N. Alguacil, L. Guijarro, "Transmission Loss Allocation: a Comparison of Different Practical Algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 571-576, 2002
- [9] J.C. Mateus, P.C. Franco, "Transmission Loss Allocation Through Equivalent Bilateral Exchanges and Economical Analysis", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, pp. 1799-1807, 2005

Livres :

- [10] S. Stoft, "Power Systems Economics", IEEE/Wiley, ISBN 0-471-15040-1, Feb. 2002
- [11] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation Operation and Control", Wiley-Interscience Publication, 1996

Articles de Conférence :

- [12] Y. Phulpin, M. Hennebel, S. Plumel, « la traçabilité de l'électricité : une méthode équitable pour l'allocation des coûts de transmission », *Proceedings de Electrotechnique du Futur, EF2005, Grenoble, 2005*
- [13] Y. Phulpin, M. Hennebel, S. Plumel, « L'allocation des transits, vers un marché plus performant ? », *Proceedings des journées du club EEA, Paris, 2006*

Rapports d'activité :

- [14] ETSO Tariffs Task Force «Comparison on Transmission Pricing in Europe : synthesis 2004», *ETSO Website : www.etsa-net.org*, 2005

7. Biographies



Yannick Phulpin a reçu le double diplôme d'ingénieur Supélec - TU-Darmstadt, Allemagne en 2004. Il effectue actuellement un double PhD Supélec - Georgia Tech, USA sur le thème de la gestion coordonnée de la puissance réactive entre gestionnaires de réseau de transport indépendants.



Martin Hennebel a reçu le diplôme d'ingénieur Supélec en 2003 et effectue actuellement une thèse au département Energie de Supélec sur la valorisation des services système.



Sophie Plumel a reçu le diplôme d'ingénieur en électrotechnique et automatique de l'ENSEEIH en 1993 et l'Agrégation de génie électrique en 1994. Elle a enseigné 5 ans en Lycée à Paris puis a reçu un doctorat de l'université Pierre et Marie Curie de Paris 6. Elle est professeur assistante à Supélec et dirige le groupe de recherche en optimisation technico-économique des réseaux électriques

Transmission par courant continu en haute tension (1^{ère} partie) article en 2 parties

Jacques COURAULT AREVA T&D
9, rue Ampère 91300 Massy
jacques.courault@areva-td.com

Résumé : la transmission par courant continu en haute tension n'est qu'une solution, parmi d'autres pour relier des réseaux synchrones sur de grandes distances. Une différence est cependant notable entre les transmissions par câbles et par lignes. C'est aussi un moyen de faire des transferts de puissance entre deux réseaux asynchrones. L'article présenté met l'accent essentiellement sur deux points, d'une part, l'impact sur les réseaux en terme de puissance réactive et d'harmoniques et d'autre part, il introduit une sensibilisation particulière vis-à-vis des pertes capitalisées.

1. Introduction

Le terme le plus couramment utilisé est HVDC, sa signification est **H**igh **V**oltage **D**irect **C**urrent. La première transmission en courant continu date du début des années 50, il s'agit d'une liaison entre l'île de Gotland, en mer Baltique, et la Suède de 20 MW, 200 A, 100 kV. Bien évidemment les composants utilisés étaient des valves à vapeur de mercure. Cette première réalisation a permis d'initialiser le concept de ce type de transmission : les câbles, les redresseurs, le contrôle et d'identifier les impacts sur les réseaux raccordés. Depuis 1954, date de mise en service de cette installation, plus de cent cinquante liaisons ont été construites dans le monde.

La venue sur le marché, au début des années 60 des thyristors a favorisé l'essor de cette technique. Rapidement les valves à vapeur de mercure ont été abandonnées à leur profit. En 1970 on comptait plus d'une dizaine de transmissions HVDC dans le monde

Mais pourquoi utiliser du courant continu pour transporter l'énergie électrique, alors que cela semble, en apparence, plus simple en courant alternatif ? En fait, la transmission en courant alternatif n'est pas aussi simple qu'il y paraît à première vue, et en introduction, il est nécessaire de mettre sommairement en exergue les quelques complications inhérentes de ce type de transmission.

Soit deux réseaux, l'un dit source (V_s) et l'autre dit récepteur (V_r), on souhaite échanger de l'énergie entre V_s et V_r au moyen d'une ligne de réactance X (Ω) [1]... La chute de tension dans X introduit un déphasage δ entre les deux sources. Un calcul rapide montre que la puissance transmise a pour expression : $P = \frac{V_s \cdot V_r}{X} \cdot \sin \delta \approx \frac{V^2}{X} \cdot \sin \delta$, il est évident que la puissance transmise est maximale pour $\delta = \pi/2$, δ est l'angle de transmission, (définition proche de l'angle interne des machines).

• Stabilité

Ainsi il semble possible de faire varier l'angle de transmission entre quelques degrés et 90° , en fait ce n'est pas le cas, δ est généralement voisin de 30° à la puissance maximale de la ligne. Cette limitation est essentiellement due à la stabilité de transmission. En effet imaginons un court-circuit en ligne, la puissance transmise est alors nulle, en 100 ou 200 ms, durée d'élimination du défaut, la motorisation des alternateurs de réseau n'a pas le temps de répondre et les vitesses de rotation augmentent, donc augmentation de l'énergie cinétique des lignes d'arbres... Quand la liaison est rétablie, cet accroissement de l'énergie cinétique doit être renvoyé sur la transmission, les deux sources étant à nouveau reliées par le sinus de l'angle δ . Il en résulte des oscillations (échanges d'énergies, mécanique et électrique) qui peuvent s'amortir ou conduire au décrochage (voir critère dit des aires [2]). D'où un certain nombre de dispositifs dynamiques disposés en ligne, pour le contrôle de l'angle δ [1].

De plus, même en régime établi il peut survenir des instabilités de transmission. Des oscillations dites subsynchrones, entre les machines et les réseaux (SSR- Sub-Synchronous Resonance, SSO- Sub-Synchronous Oscillation, SSDC Sub-Synchronous Damping Controller) [3].

• Contrainte en tension des ouvrages

Une ligne est un ensemble complexe d'inductances et de condensateurs répartis. Ces derniers lorsque la ligne est à vide provoquent une remontée de tension en son point milieu. Par exemple, une ligne de 800 km avec $L = 0,932$ mH/km, $C = 12,2$ nF/km, dimensionnée pour une puissance 650 MW, produit en son point milieu, à vide, une augmentation de tension de 10% en 50 Hz ou 15% en 60 Hz. D'où assez souvent, la nécessité d'avoir une possibilité d'absorption de puissance réactive pour contrôler la remontée de tension [4]...

• Contrôle des flux de puissance

Le degré de liberté principal pour contrôler la puissance d'une ligne est l'angle de transport. Ce contrôle est nécessaire pour éviter la surcharge des lignes, face à une pluralité de sources et de lignes. Il est probable que, dans un avenir proche en relation avec la dérégulation des réseaux, cette préoccupation devienne fondamentale. Le contrôle de δ est classiquement réalisé par les transformateurs déphaseurs, dans le futur des dispositifs de type série pourraient les remplacer avec des dynamiques beaucoup plus élevées (Thyristor Controlled Series Capacitor, ou Static Synchronous Serie Compensator [1]).

La maîtrise du plan de tension et la stabilité de transmission sont deux facteurs de complexification des lignes en courant alternatif. Les lignes sont en général loin de leurs limites thermiques, c'est la stabilité qui constitue le goulot d'étranglement, en limitant les puissances transmises. Les difficultés de la transmission en alternatif ayant été sommairement rappelées on peut maintenant imaginer que dans certains cas le courant continu soit une bonne solution technique et économique.

2. Les différentes applications

En première approche il existe quatre types de besoins qui impliquent des solutions HVDC :

- Transmission sur de longues distances entre des réseaux.
 - Par câbles souterrains.
 - Par lignes aériennes.
- Connexion des réseaux.
 - Réseaux synchrones.
 - Réseaux asynchrones.

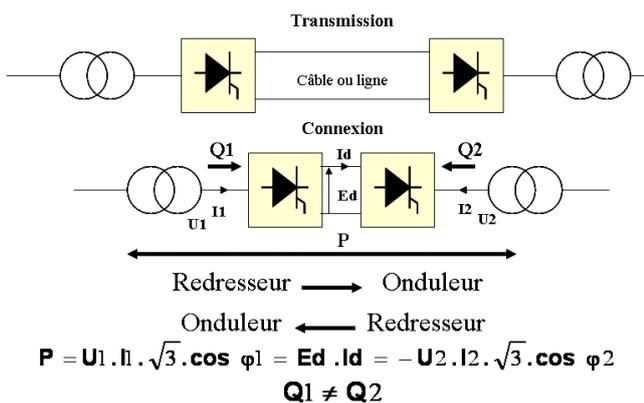


Figure 1 : Les relations de base

• Transmission sur de longues distances.

Deux cas sont effectivement à considérer, lignes aériennes et câbles. En premier lieu les justifications économiques pour le passage en continu sont différentes. En câbles, du fait de la consommation de puissance réactive il est admis que la transmission en courant continu présente un intérêt à partir d'une distance 90 km, alors qu'en aérien le passage en

continu ne se justifie qu'à partir de 650 km. Ceci explique pourquoi il n'existe pas en Europe de liaison HVDC aérienne, par contre il en existe par câbles, entre la Grande Bretagne et la France (2 GW, +/- 270 kV dc), entre l'Italie, la Corse et la Sardaigne (200 MW, 200 kV dc). Mais c'est dans le nord de l'Europe que l'on trouve le plus grand nombre de liaisons câbles sous-marins. A noter :

- C'est en général le câble qui fixe la tension et le courant de transmission.
- Le coût du câble et celui de sa pose représentent l'investissement le plus important.

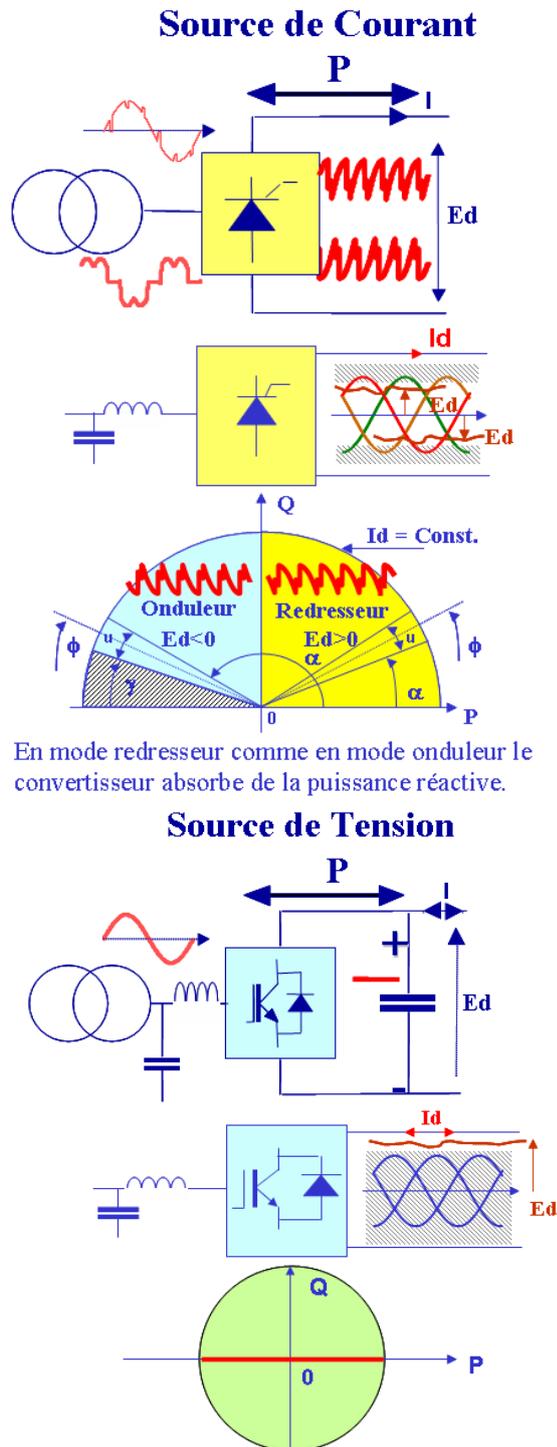
• Connexion des réseaux.

A l'évidence pour transférer de la puissance entre deux réseaux de fréquences différentes, c'est la seule solution (par exemple entre un réseau 50 Hz et un réseau 60 Hz). Dans ce cas il est fréquent qu'il n'y ait aucune distance entre les convertisseurs. Mais il est parfois nécessaire, en présence de réseaux synchrones faibles d'utiliser une connexion HVDC pour limiter les contraintes sur l'angle de transport et contrôler de manière rapide et continue la puissance transmise. Parfois les réseaux ne sont que « sensiblement » à la même fréquence, 50,1 Hz et 49,9 Hz par exemple. Dans ce cas la nécessité de passage par une conversion intermédiaire est également évidente et l'une des missions du transfert de puissance active peut être le contrôle de la fréquence. En Inde et aux Etats-Unis, en particulier, il existe bon nombre d'équipements de ce type.

Bien qu'il ne s'agisse pas de la mission première d'une transmission HVDC, certaines actions sont possibles pour amortir les oscillations subsynchrones si les équipements sont en position (emplacement sur le réseau) de le faire. Dans ce cas, redresseur et onduleur modulent les puissances réactives qu'ils absorbent.

Jusqu'à présent nous avons évoqué les solutions HVDC classiques dites en source de courant, qui utilisent des thyristors. La nature même des convertisseurs utilisés, des ponts de Graëtz, entraîne quelques complications, du fait des harmoniques de courant engendrés et surtout en raison de la puissance réactive consommée. L'apparition sur le marché de composants blocables par la commande, IGBT et IEGT permet d'imaginer des alimentations en tension avec lesquelles la maîtrise de la puissance réactive est possible. Il s'agit d'un réel besoin quand il s'agit d'alimenter des réseaux incapables de fournir de la puissance réactive. C'est en particulier le cas de certaines plates formes d'exploitation pétrolière ou plus simplement d'îles...

La figure 2 permet de visionner rapidement les différences fondamentales entre les deux types d'alimentation.



En mode redresseur comme en mode onduleur le convertisseur absorbe de la puissance réactive.

Le fonctionnement à facteur de puissance unitaire est toujours possible. Mais ces équipements peuvent contribuer à la stabilité des réseaux en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive.

Figure 2 : Comparaison source de tension et source de courant.

3. Les points clés de la transmission en courant continu.

Le premier des points clés est bien entendu économique. La décision de construire une transmission ou une connexion HVDC n'est prise qu'après d'assez lourdes études prenant en compte, dans une pluralité de situations, les besoins de transfert de puissance.

La puissance moyenne étant de l'ordre du GW, très vite les questions relatives au coût d'exploitation apparaissent et en particulier le coût des pertes. Il correspond sur la durée de vie de l'équipement à un manque à gagner pour l'exploitation. C'est ainsi que dans la plupart des contrats les pertes calculées (et particulièrement vérifiées) sont valorisées entre 3000 et 5000 \$/KW. Cela signifie que lors d'une soumission, ce coût des pertes vient s'ajouter au coût du matériel, des études, de la construction et de la mise en service. Pour fixer les idées, une transmission de 1 GW qui aurait globalement 1,5 % de pertes soit 15 MW à 5000 \$/KW doit prendre en compte 75 millions de Dollars... Ce chiffre n'est absolument pas négligeable vis-à-vis du coût global.

Le second point clé est en relation avec la disponibilité d'exploitation des transmissions ou connexions. Il est bien clair que la disponibilité est en relation avec la fiabilité et la maintenabilité des installations. La disponibilité demandée, dans les cahiers des charges, est globalement supérieure à 99%. La disponibilité pour le service est égale au quotient : heures de disponibilité pour le service / heures de la période considérée.

La fiabilité des matériels, nécessaire pour réaliser ces objectifs de disponibilité, est obtenue au moyen de deux axes principaux de conception :

- d'une part en mettant en œuvre les composants qui permettent de respecter une rigoureuse coordination des isolements face aux perturbations les plus sévères des réseaux,
- d'autre part avec la mise en œuvre de contrôles redondants. Car c'est bien à ce niveau que les MTBF sont les plus faibles.

4. Conception d'ensemble d'une liaison HVDC.

Dans le cas d'une liaison, câbles ou aérienne, la tension continue est imposée, soit par la technologie des câbles, soit par la structure de la ligne aérienne. Dans le cas d'une connexion entre réseaux, sans ligne de transport, la tension est libre, chaque constructeur fait le choix optimal en fonction de ses matériels standards (courant de dimensionnement des valves) pour arriver au meilleur compromis technico-économique.

- Tension continue et courant continu étant fixés, la deuxième préoccupation est en relation avec les puissances réactives...

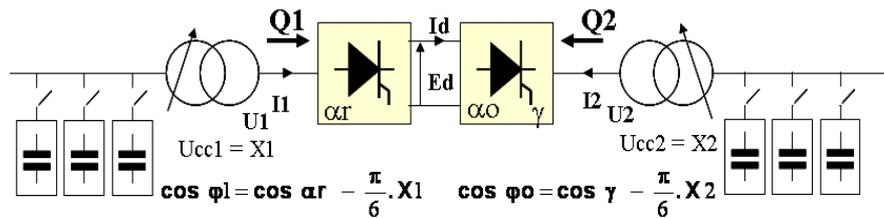


Figure 3 : Système élémentaire.

- Dans certains cas simples il ne s'agit que de garantir les facteurs de puissance, dans ce cas des hypothèses sur les tensions de court-circuit des transformateurs (qui serviront à les spécifier) permettent d'avoir une bonne approche de la puissance réactive, compte tenu des variations de tension il est nécessaire de définir les prises d'un régleur en charge au primaire des transformateurs.
- Dans le cas général, les réseaux ont besoin, pour des raisons statiques ou dynamiques de puissance réactive. Il faut alors prendre en compte ce besoin réseau, le besoin convertisseur et bien entendu une fonction d'absorbeur des convertisseurs à thyristors. Ce besoin de réactif du réseau est réalisé avec des batteries de condensateurs, mais il est évolutif et il est dangereux de surcompenser un réseau d'où la fonction absorbeur des convertisseurs. Cette fonction est obtenue en augmentant le retard à l'amorçage, pour un redresseur et en augmentant l'angle de garde pour un onduleur... Si la tension E_d doit être maintenue constante (pour maintenir la puissance transmise quand le courant I_d est maximal), le seul organe de réglage de la puissance réactive pour l'un des réseaux, est le régleur au primaire du transformateur (figure 3).

A ce niveau on calcule des puissances réactives de compensation... Il est bien évident que les condensateurs ainsi définis sont agencés en filtres. Mais avant d'évoquer le filtrage il est fondamental de retenir une structure de conversion permettant une évaluation des harmoniques.

Les redresseurs ou onduleurs hexaphasés ne sont pratiquement jamais utilisés, ils génèrent sur le réseau des harmoniques de courant de rangs $6k \pm 1$. On utilise au minimum des structures séries dodécaphasées qui génèrent des harmoniques de rangs $12k \pm 1$.

La figure 4 résume le standard appliqué par la majorité des constructeurs. L'élément de base est la valve, qui est constituée de tiroirs élémentaires comprenant 10, 12 ou plus thyristors en série. Les valves sont montées en colonnes pour former trois ensembles dits quadrivalves.

Sur les installations très puissantes plusieurs structures dodécaphasées dites, 12 pulses, sont mises

en série. On profite de cette disposition pour augmenter l'indice de pulsation vu par le réseau (24, 36 ou 48 pulses...) ce qui réduit les pertes dans les filtres.

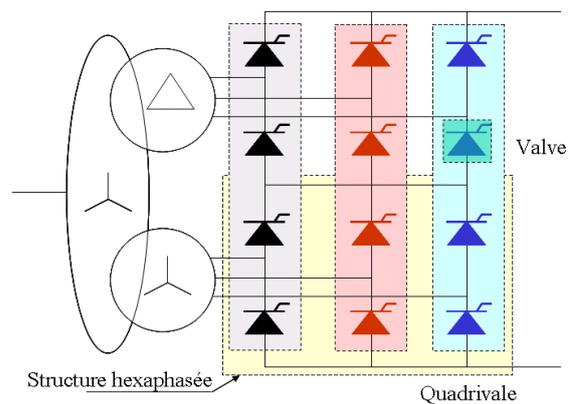


Figure 4 : Structure

Les harmoniques générés et la compensation étant connus, on peut estimer le filtrage. C'est un problème complexe qui exige une très bonne connaissance des réseaux. Le paramètre de base c'est la puissance de court-circuit S_{cc} et ses variations en fonction des différentes configurations.

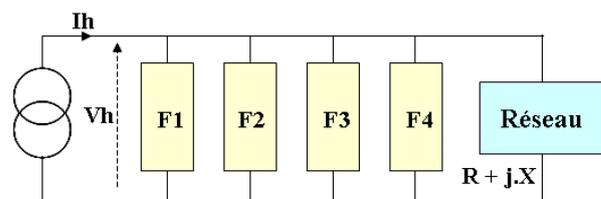


Figure 5 : Impédance harmonique.

L'étude du filtrage commence par le calcul de l'impédance harmonique de l'ensemble filtres et du réseau vue par les convertisseurs. Les convertisseurs génèrent des harmoniques, il est fondamental d'apprécier la réaction du réseau pour chaque rang possible. Pour cela, on considère un schéma monophasé comme représenté par la figure 5. Au début de l'étude les filtres sont naturellement accordés sur les rangs générés par les convertisseurs, dans le cas ci-dessus la puissance de compensation est répartie sur chaque rang. Hélas, entre chaque rang de filtrage il existe une résonance parallèle... C'est le but de ce début d'étude que de vérifier qu'aucune des résonances parallèles (augmentation de l'impédance) n'est susceptible de créer des

surtensions qui seraient préjudiciables au réseau comme aux matériels de transmission.

L'exemple ci-dessous, pour une transmission de 600 MW, prend en compte quatre types de filtres à double accords. Avec 2 doubles filtres de 129 MVAR accordés sur 11/13/3/36, 3 filtres de 62 MVAR accordés sur 15/24, un filtre de 61 MVAR accordé sur le rang 3/30 et un filtre de 61 MVAR accordé sur 11/35...

Globalement ce filtre est satisfaisant pour les hautes fréquences (figure 6), mais il présente quelques dangers aux environs du rang 2, il n'est clairement pas acceptable, même si la probabilité d'avoir un harmonique à cette fréquence est faible, l'amplification est trop forte.

La figure 7 représente le schéma (phase neutre) d'un filtre à double accords. Classiquement pour la fréquence fondamentale, toute la tension se retrouve sur le condensateur C1, c'est dire que c'est lui qui fait la puissance de compensation. La résistance parallèle R apporte l'amortissement du filtre. Bien noter qu'au fondamental, la tension aux bornes de cette résistance est faible, ainsi les pertes le sont également.

Globalement les pertes, au fondamental, pour un filtre de 810 MVAR sont de l'ordre 30 kW. En prenant en compte l'ensemble des harmoniques de courant on arrive environ à 200 kW.

Compensation 810 MVAR sur un Scc de 5,5 GW

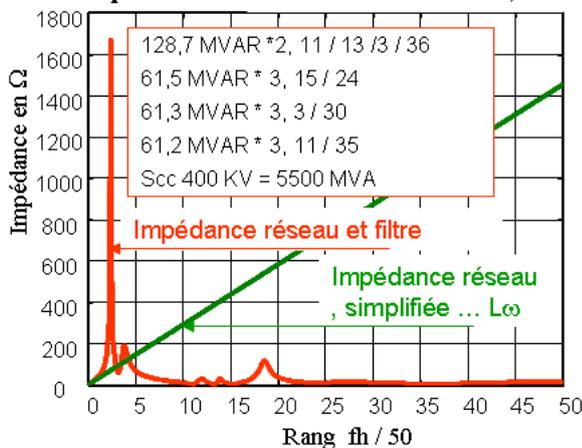


Figure 6 : Courbe d'impédance typique.

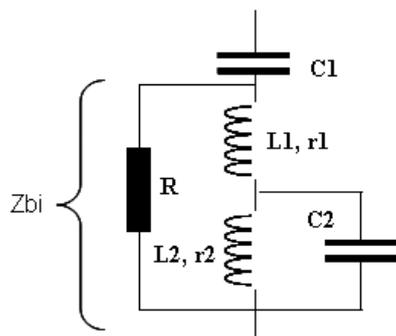


Figure 7 : Filtre à deux accords.

Connaissant les courants harmoniques générés par les convertisseurs à thyristors, en partant des différentes courbes $Z_h = f(\omega)$ (différentes courbes, pour les différentes puissances de court-circuit possibles), on peut calculer les courants réseaux et les harmoniques de tension.

4.1. Quelques éléments pour initier le calcul d'un tel filtre...

Ces filtres sont principalement utilisés en très haute tension, sur les réseaux de transmission $U > 10$ kV...

Le calcul est initié en négligeant les pertes, donc avec $r_1 = r_2 = 0$ et R infini...

$$Z = L1.p + \frac{1}{C1.p} + \frac{L2.p}{1 + L2.C2.p^2}$$

On introduit une fréquence centrale F_m autour de laquelle on trouvera les deux fréquences d'accord F_1 et F_2 ($F_1 < F_m < F_2$). Cette fréquence F_m correspond à l'accord entre L_2 et C_2 ... Il s'agit donc d'une antirésonance.

$$\omega_m = \frac{1}{\sqrt{L2.C2}}$$

Pour la première fréquence d'accord F_1 , le circuit L_2, C_2 se comporte comme une inductance et pour la fréquence F_2 , L_2, C_2 se comporte comme un condensateur...

Pour $F_1 < F_m$:

$$Z = L1.p + \frac{1}{C1.p} + \frac{L2.p}{1 + L2.C2.p^2}$$

$$= \frac{1}{C1.p} + \left(L1 + \frac{L2}{1 + L2.C2.p^2} \right) . p$$

$$Z = -\frac{1}{C1.\omega l} + \left(L1 + \frac{L2}{1 - \left(\frac{\omega l}{\omega_m} \right)^2} \right) . \omega l$$

$$= \lambda . \omega l - \frac{1}{C1.\omega l}$$

$$\lambda = \frac{1}{C1.\omega l^2} = L1 + \frac{L2}{1 - \left(\frac{\omega l}{\omega_m} \right)^2}$$

Pour $F_2 > F_m$:

$$Z = L1.p + \frac{1}{C1.p} + \frac{L2.p}{1 + L2.C2.p^2}$$

$$= L1.p + \left(\frac{1}{C1} + \frac{L2.p^2}{1 + L2.C2.p^2} \right) . \frac{1}{p}$$

$$Z = L1.\omega2 - \left(\frac{1}{C1} - \frac{L2.\omega2^2}{1 - \left(\frac{\omega2}{\omega m}\right)^2} \right) \cdot \frac{1}{\omega2}$$

$$= L1.\omega2 - \frac{1}{\gamma.\omega2}$$

$$\frac{1}{\gamma} = L1.\omega2^2 = \frac{1}{C1} - \frac{L2.\omega2^2}{1 - \left(\frac{\omega2}{\omega m}\right)^2}$$

On en déduit

$$L2 = \frac{1}{C1.\omega2^2} \cdot \frac{\left(1 - \left(\frac{\omega2}{\omega l}\right)^2\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{\omega2}{\omega m}\right)^2\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{\omega l}{\omega m}\right)^2\right)}{\left(\frac{\omega2}{\omega m}\right)^2 - \left(\frac{\omega l}{\omega m}\right)^2}$$

et

$$L1 = \frac{1}{C1.\omega l^2} - \frac{L2}{1 - \left(\frac{\omega l}{\omega m}\right)^2}$$

L'impédance du filtre à la fréquence du réseau, $\omega r = 2.\pi.fr$, a pour expression...

$$Z = L1.\omega r - \frac{1}{C1.\omega r} + \frac{L2.\omega r}{1 - L2.C2.\omega r^2}$$

$$= \frac{1}{C1.\omega r} \cdot \left(\left(\frac{\omega r}{\omega l}\right)^2 - 1 \right) + \dots$$

$$\dots L2.\omega r \cdot \left(\frac{1}{1 - \left(\frac{\omega r}{\omega m}\right)^2} - \frac{1}{1 - \left(\frac{\omega l}{\omega m}\right)^2} \right)$$

$$\approx \frac{1}{C1.\omega r} \left(\frac{1}{h1^2} - 1 \right)$$

Si Q représente la puissance active souhaitée,

$$Q = \frac{U^2}{Z} \text{ on en déduit la valeur de } C1 .$$

A noter que les condensateurs C1 « font » la quasi-totalité de la puissance réactive. Ce qui a pour conséquence, à la fréquence réseau, une tension importante, pratiquement égale à celle du réseau, aux bornes de ces condensateurs C1.

Il y a plusieurs manières de faire les études de filtres. La plus élémentaire est d'utiliser EXCEL qui comporte une ouverture vers des notations complexes, mais ce logiciel n'est absolument pas adapté à ce type de calcul. Plus classiquement, MATLAB est le bon outil, et chacun peut, sur cette base développer les programmes qui lui conviennent... Mais il existe des logiciels dédiés, dont la diffusion est mondiale et qui sont reconnus

par les gestionnaires de réseaux, CYMHARMO par exemple.

Le but est d'être conforme aux différentes normes CEI en vigueur, voire parfois à des spécifications particulières, propres à une industrie ou à un pays. Il existe dans les normes une attention toute particulière pour des interférences susceptibles de perturber les systèmes de communication : TIF (Telephone Interference Factor), il s'agit d'une limitation de l'amplitude des harmoniques de courant auxquels on applique une pondération en fonction de la fréquence. La figure 8 montre l'importance de la pondération.

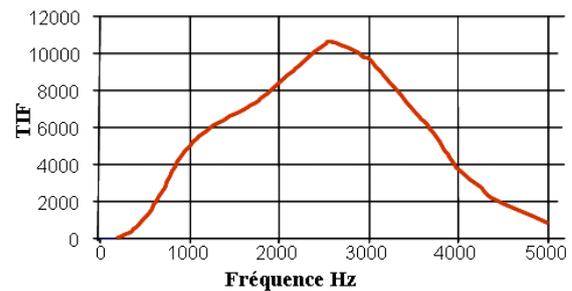


Figure 8 : TIF

4.2. Une installation existante...

Une installation HVDC est un ensemble complexe. Ci-dessous, à titre d'exemple, une réalisation franco-anglaise IFA2000, de capacité 2GW (figure 9). Cette installation est en service depuis le milieu des années 80, en terme de conception il s'agit donc d'une installation ancienne. Coté français en particulier les thyristors (deux de 77 mm en parallèle) sont refroidis par air, ce qui n'est plus pratiqué. Aujourd'hui l'eau déionisée est utilisée pour refroidir l'ensemble des composants des valves.

Il est à noter une différence de conception, au niveau du système entre les équipements français et les équipements anglais. Coté français (à l'époque CGEE ALSTHOM), uniquement des filtres, c'est dire que les ensembles convertisseurs et transformateurs sont dimensionnés pour faire également de l'absorption. Coté anglais (à l'époque GEC) la faiblesse du réseau a probablement conduit à un besoin en réactif plus important qui a rendu nécessaire une absorption plus importante, d'où la présence de deux SVC (Static Var Compensator). Aujourd'hui ces deux Sociétés n'en forment plus qu'une seule, au sein de AREVA T&D.

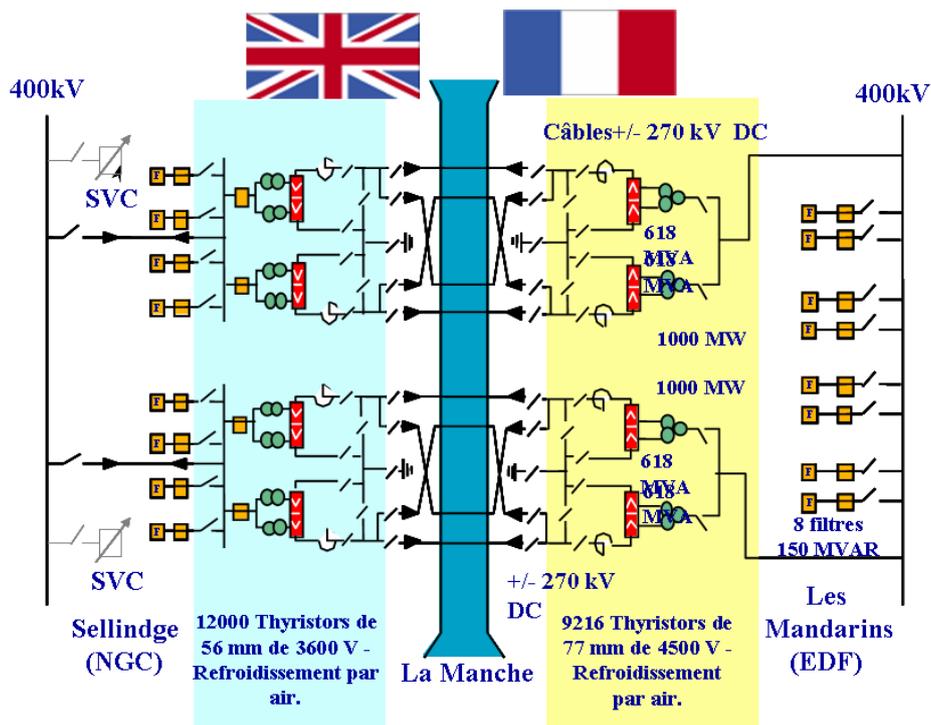


Figure 9 : Schéma de principe de IFA2000.

IFA2000 - COTE ANGLAIS - SELLINDGE

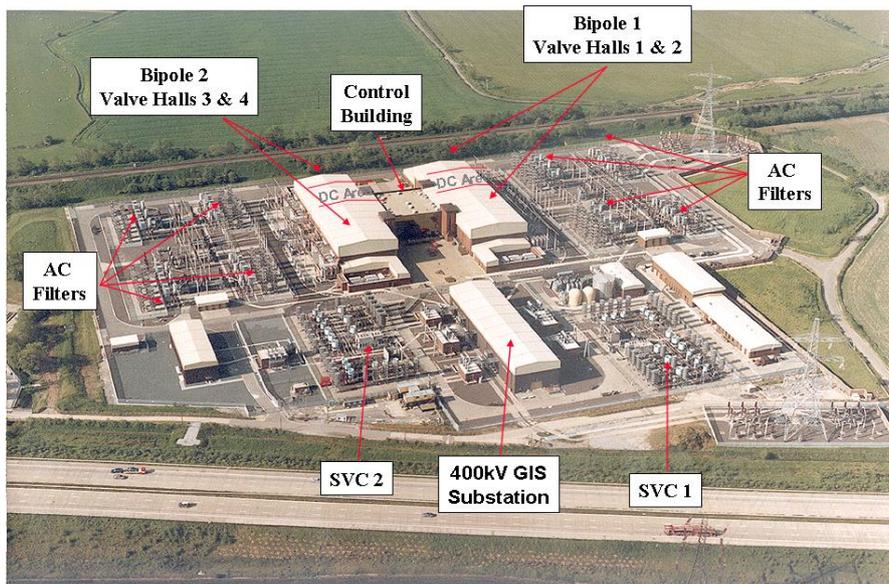


Figure 10 : Photo aérienne du site de Sellindge.

5. Dimensionnement des ensembles transformateur / redresseur.

La première donnée est la puissance à transmettre, $P = E_d \cdot I_d$. Dans le cas d'un équipement de transport E_d et I_d se trouvent imposés par la ligne ou le câble. Dans le cas d'un équipement de connexion la recherche du choix optimal porte sur un courant I_d compatible avec les composants disponibles, et en particulier sur le choix des thyristors.

Ces considérations permettent de faire le choix de la valve élémentaire ou du tiroir standard, qui comprend, suivant les constructeurs huit à douze thyristors en série (ou plus).

La marge de sécurité pour les thyristors est généralement comprise entre 2,4 et 2,6 suivant les impositions des cahiers des charges. A noter qu'il est admis dans la profession, qu'une défaillance de 0,3% des thyristors par an est acceptable et normale, étant donné le nombre élevé de composants dans une installation. Cela signifie que pour un thyristor de 5'

(125 mm) et $V_{DRM}=8500$ V (aujourd'hui classique en HVDC) la tension maximale pour un composant est de $8500 / 2,5 = 3400$ V crête soit 2400 V efficace. Une valve élémentaire de 12 thyristors peut donc supporter 28,8 kVef.

Il est bien clair que le courant I_d nominal est en relation avec :

- Avec le thyristor, V_o , r_t , ($V_T=V_o+r_t.I_T$) et commutation, ou d'une manière plus précise en calculant V_T chute de tension pour un courant I_T . Les constructeurs donnent en général les coefficients A, B, C, D.

$$V_T = A + B \cdot I_T + C \cdot \text{Log}(I_T + 1) + D \cdot \sqrt{I_T}$$

(avec par exemple $A = 0,659$,

$B = 0,0000694$, $C = -0,00642$,

$D = 0,01992...$ pour un thyristor de 100 mm)

- Les performances du radiateur (généralement en aluminium), ses résistances thermiques en régime permanent et en régime transitoire.
- La température maximale du fluide de refroidissement et débit.
- La géométrie du circuit de refroidissement (plusieurs radiateurs en série, en parallèle ou mixte).
- Des choix des températures de jonction, au point nominal, en régime transitoire et en situation de faute, (recommutation en fonctionnement onduleur par exemple).

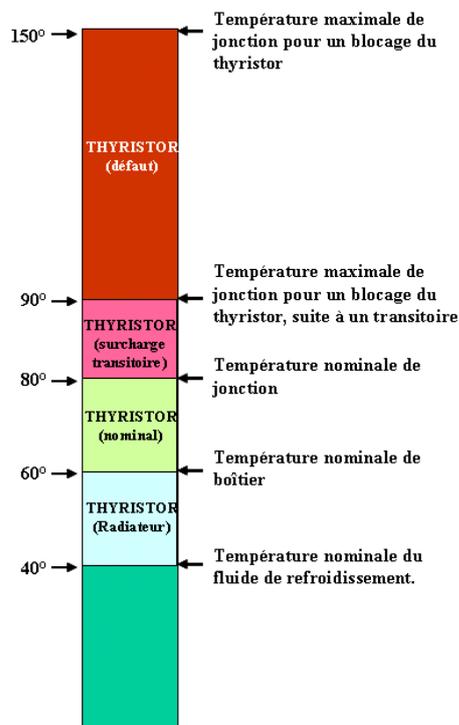


Figure 11 : Les températures

Le tableau ci-dessous résume les possibilités qui résultent du choix des différents composants. On distingue trois familles d'application, transmission par lignes aériennes, connexion entre réseaux asynchrones et transmission par câble. Dans ce dernier cas les courants sont relativement faibles : des thyristors de 100 mm sont suffisants.

Application	Transmission	Connexion	Câble
Ed max.	500kV	250kV	500kV
Id max.	3000A	4000A	1500A
Thyristor diamètre	125mm	125mm	100mm
Thyristor VDRM	8,5kV	7,2kV	8,5kV

Figure 12 : Les standards (AREVA).

La figure 12 résume les choix possibles, tensions, courants pour les principales applications HVDC.

Pour fixer les idées, prenons le cas d'une Connexion de 600 MW entre deux réseaux, l'un à 50 Hz l'autre à 60 Hz... La première des actions est de définir le couple E_d , I_d le plus performant (pour une transmission ligne ou câble le choix de ces grandeurs serait imposé), compte tenu de la valve élémentaire précédemment définie (28,8 kVef).

En première approche cette valve élémentaire permet une tension continue (également élémentaire) d'environ :

$$E_d = \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ef} \cdot \left(\cos \gamma - \frac{\pi}{6} X \right)$$

$$= \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot 28,8 \cdot \left(\cos 15^\circ - \frac{\pi}{6} \cdot 0,14 \right) = 34,7 \text{ kV}$$

$\gamma = 15^\circ$ est l'angle de garde minimal de commande du pont en mode onduleur, X la réactance de commutation, X est donc de la forme

$$X = \frac{L \cdot \omega \cdot I}{V} = \frac{L \cdot \omega \cdot I_d}{E_{do}} \cdot \frac{18}{\pi^2} \text{ avec}$$

$$E_{do} = \frac{3}{\pi} \cdot U_{ef} \cdot \sqrt{2} \approx 1,35 \cdot U_{ef}$$

5.1. Choix a priori...

Le tableau 1 permet d'initier le choix de dimensionnement d'une structure, qui est au minimum dodécaphasée pour réduire la pollution harmonique.

Ainsi, la structure la plus convenable est celle qui comprend 12 valves élémentaires dans une quadrivalve (voir figure 4) : chaque thyristor théorique, d'un pont de Graëtz, comprend donc $12 \cdot 3 = 36$ thyristors en série...

P=	600 MW	Nbre de V dans Q	Ed global kV	Id A	Usecondaire kV
Uef élémentaire=	28,8 kV				
γ min=	15 °	4	69,43	8641,21	28,8
Ucc=	0,14	8	138,87	4320,61	57,6
Ed élémentaire (Hex)=	34,717 kV	12	208,30	2880,40	86,4
Ed élémentaire (Dod)=	69,435 kV	16	277,74	2160,30	115,2

Tableau 1 : Prédimensionnement

5.2. Dimensionnement

Le calcul est initié en considérant les ponts de Graëtz en mode onduleur du côté 60 Hz. C'est donc la notion d'angle de garde qui est dimensionnante.

La figure ci-contre montre la relation bien connue entre les trois angles, commande, commutation et garde.

$$\alpha + \mu + \gamma = \pi$$

Cette formule est applicable, du fait du découplage entre les commutations des ponts en série (voir la courbe $Z=f(\omega)$, figure 6 et la définition du transformateur, dans l'esprit de l'équivalence de Boyajian [4], dans laquelle les réactances sont concentrées aux secondaires)... D'une manière générale nous avons :

$$\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu) = \frac{\pi}{3} \cdot X$$

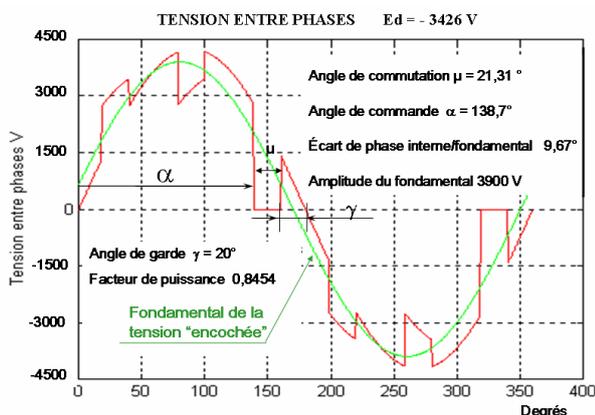
En mode onduleur,

$$\cos \alpha + \cos \gamma = \frac{\pi}{3} \cdot X \text{ (avec } X = X_n \cdot \left(\frac{I}{\ln} \cdot \frac{F}{F_n} \cdot \frac{U_n}{U} \right) \text{)}$$

Avec $Ed = Edo \cdot \left(\cos \alpha - \frac{\pi}{6} \cdot X \right)$ en considérant

l'égalité des puissances, $U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \phi = -Ed \cdot Id$ on arrive au facteur de puissance d'un pont de Graëtz en

mode onduleur... $\cos \phi = \cos \gamma - \frac{\pi}{6} \cdot X$


Figure 13 : Tension d'alimentation d'un pont en mode onduleur

Pour des thyristors de 125 mm, le t_q (temps d'évacuation des charges de conduction ou temps nécessaire à la jonction d'un thyristor pour retrouver ses propriétés de blocage) est de l'ordre de 500 μs .

- 500 μs à 60 Hz correspond à un angle de 10,8°, l'angle de garde retenu est 10,8°.1,5 = 16,2°.
- La tension continue retenue est de 200 kV, soit $Ed = 100$ kV par pont. On en déduit Edo :

$$Edo = \frac{Ed}{\cos \gamma - \frac{\pi}{6} \cdot X}, \text{ X représente la tension de}$$

court-circuit du transformateur (un secondaire au courant nominal), nous prendrons 14%, valeur classique pour des transformateurs dont la puissance est voisine de 300 MVA... A noter que le réseau n'est pas pris en compte, cela est dû au filtre primaire qui abaisse sa réactance (voir figure 6).

$$Edo = \frac{100 \cdot 10^3}{\cos(16,2^\circ) - \frac{\pi}{6} \cdot 0,14} = 112,74 \text{ kV d'où}$$

la tension secondaire à vide,

$$Us = \frac{112741}{\frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2}} = 83482 \text{ V}$$

- Avec une tension thyristor, $V_{DRM} = 8500$ V et un coefficient de sécurité de 2,4, nous arrivons à une tension de service, par thyristor de $8500 / 2,4 = 3541,66$ V, d'où le nombre de composants en série : $83482 \cdot \sqrt{2} / 3541,66 = 33,33$ soit 34 thyristors, en considérant une redondance de 2 thyristors nous arrivons au total de 36 thyristors en série. Ainsi en fonctionnement normal le coefficient de sécurité vaut $(36 \cdot 8500) / (83482 \cdot \sqrt{2}) = 2,59$ et avec deux thyristors défailants $(34 \cdot 8500) / (83482 \cdot \sqrt{2}) = 2,45$ ce qui est habituel (limite haute) compte tenu des normes et recommandations (CIGRE - Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques à Haute Tension) en usage (IEC 700)

- Courant continu nominal :

$$Id = \frac{600 \cdot 10^6}{200 \cdot 10^3} = 3000 \text{ A}$$

- Courant dans les phases :
 - Courant efficace total

$$I_{\text{peft}} = 3000 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}} = 2448,5 \text{ A}$$
 - Courant efficace du fondamental

$$I_{\text{pFef}} = 3000 \cdot \frac{\sqrt{6}}{\pi} = 2339 \text{ A}$$
- Le facteur de puissance a pour valeur

$$\cos(16,2^\circ) - \frac{\pi}{6} \cdot 0,14 = 0,887$$

- Les deux secondaires fonctionnant de la même manière, la puissance réactive appelée au réseau est de :

$$Q = 600 \cdot \text{tg}(\arccos 0,887) = 312,4 \text{ MVAR}$$

Il s'agit de la puissance réactive minimale du filtre réseau... En fait, elle peut être supérieure si le réseau souffre d'un déficit de puissance réactive, ou s'il est particulièrement pollué et nécessite un filtrage plus énergique. Dans ce dernier cas une gestion des filtres est nécessaire, en fonction des baisses de tension. Pour mémoire, la formule, presque exacte, de la variation de tension d'un réseau, en fonction de P et de Q est donnée ci-dessous...

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{1}{S_{\text{cc}}} \cdot \left(Q + \frac{P}{\text{tg } \Psi} \right) + \frac{1}{2 \cdot S_{\text{cc}}^2} \cdot \left(P + \frac{Q}{\text{tg } \Psi} \right)^2$$

- S_{cc} représente la puissance de court-circuit du réseau ($S_{\text{cc}} = U^2/X_r$).
- $\text{tg } \Psi$ représente le réseau sous la forme X_r/R_r ($\text{tg } \Psi$ est en général compris entre 7 et 15).

Cette formule montre bien qu'en agissant sur Q on modifie la tension du réseau...

- On peut maintenant donner la puissance de dimensionnement du transformateur:

$$S = 2 \cdot (83482 \cdot 2339 \cdot \sqrt{3}) = 676,42 \text{ MVA}$$
 , bien noter que cette puissance est définie en partant de la tension à vide et du courant fondamental en charge... Il est bien évident que le contenu harmonique des courants de phase (I5, I7, I11, I13 ...) doit être défini, il fait partie de spécification du transformateur..

Le même calcul doit être repris pour le redresseur coté 50 Hz en considérant un angle de commande aussi faible que possible (le contrôle PLL permet de descendre à 2°), dans le souci de minimiser la consommation de puissance réactive, un angle α de 8 à 10° peut être pris en compte pour conduire le dimensionnement. A ce niveau nous avons effectué un transfert de puissance, du réseau 50 Hz vers le réseau 60 Hz... Il est bien évident qu'un transfert du réseau 60 Hz vers le réseau 50 Hz est également

envisageable. Les calculs doivent donc être faits quatre fois.

Pour une transmission sur plusieurs centaines de kilomètres, donc sans échange d'information entre redresseur et onduleur, c'est le convertisseur onduleur qui fixe la tension continue de transmission (U et γ), le redresseur règle le courant avec l'objectif de minimiser l'absorption de puissance réactive. Ce dernier objectif ne peut être atteint qu'en réglant les tensions secondaires du transformateur au moyen d'un régleur en charge au primaire.

Pour une connexion entre réseaux, onduleur et redresseur sont proches, des informations peuvent donc être échangées entre les contrôles de ces deux équipements. Malgré cela, le souci de minimiser la puissance réactive ($2^\circ < \alpha < 12^\circ$ et $\gamma = \gamma_{\text{min}}$) conduit également à avoir un régleur au primaire de chaque transformateur. La plage de réglage est imposée d'une part, par la variation des tensions réseaux et d'autre part, par l'absorption de puissance réactive imposée par le cahier de charges.

D'autres raisons militent pour un contrôle strict des angles de commande des convertisseurs. Il s'agit des pertes dans les snubbers (RC aux bornes des thyristors)...

Références

- [1] Understanding FACTS – NARAIN G.HIGORANI, LASZLO GYUGYI – IEEE PRESS
- [2] Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques – MICHEL CRAPPE – LAVOISIER
- [3] Commande et régulation des réseaux électriques – MICHEL CRAPPE – LAVOISIER.
- [4] Cours Supélec FACTS et Réseaux – JACQUES COURAULT.
- [5] Dynamic Damping with power electronics : Industrial cases – GUILLAUME DE PREVILLE – EPE 2005
- [6] Pour un réseau électrique plus performant: le projet FACTS – ALAIN LE DU – RGE 6/92 Juin 1992
- [7] Câbles de transport d'énergie- Technologies Caractéristiques – MICHEL PAYS – TECHNIQUES DE L'INGENIEUR D4520.
- [8] Câbles de transport d'énergie- Applications – MICHEL PAYS – TECHNIQUES DE L'INGENIEUR D4521.

La suite de cet article paraîtra dans le prochain numéro de la Revue 3EI.

Un déséquilibre du réseau : le taux de composante inverse

Michel MEUNIER

Département Énergie

SUPÉLEC

3 rue Joliot Curie, 91192 GIF sur YVETTE cedex

michel.meunier@supelec.fr

Résumé : *Le réseau de distribution d'énergie est censé être un réseau triphasé équilibré. Mais, bien sûr, il ne l'est pas parfaitement. De façon très schématique, mais bien exacte, plus un réseau est puissant plus il a de bonnes chances d'être bien équilibré. Plus le réseau est faible, plus il est sensible à toutes les perturbations et plus il est possible d'observer un déséquilibre. Parmi les déséquilibres observés, la composante inverse des tensions est une perturbation grave car elle peut entraîner des dommages importants.*

L'objectif de ce texte est de décrire les notions simples qui permettent de comprendre le problème, de décrire comment et pourquoi la tension inverse produit des pertes dans les machines tournantes et, enfin, quelles sont les particularités qu'on peut utiliser pour caractériser et mesurer ce déséquilibre.

1. Introduction

La composante inverse de la tension d'un réseau d'énergie correspond à des pertes importantes au rotor des machines tournantes directement connectées au réseau. À ce titre, les machines doivent être construites pour supporter une tension inverse minimale. De même le réseau ne doit pas avoir un taux de déséquilibre trop important pour ne pas provoquer une hyperthermie des machines tournantes.

Des charges déséquilibrées comme un prélèvement monophasé, soit entre neutre et phase, mais surtout entre phases provoquent un déséquilibre du réseau et font apparaître une composante inverse du système de tension. Si le réseau est très puissant, il supporte quelques charges monophasées sans se déséquilibrer de façon significative ; cela est le cas par exemple sur le réseau continental où, souvent, il n'est pas très difficile de respecter les normes de déséquilibre. C'est plus difficile sur un réseau d'île, sur un navire, ou pour un avion ; le réseau y est moins puissant, une charge peut avoir une puissance non négligeable par rapport à la puissance totale du réseau.

2. Les définitions

Les composantes directe, inverse et homopolaire sont données par la transformation de Fortescue. Les formules sont rappelées ci-dessous :

$$\begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_0 \\ V_d \\ V_i \end{pmatrix} \quad \begin{pmatrix} V_0 \\ V_d \\ V_i \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix}$$

Dans ces formules, a est une racine cubique de l'unité. Par ailleurs, dans tout le texte, les nombres complexes sont utilisés sans aucun signe distinctif ; toutes les grandeurs utilisées sont des nombres complexes.

Il y a beaucoup d'ouvrages, et de cours, où ces formules sont expliquées. Il n'est pas dans mon propos de les réexpliquer ici. Si vous avez déjà utilisé, voire enseigné, ces formules, vous n'aurez aucun mal à suivre la suite de ce texte. Si cela vous gêne de ne rien savoir de ces formules et des méthodes associées, je vous conseille de chercher dans la littérature, ou, plus rapidement, de taper "Fortescue" dans un moteur de recherche ; vous trouverez des textes écrits par de très éminents et très pédagogues collègues ; vous pouvez aussi m'envoyer un Email et je vous adresserai par la même voie un texte simple et synthétique sur le sujet.

Ces formules, très usuelles dans le microcosme de ceux qui s'occupent de la qualité de l'énergie et des courants de court-circuit, sont contestées par certains enseignants ; en effet, ces formules ne sont pas "normalisées". Il faudrait diviser la première relation par $\sqrt{3}$, la seconde étant multipliée par la même grandeur. Personnellement, j'utilise ces formules-là parce que ce sont, très largement, les plus usitées.

Ces formules définissent les composantes directe, inverse et homopolaire d'un système de trois vecteurs. En électricité – je ne connais pas d'application de ces formules dans d'autres domaines – les vecteurs sont soit des tensions, soit des courants.

Le taux d'inverse est le rapport entre la composante inverse et la composante directe. Dans un réseau d'énergie (qui est une source de tension) c'est le taux



d'inverse des tensions que l'on calcule. Pour connaître les dégâts sur un moteur, il convient de connaître également le taux d'inverse des courants dans le moteur pour avoir accès à la puissance inverse.

Dans un réseau, il est très facile de passer d'un système direct à un système inverse : il suffit de croiser deux phases. Il y a bien peu de différence entre un réseau direct et un réseau inverse, d'autant plus qu'il n'est pas très simple de connaître cette information par une mesure. Si donc on est amené à croiser deux phases pour obtenir que les moteurs tournent dans le bon sens, alors on ne change pas de vocabulaire et on continue à appeler "taux d'inverse" ce qui est en fait un taux de direct. Les usages veulent qu'on appelle directe la composante majoritaire.

3. Les étudiants et ces définitions

Si nos étudiants savent, sans effort apparent, apprendre les formules (surtout le jour de l'examen !), ils sont rebutés par la signification physique que cela peut avoir. Nous ne saurons jamais si c'est une difficulté des étudiants à comprendre ou une difficulté des enseignants à expliquer.

Pour la composante homopolaire

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3)$$

c'est la formule d'un barycentre. Cela correspond assez aisément à quelque chose dans l'esprit de nos élèves, et cette idée de barycentre, de centre de gravité, se retrouve souvent, dans leurs travaux, dans des raisonnements corrects

Pour les composantes directe et inverse

$$V_d = \frac{1}{3}(V_1 + aV_2 + a^2V_3)$$

$$V_i = \frac{1}{3}(V_1 + a^2V_2 + aV_3)$$

cela reste résolument ésotérique.

Il me faut bien admettre qu'après bientôt 30 ans d'expérience dans le calcul des courants de défaut et dans la qualité de l'énergie électrique, je ne vois toujours pas, de façon évidente (et, surtout, évidente à expliquer), la signification physique de V_d et V_i .

Voici ce que, moi, je fais dans mes explications. Cela n'engage que moi et, si "vous le sentez" autrement, je vous en prie, faites autrement.

4. Tensions entre phases et composantes directe et inverse

Soient trois tensions quelconques. Elles sont définies par rapport à une référence de potentiel. La composante

homopolaire est la tension correspondant au centre de gravité du triangle ABC de la figure 1.

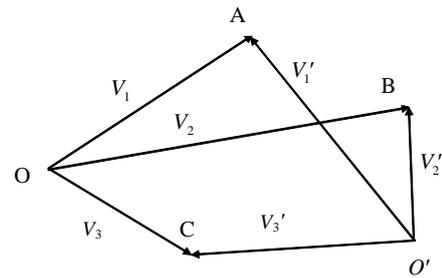


Figure 1 : Signification physique des composantes directe et inverse.

Si on choisit une autre référence de potentiel O' . Les points A, B, C correspondent aux tensions V'_1 , V'_2 et V'_3 . V_1 , V_2 et V_3 n'ont de commun avec V'_1 , V'_2 et V'_3 que le fait que les extrémités des vecteurs sont toujours A, B et C.

Comparons les composantes directes des deux groupes de vecteurs.

$$V_d = \frac{1}{3}(V_1 + aV_2 + a^2V_3)$$

On a :

$$V_1 = OO' + V'_1$$

$$V_2 = OO' + V'_2$$

$$V_3 = OO' + V'_3$$

Ce qui donne :

$$V_d = \frac{1}{3}OO'(1 + a + a^2) + \frac{1}{3}(V'_1 + aV'_2 + a^2V'_3)$$

Soit

$$V_d = V'_d$$

On peut faire la même démonstration avec la composante inverse. Cela conduit évidemment à $V_i = V'_i$.

Ainsi deux ensembles de trois vecteurs ont les mêmes composantes directe et inverse si les triangles formés par les extrémités des tensions sont identiques. Or ce triangle a une signification bien précise. Il est constitué par les tensions entre chacun des conducteurs.

On voit que si les tensions entre phases sont définies, ou, dit autrement, si le triangle des tensions est défini, alors les composantes directe et inverse sont définies.

Les étudiants admettent très bien cette démonstration. En fait ils la comprennent bien. Mais cela ne leur donne rien. Le commentaire usuel est "so what ?".

Le fait de dire que les tensions entre phases déterminent les composantes directe et inverse reste désespérément ésotérique. Il faut expliquer avec patience que, si le potentiel du neutre se déplace, mais que le triangle des tensions est inchangé, alors, les composantes directe et inverse sont inchangées. La partie est gagnée si des questions sont formulées. Comme souvent, le début de la compréhension, par les élèves, s'exprime en contredisant la démonstration, ou, plus exactement, en exprimant que là où ils ressentent une incompréhension, c'est peut être que la théorie n'est pas exacte.

Par exemple, si des élèves posent la question suivante : "Si un moteur est connecté en triangle, vous n'avez pas calculé les composantes symétriques des tensions que voit ce moteur", alors, je me mets à penser que la compréhension est en marche.

À cette question, en particulier, il y a deux réponses :

- a) Le théorème de Kennelly dit que ce moteur est dans la même situation qu'alimenté par des tensions de l'étoile équivalente.
- b) En définissant les tensions entre phases par :

$$U_1 = V_3 - V_2$$

$$U_2 = V_1 - V_3$$

$$U_3 = V_2 - V_1$$

On démontre aisément que :

$$U_d = j\sqrt{3} V_d$$

Et :

$$U_i = j\sqrt{3} V_i$$

Ce qui montre que le taux d'inverse est bien le même.

Pour faire cette démonstration, il suffit de remarquer que :

$$a - a^2 = j\sqrt{3}$$

$$1 - a = ja^2\sqrt{3}$$

$$a^2 - 1 = ja\sqrt{3}$$

L'importance du triangle des tensions étant inculquée aux élèves, la question qui se pose est : "Comment a-t-on un tel déséquilibre ?"

5. Les réseaux sensibles au déséquilibre

Ce n'est pas facile, là non plus, à expliquer. En effet une simple représentation de Thévenin, dans un schéma monophasé équivalent ne suffit pas bien. Si cela donne une idée intuitive tout à fait bonne et compréhensible par les élèves, cela ne suffit pas du tout quantitativement. Il faut mettre en œuvre une méthode des composantes symétriques et considérer les schémas direct et inverse.

Je ne crois pas que beaucoup d'enseignants, compte tenu du temps consacré à ces sujets aillent jusque là.

Ce qu'il est important que les élèves retiennent est que, plus la puissance de court circuit est faible, plus le réseau est susceptible de se déséquilibrer.

Les charges qui déséquilibrent le réseau sont elles-mêmes déséquilibrées. En pratique, ce sont les multiples charges monophasées qui sont mises en place un peu partout dans un réseau. Ce sont donc les réseaux Basse Tension qui sont en première ligne. Les réseaux Haute Tension bénéficient du très grand nombre de charges monophasées branchées sur les réseaux Basse Tension. Statistiquement, tout s'équilibre. Il y a cependant une charge monophasée de forte puissance connectée en HTB. Ce sont les trains. En effet, aussitôt sortis des agglomérations, les lignes électrifiées sont alimentées à 50 Hz, sous 25 kV ; et les caténaires sont monophasées. À l'époque où nous avons construit les premières lignes de TGV, certains ingénieurs d'EDF sont passés maîtres dans l'art de calculer le taux d'inverse. Même si elles étaient numériquement argumentées, leurs réponses n'avaient aucune originalité : plus la puissance de court circuit est grande et plus le déséquilibre est faible. Pratiquement, il a été nécessaire d'alimenter les voies à forte puissance à partir du réseau Très Haute Tension.



Figure 2 : les réseaux très haute tension sont très puissants et ont donc une composante inverse très faible

Les réseaux îlotés sont très sensibles. En effet des raisons évidentes de poids et d'encombrement font que, sur un navire par exemple, la puissance totale du générateur n'excède pas la puissance totale installée. Sur un avion, les considérations de poids sont encore plus drastiques. Les alternateurs ont une impédance inverse assez forte (ordre de grandeur 30%) et, ainsi, le taux d'inverse est souvent un problème crucial sur ces réseaux embarqués.



6. Les effets du taux d'inverse

Le taux d'inverse n'a aucun effet sur les charges monophasées. C'est tout à fait évident pour les enseignants spécialisés dans ce genre d'enseignement, cela l'est beaucoup moins pour les élèves. J'ai pris l'habitude de le dire soigneusement à mes élèves, alors que, dans les premières années de mon travail d'enseignement, je considérais cela comme une perle dont je faisais profiter mes collègues (avec d'ailleurs un succès lamentable).

Le taux d'inverse est aussi sans aucune importance pour une charge sans machine tournante.

Ce qui est important, ce sont les machines tournantes directement connectées au réseau. Dans ces machines en effet, on utilise les fameux champs tournants qui sont un mauvais souvenir dans l'esprit des élèves ; il s'avère que les élèves ont des dispositions remarquables pour oublier les mauvais souvenirs.

Deux types de machines sont concernés : les machines synchrones et les machines asynchrones.

Les machines synchrones tournent dans le sens de la composante majoritaire que nous appelons donc directe. Le rotor de la machine est exactement à la même vitesse que le champ tournant. Il s'ensuit qu'il n'y a pas de tension induite au rotor de la machine par le champ tournant. Si le réseau a une composante inverse de tension, alors, il existe un champ tournant inverse, à une vitesse exactement égale à celle du champ direct, mais dans l'autre sens. La vitesse de rotation du rotor par rapport à cette composante du champ est donc deux fois la vitesse de synchronisme. Les tensions induites au rotor sont à 100 Hz. Ces tensions induites, et surtout les courants associés, sont à l'origine de pertes importantes au rotor.



Figure 3 : Les moteurs asynchrones sont les premières victimes d'un taux d'inverse excessif

Pour les machines asynchrones, lorsqu'elles tournent en régime établi, elles tournent dans le sens direct (ou, tout au moins dans le sens de la composante majoritaire) et elles ont un glissement de quelques pourcents par rapport à la vitesse de synchronisme. Si la tension a une composante inverse, un champ inverse tourne, dans le sens inverse de celui de rotation de la machine. Cela

signifie qu'on est presque dans la même situation que pour la machine synchrone, les courants induits au rotor sont à une fréquence voisine de 100 Hz, à quelques pourcents près. Ces courants sont à l'origine de pertes rotoriques. Ces pertes sont très pénalisantes pour les moteurs asynchrones parce que ces moteurs ne peuvent pas fonctionner sans pertes rotoriques, même avec un champ tournant parfait ; les pertes rotoriques sont un élément souvent dimensionnant des moteurs asynchrones et les augmenter a rapidement une influence catastrophique sur la température du moteur. Si au lieu d'une valeur conventionnelle du taux inverse voisine de 2%, on était à 0,2%, cela aurait une influence visible sur la taille des moteurs asynchrones usuels. Malheureusement, avec un taux d'inverse contractuel de 0,2 %, on bouleverserait l'équilibre technico-économique des réseaux d'énergie ; on gagnerait une bonne dizaine de pourcents sur le prix des moteurs asynchrones et on perdrait 40 ou 50 % sur le prix de l'énergie électrique. Ces pourcentages sont donnés sans aucune garantie...

La modélisation de la machine dans un schéma monophasé équivalent en régime établi, comme cela est fait dans de nombreux cours sur cette machine est intéressante pédagogiquement. Les élèves y voient une application directe de ce qu'ils ont appris. Mais numériquement, cela ne va pas bien ; les machines connectées directement sur le réseau sont, la plupart du temps, à double cage ou à encoches profondes et la représentation dans un schéma équivalent n'est pas, alors, très pratique. On peut donc aisément utiliser le schéma d'une machine simple pour expliquer les phénomènes ; les élèves y voient bien la valeur du glissement pour le terme inverse ; mais dans une application numérique, on est loin des résultats obtenus expérimentalement.

7. La mesure du taux d'inverse

7.1. Situation usuelle

Évidemment, on va s'intéresser aux tensions entre phases, puisqu'elles déterminent les composantes directe et inverse. De plus, quand le neutre n'est pas distribué, on n'a rien d'autre !

La mesure de l'amplitude d'une tension, avec un voltmètre est une chose aisée. La mesure de la phase d'une tension est très compliquée et on essaie donc de s'en passer. La valeur de trois tensions entre phases détermine presque complètement le triangle des tensions ; je dis "presque" parce que la longueur des trois cotés d'un triangle ne détermine pas la forme d'un, mais de deux triangles symétriques. Il n'est pas possible, en ayant seulement la mesure des amplitudes de tension, de

faire la différence entre un système direct et un système inverse.

Cela sera sans aucun problème pratiquement puisque ce qui est intéressant n'est pas le taux d'inverse, mais l'importance de la composante minoritaire. Finalement, on recherche le taux d'inverse quand le système est majoritairement direct et le taux de direct quand le système est majoritairement inverse.

Les normes, comme c'est très souvent le cas, utilisent des concepts et des mises en œuvre très simples. On sait que, si les trois tensions entre phases sont parfaitement exactes, le triangle est bien équilatéral et le taux d'inverse est nul. Une bonne façon de caractériser le taux d'inverse est d'observer l'écart maximal entre deux tensions rapporté à la moyenne des trois tensions. Si le rapport est nul, il n'y a pas d'inverse. Si le rapport n'est pas nul, il y a une composante inverse et celle-ci est d'autant plus grande que notre rapport est élevé. Mais la relation entre ce rapport et le taux d'inverse effectif, n'est pas aisée à obtenir ; si les trois tensions ont des valeurs différentes, l'information contenue dans le rapport $\Delta U_{\max}/\langle U \rangle$ (l'écart maximal entre les tensions sur la valeur moyenne des tensions) n'est pas suffisante pour connaître le taux d'inverse.

Un conseil tout de même. Les tensions mesurées sont très voisines puisque, dans une situation normale, le taux d'inverse est inférieur à 2%. Il est donc prudent de mesurer les trois tensions avec le même voltmètre. Ce qui compte, ce sont les valeurs relatives des tensions et non leur valeur absolue. En utilisant trois fois le même voltmètre la précision de la mesure du taux d'inverse ne dépend pas de la précision du voltmètre mais de sa fidélité qui est très supérieure à la précision.

7.2. Le luxe des moyens de calcul

On est très souvent dans une situation où un PC est disponible. Luxe suprême, ce PC possède un logiciel de calcul de type "MATLAB".

Le programme ci-dessous montre un exemple de calcul du taux d'inverse à partir des tensions composées. Bien sur, je sais que les programmes sont très ardues à lire, il faut "rentrez dedans". Si vous ne vous mettez pas en projet de le faire, sachez simplement que ce programme donne le taux d'inverse quand on rentre les modules des tensions entre phases.

La lecture de ce programme n'est intéressante que si vous décidez de prendre le plaisir (mais oui, cela peut en être un !) de faire ce programme ou un programme équivalent.

Ce programme a été écrit sous MATLAB.

7.2.1. Préambule

Il faut saisir les modules des tensions entre phases. Si ces valeurs ne peuvent pas constituer un triangle (chaque valeur doit être comprise entre la somme et la différence des deux autres) alors il n'y a pas de solution.

Les instructions sont :

```
V1=input('V1=');  
V2=input('V2=');  
V3=input('V3=');
```

7.2.2 Racine cubique de 1

MATLAB ne connaît pas les valeurs des racines cubiques de l'unité, il faut donc les lui indiquer.

```
a=-1/2+i*sqrt(3)/2;
```

7.2.3. Traitement des entrées

J'ai appelé "cotes", (l'étymologie de ce mot est "côtés", mais MATLAB déteste les accents) un vecteur composé de trois valeurs, les valeurs des modules des tensions entre phases.

```
cotes=[V1 V2 V3];
```

Ensuite, je range les trois valeurs par ordre croissant. Il existe pour cela une instruction dans MATLAB.

```
X=sort(cotes);
```

Le vecteur rangé s'appelle "X"

7.2.4. Traitement du triangle des tensions

Un triangle possède forcément un angle aigu. Cela simplifie beaucoup l'utilisation des sinus ou cosinus de savoir que l'angle sur lequel on travaille est compris entre zéro et quatre vingt dix degrés.

Le rangement par ordre croissant des valeurs des tensions permet de repérer un angle forcément aigu dans le triangle des tensions, c'est l'angle situé entre les deux cotés les plus longs du triangle.

Je calcule cet angle :

```
alpha=acos((X(3)^2+X(2)^2-X(1)^2)/  
(2*X(2)*X(3)));
```



7.2.5. Utilisation de la particularité du taux d'inverse

On peut, comme cela a été expliqué plus haut, choisir l'origine où l'on veut. Je prends comme origine un sommet du triangle ; ainsi une des tensions est nulle, ce qui simplifie le calcul.

Les deux autres tensions sont maintenant, avec ce choix de l'origine, deux côtés du triangle jouxtant un angle aigu.

Je prends comme référence de phase une de ces deux tensions ; ainsi une d'entre elles est réelle. La valeur complexe de l'autre est aisément calculée puisque son argument est l'angle précédemment obtenu.

$$X_{2\text{compl}} = X(2) * \cos(\alpha) + i * X(2) * \sin(\alpha) ;$$

7.2.6. Calcul des composantes directe et inverse

J'applique directement les formules de Fortescue. Les trois tensions considérées sont :

Zéro (issu du choix de l'origine en un sommet du triangle).

X(2), la deuxième valeur du vecteur X ; elle a la valeur complexe calculée précédemment.

X(3), la troisième valeur du vecteur X ; elle est considérée comme réelle.

$$v_i = (a * X(3) + a^2 * X_{2\text{compl}}) / 3 ;$$

$$v_d = (a^2 * X(3) + a * X_{2\text{compl}}) / 3 ;$$

7.2.7. Calcul du taux d'inverse

$$\tau = \text{abs}(v_i) / \text{abs}(v_d) * 100$$

C'est le rapport des modules des composantes directe et inverse. Il est ici multiplié par 100 pour avoir un résultat en pourcent.

7.2.8. Critique de ce programme

Rédigé sans commentaire, ce programme est très court. Quelle que soit la puissance de l'ordinateur que vous utilisez, la réponse est immédiate. Faire faire un tel programme par les élèves va leur prendre beaucoup de temps et je ne conseille pas de proposer systématiquement cet exercice aux élèves. Mais il y a toujours des étudiants ayant une addiction aux ordinateurs et à la programmation ; ceux-là prendront plaisir à le faire et, alors, comprendront tous les mécanismes et les arcanes du taux d'inverse.

Enfin, d'utilisation très simple, ce programme permet d'avoir immédiatement, dans un cas réel le véritable taux d'inverse.

8. Conclusion

Il n'y a rien, dans ce texte, qui présente une difficulté théorique. Mais on ne peut parler aux étudiants de taux d'inverse que s'ils ont déjà entendu parler de la transformation de Fortescue. L'enseignement de ces notions et de l'importance pratique qu'elles ont, ne se conçoit que pour des étudiants ayant une formation spécialisée sur les réseaux d'énergie.

Je n'ai pas cherché à écrire ici de nombreuses équations, mais à expliquer qualitativement les divers phénomènes. Comment utiliser ce texte ?

On peut le lire tout simplement, car je pense que pour beaucoup de lecteurs potentiels qui ne sont pas spécialisés dans les réseaux d'énergie, la problématique du taux d'inverse n'est pas connue.

Ce texte n'est pas suffisant pour faire un cours. Cependant le plan est ébauché, il convient de le compléter par quelques aspects quantitatifs et un ou deux exercices et la préparation de votre cours en sera bien avancée.

Motorisation d'un véhicule hybride

Hervé DISCOURS

Lycée Jules Ferry

29 rue du Maréchal Joffre, 78000 VERSAILLES

Résumé : Cet article présente le fonctionnement de la motorisation d'un véhicule hybride parallèle-série (à dérivation de puissance), sous la forme d'un problème corrigé. Utilisée avec des étudiants de 2^o cycle, cette étude montre l'aspect pluri technologique qui caractérisera les motorisations des véhicules de demain.

Après une étude détaillée des principaux constituants, la stratégie de commande et le fonctionnement global sont abordés au travers des situations classiques de fonctionnement du véhicule.

1. Introduction

Inspirée du modèle Prius THS de Toyota, cette étude en reprend la structure du GMP (Groupe Moto Propulseur) et les principales données numériques. Du fait de la complexité du système, certaines hypothèses simplificatrices ont du être prises et se traduisent par de minimes modifications dans les grandeurs. L'étude reste cependant fidèle au principe de fonctionnement original.

Les objectifs pédagogiques du problème sont multiples :

- Etudier les réversibilités électromécaniques de plusieurs machines fonctionnant en association.
- Etudier les transferts d'énergie lors de différentes situations de fonctionnement du véhicule.
- Montrer l'influence de la stratégie de commande sur la consommation de carburant.

Abréviations utilisées pour tout le problème :

- ICE pour le moteur essence (Internal Combustion Engine)
- MG pour les machines électriques (Moteur Générateur)
- CVS pour les convertisseurs électroniques associés aux machines électriques
- PSD pour le répartiteur mécanique de puissance (Power Split Device)

2. Présentation générale du véhicule

La voiture étudiée est un véhicule hybride parallèle-série, aussi appelé hybride parallèle à dérivation de puissance. La figure 1 donne une vue générale du groupe moto propulseur et de la transmission du véhicule

- Masse totale de la voiture : 1300 kg
- Force de résistance à l'avancement de la voiture sur le plat :

$$F_{RES} = 188 + 0,32 \cdot v + 0,456 \cdot v^2$$

Avec F_{RES} en N et v en m/s (vitesse du véhicule)

- Les rendements de la transmission, des machines électriques et des convertisseurs électroniques seront considérés de 100 %.

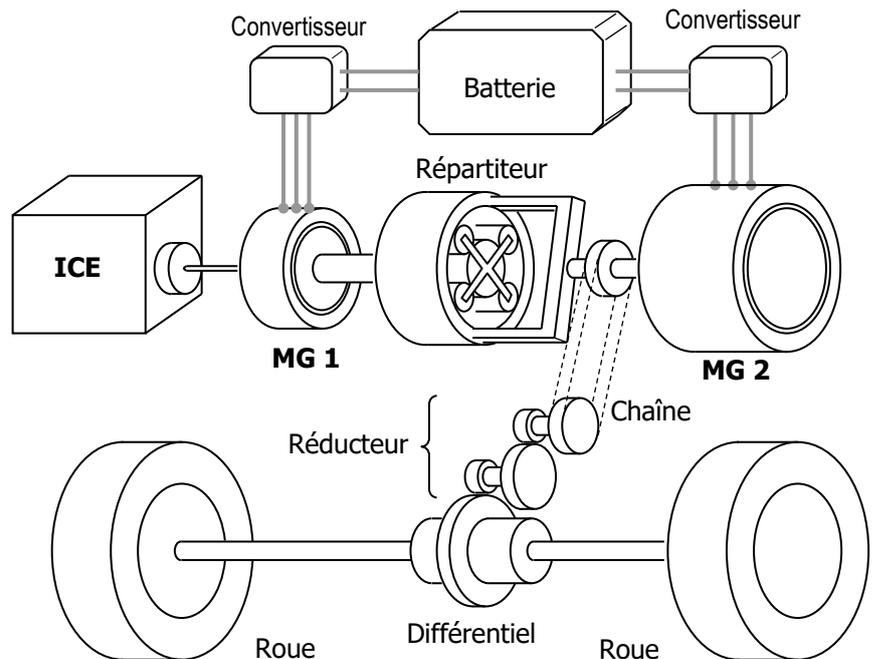


Figure 1 : Vue générale du GMP et de la transmission



3. Le moteur essence (ICE)

La courbe donnée figure 2 montre les limites de fonctionnement du moteur essence dans le plan couple/vitesse. Elle précise également la consommation spécifique du moteur (en g/kWh) suivant les points de fonctionnement.

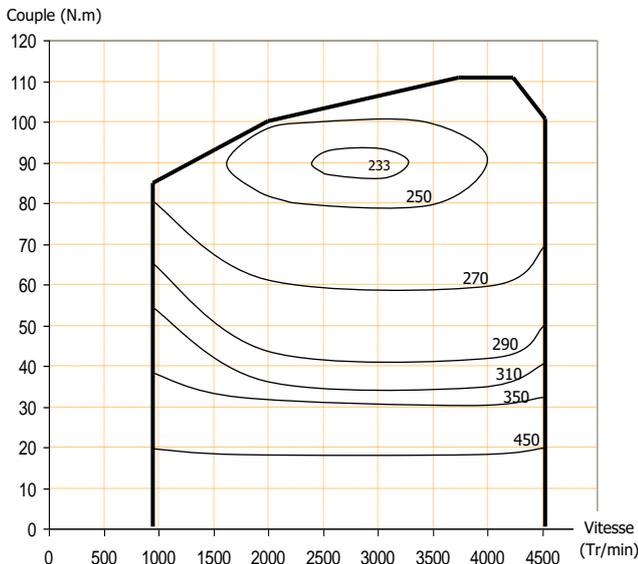


Figure 2 : Couple et consommation du moteur essence

Le moteur étudié est un moteur essence (supercarburant) à 4 cylindres et 16 soupapes. Sa cylindrée est de 1497 cm³ (≈ 1,5 L).

Données : PCI du supercarburant : 12,272 Wh/g
Densité du supercarburant : 0,72

3.1. A partir de la courbe précédente, déterminer la puissance maximale du moteur. Donner le résultat en kW et en ch (HP).

La puissance maximale est obtenue lorsque le produit C.Ω (donc C.N) est maximum. Elle se traduit dans le plan couple/vitesse par une hyperbole.

Point 111 N.m/4250 rpm → P = 49,4 kW (≈ 67 HP)

Point 100 N.m/4500 rpm → P = 47,1 kW (≈ 64 HP)

Donnée constructeur : 52 kW (≈ 70 HP)

Ce résultat qui est « exceptionnellement » faible pour une voiture de ce gabarit (1300 kg).

3.2. Calculer la valeur du rendement maximum de ce moteur. Ce rendement est obtenu pour quelle proportion (environ) de la puissance maximale ?

La consommation spécifique d'un moteur :

$$be = B / P_{eff} \quad (\text{généralement en g/kW.h})$$

Avec B la masse de carburant consommé en g/h et P_{eff} la puissance effective, c'est-à-dire la puissance utile fournie par le moteur quand celui-ci est équipé des

organes auxiliaires nécessaires à son fonctionnement (dispositif d'allumage, pompe d'injection...).

Rendement effectif d'un moteur : rapport entre le travail mécanique effectif (disponible à l'embrayage) et l'équivalent énergétique du carburant amené.

$$\eta_e = W_u / W_a = 1 / (PCI \times be)$$

$$\eta_e = 1 / (12,272 \cdot 10^{-3} \times 1/be) = 81,486 / be$$

$$\text{Donc } \eta_{max} = 81,486 / 233 \approx 34,97 \%$$

Autre méthode : 233 g de carburant permettent de développer 1 kWh. Or ces 233 g ont une équivalence de 233 × 12,272 = 2,859 kWh

$$\text{Donc } \eta_{max} = 1 / 2,859 \approx 34,97 \%$$

Ce résultat est plutôt bon pour un moteur essence. Classiquement 30 % et moins, soit 250 g/kWh, voire mieux pour un diesel : de l'ordre de 220 g/kWh

Le rendement maximum est obtenu autour du point 90 N.m / 3000 rpm, soit ≈ 28 kW. Donc légèrement plus de la moitié de P_{max} ce qui est classique pour un moteur thermique.

3.3. Sur un véhicule hybride, la possibilité d'utiliser un moteur essence de puissance réduite est appelée le downsizing.

- Quel avantage tire-t-on du downsizing ?
- En cas de besoin, comment est réalisé l'apport supplémentaire de puissance ?

Avec un moteur dimensionné pour de fortes accélérations et des pentes raides, une voiture conventionnelle fait fonctionner la plupart du temps ce moteur avec un mauvais rendement. En effet, les demandes de puissance lors de la conduite normale, sont très inférieures à la puissance maximale.

En utilisant un moteur moins puissant, on peut le faire fonctionner plus près du régime de rendement maximum. La motorisation complémentaire (ici électrique) vient apporter le complément de puissance en cas de forte demande.

En plus du downsizing, une motorisation hybride parallèle-série peut permettre une optimisation du fonctionnement du moteur essence. L'étude suivante va mettre en évidence le procédé utilisé.

Pour cette étude on considère tout d'abord la voiture propulsée uniquement au moyen du moteur essence (seul élément dont le rendement n'a pas été considéré de 100 %).

1° Cas : la voiture se déplace à 100 km/h

3.4. Calculer la puissance que doit fournir le moteur. Reporter ce résultat sur la caractéristique du moteur.

$P = F_{RES} \times v$ Avec $v = V_v / 3,6$
 $P = [188/3,6] \cdot V_v + [0,32/3,6^2] \cdot V_v^2 + [0,456/3,6^3] \cdot V_v^3$
 Donc pour $V_v = 100 \text{ km/h} \rightarrow P = 15\,243 \text{ W}$

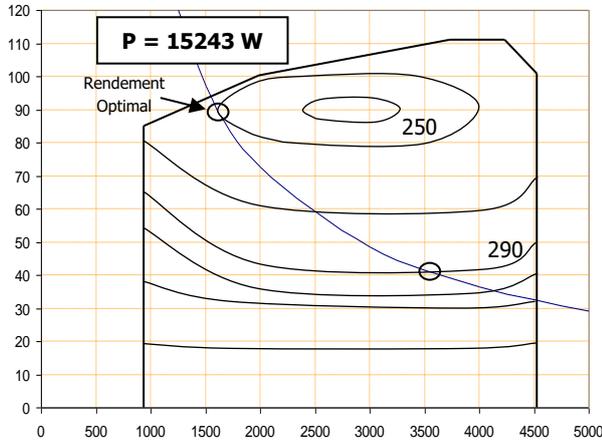


Figure 3 : Couple(régime) pour une avance à 100 km/h

3.5. Pour une vitesse de rotation du moteur de 3500 Tr/min, calculer la consommation (en litres) du véhicule aux 100 km.

Pour rouler 100 km, il faut 1 H de fonctionnement. Donc l'énergie à fournir est de 15,243 kWh.

Si le régime du moteur est de 3500 Tr/min, la consommation $be \approx 290 \text{ g/kWh}$. La voiture consomme donc $0,29 \times 15,243 / 0,72 \approx 6,14 \text{ L}$ aux 100 km.

Ce résultat est déjà correct (même ordre de grandeur, voire inférieur à celui d'une voiture conventionnelle du même gabarit). La figure 3 montre cependant que le rendement n'est pas optimal.

3.6. Sur une voiture conventionnelle, quel organe permet de choisir la vitesse de rotation du moteur, pour une vitesse donnée du véhicule ?

Sur une voiture conventionnelle, le rapport de la boîte de vitesses permet de choisir le régime du moteur, pour une vitesse donnée de la voiture (Rapports discrets, donc réglage entre valeurs prédéfinies, ajustement précis impossible).

3.7. Déterminer la vitesse de rotation du moteur pour obtenir le meilleur rendement du moteur. Calculer dans ce cas la consommation du véhicule.

En choisissant un régime légèrement supérieur à 1500 rpm, la courbe devient tangente à courbe d'iso-consommation de 250 g/kWh. Soit $\approx 5,3 \text{ L/100 km}$ (résultat très satisfaisant...).

2° Cas : la voiture se déplace à 40 km/h

3.8. Calculer la puissance à fournir par le moteur.

Pour $V_v = 40 \text{ km/h} \rightarrow P = 2\,754 \text{ W}$

3.9. Calculer la consommation du véhicule, si l'on fait tourner le moteur à 1500 Tr/min.

Régime 1500 rpm : $be = 450 \text{ g/kWh}$ (figure 4)
 Donc une consommation de 4,3 L/100 km.

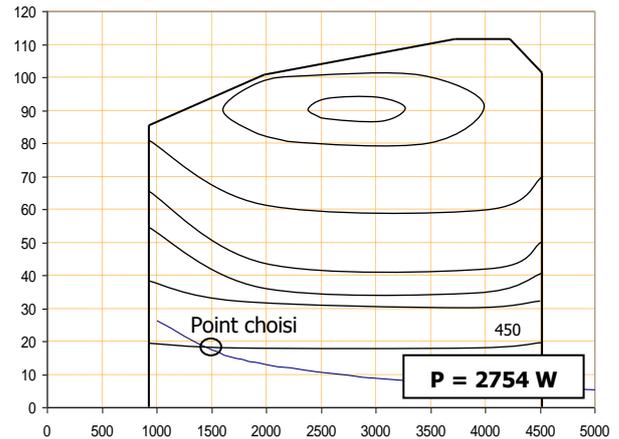


Figure 4 : Couple(régime) pour une avance à 40 km/h

3.10. Calculer la consommation de la voiture si l'on pouvait faire fonctionner le moteur avec une consommation spécifique de 250 g/kWh.

Avec $be = 250 \text{ g/kWh}$, soit 45/25 fois moins, la consommation serait de 2,39 L/100 km.

3° Cas : Vers le fonctionnement hybride...

Le moteur essence fonctionne 2,7 minutes en fournissant 15 243 W

- Seul 2 754 W sont utilisés pour la propulsion de la voiture (vitesse de 40 km/h).

- Le reste (12 489 W) est transformé en électricité et stocké dans la batterie.

3.11. Calculer la quantité d'essence consommée, au régime optimal du moteur.

Energie fournie par ICE : $15\,243 \times 2,7/60 = 685,935 \text{ Wh}$. Avec $be = 250 \text{ g/kWh}$ (rendement optimal du moteur à cette puissance), la consommation est de 0,238 litre (durant 2,7 minutes).

3.12. Calculer la distance parcourue par la voiture lors du fonctionnement du moteur.

$D1 = V_v \times T1 = 40 \times 2,7/60 = 1,8 \text{ km}$



3.13. Calculer la quantité d'énergie stockée dans la batterie (on considèrera tout d'abord un rendement énergétique de la batterie de 100%).

$$\text{Energie stockée : } W_{st} = 12\,489 \times 2,7/60 = 562 \text{ Wh}$$

Le moteur essence est maintenant arrêté et l'énergie stockée dans la batterie est réutilisée pour la propulsion de la voiture (motorisation électrique).

3.14. Calculer la distance que la voiture peut parcourir à une vitesse de 40 km/h.

$$T_2 = 562 / 2754 = 0,204 \text{ H (soit } \approx 12 \text{ min)}$$

A 40 km/h la voiture peut parcourir : $D_2 = V_v \times T_2$, soit une distance de 8,163 km.

3.15. Calculer la distance totale parcourue par la voiture (phases essence + électrique).

$$\text{Distance totale parcourue : } D = D_1 + D_2 \approx 10 \text{ km}$$

3.16. En déduire la consommation aux 100 km en utilisant cette stratégie.

Avec ce procédé (ICE pendant 2,7 min et MG pendant 12 min) on peut faire 10 km en utilisant 0,238L de carburant. En répétant 10 fois l'opération, on consomme 2,38 L/100 km !!

3.17. Résumer la stratégie utilisée pour réduire la consommation de la voiture.

La charge supplémentaire du ICE le fait fonctionner avec un meilleur rendement. Cette charge ne se transforme pas en « rien d'utile », mais en électricité que l'on peut réutiliser par la suite. Le ICE n'est mis en service que s'il peut fonctionner avec une efficacité optimale.

Remarques :

- Les rendements d'une motorisation électrique (avec convertisseurs, stockage...) seront toujours supérieurs à ceux d'une motorisation thermique, mais même avec des rendements aussi mauvais la stratégie serait toujours intéressante...

En considérant un rendement global de 70 % de la « chaîne électrique », on trouverait quand même un résultat intéressant : 3,17 L/100km à 40 km/h.

- La durée des phases est liée à la quantité d'énergie que peut stocker la batterie (on ne peut pas charger mécaniquement plus le ICE si la batterie est déjà pleine et MG ne peut plus fonctionner si la batterie est vide).

4. La batterie

La batterie utilisée (figure 5) se compose de 228 éléments NiMH (Nickel Métal Hydrure) regroupés dans un bloc placé sous les sièges arrières (masse totale 52 kg). Chaque élément présente une tension d'environ 1,2 V et une capacité de 6,5 Ah. Le courant maximum est de 80 A à la décharge et 50 A à la charge.

Par convention, pour toute la suite de l'exercice on notera positif le courant lors de la charge et négatif lors de la décharge.



Figure 5 : Batterie du système hybride

4.1. Calculer la tension totale de la batterie.

$$U = 228 \times 1,2 = 273,6 \text{ V}$$

4.2. Calculer les puissances maximales admissibles à la charge et à la décharge.

$$P_{\text{max}} \text{ à la décharge : } 273,6 \times 80 = -21,888 \text{ kW}$$

$$P_{\text{max}} \text{ à la charge : } 273,6 \times 50 = +13,68 \text{ kW}$$

4.3. Calculer l'énergie totale contenue dans la batterie si son état de charge était de 100 %.

$$W_{\text{totale}} = U \times Q = 273,6 \times 6,5 = 1778,4 \text{ Wh}$$

Pour augmenter la durée de vie de la batterie, son état de charge (noté SOC, pour State Of Charge) sera limité à 80 % de la pleine charge. Pour la même raison, l'état de charge ne pourra pas être inférieur à 40 % de la pleine charge.

4.4. Calculer l'énergie de la batterie réellement utilisable. Donner à cette quantité un équivalent en litres de carburant.

Quelle distance peut-on parcourir à 40 km/h avec cette énergie ? (motorisation électrique)

$$W_{\text{utilisable}} = 711,36 \text{ Wh}$$

L'énergie dans la batterie varie de 711 à 1422 Wh. Ces valeurs vont correspondre sur le tableau de bord aux indications « trompeuses » de [Vide] à [Remplie].

L'énergie utilisable dans la batterie a un équivalent énergétique de 80 mL de supercarburant.

En roulant à 40 km/h ($P=2754W$) les 711,36 Wh permettent de faire avancer la voiture pendant 0,258 H (≈ 15 min). La distance parcourue à cette vitesse est donc de $40 \times 0,258 \approx 10,33$ km.

Avec 100 % de rendement (motorisation électrique), la consommation de carburant équivalente serait de 0,8 L/100 km...

La résistance interne de la batterie étudiée a pour valeur $R = 0,46 \Omega$.

La tension à vide est notée E_0 . Sa valeur dépend de l'état de charge de batterie selon la caractéristique idéalisée donnée figure 6.

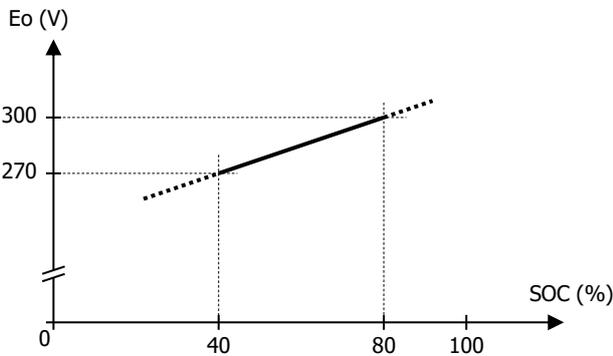


Figure 6 : Tension à vide selon l'état de charge

4.5. Donner la relation entre U , SOC et I .

$$E_0 = 240 + 0,75 \times \text{SOC}$$

$$U = E_0 + R \times I$$

$$\text{Donc } U = 240 + 0,75 \times \text{SOC} + 0,46 \times I$$

4.6. Calculer la tension U pour les situations suivantes :

- Etat de charge de 60 % et $I = 0$ A ; +10 A ; -10 A ; +30 A ; -60 A
- Charge des éléments de 4,9 Ah et $I = 0$ A ; +10 A ; -10 A ; +30 A ; -60 A

Voir figure 7

Pour étudier le comportement de la batterie lors du fonctionnement de la voiture, on propose l'étude de deux cycles (théoriques) définis par :

1° cycle : Charge de 10 A pendant 6 minutes et décharge de 10 A pendant 6 minutes.

2° cycle : Charge de 30 A pendant 2 minutes et décharge de 60 A pendant 1 minute.

4.7. En considérant une charge initiale de 60% :

- Tracer l'évolution de la charge des éléments.
- Tracer l'évolution de la tension U .
- Tracer l'évolution de la puissance reçue.

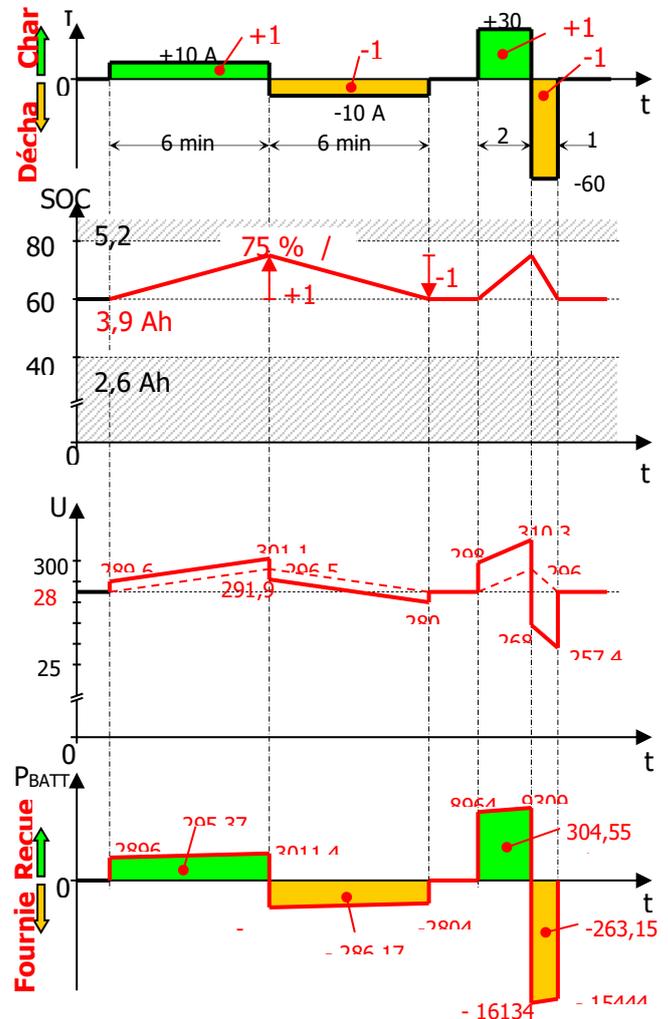


Figure 7 : Comportement de la batterie sur les 2 cycles

Remarques :

- A la fin des cycles, la charge est de 60%, comme au début. On retrouve donc la même quantité d'électricité dans la batterie, mais cela n'implique pas un rendement de 100 %. En effet l'énergie apportée est supérieure à l'énergie récupérée. On trouve un rendement de 97% pour le 1° cycle et 86% pour le 2°.

- Les cycles étudiés sont théoriques. La figure 8 montre un exemple d'évolution des grandeurs plus fidèle au fonctionnement réel.

- Le système de contrôle (calculateurs) du véhicule doit gérer le fonctionnement des machines (ICE, MG1, MG2) en fonction de l'état de charge de la batterie. La stratégie adoptée vise à stabiliser l'état de charge autour de 60%, quelles que soient les situations de fonctionnement de la voiture.

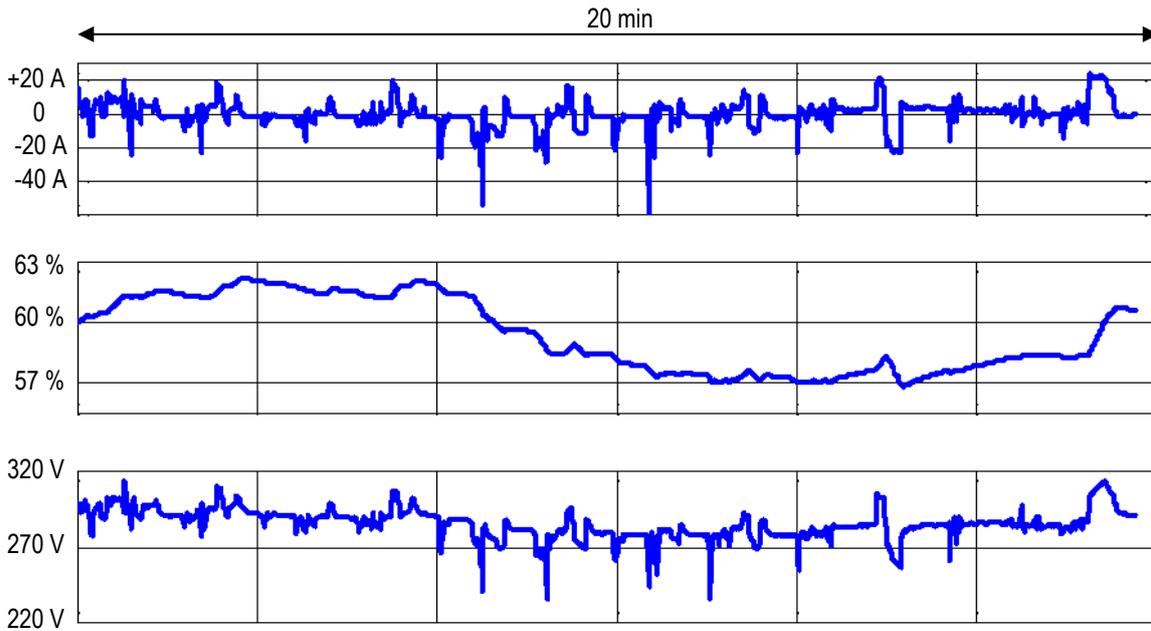


Figure 8 : Exemple de comportement de la batterie (I, SOC et U) lors de l'utilisation de la voiture

Pour la suite, on admettra la tension de la batterie constante et égale à 285 V.

5. Machines électriques et convertisseurs

La voiture comporte deux machines électriques réversibles (MG1 et MG2), pouvant fonctionner en moteur ou en générateur. Toutes les deux sont des machines synchrones triphasées à aimants permanents. Chaque machine est associée à un convertisseur électronique, à transistors IGBT (figure 9).

Associées à des convertisseurs distincts, les machines peuvent fonctionner indépendamment en moteur ou en générateur. Par convention, on notera :

- Positive la puissance lorsque MG1 fonctionne en générateur. Dans ce cas, P_{MG1} correspond à la puissance mécanique reçue ou à la puissance électrique fournie ($\eta=100\%$).
- Positive la puissance lorsque MG2 fonctionne en moteur. Dans ce cas, P_{MG2} correspond à la puissance mécanique fournie ou à la puissance électrique reçue ($\eta=100\%$).

Les deux machines sont de construction très semblable, mais de taille différente :

- MG1 est la plus petite des deux, sa puissance maximale est de 18 kW. Son rôle principal est d'assurer le démarrage du ICE, puis de contrôler sa vitesse de rotation en le chargeant mécaniquement.
- MG2 est la plus grosse des deux machines, sa puissance maximale est de 33 kW. Son rôle principal est d'assister le moteur essence en cas de fortes demandes de puissance et d'assurer le freinage récupératif.

Le couple maximal développé par MG2 est limité à 350 N.m (ce qui correspond à 351 A au niveau des enroulements) lorsque la vitesse de rotation est inférieure à 400 Tr/min. De 400 à 1000 Tr/min le couple maximal est de 300 N.m. De 1000 Tr/min à 6500 Tr/min (vitesse maximale de rotation) la machine peut fournir sa puissance maximale.

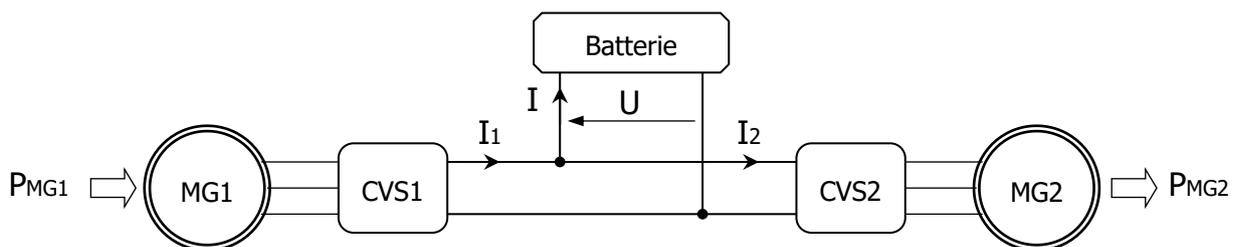
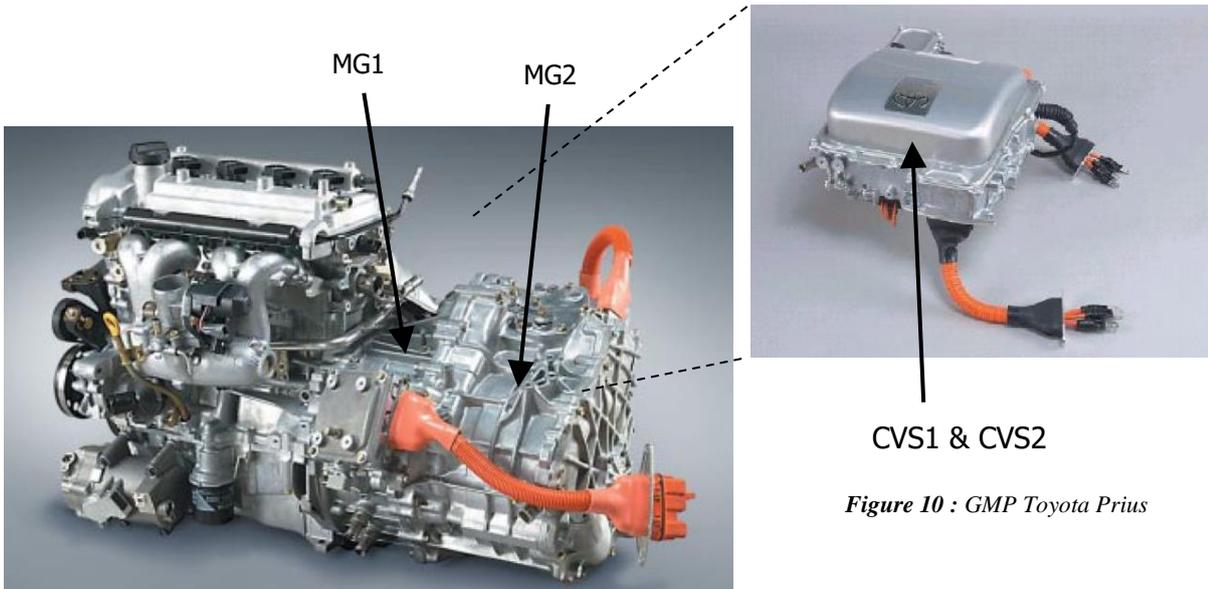


Figure 9 : Schéma électrique et conventions adoptées


Figure 10 : GMP Toyota Prius

5.1. Donner la relation entre P_{MG1} , P_{MG2} et P_{BATT} .

$$P_{MG1} = P_{MG2} + P_{BATT}$$

5.2. Calculer la valeur des courants, si $P_{MG1} = 5237 \text{ W}$ et $P_{MG2} = 237 \text{ W}$. Conclure.

$$I_1 = 5237 / 285 = 18,37 \text{ A}$$

$$I_2 = 237 / 285 = 0,83 \text{ A}$$

$$P_{BATT} = 5237 - 237 = 5000 \text{ W} \rightarrow I = 17,54 \text{ A}$$

$$\text{Vérification : } I_1 = I + I_2$$

MG1 fonctionne en générateur, la batterie se charge et MG2 fonctionne en moteur.

5.3. Calculer la valeur des courants, si $P_{MG1} = -3466 \text{ W}$ et $P_{MG2} = -8466 \text{ W}$. Conclure.

$$I_1 = -3466 / 285 = -12,16 \text{ A}$$

$$I_2 = -8466 / 285 = -29,7 \text{ A}$$

$$P_{BATT} = -3466 + 8466 = 5000 \text{ W} \rightarrow I = 17,54 \text{ A}$$

MG1 fonctionne en moteur, la batterie se charge et MG2 fonctionne en générateur.

5.4. Calculer la valeur des courants, si $P_{MG1} = -8448 \text{ W}$ et $P_{MG2} = -8448 \text{ W}$. Conclure.

$$I_1 = -8448 / 285 = -29,6 \text{ A}$$

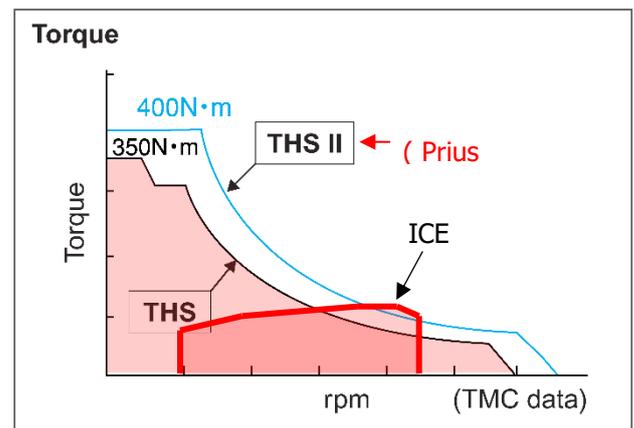
$$I_2 = -8448 / 285 = -29,6 \text{ A}$$

$$P_{BATT} = 0 \text{ W} \rightarrow I = 0 \text{ A}$$

MG1 fonctionne en moteur, MG2 fonctionne en générateur et la batterie n'est pas utilisée.

Dans ce fonctionnement, le moteur essence assure seul la traction du véhicule. La « dérivation de puissance électrique » ne peut pourtant pas être évitée dans certains cas (notamment à vitesse élevée, ce qui sera étudié en fin de problème).

5.5. Tracer dans le plan couple / vitesse les limites de fonctionnement de MG2. Comparer le tracé avec les caractéristiques du moteur essence.


Figure 11 : Comparatif MG2 - ICE

Le moteur électrique développe sa puissance maximale sur une large gamme de vitesse. Bien qu'inférieure à celle du ICE de 3000 à 4500 rpm, pour les autres régimes elle est nettement supérieure.

Le (très) fort couple disponible à basse vitesse permet une utilisation de MG2 là où le ICE est le moins puissant. De 0 à 1000 rpm le ICE ne peut pas fonctionner, c'est là où MG2 peut développer ses couples maximums.

L'utilisation d'une boîte de vitesses permet d'augmenter le couple aux roues, par le jeu de démultiplications. La BdV est indispensable sur une voiture conventionnelle, car le couple à basse vitesse d'un moteur thermique est médiocre. Ici le couple à basse vitesse est très satisfaisant, la BdV devient inutile (ce qui élimine l'embrayage et les constituants associés, donc des pièces d'usure...).



6. La transmission

Sans parler du répartiteur de puissance, qui sera étudié plus tard, la transmission de la voiture est constituée des éléments suivants :

- Un engrenage de 39 dents sur l'arbre de MG2 entraîne un engrenage de 36 dents sur le premier arbre intermédiaire du réducteur, par l'intermédiaire d'une chaîne.

- Un engrenage de 30 dents, sur le premier arbre intermédiaire du réducteur, est en prise avec un engrenage de 44 dents sur le second arbre intermédiaire.

- Un engrenage de 26 dents, sur le second arbre intermédiaire du réducteur, est en prise avec un engrenage de 75 dents sur l'entrée du différentiel.

- La vitesse d'entrée du différentiel est égale à la moyenne des vitesses de sortie. Ces vitesses (vitesses des essieux des roues) sont identiques, sauf en virage.

Pour la suite, on notera V_v la vitesse de déplacement de la voiture en km/h. Elle correspond à la moyenne des vitesses des roues (fonctionnement en virage non étudié).

Le rayon de roulement des roues sera considéré égal à 28,19 cm (jantes de 14 pouces).

6.1. Sur la vue générale donnée en présentation, colorier le rotor de MG2 et les éléments décrits précédemment.

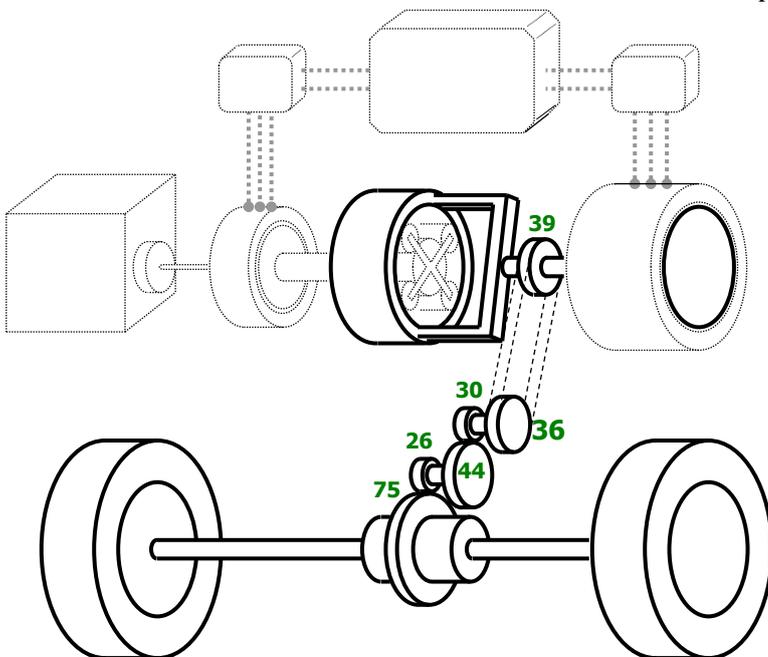


Figure 12 : Eléments de la transmission

6.2. Exprimer V_v en fonction de la vitesse de rotation des roues (N_r en Tr/min).

$$V_v = 3,6 \times \pi \times 0,2819/30 \times N_r = 106,274 \cdot 10^{-3} \times N_r$$

6.3. Exprimer N_r en fonction de la vitesse de rotation de MG2 (N_{MG2} en Tr/min).

$$N_r = 0,256 \times N_{MG2} \text{ ou } N_{MG2} = 3,905 \times N_r$$

6.4. En déduire l'expression de V_v en fonction de N_{MG2} .

$$V_v = 27,2 \cdot 10^{-3} \times N_{MG2} \text{ ou } N_{MG2} = 36,748 \times V_v$$

La vitesse de déplacement de la voiture est directement proportionnelle à la vitesse de rotation de la machine MG2.

6.5. La vitesse de MG2 étant limitée à $N_{MG2} = 6000$ Tr/min, en déduire la vitesse maximale de la voiture.

Vitesse maximale : $V_v \approx 163$ km/h

7. Le répartiteur de puissance

Avec un véhicule hybride série, la mise en « cascade » des éléments de la chaîne énergétique est préjudiciable au rendement global. Cependant l'absence de liaison mécanique entre le moteur essence et la transmission, permet de faire fonctionner ce moteur au régime optimal.

Avec un véhicule hybride parallèle, l'accouplement « rigide » entre le moteur essence et la transmission impose le régime du moteur selon la vitesse de déplacement. Le rendement global n'est pas diminué par la mise en série des constituants, mais il n'est pas forcément le meilleur selon la vitesse du véhicule.

La structure hybride parallèle-série, présente l'avantage de rendre indépendant le régime du moteur essence et la vitesse de déplacement du véhicule.

Pour la voiture étudiée, le régime du moteur essence et la vitesse de déplacement du véhicule sont donc indépendants. Le bruit du moteur ne change donc pas lorsque l'on accélère (en supposant que la stratégie de contrôle, impose son régime parfaitement constant).

La puissance du moteur essence et des deux machines électriques est combinée par un dispositif mécanique à engrenages, appelé répartiteur de puissance mécanique (ou PSD pour Power Split Device). Ce dispositif est en fait un train d'engrenages planétaires épicycloïdal.

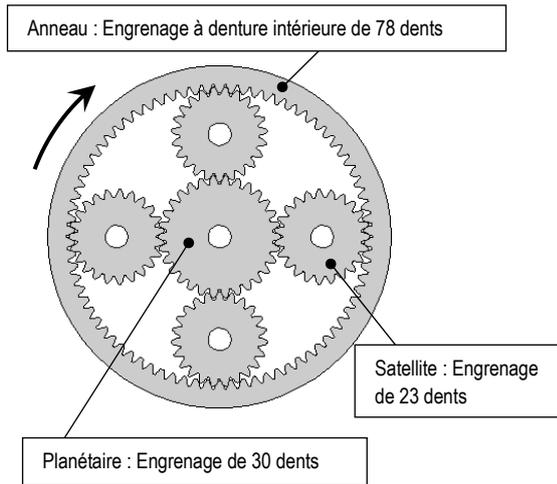


Figure 13 : Constitution du PSD

- L'anneau est relié au rotor de MG2, sa vitesse de rotation est notée N_{MG2} .
- Le planétaire est relié au rotor de MG1, sa vitesse de rotation est notée N_{MG1} .
- Les satellites ont leurs axes fixés à un porte satellites. Ce porte satellites est relié à l'arbre du moteur essence, sa vitesse de rotation est notée N_{ICE} .

Ces vitesses seront comptées positives si la rotation s'effectue dans le sens indiqué sur la figure 13.

La particularité du dispositif étudié ici est de permettre le mouvement des trois parties principales du train. Le système comporte trois entrées-sorties, il est également réversible (chacune des machines peut être moteur ou générateur). Le contrôle de la vitesse ou du couple sur les différentes machines, permet de définir le point de fonctionnement et par conséquent, la répartition des puissances transmises.

7.1. Déterminer la relation entre les vitesses de rotation N_{MG1} , N_{ICE} et N_{MG2} .

Relation de Willis :

$$\frac{\Omega_{Planétaire/Bâti} - \Omega_{Porte-satellites/Bâti}}{\Omega_{Anneau/Bâti} - \Omega_{Porte-satellites/Bâti}} = \lambda = -\frac{Z_{Anneau}}{Z_{Planétaire}}$$

Raison de base du train : $\lambda = -78/30 = -2,6$

Donc $N_{MG1} = (1 - \lambda) \cdot N_{ICE} + \lambda \cdot N_{MG2}$

Soit : $N_{MG1} = 3,6 \times N_{ICE} - 2,6 \times N_{MG2}$

7.2. Déterminer la relation entre N_{MG1} , N_{ICE} et V_v .

Transmission : $N_{MG2} = 36,748 \times V_v$

Donc : $N_{MG1} = 3,6 \times N_{ICE} - 95,545 \times V_v$

7.3. Lorsque la voiture roule à 100 km/h en utilisant seulement le moteur essence, calculer la valeur de N_{MG1} pour réaliser :

- Une consommation de 6,14 litres aux 100 km
- Une consommation de 5,3 litres aux 100 km

A 100 km/h, il faut une puissance de 15243 W pour faire avancer la voiture. Pour une même puissance, la consommation dépend du régime de moteur (N_{ICE}).

Grâce au PSD, la vitesse N_{ICE} n'est pas directement liée à la vitesse du véhicule. Elle dépend d'un autre paramètre, la vitesse de MG1. Ainsi pour une vitesse de déplacement donnée, le réglage de N_{MG1} permet de choisir la vitesse du moteur ICE. Ce fonctionnement est aussi appelé ECVT (pour transmission continue variable à contrôle électrique).

Pour fournir 15243 W avec une consommation de 6,14 L/100km le moteur essence doit tourner à 3500 Tr/min (déjà calculé en 3.5). Donc MG1 doit être commandé de façon à obtenir :

$$N_{MG1} = 3,6 \times 3500 - 95,545 \times 100 = 3045,5 \text{ Tr/min.}$$

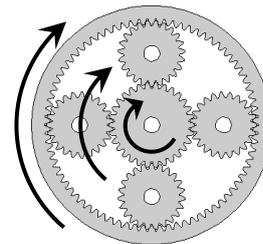


Figure 14 : Mouvement du PSD dans le 1° cas

Pour une consommation de 5,3 L/100km :

$$N_{ICE} \approx 1700 \text{ Tr/min (déjà calculé en 3.7)}$$

Donc $N_{MG1} = -3434,5 \text{ Tr/min.}$

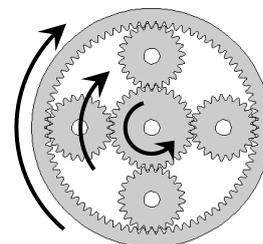


Figure 15 : Mouvement du PSD dans le 2° cas

Remarque : Il est possible de comprendre comment fonctionne le PSD sans nécessairement calculer les valeurs exactes des vitesses, mais en utilisant un abaque. La disposition des axes (figure 16) doit être choisie de telle façon à vérifier la relation 7.2.

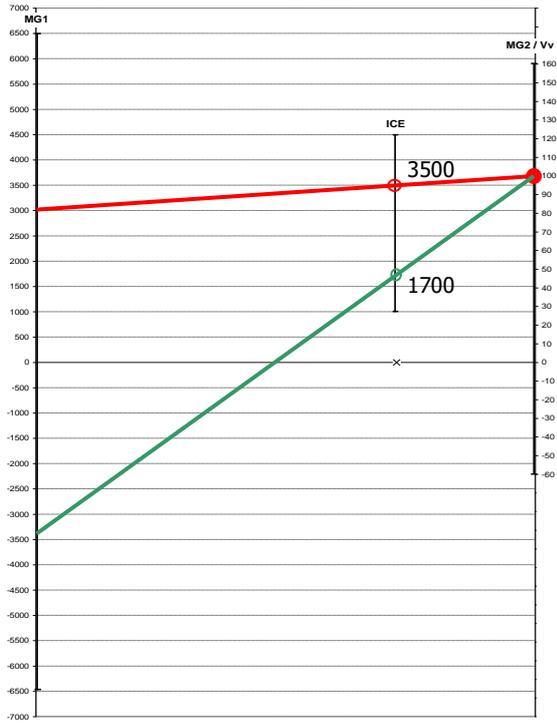


Figure 16 : Abaque $N_{MG1} = 3,6.N_{ICE} - 95,545.Vv$

La vitesse maximale de MG1 est de 6500 Tr/min, dans les deux sens de rotation.

7.4. Calculer la vitesse maximale de la voiture si le moteur essence est arrêté.

$$N_{ICE} = 0 \rightarrow N_{MG1} = -95,545 \times Vv$$

Donc : $Vv = \pm 68$ km/h pour $N_{MG1} = \pm 6500$ Tr/min

7.5. Lorsque MG1 tourne à sa vitesse limite +6500 Tr/min, déterminer l'expression de N_{ICE} en fonction de Vv . En déduire les vitesses maximales de la voiture dans ce cas.

Si la voiture est immobile, à quelle vitesse maximale MG1 peut-il faire tourner le moteur essence (fonction démarreur) ?

$$N_{ICE} = 1805,55 + 26,54 \times Vv$$

Si ICE en service, N_{ICE} est compris entre 1000 et 4500 Tr/min. Donc lorsque Vv est compris entre -30,35 km/h et 101,52 km/h, on peut faire fonctionner MG1 jusqu'à sa vitesse maximale (figure 17).

Pour $Vv = 0$, on trouve $N_{ICE} = 1805,55$ Tr/min (ce qui correspond à la vitesse maximale à laquelle MG1 peut entraîner le ICE pour le faire démarrer si la voiture est à l'arrêt).

7.6. Etudier le cas où MG1 tourne à sa vitesse limite -6500 Tr/min.

Que se passe-t-il si MG2 est à sa vitesse maximale ?

On peut écrire :

$$N_{ICE} = -1805,55 + 26,54 \times Vv$$

Si ICE en service, N_{ICE} compris entre 1000 et 4500 Tr/min. Donc lorsque Vv est compris entre 105,71 km/h et 237,6 km/h, on peut faire fonctionner MG1 jusqu'à sa vitesse maximale (figure 17).

La valeur de Vv est limitée à 163 km/h (limite de MG2 à 6000 Tr/min). En fait, lorsque la voiture se déplace à sa vitesse maximale, on ne peut pas obtenir N_{ICE} au-delà de 2520,47 Tr/min (si l'on veut plus, il faut réduire la vitesse de MG1).

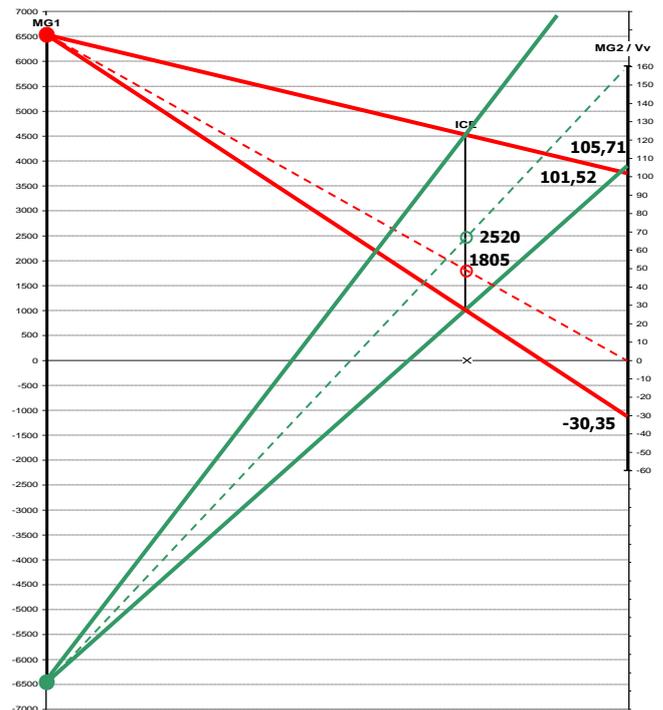


Figure 17 : Limitations engendrées par MG1

7.7. Tracer, dans le plan N_{ICE} / Vv , les zones de fonctionnement possible pour le moteur essence

Pour MG1 tournant à son maximum $N_{MG1} = + 6500$ Tr/min, on peut écrire la relation :

$$N_{ICE} = 1805,55 + 26,54 \times Vv \quad (\text{Droite 1 figure 18})$$

Pour MG1 tournant à son maximum $N_{MG1} = - 6500$ Tr/min, on peut écrire la relation :

$$N_{ICE} = -1805,55 + 26,54 \times Vv \quad (\text{Droite 2 figure 18})$$

7.8. Montrer sur le tracé précédent la délimitation engendrée par $N_{MG1} = 0$.

Pour $N_{MG1} = 0$, on peut écrire la relation :

$$N_{ICE} = 26,54 \times Vv$$

Soit le tracé délimitant les zones rouge et verte sur la figure 18.

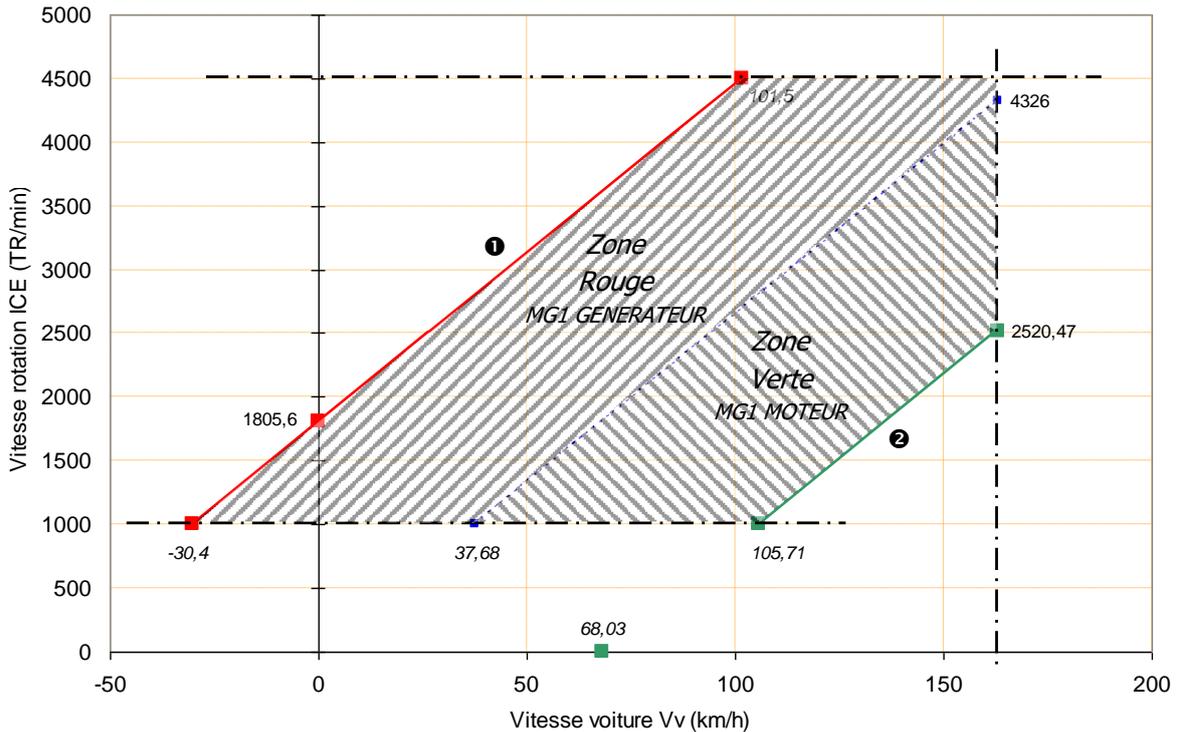


Figure 18 : Influence de MG1 sur ICE

Pour des vitesses de déplacement avoisinant 100 km/h, le réglage de la vitesse de MG1 (par le convertisseur électronique) permet de faire fonctionner le moteur essence à n'importe quelle vitesse (comprise dans la plage utile 1000 ; 4500 Tr/min).

Pour un déplacement de -11,5 à 124,55 km/h la vitesse du moteur essence pourrait être maintenue constante et égale à 1500 Tr/min.

Sans limitations des machines, le répartiteur PSD offre la possibilité d'un large choix de la vitesse du moteur essence, quelle que soit la vitesse de la voiture.

Lorsque ICE développe un couple (fonctionnement moteur, hors des phases de démarrage), on démontrera qu'une partie de ce couple ($\approx 28\%$) est transmis à MG1. Dans ce cas, le signe de N_{MG1} donne le signe de la puissance développée par MG1. Ainsi, la zone rouge correspond à un fonctionnement générateur de MG1 et la zone verte correspond à un fonctionnement moteur.

Le fonctionnement moteur de MG1 n'intervient donc pas uniquement lorsque cette machine sert de démarreur au moteur essence.

Répartition des couples

Pour la suite on notera :

- C_{ICE} le couple développé par le moteur essence ICE
- C_{MG1} le couple développé par MG1
- C_S en sortie du répartiteur PSD
- C_{MG2} le couple développé par MG2
- C_T le couple total à l'entrée de la transmission

Sauf lors du démarrage, un moteur essence développe un couple quand il est en service. Ceci se traduit par une valeur de C_{ICE} toujours positive.

Bien que techniquement possible avec la structure de la voiture étudiée, le frein moteur, comme sur une voiture conventionnelle, n'est ici pas examiné (le freinage récupératif est beaucoup plus intéressant).

7.9. De façon générale pour un moteur essence, quels paramètres permettent de contrôler le couple développé ?

Le couple en sortie d'un moteur essence résulte du couple produit par la combustion, diminué du couple de pertes (frottements, auxiliaires...).

Le couple de combustion est lié à la force exercée sur le piston. Il dépend des paramètres suivants :

- Masse d'air pour la combustion
- Masse de carburant disponible au même instant
- Du moment où l'étincelle d'allumage déclenche la combustion du mélange air-carburant

La fonction principale du système de gestion du moteur est de régler le couple fourni par le moteur en contrôlant les paramètres qui influent sur le couple de combustion :

- Commande de remplissage (admission)
- Préparation du mélange (injection)
- Allumage



Pour le véhicule étudié, le couple fourni par le moteur essence n'est pas envoyé directement à la transmission, mais au travers du répartiteur PSD.

Le diamètre d'un engrenage est directement lié à son nombre de dents. Ce faisant, la répartition des forces et donc des couples est directement dépendante de la raison de base du train épicycloïdal. On pourrait démontrer :

$$\frac{C_{ICE}}{1-\lambda} = \frac{C_{MG1}}{1} = \frac{C_S}{-\lambda}$$

7.10. Exprimer C_T en fonction de C_{ICE} et C_{MG2} .

$$C_{MG1} = \frac{1}{3,6} \cdot C_{ICE} \quad \text{Soit : } C_{MG1} \approx 28\% \text{ de } C_{ICE}$$

$$C_S = \frac{2,6}{3,6} \cdot C_{ICE} \quad \text{Soit : } C_S \approx 72\% \text{ de } C_{ICE}$$

Le couple total transmis est égal à $C_S + C_{MG2}$.

$$\text{Donc : } C_T = \frac{2,6}{3,6} \cdot C_{ICE} + C_{MG2}$$

Répartition des puissances

L'étude précédente a montré que l'arbre de MG1 et l'arbre de sortie du PSD sont tous les deux entraînés par le moteur essence, avec une fraction fixe de son couple. En revanche, ces arbres sont libres de tourner à des vitesses différentes, suivant la relation du train épicycloïdal (illustrée par l'abaque figure 16).

Pour la suite on notera :

P_T la puissance totale transmise aux roues

P_{ICE} la puissance fournie par le moteur essence

7.11. En utilisant les relations de répartition des vitesses et des couples du PSD, exprimer P_T en fonction de P_{ICE} , P_{MG1} et P_{MG2} .

$$P_T = C_T \cdot \Omega_{MG2} = \left(C_{MG2} + \frac{2,6}{3,6} \cdot C_{ICE} \right) \cdot \Omega_{MG2}$$

$$P_T = C_{MG2} \cdot \Omega_{MG2} + \frac{2,6}{3,6} \cdot C_{ICE} \cdot \Omega_{MG2}$$

$$P_T = P_{MG2} + \frac{2,6}{3,6} \cdot C_{ICE} \cdot \left(\frac{3,6}{2,6} \cdot \Omega_{ICE} - \frac{1}{2,6} \cdot \Omega_{MG1} \right)$$

$$P_T = P_{MG2} + C_{ICE} \cdot \Omega_{ICE} - \frac{1}{3,6} \cdot C_{ICE} \cdot \Omega_{MG1}$$

Donc :

$$P_T = P_{MG2} + P_{ICE} - P_{MG1}$$

7.12. En déduire l'expression de P_T en fonction des puissances P_{ICE} et P_{BATT} . Conclure.

Puissance totale transmise aux roues :

$$P_T = P_{ICE} - P_{BATT}$$

La figure 19 illustre le bilan des puissances mises en jeu. Elle montre également « la dérivation de puissance » de ce système hybride.

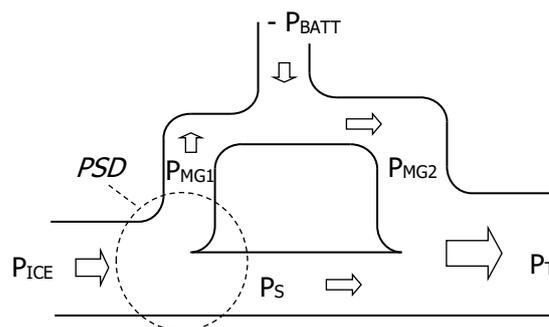


Figure 19 : Illustration du transfert de puissance

Suivant le sens des transferts, la fonction du PSD peut être collecteur ou distributeur de puissance (suivant le sens de rotation de MG1).

Le contrôle électronique de MG1 (en vitesse) et MG2 (en couple) permet de réaliser la répartition des puissances. Pour une puissance d'entraînement donnée, il est possible de choisir la proportion issue du moteur essence (P_{ICE}) et le régime de ce moteur (N_{ICE}).

Le choix est guidé par le souci de réduire la consommation de carburant (optimisation du point de fonctionnement), tout en tenant compte de la disponibilité des sources d'énergie (carburant, mais surtout état de charge de la batterie).

La puissance maximale de la motorisation de la voiture n'est pas égale à $P_{ICE} + P_{MG2}$, mais $P_{ICE} + [-P_{BATT}]$ soit une valeur de 73,8 kW (≈ 100 ch). Elle ne dépend pas des puissances des machines électriques, bien que celles-ci interviennent dans le transfert. La relation $P_{MG2} = P_{MG1} + [-P_{BATT}]$ le montre et sous-entend que la machine MG2 soit plus puissante...

La suite de cet article montrera le comportement du véhicule dans différentes situations de fonctionnement, elle sera publiée dans le prochain numéro de la Revue 3EI.

Etude d'un alerno-démarrreur à transmission par courroie sur batterie 12 volts

Marie-Michèle LE BIHAN

Professeur de Physique Appliquée au Lycée Jules Ferry
29 Av Maréchal Joffre 78000 Versailles
mm.le-bihan@wanadoo.fr

Résumé : Cet article présente un corrigé partiel d'une épreuve de l'agrégation interne de Génie Electrique session 2005. Seules les questions concernant le fonctionnement du moteur synchrone de l'alternateur ont été développées.

Les constructeurs automobiles sont actuellement confrontés au problème de la diminution des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) et donc indirectement à celui de la réduction de la consommation de carburant des véhicules. Les possibilités offertes par les évolutions de l'électronique de puissance dans la maîtrise du contrôle/commande et la capacité des actionneurs électromécaniques à fournir des couples massiques de plus en plus importants, permettent de proposer de nouvelles stratégies d'utilisation des groupes motopropulseurs implantés dans les voitures. Dans cette perspective, ils mettent sur le marché des véhicules équipés d'alternateur-démarrreur (figure 1). Cet équipement cumule la fonction de démarrage et d'alternateur à partir d'une machine électrique utilisant les points de fixation standard de l'alternateur classique, la liaison avec le moteur se faisant par une courroie crantée.

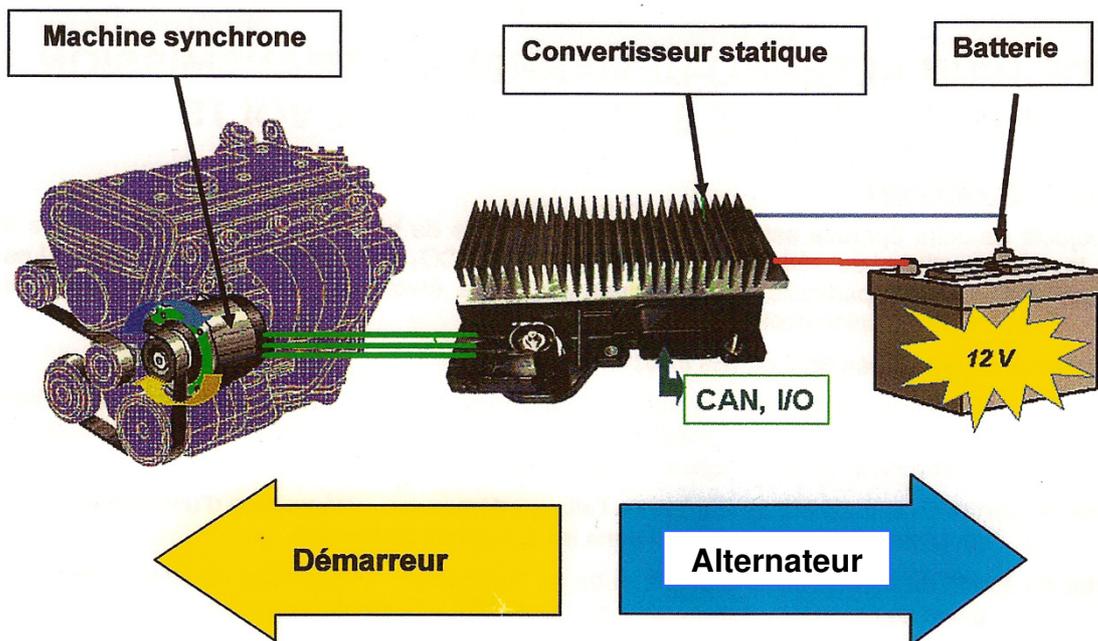


Figure 1

Ce système permet d'obtenir la fonction «start-stop» qui offre la possibilité de couper le moteur thermique lorsque le véhicule est à l'arrêt et de redémarrer pratiquement instantanément et silencieusement quand le conducteur enclenche une vitesse ou relâche le frein (dans le cas des boîtes automatiques). Ce dispositif équipe les véhicules de moyenne gamme (véhicule à essence de cylindrée 1,4 litres). Le marché visé est celui des véhicules urbains pour lequel le «start-stop» aura l'impact le plus grand sur la réduction de la consommation (5 à 10 % annoncé).

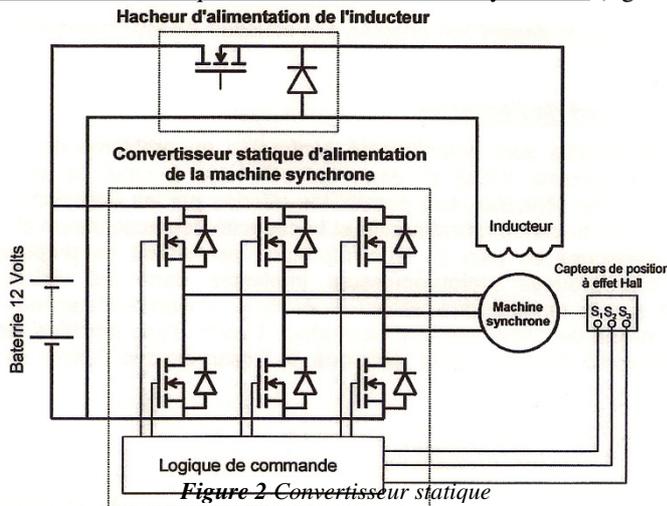
Présentation générale de l'alternateur-démarrreur

L'alternateur-démarrreur est constitué d'une machine synchrone triphasée à rotor bobiné implantée à la place de l'alternateur. Un convertisseur statique relie la machine à la batterie 12 V standard. Le système s'interface au véhicule par un bus CAN ou directement par des entrées-sorties analogiques ou numériques.



Schéma électrique de puissance

Convertisseur statique alimentant la machine synchrone (figure 2)



Chaque interrupteur est constitué d'un transistor MOS avec une diode en anti-parallèle.

En mode démarreur, le convertisseur fonctionne en onduleur pleine onde. Les transistors sont commandés par l'intermédiaire des trois capteurs à effet Hall placés en bout d'arbre de la machine. En mode générateur, on recharge la batterie, les transistors ne sont plus commandés. Seules les diodes conduisent et assurent le redressement des tensions alternatives issues de la machine synchrone.

Hacheur série d'alimentation de l'inducteur

Il est constitué d'un transistor MOS et d'une diode. La fréquence de hachage est de 250 kHz.

En mode démarreur le rapport cyclique du hacheur vaut 1 (le transistor conduit en permanence) et le courant d'excitation est égal à sa valeur maximale. En mode générateur le hacheur permet le réglage du courant d'excitation afin de contrôler le courant de charge de la batterie.

Chaîne cinématique (figure 3)

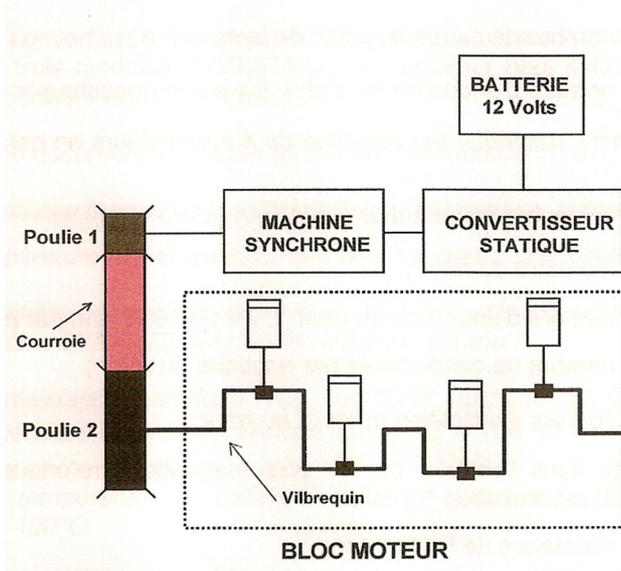


Figure 3 Chaîne cinématique

- ~ $d_1 = 60$ mm : diamètre de la poulie 1 ;
- ~ $d_2 = 160$ mm : diamètre de la poulie 2 ;

~ C_{RV} : couple résistant côté vilebrequin. Ce couple est égal au couple de décollage C_{DV} plus un couple de compression C_{pv} qui dépend de la vitesse mais qu'on peut considérer comme constant et égal à 40Nm pour la voiture citée ci-dessus ;

~ C_{DV} : couple de décollage côté vilebrequin. Ce couple vaut 80 Nm à froid (- 25°C) et 40 Nm à chaud pour une voiture à essence de cylindrée 1400cm³. Ce couple est constant pendant le temps de démarrage du moteur thermique ;

~ $J_{VV} = 150$ gm² : moment d'inertie des masses en mouvement côté vilebrequin par rapport à l'axe de rotation de celui-ci ;

~ $J_{RM} = 4$ gm² : moment d'inertie du rotor de la machine synchrone par rapport à son axe de rotation ;

~ Ω_V : vitesse de rotation en rad/s du vilebrequin ;

~ Ω : vitesse de rotation en rad/s de l'arbre de la machine synchrone.

Machine synchrone

Il s'agit d'une machine synchrone triphasée à rotor bobiné. Les enroulements statoriques sont couplés en étoile. La photo de la figure 4 montre la machine synchrone avec son convertisseur.

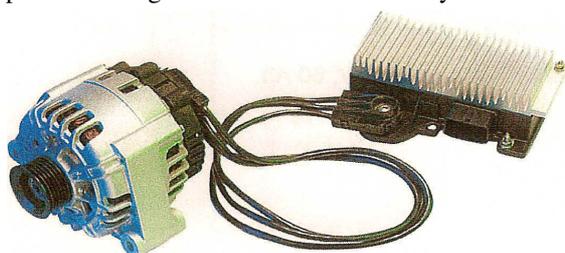


Figure 4 : Machine synchrone et son convertisseur

Les dimensions globales de la machine, sans la poulie, sont de 150 mm de diamètre et de 160 mm de longueur.

~ $p = 6$: nombre de paires de pôles de la machine ;

~ $N_{ES} = 36$: nombre d'encoches au stator. Il y a une encoche par pôle et par phase ;

~ Chaque enroulement statorique est constitué de 4 conducteurs en parallèle de 1,18 mm de diamètre chacun ;

~ $e = 0,35$ mm : épaisseur de l'entrefer ;

- ~ $D_R = 105$ mm : diamètre du rotor ;
- ~ N_{ER} : nombre d'encoches au rotor. Il y a une encoche par pôle ;
- ~ $N_{CR} = 180$: nombre de conducteurs par encoche au rotor ;
- ~ $I_{EXN} = 20$ A : courant d'excitation nominal au rotor ;
- ~ L'induction produite dans l'entrefer par un pôle magnétique rotorique et pour le courant d'excitation

- nominal est d'environ 1 Tesla ;
- ~ $R_{EX} = 0,5 \Omega$: résistance de l'inducteur ;
- ~ $L_{EX} = 0,1$ H : inductance de l'inducteur ;
- ~ Puissance nominale de la machine : 2,5 kW sous 14V en régime permanent pour le fonctionnement alternateur avec 100°C de température ambiante et une vitesse de rotation de 6 000 tr/min.

Batterie 12 Volts

Il s'agit d'une batterie standard au plomb 12 V, 60 Ah.

Etude du fonctionnement de l'alternateur

Préparation d'une séquence de simulation du fonctionnement dans les 2 régimes de marche

L'objectif de cette partie est de préparer une séquence pédagogique qui a pour but d'étudier le comportement de l'alternateur en conditions réelles de fonctionnement. Cette étude, destinée à une classe de BTS électrotechnique, sera menée à l'aide d'une simulation.

Il s'agit, dans un premier temps, de préparer le travail de renseignement des paramètres des différents blocs qui constituent le simulateur en calculant les grandeurs caractéristiques de l'application réelle puis d'effectuer quelques calculs pour vérifier la validité des résultats obtenus à l'issue de la simulation.

La figure 5 donnée ci-dessous présente l'interface de la partie électromécanique du simulateur.

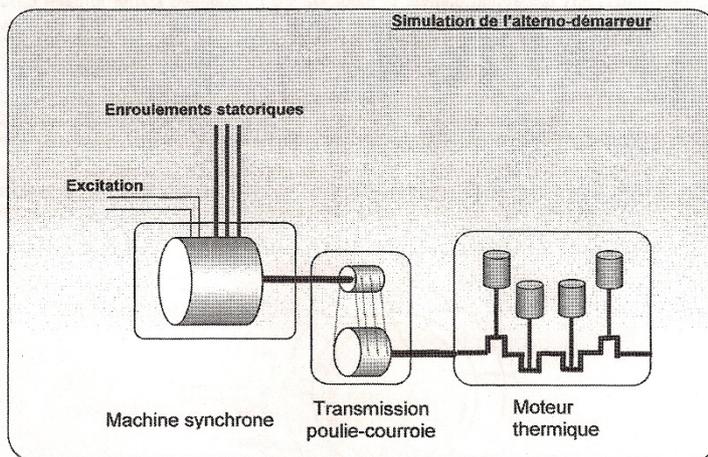


Figure 5 Simulateur

Le travail de préparation de la simulation est le suivant :

- ~ pour la machine synchronisée : il faut calculer l'inductance cyclique L , la résistance R et la valeur de la fem E en fonction de la vitesse et du courant d'excitation de la machine ;
- ~ pour la transmission poulie-courroie : il faut calculer le rapport de réduction ;
- ~ pour le moteur thermique : il faut prédéterminer les grandeurs mécaniques à paramétrer pour se placer dans les situations de fonctionnement réelles (chaud, froid, alternateur et démarreur) .

Modélisation des constituants

Modélisation de la machine synchronisée

Hypothèses :

- ~ On suppose que l'entrefer est constant ;
- ~ La perméabilité du fer est supposée infinie ;
- ~ On néglige les effets d'encoches ;
- ~ L'induction est radiale dans l'entrefer de la machine ;
- ~ Toutes les lignes d'induction traversent l'entrefer.

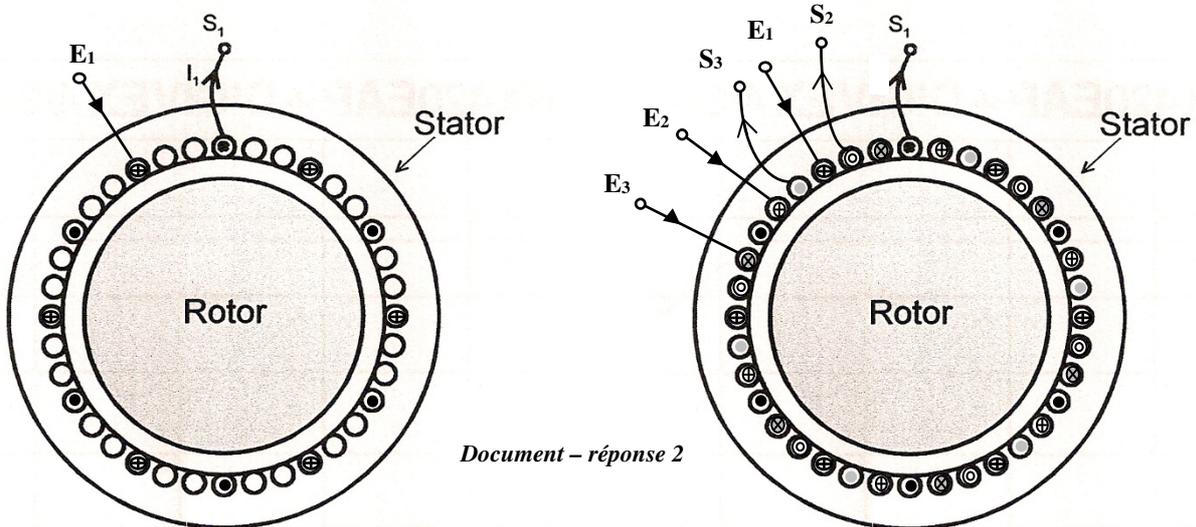
QB1 Enoncer les simplifications apportées par chacune de ces hypothèses de travail.

- $e = C^{te}$ suppose qu'il n'y a pas de réductance variable en fonction de la position du champ statorique par rapport au rotor. Le champ magnétique dans l'entrefer ne dépend pas de la position du rotor.
- $\mu_r = \infty$ entraîne que le module du vecteur excitation magnétique \vec{H} est nul dans le fer.
- Il n'y a pas d'effets d'encoches c'est à dire que le champ magnétique est le même sous une dent ou sous une encoche.
- Le champ magnétique est radial, on pourra donc dire que pour l'application du théorème d'Ampère les vecteurs \vec{H} et $d\vec{l}$ sont colinéaires dans l'entrefer.
- Il n'y a pas de fuites magnétiques : toutes les lignes de champ circulent dans le circuit magnétique formé par le rotor et le stator et ne se referment pas dans l'air.

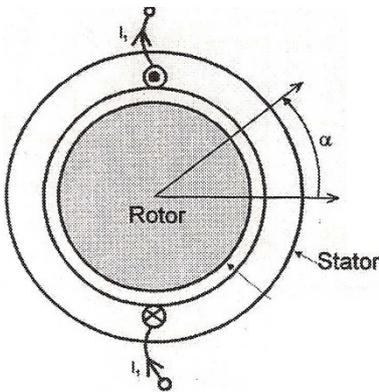


Sur le document réponse 2 est représentée une coupe de la machine. Les encoches statoriques avec les conducteurs sont matérialisées par des cercles. Un point noir dans le cercle signifie que le courant sort du plan de la machine. Une croix dans le cercle signifie que le courant rentre dans le plan de la machine.

QB2 et QB3 Représenter, sur le document réponse 2 reproduit en suivant, par un point et une croix le courant circulant dans les conducteurs de l'enroulement 1. Représenter la connexion de l'entrée de l'enroulement 1 en y mettant l'indice E_1 . Représenter, sur le document réponse 2, les connexions d'entrée et de sortie des enroulements 2 et 3 du stator en les repérant par la lettre E d'indice 2 et 3 pour les entrées, et lettre S d'indice 2 et 3 pour les sorties.



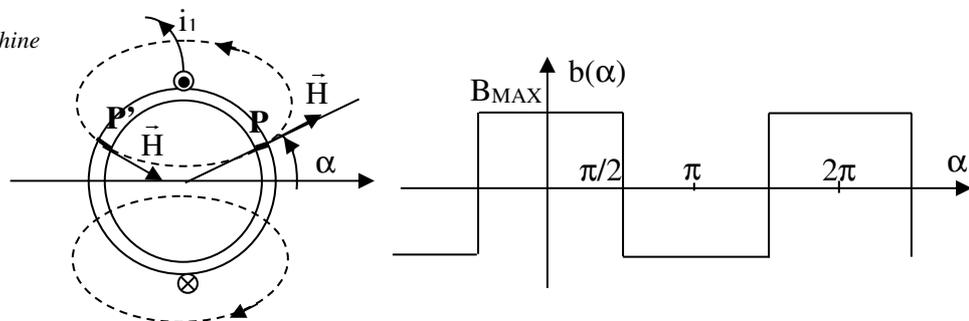
Une coupe de la machine dans l'espace électrique est représentée à la figure 6. Les deux encoches diamétrales, matérialisées par des cercles, représentent l'enroulement. L'enroulement est parcouru par un courant continu I_1 .



QB4 Représenter, sur le document réponse 2, deux lignes de champ magnétique créées chacune par le courant dans une encoche puis orienter ces deux lignes de champ.

QB5 Représenter, sur le document réponse 2, l'allure de la courbe de $b = f(\alpha)$ de l'induction dans l'entrefer créée par l'enroulement 1 parcouru par le courant continu I_1 en fonction de l'angle électrique α . On suppose que l'induction est positive quand elle sort du rotor.

Figure 6 Coupe de la machine



QB6 En appliquant le théorème d'Ampère, exprimer $B_{MAX} = f(\mu_o, e, I_1)$. On rappelle que μ_o est la perméabilité de l'air, $\mu_o = 4. \pi. 10^{-7}$ (SI).

Appliquons le théorème d'Ampère à la ligne de champ dessinée. Par symétrie, le module de H est le même en P et P' les vecteurs \vec{H} et $d\vec{l}$ sont colinéaires et H est nul dans le fer (μ_r infini).

$$2eH = N_s i_1$$

e est le largeur de l'entrefer, N_s le nombre de spires de l'enroulement 1 : ici $N_s=1$ car il n'y a qu'un seul conducteur. Et

$$B_{MAX} = \mu_0 H_{MAX} = \mu_0 \frac{I_1}{2e} = 1,79 \cdot 10^{-3} \cdot I_1$$

QB7 Calculer l'expression du fondamental $b_{h1}(\alpha)$, premier harmonique de la série de Fourier de $b(\alpha)$ et la mettre sous la forme $b_{h1}(\alpha) = k_{h1} B_{MAX} \cos(\alpha)$. Calculer la valeur numérique de k_{h1} .

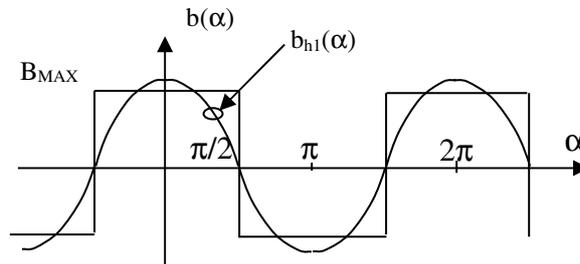
Cherchons la valeur du fondamental de la répartition spatiale du champ magnétique :

$$\hat{b}_{h1} = \frac{2}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} B_{MAX} \cos \alpha d\alpha = \frac{4}{\pi} B_{MAX}$$

L'expression du fondamental de la répartition spatiale de champ magnétique créée par le bobinage 1 dans l'entrefer est donc :

$$b_{h1}(\alpha) = \frac{4}{\pi} B_{MAX} \cos \alpha \quad \text{et} \quad k_{h1} = 1,273$$

QB8 Représenter l'allure de $b_{h1}(\alpha)$ sur le document réponse 2. Dans ce qui suit on assimile $b(\alpha)$ à son fondamental $b_{h1}(\alpha)$.



On souhaite calculer l'inductance propre ℓ de l'enroulement 1. La valeur de cette inductance est égale au flux total ψ_1 embrassé par l'enroulement 1, lorsqu'il est alimenté seul, divisé par le courant qui crée ce flux. Le flux élémentaire $d\psi$ qui traverse la surface élémentaire dS s'écrit $d\psi = b(\alpha) \frac{D_R}{2} L_M d\alpha$. L_M est la longueur de la machine.

QB9 Intégrer le flux élémentaire $d\psi$ sur toute la surface portée par l'enroulement 1 et donner l'expression de $\psi_1 = f(k_{h1}, \mu_0, e, D_R, L_M, I_1)$

Le flux élémentaire à travers la petite gouttière de longueur $D_R/2 \cdot d\alpha$ est $d\psi = b(\alpha) L_M \frac{D_R}{2} d\alpha$ et le flux total enlacé

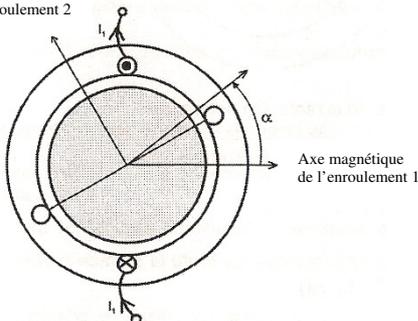
$$\text{par l'enroulement 1 est } \psi_1 = \frac{4\mu_0}{\pi 2e} I_1 L_M \frac{D_R}{2} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \cos \alpha d\alpha \quad \Rightarrow \quad \psi_1 = \frac{2\mu_0}{\pi e} I_1 L_M D_R$$

QB10 Donner l'expression de l'inductance propre ℓ . Calculer la valeur numérique de ℓ

L'inductance propre de l'enroulement 1 vaut

$$\ell = \frac{\psi_1}{I_1} = 2 \frac{\mu_0}{\pi} \frac{D_R L_M}{e} = 38,4 \mu\text{H}$$

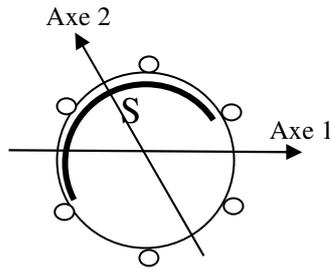
Axe magnétique
de l'enroulement 2



On souhaite calculer la mutuelle inductance M entre deux enroulements statoriques. Les trois enroulements statoriques sont décalés de 120° dans l'espace électrique. Pour calculer M , on va alimenter l'enroulement 1 et déterminer le flux total embrassé par l'enroulement 2.



QB11 Intégrer le flux élémentaire $d\psi$ sur toute la surface portée par l'enroulement 2 et donner l'expression de $\psi_{12}=f(k_{h1},\mu_0,e,D_R,L_M,I_1)$



$$d\psi = \frac{4}{\pi} B_M \cos \alpha \frac{D_R}{2} L_M d\alpha$$

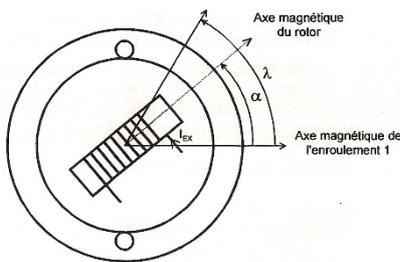
$$\psi_{12} = \frac{4}{\pi} B_M \frac{D_R}{2} L_M \int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{\pi}{6}+\pi} \cos \alpha d\alpha$$

$$\psi_{12} = -\frac{2\mu_0}{\pi e} I_1 L_M \frac{D_R}{2}$$

QB12 Donner l'expression de M puis calculer sa valeur numérique.

et
$$M = \frac{\psi_{12}}{I_1} = -\frac{\mu_0}{\pi} \frac{D_R L_M}{e} = -\frac{\ell}{2} = -19,2\mu H$$

Pour établir le schéma équivalent monophasé, il faut connaître la tension induite dans un enroulement par le rotor. Le constructeur de la machine nous dit que l'induction produite dans l'entrefer par un pôle magnétique rotorique et pour le courant d'excitation nominal est d'environ 1 Tesla. On suppose que cette induction est à répartition sinusoïdale le long de l'entrefer ce qui permet d'écrire que $b_{EX} = B_{EX} \cos(\lambda - \alpha)$ avec $B_{EX} = 1$ Tesla.



Le rotor tourne à la vitesse de ω rad/s dans l'espace électrique. On notera que

$$\omega = \frac{d\alpha}{dt}$$

Le flux élémentaire $d\Phi_{EX}$ traversant la surface dS et créé par l'enroulement inducteur s'écrit $d\Phi_{EX} = b_{EX}(\lambda) \frac{D_R}{2} L_M d\lambda$

QB17 Intégrer le flux élémentaire $d\Phi_{EX}$ sur toute la surface portée par l'enroulement 1 et donner l'expression de $\Phi_{EX}=f(\omega,B_{EX},D_R,L_M,t)$.

En un point repéré par l'angle λ le champ magnétique créé par le rotor est :

$b_{EX}(\lambda) = B_{EX} \cos(\lambda - \alpha) = B_{EX} \cos(\lambda - \omega t)$ et le flux créé par le rotor à travers la spire 1 vaut

$$\Phi_{EX} = B_{EX} \frac{D_R}{2} L_M \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \cos(\lambda - \omega t) d\lambda = B_{EX} D_R L_M \cos \omega t$$

QB18 La tension induite e_1 par le flux Φ_{EX} s'écrit $e_1 = -\frac{d\Phi_{EX}}{dt}$. Donner l'expression de $e_1 = f(\omega,B_{EX},D_R,L_M,t)$. En

déduire l'expression de la valeur efficace E de e_1 .

$$e_1(t) = -\frac{d\Phi_{EX}}{dt} = \omega B_{EX} D_R L_M \sin \omega t$$

avec sa valeur efficace

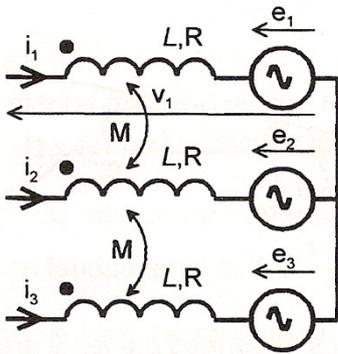
$$E = \frac{\omega B_{EX} D_R L_M}{\sqrt{2}}$$

QB19 Donner la relation liant ω à la vitesse de rotation réelle du rotor Ω en rad/s.

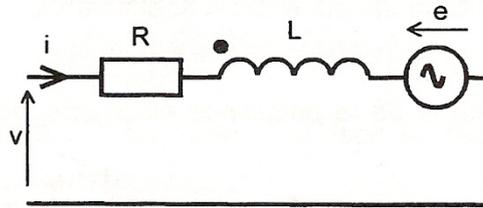
En utilisant le nombre de paires de pôles $p = 6$ $\omega = p\Omega = 6\Omega$



QB 20 Calculer la valeur numérique de E lorsque le rotor de la machine tourne à 1000 tr/min.
E = 7,46V avec $\omega = 626 \text{ rd/s}$

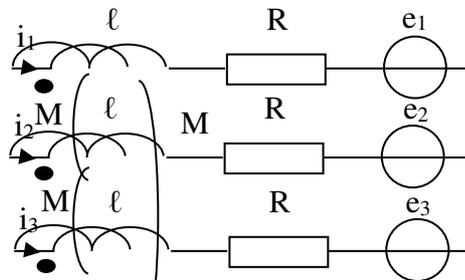


Le modèle électrique de la machine se représente de la manière suivante (ci-contre). De là on obtient le schéma équivalent monophasé représenté ci-dessous :



L est appelée inductance cyclique

QB21 Donner l'expression de $L = f(\ell, M)$. Calculer la valeur numérique de L.



Avec $i_1 + i_2 + i_3 = 0$

$$v_1 = e_1 + Ri_1 + \ell \frac{di_1}{dt} + M \frac{di_2}{dt} + M \frac{di_3}{dt} = e_1 + Ri_1 + (\ell - M) \frac{di_1}{dt} \text{ et } M = -\ell/2$$

D'où la valeur de l'inductance cyclique $L = (3/2)\ell = 56,7 \mu\text{H}$

Modélisation de la transmission poulie-courroie

Hypothèse: on néglige l'inertie de l'ensemble constitué des poulies et de la courroie

QB22 Expliciter la raison et les conséquences de cette hypothèse de travail.

L'inertie de cet ensemble assurant la transmission a une inertie négligeable devant l'inertie des autres parties tournantes

et la transmission se fait parfaitement sans pertes et sans élasticité. On a alors $J_T = J_{RM} + \frac{J_{VV}}{r^2} = 25 \cdot 10^{-3} \text{ Kg.m}^2$

QB23 Calculer le rapport de réduction r de l'ensemble poulie-courroie.

$$r = \frac{\Omega}{\Omega_V} = \frac{d_2}{d_1} = 2,67$$

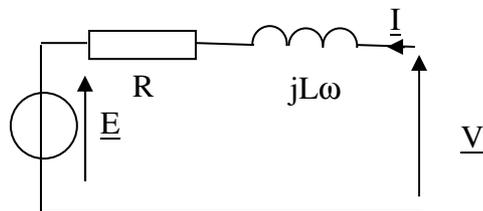
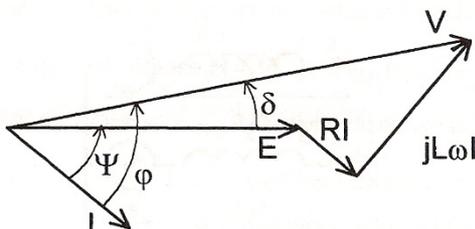
Exploitation du simulateur

Prédétermination des grandeurs attendues en mode démarreur

Dans ce qui suit on utilisera le schéma équivalent monophasé de la machine en convention récepteur.

Hypothèse : La machine fonctionne en régime sinusoïdal ; on ne tient pas compte de la saturation ; $R=20\text{m}\Omega$; $L=50 \mu\text{H}$ le courant d'excitation est égal à sa valeur nominale ; $E = k_{EX} I_{EX} \Omega$: E est égale à 10 V efficace pour 1000 tr/min pour le courant d'excitation nominal.

Le diagramme vectoriel des tensions est le suivant :





QB25 *Enoncer les simplifications apportées par les deux premières hypothèses de travail.*

L'étude est faite en régime sinusoïdal, nous utiliserons donc le calcul complexe et les diagrammes vectoriels. De plus le circuit magnétique de la machine n'est pas saturé on peut donc définir des inductances dont les valeurs sont constantes et utiliser le modèle précédemment établi. Le schéma équivalent par phase de la machine synchrone en convention récepteur est donc celui représenté à droite du diagramme vectoriel.

QB26 *Déterminer l'expression de la puissance absorbée $P_A = f(V, I, \phi)$ et de la puissance réactive $Q_A = f(V, I, \phi)$.*
Les expressions des puissances active P_A et réactive Q_A sont : $P_A = 3VI \cos \phi$ et $Q_A = 3VI \sin \phi$

QB27 *Déterminer l'expression de la puissance électromagnétique P_{EM} et des pertes Joules au stator P_{JS} .*
La puissance électromagnétique P_{EM} a pour expression $P_{EM} = 3EI \cos \psi$ et les pertes Joule au stator $P_{JS} = 3RI^2$.

QB28 *Déterminer l'expression de la puissance active $P_A = f(E, I, R, \psi)$*
La puissance absorbée P_A est la somme de la puissance électromagnétique P_{EM} et des pertes Joule P_{JS} ce qui donne : $P_A = 3EI \cos \psi + 3RI^2 = 3I(E \cos \psi + RI)$ ce qui impose $V \cos \phi = E \cos \psi + RI$ relation que l'on peut obtenir à l'aide du diagramme vectoriel par projection des vecteurs sur l'axe du courant.

$$P_A = 3I(E \cos \psi + RI)$$

QB29 *Déterminer l'expression du couple électromagnétique $C_{EM} = f(k_{EX}, I_{EX}, I, \psi)$.*

En exprimant la puissance électromagnétique P_{EM} en fonction du couple C_{EM} électromagnétique et de la vitesse Ω on obtient:

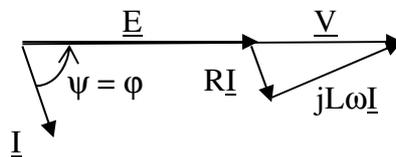
$$P_{EM} = C_{EM} \Omega \text{ et } P_{EM} = 3EI \cos \psi \text{ ce qui donne}$$

$$C_{EM} = 3 \frac{E}{\Omega} I \cos \Psi = 3k_{EX} I_{EX} I \cos \Psi$$

En fonctionnement démarreur, la commande de l'onduleur impose V en phase avec E . On suppose que V est constant quelle que soit la vitesse et vaut $6V$.

QB30 *Représenter l'allure du diagramme de Fresnel des tensions pour le fonctionnement démarreur.*

Lorsque V est en phase avec E , $\delta = 0$ et le diagramme vectoriel devient :



QB31 *Déterminer l'expression de la valeur efficace du courant $I = f(V, k_{EX}, I_{EX}, \Omega, R, L, p)$*

Le diagramme donne pour ce fonctionnement :

$$V = E + \sqrt{R^2 + (L\omega)^2} I \text{ d'où } I = \frac{V - E}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} \text{ avec } E = k_{EX} I_{EX} \Omega \text{ et } \omega = p\Omega \text{ on obtient finalement}$$

$$I = \frac{V - k_{EX} I_{EX} \Omega}{\sqrt{R^2 + (Lp\Omega)^2}}$$

QB32 *Déterminer l'expression du couple électromagnétique $C_{EM} = f(\Omega)$ et la mettre sous la forme. $C_{EM} = \frac{K_1 + K_2 \Omega}{K_3 + K_4 \Omega^2}$*

. Donner les expressions littérales et numériques de K_1, K_2, K_3 et K_4 . On rappelle que $\cos^2(\Psi) = \frac{1}{1 + \tan^2 \Psi}$

L'expression du couple électromagnétique est obtenue en remplaçant I par l'expression obtenue à la question précédente dans la relation obtenue à la question QB29

$$C_{EM} = 3k_{EX} I_{EX} \frac{V - k_{EX} I_{EX} \Omega}{\sqrt{R^2 + (Lp\Omega)^2}} \cos \Psi$$

$$\text{Avec } \tan \Psi = \frac{Lp\Omega}{R} \text{ on trouve } \cos \Psi = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Lp\Omega}{R}\right)^2}} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + (Lp\Omega)^2}} \text{ et}$$

$$C_{em} = \frac{3k_{EX}I_{EX}VR - 3k_{EX}^2I_{EX}^2R\Omega}{R^2 + (Lp\Omega)^2} = \frac{K_1 + K_2\Omega}{K_3 + K_4\Omega^2}$$

L'application numérique des deux précédentes questions est :

$$K_1 = 3k_{EX}I_{EX}RV = 3,44 \cdot 10^{-2} \text{ (SI)}$$

$$K_2 = -3k_{EX}^2I_{EX}^2R = -5,47 \cdot 10^{-4} \text{ (SI)}$$

$$K_3 = R^2 = 4 \cdot 10^{-4} \text{ (SI)}$$

$$K_4 = L^2p^2 = 9 \cdot 10^{-8} \text{ (SI)}$$

Les relations numériques sont :

$$I = \frac{6 - 9,55 \cdot 10^{-2} \Omega}{\sqrt{4 \cdot 10^{-4} + 9 \cdot 10^{-8} \Omega^2}} \quad \text{et} \quad C_{em} = \frac{3,44 \cdot 10^{-2} - 5,47 \cdot 10^{-4} \Omega}{4 \cdot 10^{-4} + 9 \cdot 10^{-8} \Omega^2}$$

Pour exploiter ces relations, regardons les liens entre le diagramme vectoriel et la position des champs tournants dans la machine. On utilise pour cela les relations suivantes :

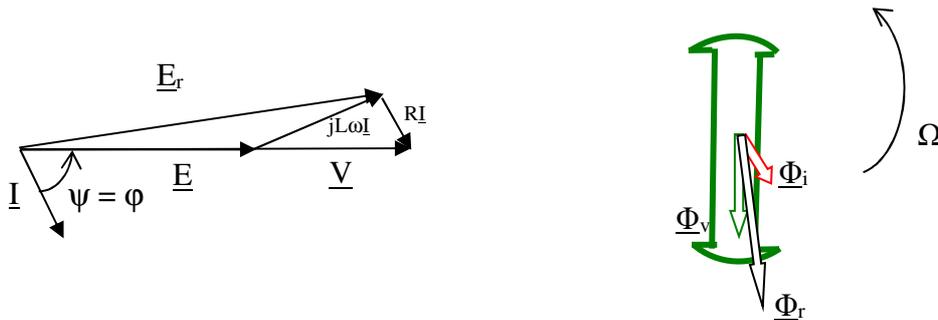
$\underline{V} = \underline{E}_r + R\underline{I}$ où E_r est la f.e.m résultante liée au flux du champ tournant résultant $\underline{\Phi}_r$

$$\underline{E}_r = j\omega\underline{\Phi}_r ; \underline{E} = j\omega\underline{\Phi}_v ; \underline{\Phi}_i = L\underline{I}$$

$\underline{\Phi}_v$ est le flux du champ tournant « à vide » créé par le rotor

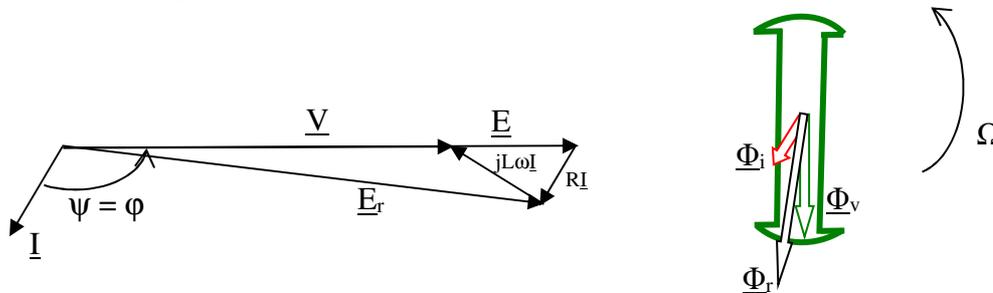
Et $\underline{\Phi}_i$ le flux du champ tournant créé par les courants statoriques

Ces relations permettent de trouver la position relative des champs tournants dans l'entrefer de la machine :



Lorsque la machine a démarré, la vitesse augmente, la valeur numérique de $L\omega$ augmente et la valeur de la fem créée par le rotor augmente. Par contre le module de V reste égal à $6V$. La vitesse pour laquelle $V=E$ est $\Omega = \frac{V}{K_{EX}I_{EX}} = 62,8 \text{ rd/s}$. Pour cette valeur de vitesse, $\underline{\Phi}_v$ et $\underline{\Phi}_r$ sont superposés le couple électromagnétique est nul ainsi que le courant.

Si le moteur thermique entraîne l'alternateur et que l'on conserve cette commande alors le diagramme vectoriel et la position relative des champs tournants deviennent :



La machine fonctionne alors en alternateur offrant au moteur thermique un couple résistant très faible : elle a joué son rôle de démarreur. On constate également que lorsque la vitesse prend des valeurs très élevées la valeur de $L\omega$ étant très grande devant R , les grandeurs V , E , E_r sont en phase et les champs tournants colinéaires : le couple électromagnétique est nul, $\phi = \pi/2$ et la puissance appelée est nulle.

La courbe de la caractéristique du couple $C_{EM} = f(\Omega)$ est donnée ci-dessous (figure 7). Elle servira pour calculer l'ordre



de grandeur du temps de démarrage.

Couple électromagnétique de la machine synchrone en fonction de la vitesse

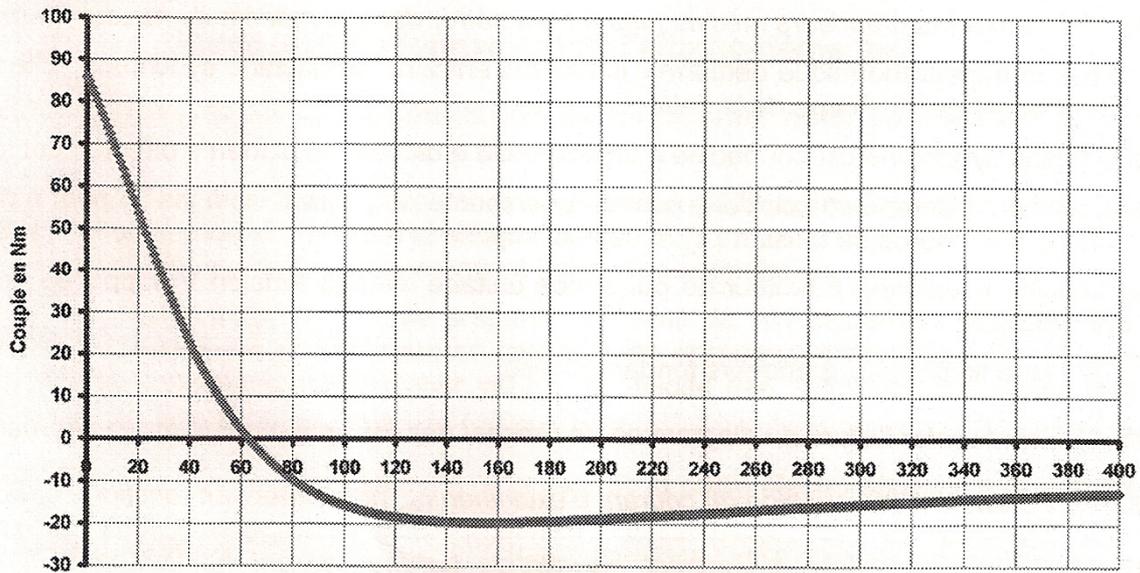


Figure 7 Vitesse de rotation de la machine synchrone en rad/s

L'expression de la valeur efficace du courant I s'écrit:
$$I = \frac{6 - 9,55 \cdot 10^{-2} \Omega}{\sqrt{4 \cdot 10^{-4} + 9 \cdot 10^{-8} \Omega^2}}$$

QB33 Calculer la valeur du couple accélérateur C_{AM} sur l'arbre du moteur au moment du décollage pour un démarrage à froid et pour un démarrage à chaud. Le décollage est-il possible dans les deux cas?

Calculons les valeurs du couple accélérateur au moment du décollage, dans différentes conditions de démarrage. Le couple de démarrage imposé par le moteur a pour valeur :

$$C_{emd} = \frac{K_1}{K_3} = \frac{3,44 \cdot 10^{-2}}{4 \cdot 10^{-4}} = 86 \text{ Nm}$$

Et l'expression du couple accélérateur a pour expression :

$$C_{AM} = C_{emd} - C_P - \frac{C_{RV}}{2,67}$$
 avec $C_{RV} = C_{DV} + C_{PV}$. C_{DV} prend des valeurs différentes : pour un démarrage à chaud $C_{DV} = 40 \text{ Nm}$, et un démarrage à froid $C_{DV} = 80 \text{ Nm}$.

$$C_{AM} = 56 \text{ Nm à chaud et } C_{AM} = 41 \text{ Nm à froid}$$

Le décollage est possible dans les deux cas.

Calculons également le courant de démarrage $I_d = \frac{V}{R} = \frac{6}{2 \cdot 10^{-2}} = 300 \text{ A}$ car il n'y a pas de fem ni de $L\omega$.

QB34 Ecrire les équations fondamentales de la dynamique appliquées à l'arbre du moteur pour un démarrage à froid et un démarrage à chaud. On fera l'approximation qui s'impose pour la caractéristique du couple électromagnétique.

L'équation fondamentale de la dynamique s'écrit :

$$J_T \frac{d\Omega}{dt} = C_{EM} - C_R$$

On peut linéariser la caractéristique du couple en fonction de la vitesse à condition que la vitesse finale soit inférieure à une cinquantaine de rd/s. Le régime statique correspond à $C_{EM} = C_{RV}/2,67$ c'est-à-dire 30Nm à chaud et 44.9Nm à froid. Le développement limité à l'ordre 1 de l'expression du couple électromagnétique donne

$$C_{EM} = \frac{K_1 + K_2 \Omega}{K_3} = 86 - 1,37 \Omega = C_{EMD} - k \Omega$$

Sur la caractéristique graphique on peut faire une évaluation de la pente de la caractéristique, on trouve $\frac{\Delta C_{EM}}{\Delta \Omega} = 1,55$

Nm/rd/s ce qui est une valeur un peu plus élevée.

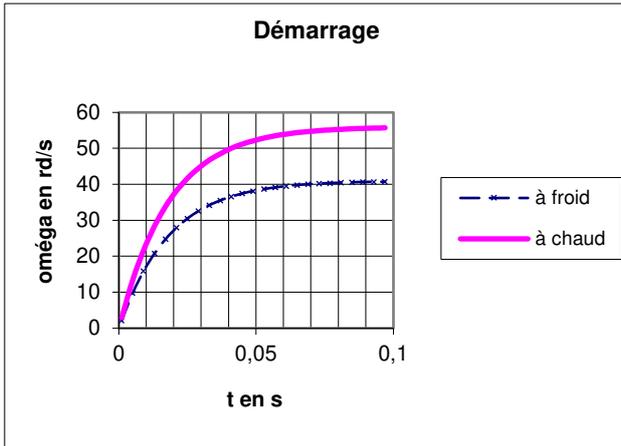
L'équation fondamentale de la dynamique devient :

$$J_T \frac{d\Omega}{dt} + k\Omega = C_{EMD} - C_R ; \text{ le second membre de cette équation est une constante et } C_R = (C_{DV} + C_{PV})/2,67.$$

QB35 Résoudre ces équations et donner les expressions de $\Omega = f(t)$. En déduire les temps t_d pour atteindre le régime établi, à froid et à chaud.

La solution de cette équation différentielle est :

$$\Omega(t) = \left(\frac{C_{EMD} - C_R}{k} \right) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right)$$



Et la constante de temps τ est égale à $\frac{J_T}{k} = 18,3 \text{ ms}$. Le temps de réponse à 5% pour ce système du premier ordre est $t_r = 3\tau = 55 \text{ ms}$. La vitesse atteint 99% de sa valeur finale en 5τ c'est-à-dire en 91,5 ms. Les performances attendues en mode démarreur sont dépassées. Ce temps de réponse est le même pour un démarrage à chaud et pour un démarrage à froid.

QB36 Calculer les vitesses de rotation, Ω du moteur électrique et Ω_V du moteur thermique, en régime établi.

Les valeurs finales de la vitesse en régime établi correspondent à l'égalité des couples C_{EM} et C_R . On cherche sur la courbe les valeurs des vitesses correspondant à C_R à chaud (44,9 Nm) puis à froid (30 Nm) ; on trouve $\Omega_f = 25,3 \text{ rd/s}$ à froid et $\Omega_f = 35 \text{ rd/s}$ à chaud. Les vitesses du vilebrequin en régime établi sont alors $\Omega_{fV} = 9,47 \text{ rd/s}$ à froid et $\Omega_{fV} = 13,1 \text{ rd/s}$ à chaud.

QB37 Calculer les valeurs efficaces du courant absorbé par le moteur au décollage et en régime établi pour un démarrage à froid et à chaud.

On a déjà calculé la valeur efficace du courant au démarrage $I_d = 300 \text{ A}$. Les valeurs en régime établi sont $I = 167 \text{ A}$ à froid et $I = 118 \text{ A}$ à chaud.

QB38 Calculer la valeur du déphasage φ du courant I par rapport à la tension V en régime établi pour un démarrage à froid et à chaud

La valeur de φ peut être calculée en utilisant le diagramme vectoriel :

$$\cos \varphi = \frac{R}{\sqrt{R^2 + L^2 p^2 \Omega^2}}$$

Ce qui donne les valeurs numériques suivantes :

$$\cos \varphi = 0,935 \text{ et } \varphi = 24,5^\circ \text{ à froid} \qquad \cos \varphi = 0,885 \text{ et } \varphi = 31,8^\circ \text{ à chaud}$$

QB39 Calculer la puissance absorbée P_A par la machine synchrone en régime établi pour un démarrage à froid et à chaud

Les puissances absorbées ont pour valeurs :

$$P_A = 3VI \cos \varphi = 2,82 \text{ kW à froid}$$

$$P_A = 3VI \cos \varphi = 1,875 \text{ kW à chaud}$$

QB40 Calculer la puissance utile P_u de la machine synchrone en régime établi pour un démarrage à froid et à chaud.

Les puissances utiles ont pour valeurs :

$$P_u = C_u \Omega = C_R \Omega = 1,137 \text{ kW à froid}$$

$$P_u = C_u \Omega = C_R \Omega = 1,046 \text{ kW à chaud}$$

On peut calculer les pertes Joule

$$P_j = 3RI^2 = 1684 \text{ W à froid}$$

$$P_j = 3RI^2 = 830 \text{ W à froid}$$



Elles représentent la différence entre la puissance appelée et la puissance utile, les autres pertes étant négligées. Ceci nous permet de vérifier les calculs précédents.

QB41 Calculer le rendement de la machine synchrone en régime établi pour un démarrage à froid et à chaud.

Les rendements correspondants sont :

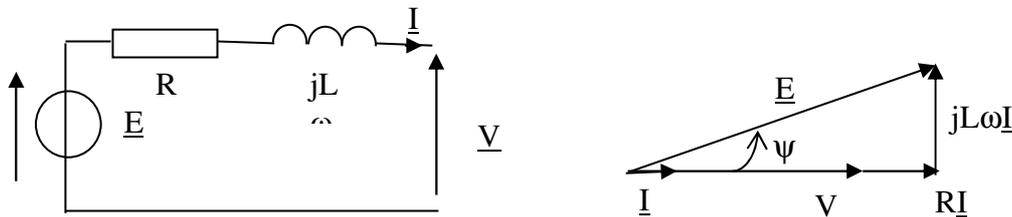
$$\eta = \frac{P_u}{P_a} = 0,403 \text{ à froid} \quad \text{et} \quad \eta = \frac{P_u}{P_a} = 0,558 \text{ à chaud}$$

Une fois le moteur thermique démarré c'est lui qui entraîne la machine synchrone. Elle fonctionne en alternateur et permet la charge de la batterie. La machine synchrone est connectée à un pont PD3 à diodes qui alimente directement la batterie. La machine synchrone se comporte comme une source de courant vis à vis du pont à diodes et la batterie comme une source de tension : c'est elle qui impose la tension aux bornes de la machine. La machine fonctionne à facteur de puissance unitaire avec la tension V supposée constante et égale à 6 V efficaces.

L'étude sera limitée aux grandeurs fondamentales.

QB43 Représenter l'allure du diagramme de Fresnel des tensions pour le mode alternateur.

Le diagramme vectoriel de la machine synchrone, en utilisant une convention générateur, est représenté en suivant :



Le diagramme vectoriel est représenté pour les fondamentaux des différentes grandeurs.

QB44 Déterminer l'expression du courant d'excitation I_{EX} notamment en fonction I et de Ω .

Le théorème de Pythagore appliqué au diagramme vectoriel donne :

$$E^2 = (V + RI)^2 + (Lp\Omega I)^2 = (k_{EX} I_{EX} \Omega)^2$$

$$\text{D'où } I_{EX} = \frac{\sqrt{(V + RI)^2 + (Lp\Omega I)^2}}{k_{EX} \Omega}$$

QB45 Calculer la valeur du courant d'excitation I_{EX} (ce courant ne tient pas compte de la saturation) pour avoir $I=120A$ lorsque la machine tourne à 6000 tr/min.

Lorsque le moteur thermique entraîne la machine synchrone à 6000 tr/min et sachant que la valeur efficace du fondamental de V est 6V, on trouve $I_{EX} = 8 A$ pour obtenir un courant de charge $I = 120A$.

QB46 Calculer la puissance mécanique P_M sur l'arbre de l'alternateur puis calculer le rendement η de celui-ci.

Calculons la puissance fournie par l'alternateur :

$$P_u = 3VI \cos \varphi = 3 \cdot 6 \cdot 120 = 2160 \text{ W}$$

Calculons la puissance mécanique absorbée. En négligeant le couple de pertes, cette puissance est égale à la puissance électromagnétique $P_{em} = 3EI \cos \psi = 3 \cdot 120 \cdot 8,4 = 3024 \text{ W}$

$$\text{D'où la valeur du rendement : } \eta = \frac{P_u}{P_{em}} = 0,714$$

Perturbation harmonique et réseau électrique : un couple centenaire

Patrick GUERIN

IREENA - IUT de St Nazaire,
BP 406 - 44602 Saint Nazaire

Résumé : Il est couramment admis que les harmoniques soient devenus une préoccupation pour les chercheurs et les industriels depuis la diffusion des convertisseurs statiques à base de semi-conducteurs de puissance. Une recherche bibliographique non exhaustive des publications du début du 20^{ème} siècle montre que d'illustres électriciens analysaient et débattaient déjà des problèmes d'harmoniques alors que les réseaux de distribution n'étaient formés que de quelques kilomètres de câbles autour d'une ou deux génératrices. Il fallait se rendre à l'évidence que dès leur origine, les réseaux électriques avaient été soumis à des perturbations qui par ailleurs avaient certainement freiné leur extension.

1. Introduction

Depuis ces dernières décennies, l'électronique de puissance a investi un nombre croissant d'équipements, de la lampe fluorescente de quelques watts au variateur de vitesse de plusieurs mégawatts. Ces appareils absorbent désormais un courant fortement non sinusoïdal, injectant ainsi des courants harmoniques sur les réseaux de distribution. La circulation de ces courants génère des pertes supplémentaires et perturbe la forme de la tension d'alimentation par l'intermédiaire des impédances du réseau. En conséquence, les risques de détérioration et de dysfonctionnement des appareils augmentent, allant même jusqu'à provoquer l'arrêt de certaines installations électriques. Travaillant dans le domaine des perturbations harmoniques depuis une douzaine d'années, j'adoptais le point de vue couramment admis selon lequel les harmoniques sont devenus une préoccupation pour les chercheurs et les industriels avec la diffusion massive des convertisseurs statiques à base de semi-conducteurs de puissance.

Par curiosité, je me suis intéressé à l'histoire de l'énergie électrique et notamment la création des réseaux de transport en France. Quelle ne fut pas ma surprise de constater que d'illustres électriciens analysaient et débattaient déjà des problèmes d'harmoniques alors que les réseaux de distribution n'étaient formés que de quelques kilomètres de câbles ou de lignes autour d'une ou deux génératrices. Il fallait se rendre à l'évidence que dès leur origine, les réseaux électriques avaient été soumis à des perturbations qui par ailleurs avaient certainement freiné leur extension.

Dans un premier temps, cet article propose un bref rappel historique sur le développement des usages de l'électricité et les conditions qui ont permis la naissance des réseaux de transport de l'énergie électrique. Dans un deuxième temps, une synthèse non exhaustive des travaux de recherche ayant trait aux phénomènes harmoniques et transitoires apparaissant dans ces premiers réseaux électriques sera présentée, en s'appuyant sur une recherche bibliographique des publications du début du 20^{ème} siècle.

2. Les premiers usages de l'électricité

La notion de fluide électrique est connue depuis les expériences de Benjamin Franklin (1706-1790). En revanche, il a fallu attendre de nombreuses décennies pour que son usage sorte des laboratoires ou des exhibitions scientifiques. Le télégraphe mis à part, l'un des premiers exemples cités concerne l'éclairage du phare du Cap de la Hève en 1863. L'emploi de l'électricité se développe surtout après les années 1880. Cet essor n'a pu avoir lieu que par la mise au point de matériels dans trois domaines simultanément [Histoire_97] :

- la production, grâce à la machine de Gramme proposée en 1871/1874,
- le transport, par la connaissance acquise dans le télégraphe électrique arrivant à maturité dans les années 1870,
- la consommation, avec les bougies Jablochhoff en 1876 qui éliminent les régulateurs des anciennes lampes à arc.



Ainsi, au début des années 1880, des installations électriques commencent à voir le jour et à se multiplier. Pour l'année 1881, il est cité en France plusieurs exemples [Histoire_97] :

- l'éclairage du port du Havre par 32 bougies Jablochhoff en complément des lampes à gaz,
- la création d'usines électriques pour l'éclairage de bâtiments ou lieux publics (hall de gare, hôtel de ville de Paris, théâtres, parc Monceau),
- l'exposition internationale d'électricité de Paris.

Lors de cet événement, en plus de l'éclairage, l'énergie électrique était fournie à plusieurs machines-outils raccordées en dérivation. L'ensemble formait ainsi une première tentative de réseau de distribution à courant continu composé de charges diverses.

Profitant certainement de cette exposition d'électricité, Marcel Deprez [Deprez_81] pose alors les relations de base du transport de l'énergie calorifique et mécanique, dans le cas de deux machines reliées par un circuit électrique. La notion de puissance maximale transmissible apparaît déjà. Il propose également des outils graphiques pour déterminer les points de fonctionnement stables et optimaux des machines. Ce travail théorique montre l'intérêt de disposer de tensions élevées pour optimiser le transport de l'énergie électrique.

Les années suivantes vont voir le développement des installations à courant continu, que ce soit pour l'éclairage, la force motrice ou bien l'électrochimie naissante. En 1888, avec la concession de quatre secteurs de Paris à des entreprises, la distribution électrique prend de l'ampleur, même si cela reste encore peu structuré.

3. Les courants alternatifs et les réseaux

La décennie 1880-1890 voit l'émergence d'une nouvelle technologie autour des courants alternatifs. En 1883, M. Deprez indique lors d'une discussion théorique que deux machines à courant alternatif décalées de 90° pourraient produire un champ tournant. C. Gaulard propose en 1884 le premier transformateur à courant alternatif. Suite à ces travaux sur le transformateur, Galiléo Ferraris présente en 1888, un moteur utilisant directement les courants alternatifs, fortement semblable à la machine asynchrone de Tesla en 1889. La même année, ce dernier développe également l'alternateur triphasé.

Au début des années 1890, tous les éléments de la chaîne électrique en alternatif sont disponibles. L'emploi

des transformateurs autorise l'accès à des valeurs de tension bien supérieures à celles que pouvaient fournir les génératrices continues. Des installations de transport en haute tension et sur de longues distances voient alors le jour. En 1890 au Havre, une usine de deux alternateurs de 225 kW monophasés à 70 périodes fournit l'énergie à un réseau de 10km. L'exposition d'électricité de Francfort en 1891 est alimentée par l'usine de Lauffen via une ligne triphasée 8000 V de 177 km. En 1893 dans les Alpes, l'usine hydroélectrique de Lancey alimente les communes environnantes. L'extension de ce réseau en 1897 portera sa longueur à 75 km pour une tension de service de 10 kV. Dans Paris et sa banlieue, les installations en courant alternatif viennent compléter celles à courant continu pour satisfaire la demande des consommateurs. Le 3000 V alternatif à 40 périodes est choisi pour approvisionner les deux nouvelles concessions de Levallois Perret (1892) et d'Issy les Moulineaux (1896).

La dernière décennie du 19^{ème} siècle est une période de développement des réseaux de transport et de distribution avec une prédominance de plus en plus marquée pour les courants alternatifs. La possibilité d'élever et d'abaisser la tension par des transformateurs donne à cette technologie un avantage décisif.

4. Perturbations Electriques et Harmoniques

Ce n'est donc pas un hasard si des problèmes liés à des « perturbations électriques » sont cités dans la littérature dès cette période, relatant les premières études s'intéressant à ces nouveaux phénomènes.

Dès l'année 1900, des solutions sont envisagées afin de rendre la tension délivrée par les alternateurs la plus sinusoïdale possible. M. Pérot suggère d'utiliser des machines synchrones à self induction, dans le but de réduire les harmoniques des f.é.m. des alternateurs. Antérieurement à cette tentative, G. Claude aurait cherché à rendre plus sinusoïdale la tension délivrée par les alternateurs de l'usine des Halles à Paris [Claude_00]. Pour ce faire, il aurait utilisé des circuits résonnants séries raccordés aux bornes des alternateurs. Malheureusement, les isolants des condensateurs de l'époque ne devaient pas encore supporter de telles surtensions et ces contraintes entraînaient une rupture de ceux-ci. Si les réalisations pratiques se heurtent à des difficultés techniques, la notion de filtre harmonique résonnant, son dimensionnement et les calculs d'atténuation sont alors bien établis à cette période [Claude_00][Picou_04].

En 1903, M. Field [Field_03] présente les résultats de ses expériences sur la station centrale de Glasgow. Les relevés sont effectués à l'aide d'un oscillographe dérivé du modèle Blondel et montre la forme d'onde des f.é.m. des alternateurs pour différentes configurations de charge. Il met en évidence l'existence d'harmoniques 11 et 13 et démontre leur lien avec le nombre de dents des alternateurs (figure 1). Une décomposition en série de Fourier des formes d'ondes indique également la présence d'un harmonique de rang 5. Il suggère que celui-ci provienne de la répartition du cuivre dans l'induit. Dans le même exposé, M Field précise les conditions d'existence des harmoniques multiples de 3 selon le type de couplage des f.é.m. Une modélisation sommaire de l'alternateur et plus détaillée d'un câble lui permet d'expliquer les phénomènes possibles de résonance en fonction des caractéristiques du circuit. Des essais avec plusieurs longueurs de câble valident ses travaux (figure 2).

Dans une seconde partie, M. Field expose des phénomènes oscillatoires et transitoires lors de la mise en charge ou décharge de circuits inductifs ou capacitifs. Il conclut sur les combinaisons critiques de valeurs d'inductances et de capacités à éviter, mais juge que les effets de résonance liés aux harmoniques ne sont pas dangereux. Cet avis ne semble pourtant pas partagé par Ms. Blackley et Dudell [Field_03]. Ce dernier ayant également réalisé des relevés sur quatre installations a constaté :

- une fatigue des isolants des câbles,
- une diminution du rendement des machines,
- une altération de la régulation des moteurs.

Il note que les voltmètres des stations centrales mesurent la valeur efficace de l'onde et donc que les valeurs crêtes peuvent échapper à la surveillance de l'ingénieur de service.

Dans ces constatations, nous retrouvons les principales conséquences, désormais attribuées de manière classique, aux perturbations harmoniques. La remarque sur l'indication des voltmètres est toujours d'actualité et renvoie aux précautions à prendre et aux choix des appareils lors des mesures sur des réseaux électriques où l'onde de tension ou de courant n'est pas sinusoïdale.

Une autre étude des oscillations électriques dans les réseaux alternatifs est présentée par Charles David en 1904 [David_05A]. L'usine du Plan du Var, est prise comme site expérimental de mesure. Cette usine hydroélectrique de 600kVA alimente en 10kV - 25Hz, le réseau naissant du littoral méditerranéen (figure 3).

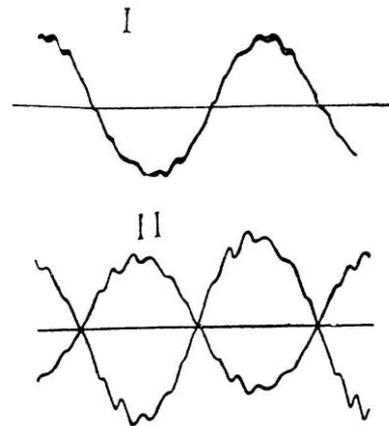


Figure 1 : I) onde de force électromotrice d'un alternateur débitant 245A - II) onde de force électromotrice et d'intensité d'un transformateur débitant sur résistance liquide

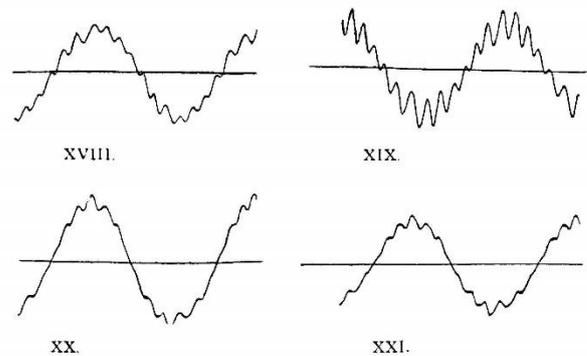


Figure 2 : onde de force électromotrice sans charge, avec XVIII : 65 km de câbles ; XIX : 47,3 km de câbles XX : 8,5 km de câbles ; XXI : 2 km de câbles

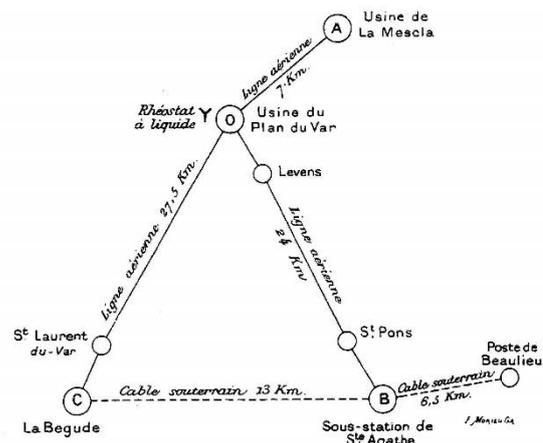


Figure 3 : l'usine du Plan du Var et son réseau

La mise en évidence des harmoniques s'effectue par deux méthodes. La première, s'appuie sur des relevés temporels à l'oscillographe de Blondel-Carpentier, suivie par une décomposition en série de Fourier effectuée graphiquement. La deuxième, basée sur les travaux de M. Armagnat [Armagnat_02], consiste à



insérer un oscillographe en série dans le circuit, associé à des éléments inductifs et capacitifs afin d'obtenir une résonance (figure 4). La connaissance des éléments LC permet d'obtenir l'harmonique d'ordre n, chaque fois que la relation suivante est vérifiée :

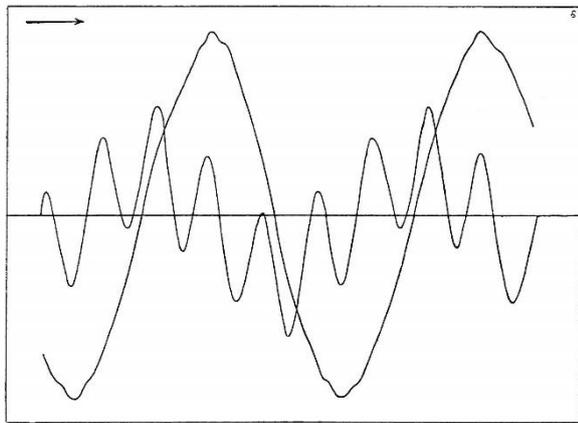
$$n^2\omega^2LC = 1$$

Ces méthodes ont permis de déterminer les harmoniques des f.é.m. des alternateurs et des tensions en bout de ligne (réseau bouclé) dans plusieurs configurations. De nombreux régimes transitoires lors de l'ouverture et de la fermeture des circuits complètent l'étude harmonique.

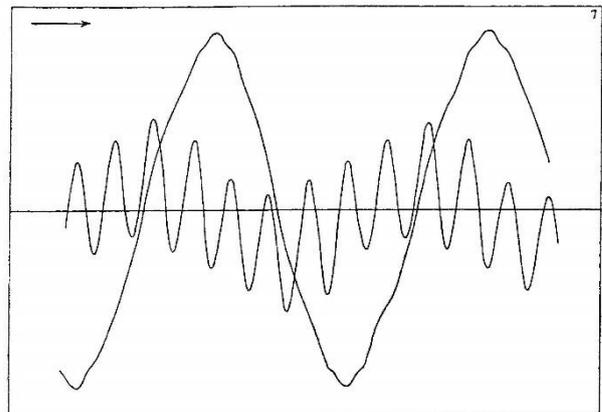
Par exemple, M. David signale une variation régulière de 12 à 13 périodes sur l'intensité de l'alternateur lors du fonctionnement en parallèle de deux usines sur le même réseau (figure 5). Un phénomène de 'pompage' ou une perturbation sous-harmonique est

donc déjà signalée même si les termes n'existent pas encore. Nous noterons que le fonctionnement en parallèle de plusieurs alternateurs sur des réseaux ilotés fait encore l'objet de recherche à notre époque.

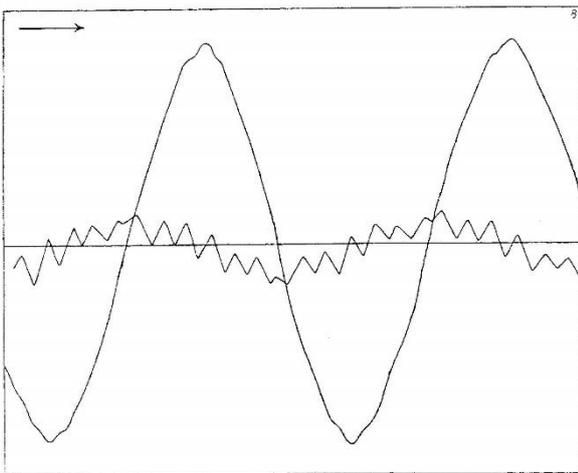
L'auteur relève également le courant lors de l'enclenchement d'un transformateur à vide. Il s'étonne alors de la forme d'onde, des surintensités et de la durée du phénomène, s'étalant sur 32 périodes. Il formule des hypothèses pour tenter d'expliquer de tels phénomènes, notamment sur l'influence de l'état magnétique du noyau et de l'instant de fermeture du circuit par rapport à la forme de la tension. Les phénomènes apparaissant à l'enclenchement des transformateurs sont mieux connus à présent mais demeurent problématiques sur des réseaux à faible puissance de court circuit.



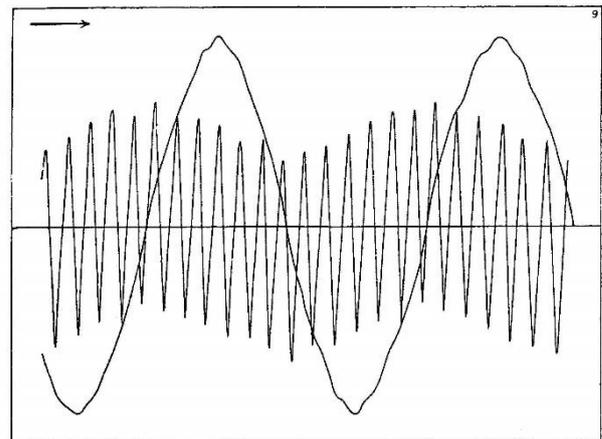
Harmonique 5



Harmonique 7



Harmonique 11



Harmonique 13

Figure 4 : force électromotrice de l'alternateur à vide (7000 V entre phases) et ses principaux harmoniques

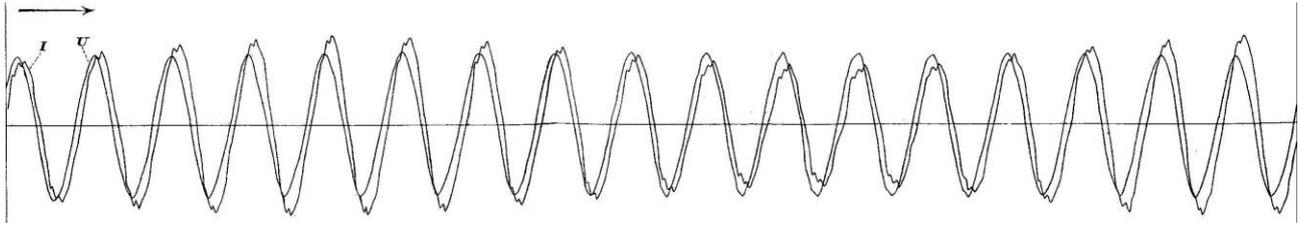


Figure 5 : fonctionnement en parallèle de deux usines génératrices

A cette époque, tout comme aujourd'hui, les mesures sur les réseaux hautes tensions s'effectuaient par l'intermédiaire de transformateurs de mesure. M. David présente en 1905 [David_05B] une étude détaillée sur l'influence de ces transformateurs de tension sur la forme d'onde. Il ne constate pas de déformation significative imputable à ces derniers.

Les relevés à l'oscillographe de Charles David ont certainement été analysés de près par la communauté scientifique, car l'année 1905 fut riche en discussions et publications s'y rapportant. Cette année-là se situe également dans une période de forte expansion des réseaux alternatifs et le besoin de solutions pour répondre aux perturbations et dysfonctionnements rencontrés devait se faire ressentir de manière plus pressante.

A l'aide d'expressions mathématiques, M. Brylinski [Brylinski_05] propose une explication théorique aux essais de M. David. Cependant, si les calculs de résonances dans les circuits sont bien maîtrisés [Picou_04], l'auteur se heurte au problème de la modélisation des éléments du réseau et particulièrement celle de l'alternateur. Ses calculs lui permettent néanmoins de déterminer les oscillations propres des circuits, les harmoniques résonnants, les tensions minimales et maximales sur la ligne en fonction de sa longueur. A l'aide d'exemples chiffrés, il montre que l'augmentation de capacités tendrait à 'étouffer' les harmoniques supérieurs. Cet avis est partagé par M. Picou [Brylinski_05] qui suggère même de chercher à augmenter cette capacité, naturellement présente dans les câbles, par l'introduction de condensateurs industriels.

Dans [Blondel_05A], l'auteur rappelle les difficultés inhérentes aux mesures sur un réseau en exploitation. Un siècle plus tard, les moyens de mesures ont considérablement évolué facilitant d'autant les recherches sur les perturbations électriques des réseaux. Cependant, les contraintes vis-à-vis de l'exploitation n'ont guère changé, voire se sont accentuées, limitant les possibilités d'investigation. Par la suite, M. Blondel

commente plusieurs relevés de M. David. En s'appuyant sur ses propres mesures, il confirme que l'amplification de certains harmoniques est provoquée par la capacité des câbles raccordés aux alternateurs.

Lors d'une seconde discussion [Blondel_05B], M. Blondel reprend la question de la modélisation des éléments, notamment les valeurs d'inductance des alternateurs à considérer dans les calculs. Il propose même diverses expériences pour caractériser les paramètres des alternateurs, des transformateurs et des lignes, monophasés ou triphasés. Il étudie aussi la circulation des harmoniques de rang 3 et leurs influences dans un réseau triphasé, pour conclure sur la nécessité d'obtenir les caractéristiques équivalentes des circuits vis-à-vis de ces harmoniques ; aujourd'hui nous parlerions d'impédance homopolaire. Dans ce contexte, M. Blondel suggère de relier les points neutres des machines à la terre afin de réduire les risques de déséquilibre des tensions, mais uniquement lorsque les harmoniques d'ordre 3 ou multiple de 3 ne sont pas assez importants pour produire un échauffement.

Dans cette même discussion [Blondel_05B], M. Boucherot signale l'existence d'essais en cours sur différents circuits, pour des fréquences allant de 50 Hz à 900 Hz.

En 1906, M. Guéry expose de manière très détaillée [Guéry_06] les origines possibles des tensions harmoniques dans un alternateur, en les classant en deux grandes catégories :

- les harmoniques de 1^{ère} sorte dus à la répartition non sinusoïdale de l'induction périodique,
- les harmoniques de 2^{nde} sorte dus aux variations pulsatoires du flux.

Il signale que la forme du courant débité imposée par la charge (moteur, transformateur, bobine, lampe à arc) peut déformer l'allure de la tension. En règle générale, il suppose que ces modifications sont négligeables, bien qu'elles aient été observées avec des commutateurs, des redresseurs et des moteurs à collecteur. A notre époque, avec la prolifération de l'électronique de puissance, ces



perturbations engendrées par des charges non linéaires sont devenues largement prépondérantes.

Dans la même communication [Guéry_06], les influences possibles des tensions harmoniques produites par un alternateur sont analysées :

- accroissement des pertes et augmentation des chutes de tension sur l'alternateur,
- risque de surtension selon les capacités en présence,
- absorption d'un courant par une ligne à vide, raccordée à un alternateur.
- défaut de lecture des appareils de mesure.

M. Guéry remarque que les harmoniques de premiers rangs sont les plus dangereux. Il laisse également entendre qu'une machine asynchrone se comporterait comme un transformateur en court-circuit vis-à-vis des harmoniques.

Pour réduire les tensions harmoniques dès la source, l'auteur propose différentes solutions en agissant directement sur la construction des alternateurs : forme des pôles, répartition des conducteurs de l'induit, inclinaison des encoches et des bords des pièces polaires.

5. Apparition des circuits électroniques

Les harmoniques referont parler d'eux [Read_45] avec l'apparition des tubes électroniques. Ces tubes vont permettre de contrôler le sens du courant et même l'instant d'établissement du courant dans un circuit. Les « phanotrons », « ignitrons » et autres thyatrones seront assemblés pour construire des redresseurs ou des variateurs de vitesse pour machines à courant continu [Cockrell_53]. Ces dispositifs absorbent alors un courant dont l'allure ne dépend plus directement de la forme de la tension d'alimentation. Une nouvelle catégorie de charges non linéaires vient ainsi d'être créée, produisant des courants non sinusoïdaux et donc source de courants harmoniques.

Les progrès de l'électronique au silicium permettront le développement des semi-conducteurs de puissance. La généralisation de leur usage dans les matériels du milieu industriel et tertiaire va accroître fortement la génération de courants harmoniques. Par l'intermédiaire des impédances du réseau, la circulation de ces courants engendre des tensions harmoniques résultantes. Parallèlement, les contraintes imposées par les distributeurs sur le facteur de puissance des installations vont favoriser la mise en place de batteries de condensateurs pour compenser l'énergie réactive. Après

plusieurs décennies, nous retrouvons une situation analogue où capacités et harmoniques se côtoient dans les réseaux.

6. Conclusion

Le début du 20^{ème} siècle a donc été marqué par des perturbations harmoniques principalement sur les tensions produites par les générateurs alternatifs et amplifiées par les câbles ou lignes constituant les réseaux. Nous pouvons raisonnablement penser que les solutions préconisées par M. Guéry ainsi que d'autres améliorations ont été adoptées depuis, afin de rendre les f.é.m. plus sinusoïdales. De nos jours, les alternateurs ne sont plus considérés comme des sources importantes de tensions harmoniques, mais la question mériterait cependant d'être posée dans le cas de machines de faible puissance et à bas prix.

Les harmoniques de courant liés à des charges non linéaires sont également signalés sur ces premiers réseaux de distribution. Cependant, ils sont considérés comme négligeables en raison, soit du nombre relativement faible de ces charges, soit de l'amplitude peu importante de ces courants par rapport aux déformations rencontrées sur la tension.

Depuis les années 1970 [Corbyn_72][Sherman_72][Lemoine_76], le nombre de publications traitant des perturbations harmoniques a fortement augmenté. Leur lecture laisserait facilement entendre que ces phénomènes se découvraient avec la diffusion croissante des convertisseurs de puissance. Ce bref rappel historique montre que les origines, les effets, les interactions et même certaines solutions étaient déjà parfaitement connues dès le début des années 1900. Il faut rendre hommage à ces électriciens qui ont su mettre en évidence et formaliser des phénomènes physiques non visibles, avec des moyens de calculs et d'essais expérimentaux nous apparaissant aujourd'hui comme bien rustiques. Nous noterons également que des questions comme la modélisation et l'identification des machines ou des circuits vis-à-vis des harmoniques, sont restées relativement ouvertes.

Il est curieux de constater que plus d'un siècle après la mise en évidence des premières perturbations harmoniques, leurs principales causes ont changé mais les perturbations engendrées et la qualité des réseaux qui en résulte restent une problématique de recherche d'actualité, dont l'avenir paraît même très prometteur.

Remerciements

L'auteur tient à remercier chaleureusement M. Kuntz du Musée Electropolis de Mulhouse, pour sa précieuse aide dans la recherche documentaire.

Références

- [Armagnat_02] H. Armagnat, 'Application des oscillographes à la méthode de résonance, Eclairage électrique, t. XXX, pp 373-385, mars 1902.
- [Brylinski_05] M. Brylinski, 'Sur les réseaux alternatifs à haute tension', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 149-206, 1905.
- [Blondel_05A] A. Blondel, 'Remarques à propos des expériences de M. David', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 207-218, 1905.
- [Blondel_05B] A. Blondel, 'Remarques sur les phénomènes oscillatoires des réseaux ; influence des propriétés de l'arc électrique', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 299-339 & pp 549-577, 1905.
- [Claude_00] G. Claude, 'Sur l'élimination des harmoniques des courants alternatifs industriels par l'emploi des condensateurs et sur l'intérêt de cette élimination au point de vue de la sécurité pour la vie humaine', L'Eclairage Electrique, tome XXV, n°46, pp 286-287, 17 Novembre 1900.
- [Cockrell_53] W.D. Cockrell, 'Les circuits de contrôle électronique dans l'industrie', Dunod, 1953.
- [Corbyn_72] D.B. Corbyn, 'This business of harmonics', Electronics & Power, pp 219-223, June 1972.
- [David_05A] Ch. David, 'Recherches oscillographiques effectuées par le laboratoire central d'électricité sur le réseau à haute tension de la compagnie d'énergie électrique du littoral méditerranéen', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 51-93, 1905.
- [David_05B] Ch. David, 'Note sur la forme des courbes de tension avant et après transformation', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 239-245, 1905.
- [Deprez_81] M. Deprez, 'Transport et distribution de l'énergie par l'électricité', La Lumière Electrique, n°71, pp 309-332, 3 Décembre 1881.
- [Field_03] M. Field, 'Etude oscillographique des phénomènes de résonance dans les circuits électriques', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 358-399, 1903.
- [Guéry_06] M. Guéry, 'Sur l'utilité et les moyens d'éviter les harmoniques dans les appareils à courants alternatifs', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 101-140, 1906.
- [Histoire_97] 'Histoire de l'électricité en France', tome I, Fayard, 1997.
- [Lemoine_76] M. Lemoine, 'Les perturbations réciproques des équipements électroniques de puissance et des réseaux', RGE - tome 85 - n°3, Mars 1976, pp 247-255.
- [Picou_04] M. Picou, 'Oscillations électriques et surélévations de tension correspondantes', Bulletin de la Société Internationale des Electriciens, pp 267-323, 1904.
- [Read_45] J.C. Read, 'The calculation of rectifier and inverter performance characteristics', JIEE, 92, Pt II, pp 497-509, 1945.
- [Sherman_72] W.G. Sherman, 'Summation of harmonics with random phase angles', IEE Proc, vol 119, N°11, pp 1643-1648, November 1972.



L'évolution de l'électronique de puissance en traction ferroviaire

Christian LECLERC

Ingénieur d'études honoraire à la Direction du matériel et de la traction de la SNCF

fin de la 4^{ème} partie et conclusion : Les "GTO" terminent leur brève carrière sur les BB 36000 de la SNCF et cèdent la place aux "IGBT"

Les GTO de fort calibre ont, à la SNCF, avantageusement remplacé les thyristors dans les hacheurs de traction et auxiliaires des divers TGV à moteurs synchrones, dès qu'il a fallu les faire fonctionner sous 3000 V= (2 GTO de 3000 A - 4500 V sont alors mis en série). Ce fut donc le cas des rames TGV "réseau" tri-courant de 1994, qui peuvent circuler en Belgique ou en Italie et qui ont précédé les rames quadri-courant du parc "Thalys" (dites aussi "PBKA"). Les rames bi-courant TGV "duplex" de 1996 ont, bien sûr, hérité des mêmes équipements hacheurs, n'utilisant dans ce cas qu'un seul GTO. Pour les rames TGV Transmanche, ce furent surtout les partenaires britanniques et belges de la SNCF qui poussèrent à l'adoption d'une chaîne de traction à moteurs asynchrones alimentés par des onduleurs de tension, à l'époque, obligatoirement à GTO (nous l'avons amplement développé antérieurement).

Mais, lorsqu'il s'est agi, en 1998, de réaliser une locomotive puissante à vocation internationale, on se devait de profiter des possibilités offertes par les divers convertisseurs à découpage MLI, tels les PMCF, dans les domaines du facteur de puissance et de la réduction des perturbations ; ces équipements réversibles permettent, tant en traction qu'en freinage par récupération, d'exploiter au mieux les 4 ensembles [onduleur de tension - moteur de traction asynchrone] sous 3 types de tension caténaire (25 kV- 50 Hz, 1500 et 3000 V=).

Ces locomotives tri-courant de 5600 kW constituent la série BB 36000 ; l'une d'elle est représentée à la *figure 280*.



Figure 280 : Vue de la *BB 36026* de 5600 kW de la SNCF. Les 4 moteurs asynchrones sont alimentés par des onduleurs de tension à GTO de 4500 V - 4000 A.

(photographies SNCF, Direction du matériel)

Comme évoqué précédemment, ces machines puissantes et complexes ont été très complètement décrites par M. A Jeunesse et M Debruyne dans leur article paru dans *La Revue 3EI* n°19 de décembre 1999 (p.23 à 34), il ne s'agit donc ici que d'y ajouter quelques compléments.

Côté motorisation, le choix du moteur asynchrone était devenu inéluctable (même à la SNCF...). En effet, l'importance des équipements électriques découlant des exigences fonctionnelles, très bien décrites à l'article cité ci-dessus, impliquait l'adoption de moteurs ayant la meilleure puissance massique ; et puis, grâce aux GTO (et au bon comportement des rames TGV Transmanche qui les utilisaient), le moteur asynchrone était "en état de grâce". Des vues du stator et du rotor de cette machine sont représentées à la *figure 281*.



Figure 281 : Photographies du stator et du rotor d'un moteur des locomotives tri-courant BB 36000 de la SNCF. Cette machine asynchrone de 2250 kg, à rotor à cage et à ventilation forcée, a une puissance nominale de 1530 kW. Sa vitesse maximale de 4160 tr/min (correspondant à 220 km/h) est obtenue à la fréquence de 140 Hz. La longueur inhabituelle de l'un des bouts d'arbre du rotor s'explique par l'intégration du réducteur à l'un des flasques du stator.

(photographies SNCF, Direction du matériel)

C'est dans le domaine du schéma des équipements électriques de puissance que les BB 36000 innovent : en



effet, il s'agit de la première utilisation du "PMCF" (pont à commutation forcée, appelé aussi "convertisseur 4 quadrants") à la SNCF.

Ce qui va suivre est en quelque sorte une simplification des schémas de principe figurant à l'article de *La Revue 3EI* n°19 et destinée à en faciliter la compréhension. Ces schémas, très complets et donnés dans les 3 configurations d'alimentation, étaient donc "novateurs" en France, à cette époque ; les n° de schéma et la pagination indiqués ci-après se référeront à cet article spécifique.

Fonctionnement sous 25 kV - 50 Hz :

Cette configuration est représentée par le schéma n° 1 (p. 26), où l'on voit bien la mise en parallèle des sorties des 4 PMCF élémentaires qui alimentent un "bus" unique sous 2750 V (tension U_f) ; les condensateurs (non représentés) constituent le filtre principal d'alimentation des 4 onduleurs de traction. On notera la présence du filtre LC série accordé sur 100 Hz.

Le fonctionnement de base du PMCF, en traction et en freinage par récupération, a été vu à l'article de *La Revue 3EI* n°41, p.63 et 64 (on notera d'ailleurs au passage que ce sont les hacheurs H2 ou H4 qui sont mis en conduction fugitive avec D1 ou D3 pour assurer l'élévation de tension et non H1 et H3 comme indiqué par erreur), il est donc inutile d'y revenir ; le schéma simplifié de l'un des 4 convertisseurs, en configuration 25 kV, peut être représenté à la figure 282 ci-dessous.

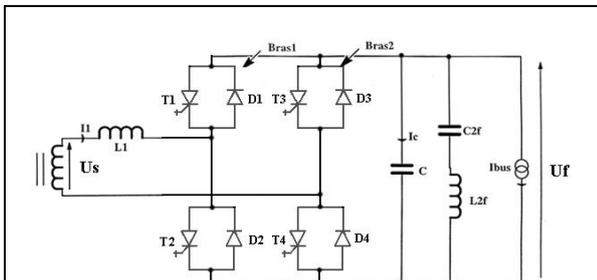


Figure 282 Schéma de base simplifié de l'un des 4 convertisseurs PMCF de la configuration 25 kV - 50 Hz des locomotives BB 36000. Le condensateur C et le filtre LC série, accordé sur 100 Hz, constituent le "bus" 2750 V commun ; il est, en réalité, alimenté par les 4 PMCF en parallèle. La source de courant Ibus, figure le courant absorbé par les onduleurs de traction.

(schéma extrait et adapté d'un document ALSTOM)

Fonctionnement sous 3000 V= :

Cette configuration, représentée sur le schéma n° 2 (p. 27) où l'on remarque, cette fois, la présence de 2 "bus" Uf1 et Uf2 distincts, peut être ramenée au schéma simplifié de la figure 283. De disposition surprenante, ce circuit dit "HSP" (hacheur série parallèle) délivre 2 tensions U_{c1} et U_{c2} de 2750 V (si la tension caténaire est supérieure ou égale à 3000 V) qui s'imbriquent. Le bras 1 peut être vu comme un hacheur abaisseur de tension d'entrée U_{c1} et de tension de sortie U_{c2} - U_{s2} , tandis que le bras 2 constitue un hacheur élévateur qui, partant d'une tension U_f - U_{c1} , délivre une tension U_{c2} .

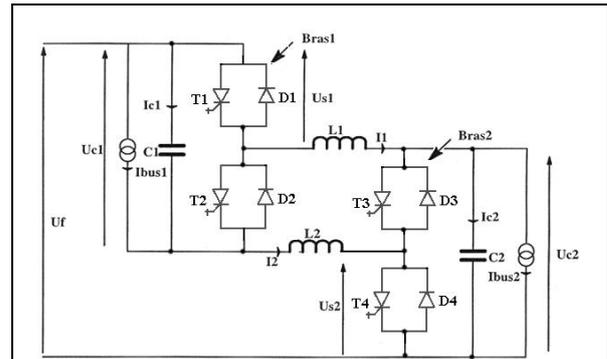


Figure 283 : Schéma simplifié de la configuration dite "HSP" (hacheur série parallèle) pour le fonctionnement sous 3000 V=.

(schéma extrait et adapté d'un document ALSTOM)

Les figures 284 et 285 décomposent les phases de fonctionnement de chacun de ces hacheurs en mettant en évidence le rôle joué par les selfs L1 et L2 qui restituent (cycle de décharge) l'énergie électromagnétique emmagasinée précédemment (cycle de charge) selon les besoins, traction ou freinage par récupération et de la fonction du hacheur considéré (abaisseur ou élévateur).

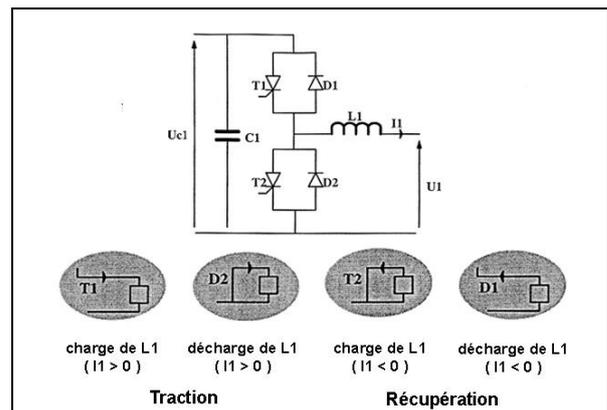


Figure 284 Phases de fonctionnement du hacheur abaisseur ; il peut être élévateur en récupération ($I_1 < 0$).

(schéma extrait et adapté d'un document ALSTOM)

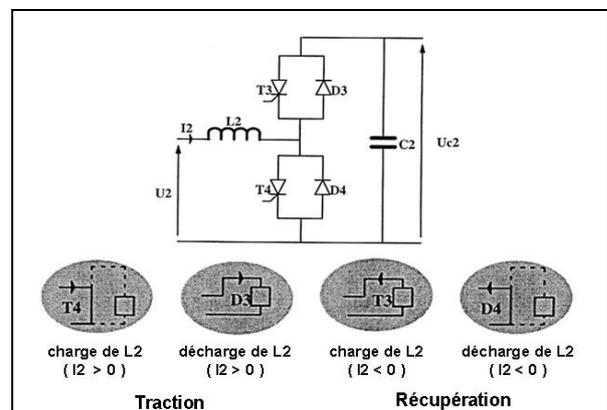


Figure 285 : Phases de fonctionnement du hacheur élévateur. Il peut être abaisseur en récupération ($I_2 < 0$).

(schéma extrait et adapté d'un document ALSTOM)

Fonctionnement sous 1500 V = :

Comme indiqué à l'article de MM. A Jeunesse et M Debruyne (schéma n° 3), la configuration HSP précédente est remaniée de façon à ce que les 2 hacheurs fonctionnent en élévateurs puisque la tension de 2750 V des "bus" (Uc1 et Uc2) doit être obtenue à partir d'une caténaire à 1500 V ; les 2 bras hacheurs se trouvent donc connectés en parallèle côté caténaire de manière très classique (toujours par l'intermédiaire d'un filtre d'entrée). Cette disposition, plus classique, est représentée de façon simplifiée à la *figure 286* ; s'agissant de hacheurs élévateurs, les phases de fonctionnement sont celles indiquées à la *figure 285* précédente.

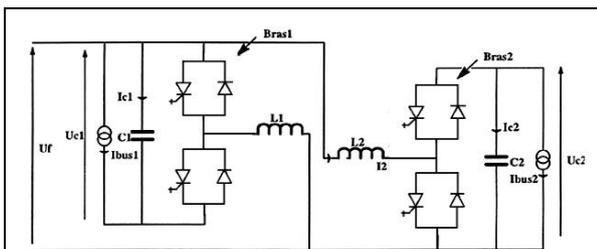


Figure 286 : Schéma simplifié de la configuration propre au fonctionnement sous 3000 V = . Les 2 bras hacheurs sont connectés en parallèle sur le filtre d'entrée (tension U_f) et fonctionnent en mode élévateur pour alimenter les 2 "bus", U_{c1} et U_{c2} , sous 2750 V.

(schéma extrait et adapté d'un document ALSTOM)

Il n'y a rien de particulier du côté du schéma des 4 onduleurs de traction, chacun est constitué de 3 bras (à 2 GTO et diodes antiparallèles) identiques à ceux des PMCF et des hacheurs des configurations 3000 V= (HSP) ou 1500 V= (hacheurs élévateurs), dits convertisseurs d'entrée.

Une version simplifiée de "bras", à un seul GTO et diode de "roue libre", est utilisée pour les fonctions ne nécessitant pas de fonction élévatrice de tension, tels les hacheurs de modulation des résistances de freinage ou les hacheurs auxiliaires.

Au total, ce sont 20 bras à 2 GTO (et bien sûr leurs diodes associées) et 6 bras simplifiés (à un seul GTO), qui sont mis en œuvre.

Ces organes apparaissent très clairement sur les 3 schémas de l'article de *La Revue 3EI* n°19 ; leurs dispositions constructives y sont également très bien décrites. On y remarquera aussi le schéma détaillé (schéma n° 5, p. 31) de l'un des 20 bras de puissance à 2 GTO et qui a été reproduit ici à la *figure 287*. Les condensateurs de 5,6 μF (Cs) et de 35 μF (Cc), intégrés au module, constituent un circuit de protection (snubber et limiteur de tension globale) commun aux 2 GTO ; la résistance de décharge (R_s) de 0,3 Ω est cependant, compte tenu de sa puissance, installée extérieurement.

La photographie de la *figure 288* représente l'un de ces modules dont on aperçoit, au premier plan, le flexible de raccordement au circuit hydraulique de refroidissement ; un "bus bar" de connexion aux condensateurs et les recouvrant apparaît en partie supérieure arrière.

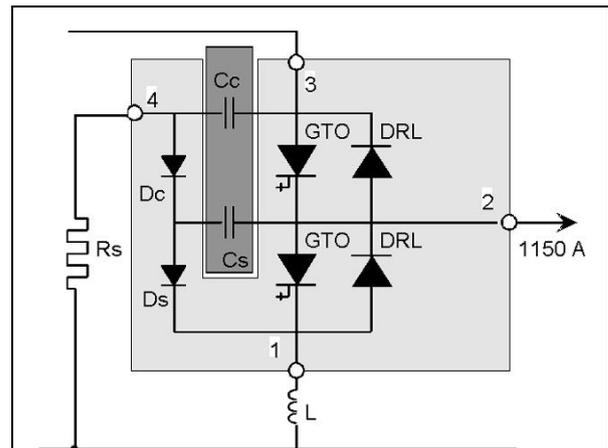


Figure 287 : Schéma de l'un des bras constitutifs des PMCF et onduleurs des BB 36000. Les condensateurs de 5,6 μF (Cs) et de 35 μF (Cc), intégrés au module, constituent un circuit de protection (snubber et limiteur de tension globale) communs aux 2 GTO ; la résistance R_s (0,3 Ω) est, par contre, installée extérieurement (broche 4).

(extrait d'un document SNCF - A. Jeunesse, CIM ZZE)

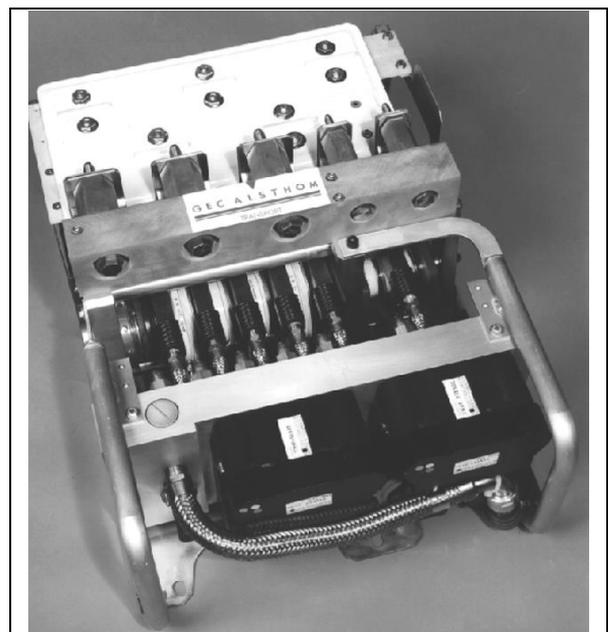


Figure 288 : Vue de l'un des 20 modules à 2 GTO et diodes, refroidis par circulation d'eau, qui équipent les BB 36000. Pouvant évacuer 6 kW de pertes, il pèse 50 kg et mesure 32x49x68 cm.

(cliché extrait d'un document de présentation SNCF)

Tous les convertisseurs à découpage MLI des BB 36000 fonctionnent avec une fréquence maximale de 300 Hz (dite fréquence de modulation, ou "porteuse", dans certains documents ALSTOM).

Finalement, si les BB 36000 ont marqué l'arrivée des GTO sur les matériels de grande traction "purement" SNCF, elles en ont été aussi la seule et donc dernière application. Leurs remplaçants, les IGBT, étaient déjà prêts à prendre le relais ; nous allons maintenant les aborder en guise de conclusion.

Les "IGBT" d'aujourd'hui

Si dans le domaine de la traction on commence à penser aux IGBT vers le milieu des années 1990, ce composant avait déjà un certain développement en électronique industrielle de petite puissance.

Un article, paru dans le n° 96 d'avril 1993 de la revue "Electronique International Hebdo.", mentionne l'utilisation de ces composants, à structure mixte "MOS / bipolaire" (comme le signifie le sigle : "Insulated Gate Bipolar Transistor", qui les désigne communément), dès 1985. A cette époque, leurs calibres en tension et en courant, ainsi que leur chute de tension directe en conduction, ne permettaient évidemment pas d'envisager leur application en traction. Il a donc fallu attendre des possibilités en tension d'environ 1200 V pour que l'on commence à les utiliser en petite traction (onduleurs de type métro, alimentés en 750 V). Par contre, leur technologie hybride permettait une augmentation plus facile de la capacité en courant par la "simple" mise en parallèle de cellules élémentaires ; c'est ainsi qu'un IGBT de calibre grande traction (3300 V - 1200 A), apparu en Europe vers 1997, comporte 24 cellules élémentaires (capables chacune d'environ 100 à 50 A) connectées en parallèle par de multiples fils d'aluminium soudés aux ultrasons.

Nous n'allons pas, ici, aborder le principe de fonctionnement et la technologie des IGBT ; on retiendra simplement leurs avantages par rapport à leurs prédécesseurs qu'ont été les GTO, c'est à dire :

- commande en basse tension (+ ou - 15V environ), pratiquement sans consommation de courant.
- excellent pouvoir de commutation, l'intensité maximale de blocage n'est plus aussi critique que celle du GTO ; elle est de plusieurs fois son calibre de définition en courant. Ce calibre est celui dont l'IGBT est capable thermiquement et non plus son courant maximal de blocage comme pour le GTO. De plus, en cas de très forte intensité, il se produit un effet de désaturation qui provoque la montée de la tension V_{ce} , d'où un certain effet d'autolimitation. Dans le même domaine, l'IGBT admet des di/dt beaucoup plus importants que le GTO, les selfs de limitation ne sont plus indispensables à son égard.
- commutation très rapide, tant à la mise en conduction qu'au blocage ; il n'y a plus besoin du circuit "snubber" d'aide à la commutation, gros consommateur d'énergie et très encombrant. De ce fait, les IGBT autorisent des fréquences de découpage MLI plus élevées que les GTO (jusqu'à 1200 Hz en petite traction, tels les onduleurs "ONIX" d'ALSTOM) ; les formes d'onde des courants obtenus sont alors presque parfaitement sinusoïdales et permettent un meilleur dimensionnement des moteurs de traction.
- conception hybride se présentant sous la forme d'un module plat à semelle de refroidissement en cuivre, isolée galvaniquement des cellules actives, d'où une grande facilité d'installation et de refroidissement (montage très simple sur une "plaque froide" et connexions en face supérieure).

Les IGBT présentent toutefois les inconvénients attachés à leur rapidité de commutation qui, de par les dv/dt élevés correspondants, génère des courants capacitifs perturbateurs (via le condensateur créé entre les cellules, sous tensions transitoires et la semelle de base mise à la masse) ; les dv/dt sont le plus souvent réduits au moyen d'une commande dite "adoucie" (c'est à dire à fronts plus inclinés).

En France, comme antérieurement pour la caractérisation des GTO, c'est le Laboratoire des Techniques Nouvelles de l'INRETS qui a œuvré pour l'adaptation des IGBT aux contraintes particulières des circuits de traction, le cyclage thermique en particulier ; ces travaux se sont faits en collaboration étroite entre les divers fabricants de ces composants, européens et japonais et les constructeurs d'équipements qui les utilisent (ALSTOM notamment). C'est dans le cadre de ces travaux qu'un important article intitulé "**Les modules IGBT de forte puissance, leur essor dans les applications de traction ferroviaire**" a été rédigé par G. Coquery, directeur du LTN de l'INRETS et publié dans la revue **REE n°9** d'octobre 1998 ; le lecteur du présent article pourra y voir traitées les principales questions posées par la technologie hybride des IGBT et leur emploi en traction. La *figure 289*, ci-dessous, reproduit l'une des photographies (d'origine INRETS) qui illustrent cet article.

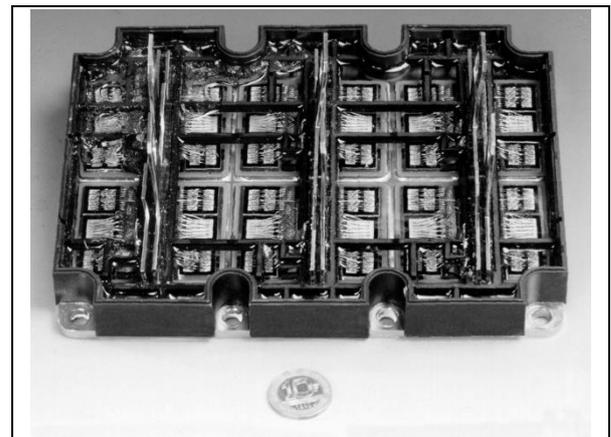


Figure 289 : Vue de l'intérieur d'un module IGBT de 3300 V - 1200 A, utilisé dans les équipements de grande traction. Il est constitué de 24 cellules élémentaires connectées en // par environ 400 fils d'aluminium. La diode antiparallèle est incorporée au boîtier (elle se présente sous la forme de 12 cellules élémentaires, placées de part et d'autre des cellules IGBT). Les dimensions extérieures du module sont de 130 x 190 mm.

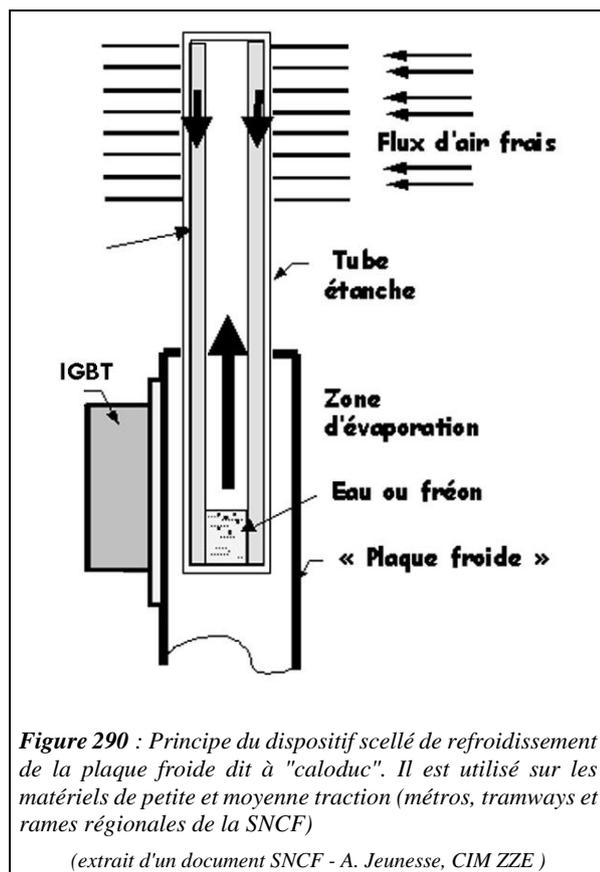
(photographie d'origine INRETS - LTN)

Si la forme plate des modules IGBT, à semelle de refroidissement isolée électriquement, est une grande innovation dans le domaine de la traction, où les boîtiers cylindriques en céramique, pressés et refroidis sur leurs 2 faces, régnaient depuis plus de 30 ans (voir l'apparition des premiers diodes Alstom en boîtier pressé de 1968, *La Revue 3EI* n°26, p.73), c'est aussi parce que cette disposition facilite leur connexion à des circuits de puissance, travaillant à des fréquences relativement élevées, où les inductances de câblage sont désormais proscrites.



Les connexions par "bus bar" extra-plat, donc à inductance résiduelle très faible et très reproductible, ainsi que le montage des divers modules sur une plaque de refroidissement commune dite "plaque froide" sont maintenant la règle générale. Cette plaque, en général en aluminium, est toujours refroidie par la circulation d'un liquide caloporteur dans un réseau de canaux ménagés dans son épaisseur ; divers moyens, selon l'importance des calories à évacuer, vont être utilisés pour refroidir, à son tour, ce liquide. On distingue 2 familles principales :

- Les dispositifs scellés à changement de phases du liquide ; celui-ci s'évapore au niveau de la plaque (dite alors évaporateur) et la phase vapeur doit être condensée, en partie supérieure, au moyen d'ailettes refroidies en général par convection naturelle (ou, si besoin, par ventilation forcée). Ces dispositifs, dits aussi "caloducs", fonctionnent donc comme les enceintes "fréon" que nous avons rencontrées sur de nombreux matériels puissants de la SNCF. Permettant un refroidissement aisé, ils sont utilisés en petite et moyenne traction (matériels "métro", tramways et même rames régionales de la SNCF).



La figure 290 donne une vue schématique de principe de l'un de ces dispositifs à "caloduc", tandis que la figure 291 montre deux vues d'un module ALSTOM, dénommé "CADIX", utilisé sur les rames TER 2N ou Z TER de 1700 kW de la SNCF.

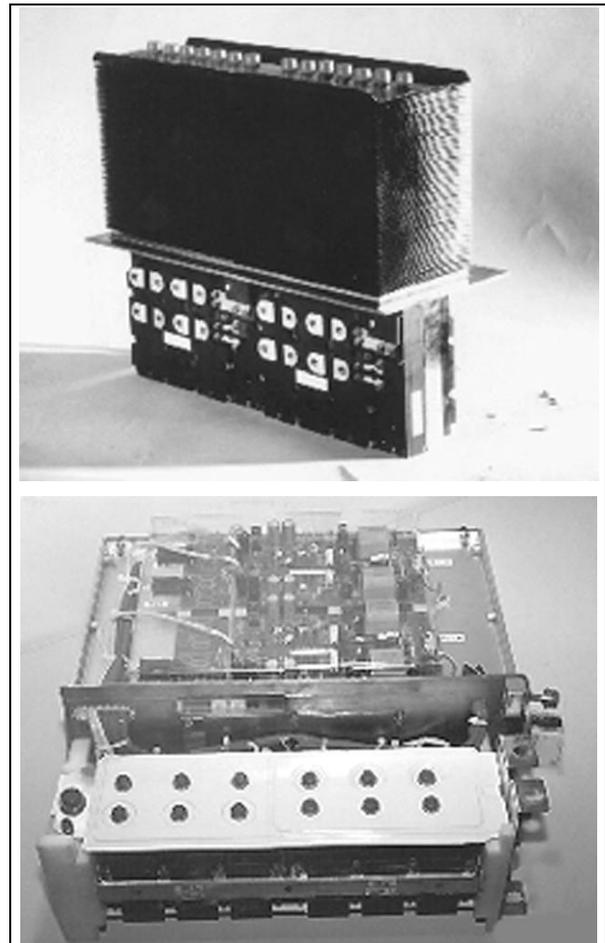
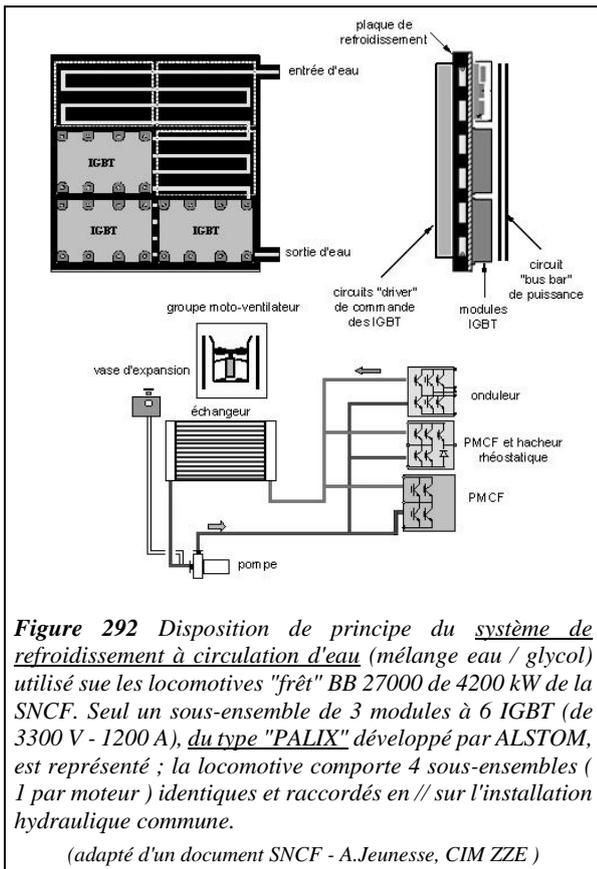


Figure 291 Vues d'un module "CADIX" ALSTOM à refroidissement par dispositif à "caloducs" scellé, utilisé sur les rames Z TER de la SNCF. La vue supérieure montre l'imposant empilage d'ailettes et les IGBT en partie basse ; celle du bas (module couché) met en évidence le "bus bar" de connexion, fixé directement sur les boîtiers IGBT et le panneau des circuits de commande, monté sur un côté du condenseur à ailettes. Les modules "CADIX" comportent 4 boîtiers IGBT de 3000 V - 1200 A (montés de part et d'autre de la plaque froide).

(extrait d'un document SNCF - A. Jeunesse, CIM ZZE)

- Les dispositifs à circulation d'eau (en fait, un mélange eau/glycol) refroidie dans un échangeur eau/air fortement ventilé et situé à distance. Cette disposition a déjà été rencontrée sur les rames TGV Transmanche (le liquide est alors du "Midel") et sur les locomotives BB 36000 pour lesquelles ce système, réservé aux fortes puissances puisque nécessitant une installation hydraulique assez complexe, a été très bien décrit dans l'article de MM. A Jeunesse et M Debruyne, cité plus haut (voir *La Revue 3EI* n°19, p.32).

Un tel dispositif, appliqué en l'occurrence au refroidissement d'une grande "plaque froide" supportant 6 boîtiers IGBT (tels que celui représenté à la figure 293), est utilisé sur les locomotives "frêt" BB 27000 de 4200 kW de la SNCF.



Le fait que les boîtiers IGBT comportent, comme déjà dit, leur propre isolement galvanique facilite grandement la réalisation des équipements. Pour ces matériels, la société ALSTOM a développé des modules embrochables hydrauliquement (à l'instar de ceux, à GTO, des TGV Transmanche), dénommés "PALIX" ; le principe de l'installation d'un sous-ensemble, regroupant les 3 modules (2 PMCF et un onduleur) nécessaires à l'alimentation de l'un des 4 moteurs de traction d'une BB 27000, est représenté à la figure 292 ; l'installation hydraulique (échangeur, pompe de circulation, groupes moto-ventilateurs et vase d'expansion) est commune aux 4 sous-ensembles.

Pour donner une indication quant à la puissance d'évacuation thermique de ces modules, du type "PALIX" (la figure 293, montre les 2 faces de l'un d'eux), on notera que leur "plaque froide" est capable de refroidir les 6 boîtiers IGBT nécessaires à un onduleur MLI susceptible d'alimenter un moteur asynchrone de 1050 kW environ. On voit là les progrès accomplis par rapport aux modules à GTO (ceux des BB 36000 par exemple), de taille assez comparable mais ne comportant que le 1/3 des composants nécessaires à un onduleur (de puissance supérieure il est vrai, car il s'agit 1400 kW au lieu de 1050 kW) ; le gain en puissance d'un module "PALIX" à IGBT (la fréquence maximale de découpage MLI est de 450 Hz pour les BB 27000), par rapport à son homologue à GTO des BB 36000 (à fréquence maximale de découpage de 300 Hz), est tout de même supérieur à 2 (dans le rapport 1000 / 470 kW, pour être plus précis).

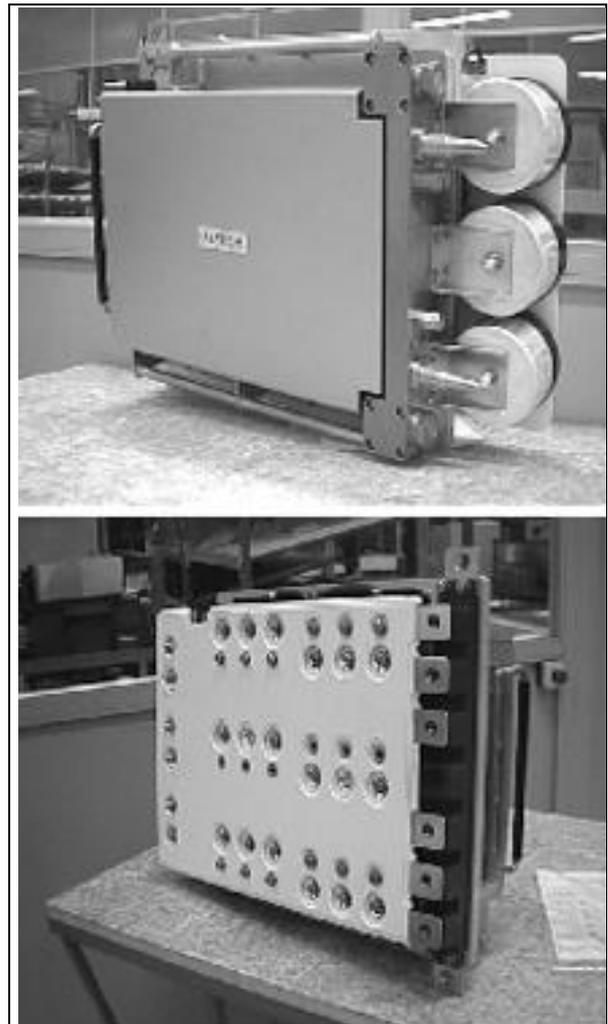


Figure 293 : Vues d'un module "PALIX" à refroidissement par circulation d'eau. La vue inférieure montre surtout le "bus bar" de connexion des 6 IGBT aux circuits de puissance ; celle du haut (2ème face de la "plaque froide") montre seulement le capot de protection des circuits électroniques de commande des IGBT. Un module de ce type constitue, à lui seul, soit un PMCF simple (4 IGBT), un PMCF avec hacheur de freinage (5 IGBT) ou un onduleur de 1 MW (6 IGBT) ; celui représenté ici est un onduleur, reconnaissable aux 3 condensateurs d'entrée de chacune des phases.

(clichés d'origine ALSTOM extraits d'un document SNCF)

Pour en terminer avec les comparaisons entre les 2 catégories de semi-conducteurs on peut évoquer les évaluations faites par ALSTOM (alors encore GEC-Alsthom Transport) et figurant sur une plaquette de présentation d'onduleurs de traction à IGBT, de petites et moyennes puissances, dits "Onduleurs ONIX" (cette plaquette est intitulée "ONIX DRIVE - Système de propulsion pour les transports urbains et suburbains") ; il s'agit en fait d'une famille d'équipements de traction englobant les onduleurs, leur commande (commande vectorielle "AGATE", déjà rencontrée) ainsi que les moteurs de traction adaptés.

Le refroidissement à "caloducs", ventilés naturellement par la vitesse du véhicule ou par un groupe moto-ventilateur auxiliaire, est utilisé pour la plupart des coffres onduleurs qui, de forme aplatie, sont en général installés sous la caisse des véhicules moteurs



(par exemple, l'onduleur ONIX 808 de 500 kVA a une masse de 110 kg et mesure 450 x 82 x 82 cm). Les matériels équipés de systèmes "ONIX DRIVE" et cités sur le document ALSTOM, sont très variés ; ce sont, notamment :

- le système intermédiaire guidé sur pneus de Caen, construit par ANF (Bombardier Eurorail) et mis en service en 1997
- le métro de Londres, 416 motrices de la "Northern-Line"
- le métro léger de Shenyang en Chine (46 motrices)
- les trolleybus de Mexico (1995).

matériels auxquels il faut ajouter les fournitures d'équipements partiels, toujours dans la famille "ONIX" :

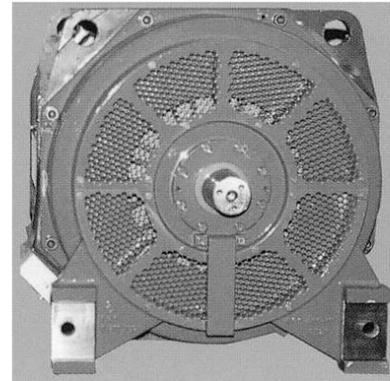
- onduleurs du métro automatique (ALRT) de Kuala Lumpur, en Malaisie, à moteurs linéaire de Bombardier Canada (1998).
- moteurs des tramways de Cologne (Bombardier Eurorail, 1995)
- moteurs des tramways de Brême (Siemens / AEG, 1994)
- commandes AGATE des 236 motrices fabriquées par GEC Alsthom pour la "Jubilee-Line" du métro de Londres (1995)

En complément, 2 figures illustrent parfaitement les avantages apportés par le découpage MLI à fréquences élevées que permettent les IGBT (comme déjà évoqué, le document ALSTOM fait état d'une fréquence pouvant dépasser 1200 Hz sur des onduleurs de la gamme "ONIX"), d'où l'obtention de courants presque parfaitement sinusoïdaux (donc dénués des composantes harmoniques génératrices de pertes) dans les phases des moteurs de traction ; les taille et masse de ceux-ci peuvent alors se réduire, d'où plus de facilité pour les installer sur des matériels légers, tels les tramways et trolleybus, la *figure 294* en étant la démonstration. Dans le même esprit, la *figure 295*, représentant un bogie moteur très original, puisque à 4 roues indépendantes incorporant leur moteur de traction (on dit aussi "moteur-roue"), montre aussi ce qu'il est aujourd'hui possible de réaliser dans le domaine de la petite traction ; il s'agit bien sûr d'un bogie destiné à équiper un tramway à plancher surbaissé.

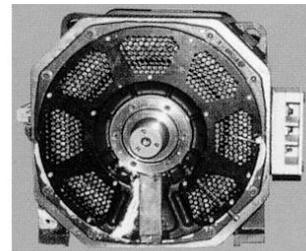
Nous terminerons ce rapide tour d'horizon des équipements à IGBT par les descriptions sommaires de quelques matériels récents construits pour la SNCF et très représentatifs.

Si les matériels de petite traction utilisant ce semi-conducteur performant, très adapté aux besoins, ont commencé à apparaître vers les années 1994, 1995 (voir les matériels, équipés de systèmes "ONIX" ALSTHOM, cités plus haut), la SNCF n'a été tentée par ce composant qu'un peu plus tardivement ; en effet, ce n'est qu'en 1996 qu'un onduleur à IGBT a été expérimenté sur l'une des rames de banlieue parisienne de la série Z 20500.

moteur asynchrone "métro" (type MP 89) de 300 kW



alimenté par un onduleur à GTO :
1100 kg (650 x 650 x 780)



alimenté par un onduleur à IGBT de type "ONIX" :
870 kg (500 x 500 x 800)

Figure 294 : Vues comparatives établies par ALSTOM pour 2 moteurs asynchrones de même puissance mais alimentés par des onduleurs de technologie, donc de fréquences maximales, différentes.

(clichés extraits et adaptés d'un document ALSTOM)



Figure 295 : Photographie d'un bogie de tramway à 4 "moteurs-roues". Les moteurs asynchrones, de la famille "ONIX", sont logés dans ce que l'on appelle communément les boîtes d'essieux, tandis que les réducteurs sont incorporés dans le corps des roues elles-mêmes ; on remarque également la présence, sur les faces intérieures des roues, des disques de freinage.

(cliché extrait d'un document ALSTOM)

On notera cependant que les IGBT ont aussi été utilisés, peu avant l'année 2000, pour remédier à l'obsolescence des GTO de petits calibres qui équipaient les onduleurs auxiliaires de 30 kVA et les chargeurs de batterie à double résonance des rames TGV Atlantique et leurs versions dérivées. Cela s'est traduit par une profonde modification des coffres de puissance et le remplacement des cartes "allumeurs" par des

commandes en tension beaucoup moins contraintes thermiquement ; voir, à ce sujet, l'article traitant de cette question dans *La Revue 3EI* n°24, p.41 à 51. Rédigé par des spécialistes en ce domaine de L'INRETS, de la direction du Matériel et de l'établissements de maintenance de Bischheim de la SNCF, partenaires pour l'opération, cet article est très documenté.

Par la suite, l'expérimentation précitée a été suivie par la construction de matériels de série telles les rames régionales TER 2N de 1700 kW pour commencer.

1998 : les rames régionales TER 2 N

Composées d'éléments à 2 caisses (M + R), ces rames à 2 niveaux, constituant la série Z 23501 à 23576 de la SNCF (l'une d'elle est représentée à la *figure 296*), ont été conçues pour les dessertes régionales des villes de province ; leurs dispositions de caisses sont dérivées des importantes et successives séries de rames de banlieue de la région Ile de France (Z 5600, 8800, 20500 puis 22500, dites "Eole", également utilisées par la RATP). Leurs 4 moteurs asynchrones de 430 kW sont alimentés par des onduleurs ALSTOM à IGBT de 3000 V - 1200 A, se présentant sous la forme de modules "CADIX" à caloducs (*figure 291*).



Figure 296 : Une automotrice régionale TER 2N de la série Z 23500. De configuration M + R, ces rames sont équipées de 4 moteurs asynchrones de 430 kW alimentés par des onduleurs à IGBT de 3300 V - 120 A.

(vue extraite de *La Revue 3EI* n° 19 - décembre 1999)

Les besoins des régions augmentant, des versions à plus fortes capacités ont ensuite été construites à partir de 2004, en collaboration entre Alstom et Bombardier. Dénommées "TER 2N NG" (pour "nouvelle génération"), les rames de la série Z 24500 en sont la version bi ou tri-caisses, tandis que celles de la série Z 26500, ont 4 ou 5 caisses ; la motorisation répartie, permise par l'installation sous caisse des coffres

onduleurs et assez nouvelle pour des matériels SNCF, a donc été adoptée.

2000 - les rames régionales Z TER

Il s'agit, là aussi, d'un matériel régional mais à un seul niveau et affecté, cette fois-ci, à des liaisons rapides de ville à ville puisque pouvant circuler à la vitesse maximale de 200 km/h ; la première rame de cette série, immatriculée Z 21500 à la SNCF, est sortie en milieu d'année 2002 pour les essais d'homologation.



Figure 297 : Vue d'un élément automoteur électrique rapide Z TER (Z 21500) de 1700 kW, en essais dans la Beauce. A 3 caisses, de configuration M + R + M, ces rames régionales sont susceptibles de circuler à 200 km/h pour des dessertes de ville à ville. 3 éléments peuvent être accouplés en "UM".

(extrait d'un document SNCF - A. Jeunesse, CIM ZZE)

C'est la version électrique bi-courant (1500 V= / 25 kV 50 Hz) des rames diesel Alstom récentes, X 72500, mais en configuration allongée M + R + M. La photographie de la *figure 297*, ainsi que le diagramme de la *figure 298*, ci-dessous, en montrent un peu la ressemblance.

La remorque centrale porte le transformateur, installé sous caisse, ainsi que le pantographe ; chacune des 2 motrices comporte 2 moteurs asynchrones de 425 kW alimentés par un coffre "ETF" (regroupant 2 PMCF et 2 onduleurs à hacheurs de freinage rhéostatique associés) installé sous caisse et comportant 8 modules "CADIX" à 4 boîtiers IGBT de 3300 V - 1200 A chacun. Sous courant continu 1500 V, l'alimentation des onduleurs est directe tandis qu'en monophasé, ils sont alimentés par un pont PMCF via un "bus" 1800 V. Si, pour atteindre la vitesse maximale de 200 km/h, la puissance totale de 1700 kW est suffisante, les conditions de sécurité en freinage demandent, quant à elles, une puissance atteignant 3500 kW ; cette puissance étant dissipée dans de fortes résistances de freinage installées en toiture sur les motrices (1 par moteur).



Figure 298 Diagramme des rames régionales rapides Z TER à 3 caisses. La disposition du pantographe sur la remorque centrale, qui porte également le transformateur installé sous caisse, est assez inattendue en France.

(extrait d'un document SNCF - A. Jeunesse, CIM ZZE)

2000 - les locomotives "fret" BB 27000

Ces machines rompent avec les usages habituels à la SNCF, qui voulaient que les locomotives soient le plus possibles "universelles". Mais ces matériels, faisant le "sigma" des performances (important effort de démarrage pour les convois lourds de fret, vitesse maximale élevée pour les trains de voyageurs légers) conduisent à une puissance installée importante qui est souvent mal ou peu utilisée. Le coût des belles et puissantes BB 36000, décrites sommairement plus haut, ne pouvait se justifier pour les nombreuses locomotives dont l'activité "fret" de la SNCF avait besoin au début des années 2000.

La société ALSTOM a donc proposé à la SNCF des machines spécifiques, adaptées aux stricts besoins et mettant à profit les possibilités des onduleurs à IGBT équipés des modules "PALIX" à refroidissement à eau (figure 293) ; ce furent donc les locomotives de 4200 kW, bi ou tri-courants, des séries : BB 27000, 37000 et 37500 ; la photographie de la figure 299 représente l'une d'elles. Machines "dédiées", en quelque sorte, leur vitesse est limitée à seulement 140 km/h mais elles peuvent être accouplées en "UM" si le besoin s'en fait sentir.

La commande initiale des locomotives "fret" a porté sur :

- 90 machines bi-courant (1500 V = / 25 kV 50 Hz) de la série 27000
- 29 machines tri-courant (1500 V = / 25 kV-50 Hz et 15 kV-16,66 Hz) de la série 37000
- 1 seule locomotive tri-courant, constituant la sous-série

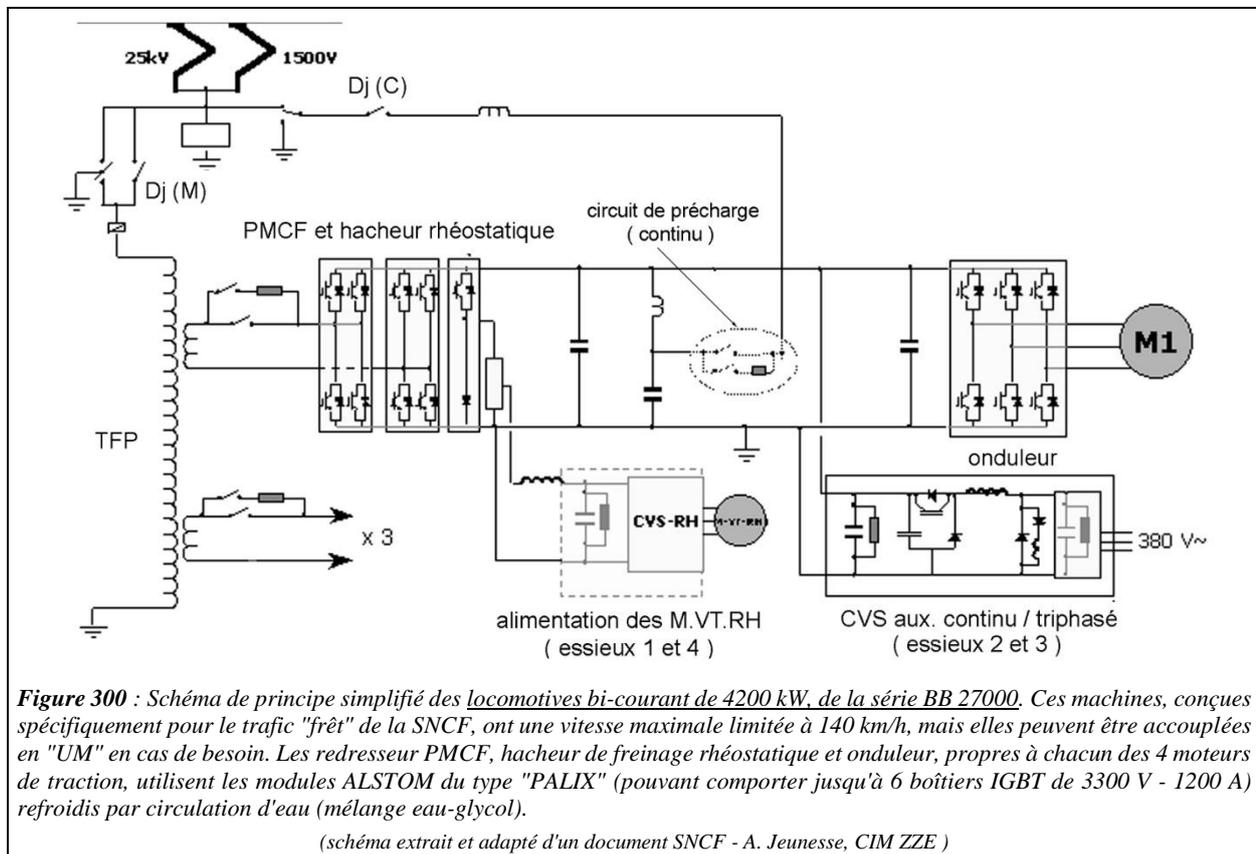


Figure 299 : La locomotive "fret" BB 27002 de 4200 kW de la SNCF. Ces locomotives spécifiques ont une vitesse maximale de 140 km/h.

(photographie SNCF - A. Jeunesse, CIM ZZE)

37500 et pouvant circuler sous 1500 et 3000 V=, ainsi que sous 25 kV 50 Hz, bien sûr.

Sur le plan électrique, les 4 moteurs asynchrones de traction sont alimentés indépendamment l'un de l'autre, tant en traction qu'en freinage, par 4 groupes convertisseurs identiques comportant chacun (pour l'alimentation en alternatif), 1 PMCF fournissant 1800 V à un "bus" continu et un onduleur de traction, lequel est alimenté en "direct" sous 1500 V= (et via un bras de PMCF fonctionnant en hacheur abaisseur pour la BB 37500 sous 3000 V) ; un hacheur de freinage est aussi prêt à assurer un freinage sur résistances si le freinage par récupération n'est pas possible. Le schéma de principe de la figure 300 représente les dispositions adoptées pour les machines bi-courant.



Du côté des qualités de fonctionnement apportées par les IGBT qui, ici, permettent un découpage MLI à la fréquence maximale de 450 Hz, on dira que les commandes entrelacées des 4 PMCF aboutissent à un assez faible pouvoir perturbateur dans le domaine de la téléphonie (« IPSO », ou intensité psophométrique, de 1,5 A) et un facteur de puissance λ proche de l'unité, aussi bien en traction qu'en freinage par récupération.

D'autres matériels régionaux plus récents, telles les automotrices à grande capacité ("AGC"), qui existent en versions thermique pure, bi-mode (la chaîne de traction asynchrone peut être alimentée soit par une caténaire, soit par un groupe électrogène diesel) ou purement électrique (ce sont alors les "ZGC"). Dans les 2 cas, ce sont des équipements ALSTOM à IGBT de la famille "ONIX" qui alimentent les moteurs de traction.

Quant au constructeur Bombardier, il produit également des chaînes de traction asynchrones de petite et moyenne puissance, à onduleurs à IGBT, telles celles équipant les petites automotrices SNCF de la ligne de Cerdagne Z 150 ("petit train jaune", surnommé aussi "canari"), ou les nouvelles Z 850, panoramiques, de la ligne alpine St-Gervais-Vallorcine ; ces matériels spécifiques, à voie métrique, ont été construits en Suisse par la société Stadler ; ils sont alimentés sous 750 V= par 3ème rail (les Z 850 ont un pantographe leur permettant de circuler, au-delà de Vallorcine, sous la caténaire 850 V suisse),

Dans le domaine de la grande vitesse, la SNCF prépare actuellement les rames tri-courants "TGV Est-européen", destinées à la desserte de l'Est de la France et pouvant circuler sous le 15 kV - 16,66 Hz allemand. D'une puissance prévue de 9280 kW (2 motrices équipées chacune de 4 moteurs asynchrones de 1160 kW), leur vitesse maximale sur ligne nouvelle à grande vitesse sera de 320 km/h. Le schéma de traction, dérivé de celui des BB 27000 décrit plus haut, doit utiliser des modules du type "PALIX", tandis que des modules "CADIX" équiperont les convertisseurs auxiliaires.

Maintenant, il reste à avoir la certitude que les IGBT de fort calibre (dont la tension dépasse actuellement les 3300 V pour atteindre 4500, voire 6000 V, afin d'être utilisés directement dans des hacheurs sous caténaire 3000 V), vont bien tenir leurs promesses dans le temps ; l'objectif d'une durée de vie de 30 ans est souvent évoqué. La tenue dans le temps des très nombreuses soudures de connexions et les échauffements localisés (liés aux difficultés d'obtenir une température homogène en tous points de la semelle rectangulaire de 130 x 190 mm d'un boîtier de type grande traction), sont la grande inquiétude des spécialistes (lire l'article précité : "Les modules IGBT de forte puissance, leur essor dans les applications de traction ferroviaire" G. Coquery, LTN INRETS - REE n°9).

Conclusion :

Nous voici maintenant arrivés au terme de notre série intitulée "*L'évolution de l'électronique de puissance en traction ferroviaire*".

Hier, les diodes en boîtier vissé du début des années 1960 avaient, en remplaçant les redresseurs à vapeur de mercure, permis à la traction monophasée de se généraliser en France ; puis, les thyristors conventionnels, quelques années après, sont venus les compléter et ont rendu obsolètes les organes électromécaniques nécessaires au réglage de tension des moteurs à courant continu. Ensuite, les thyristors à effet "GTO", utilisés en France en 1988, d'abord sur les convertisseurs auxiliaires des TGV Atlantiques puis, en grande traction proprement dite, sur les TGV Transmanche et les BB 36000, ont enfin permis d'exploiter tous les avantages du moteur asynchrone (avec, il est vrai, l'arrivée des circuits micro-électroniques de commande puissants, nécessaires à leur indispensable commande vectorielle). Enfin, les transistors hybrides "IGBT", tellement plus faciles à commander et commutant sans l'aide de composants extérieurs, sont arrivés vers le milieu des années 1990 (onduleurs ALSTOM de petite traction de 1995) et ont été de plus en plus utilisés.

La construction de matériels à grande vitesse à motorisation répartie, que la SNCF commence à envisager pour de futures rames, dites "AGV", destinées à un service complémentaire aux TGV, ne serait pas aussi facilement envisageable et intéressante techniquement (disponibilité maximale en cas d'avarie) sans ces IGBT.

Et demain ? Quel va être l'avenir de cet IGBT, proche de l'interrupteur idéal, quelles caractéristiques vont-elles être améliorées ; quels moteurs les convertisseurs qu'ils équiperont vont-ils alimenter (certains, chez ALSTOM, parlent de moteurs de traction à aimants permanents contrôlés par une commande vectorielle adaptée ...), quels seront les schémas utilisés ? Et puis, utilisera-t-on encore des composants que l'on pourra toujours appeler "IGBT" ? ; de nouveaux sigles vont sûrement apparaître. Affaires à suivre ...

Bibliographie

- La BB 36000 - La locomotive "passe frontières" A. Jeunesse, M. Debruyne - *La Revue 3EI* n°19, décembre 1999
- BB 36000, notice générale de fonctionnement - ALSTOM, usine de Tarbes Semeac - SNCF
- Les modules IGBT de forte puissance, leur essor dans les applications ferroviaires G.Coquery, INRETS LTN Arcueil - *REE* n°9, octobre 1998
- "ONIX-DRIVE" système de propulsion pour les transports urbains et suburbains - GEC ALSTHOM Transport, 1995
- Divers documents SNCF - A. Jeunesse, CIM ZZE Le Mans
- Revue "La Vie du Rail", 15 mars 2006

Vente au numéro

(liste complète sur le site www.see.asso.fr)

2004

- 01 - D : Les nanotechnologies
R : Imagerie pour les sciences du vivant
- 02 - D : Les composants de puissance
R : Influence de l'évolution de l'électronique
- 03 - D : Les systèmes de navigation maritime et fluviale
R : Electricité
- 04 - D : La supervision : outils et applications
R : L'Ultra Large Bande
- 05 - D : Les applications industrielles de l'induction
R : Le marquage dans l'industrie
- 6-7-D : Exploitation intelligente des senseurs dans les systèmes complexes
- 08 - D (1) : La foudre - D (2) : La compatibilité électromagnétique (CEM)
R : Le stockage de l'énergie au service du transport
- 09 - D : Méthodes et techniques optiques pour l'industrie
R : La transmission d'énergie sans fil
- 10 - D : Les véhicules propres
R : Les radiocommunications et leurs différentes formes
- 11 - D : L'Electrotechnique du futur
R (1) : L'éclairage - R (2) : La sûreté de fonctionnement

2005

- 01 - D : La logistique dans les transports (1^{ère} partie)
R : Les véhicules propres
- 02 - D : Logistique et transport (2^e partie)
R (1) : L'électrotechnique du futur - R (2) : Le développement du réseau de transport en France
- 03 - D : Les radars
R : L'éclairage (2^{ème} partie)
- 04 - D : Très courte ou très longue portée
R : La foudre
- 05 - D : L'énergie éolienne
R : Les systèmes complexes
- 6-7-D : Les antennes
R : L'électromagnétisme
- 08 - D : Les infrastructures critiques
R (1) : E-Learning - R (2) Mesures de permittivité en temps réel
- 09 - D : "MES et B2M : la norme ISA 95 incontournable"
R (1) : Sûreté du système électrique français
R (2) : ESPI 3D
- 10 - D : Téléméasures : domaine technique essentiel des essais en vol
R (1) : EGNOS - R (2) : La cyber-sécurité
- 11 - D : Sûreté de fonctionnement des systèmes à forte composante logicielle
R : Les applications industrielles des logiciels libres



Pour une vision complète sur l'État de l'Art, l'évolution des techniques, leur développement et leurs applications.

Retrouvez toutes les collections de la REE sur le site <http://www.see.asso.fr>

- 10 numéros par an (dont 1 numéro double)
- 10 "dossiers thématiques" et des "repères" de qualité, conçus pour ceux et par ceux qui font la profession
- des articles scientifiques et techniques
- des entretiens
- des analyses pertinentes

Bon de commande à retourner à : SEE/REE - Services Adhésions -
17 rue de l'Amiral Hamelin - 75783 Paris cedex 16 - FRANCE - Fax : 33 (0) 1 56 90 37 19

Nom
Prénom
Société N° VAT**
Fonction
Adresse
Tél
E-mail

	2004	2005	Autres
Je commande les numéros et/ou la série complète des années			N° Année

* Je règle la somme totale de _____ € par
 chèque à l'ordre de la SEE
 prélèvement sur carte bancaire (Eurocard/Mastercard, American Express, Visa, Carte bleue, Diners Club International)
 N° (16 chiffres) [] [] [] [] [] [] [] [] [] [] [] [] [] [] [] []
 Date d'expiration : [] [] [] [] [] []
 Date, signature et cachet



* cocher la case ** obligatoire pour les pays de l'UE

Conformément à la Loi Informatique et Libertés du 06/01/1978, vous disposez d'un droit d'accès et de rectification aux informations qui vous concernent. Contacter le Service Gestion des Adhésions de la SEE (adhesion@see.asso.fr ou Tél. : 01 56 90 37 12).

Tarif public au 1^{er} janvier 2006

Quantités	Prix unitaire TTC (TVA 2,10 %)	
	France	Hors UE
1 ex	18 €	20 €
3 à 5 ex	16 €	18 €
à partir de 5 ex	14 €	16 €
à partir de 10 ex	11 €	13 €

Hors UE ajouter les frais de port soit, 1,5 € par exemplaire commandé.

