

La Revue **SEE**



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



**La production
centralisée
de l'électricité**

Les alternateurs lents - Centrale de Three Gorges (Chine) - Photo Alstom

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° 40 - Mars 2005

LES ALTERNATEURS LENTS

Centrale de Three Gorges (Chine) - Photos Alstom



Descente du rotor dans le puits



Descente du stator dans le puits



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'Électrotechnique et l'Électronique 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 MIGORI 01 45 74 96 47 Marine FERRON 01 45 74 96 48</p> <p>Abonnement (4 numéros par an) déc. 2004, mars, juin, sept. 2005. tarifs TTC :</p> <p>Individuel : France et CEE.....33 Pays hors CEE.....42</p> <p>Collectivités 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 2005 Commission Paritaire 1207 G 78028 ISSN 1252-770X</p>	<p style="text-align: right;">Sommaire du n°40</p> <p style="text-align: center;">Thème : la production centralisée de l'électricité.</p> <p>p. 2 Éditorial, p. 3 Publications, Informations, Produits.</p> <p style="text-align: right;">Thème.</p> <p>p. 7 Les centrales thermiques ALSTOM à l'horizon 2020 A. FERAUD, ALSTOM POWER-Centrales, BELFORT</p> <p>p.20 Alternateurs lents de grande puissance G. HEMERY, ALSTOM POWER, Hydraulique, BELFORT</p> <p style="text-align: center;">(Suite du thème 39) Production décentralisée de l'électricité</p> <p>p. 28 L'énergie- Réflexions sur les usages Jean BONAL, ECRIN, PARIS</p> <p>p. 34 Éoliennes - État de l'art C. LAROUCI, ESTACA, PARIS</p> <p>p.41 La centrale virtuelle : un nouveau concept pour favoriser l'insertion de la production décentralisée d'énergie dans les réseaux de distribution C. SURDU, Y. BESANGER, N. HADJSAID, C. KIENY, GIE IDEA, LEG-ENSIEG, SAINT MARTIN D'HERES L. G. MANESCU, Université de CRAIOVA, ROUMANIE</p> <p>p. 49 Modélisation et commande d'une éolienne C. LAROUCI, E. GRUNN, J. P. DIDIER, ESTACA, PARIS</p> <p style="text-align: right;">Recherche et développement</p> <p>p.55 Où capter l'énergie solaire ? Comparaison des concepts spatiaux et terrestres L. SUMMERER, F. ONGARO, AGENCE SPATIALE EUROPEENNE</p> <p>p. 61 HELION et la PAC : des marchés de niche à l'application automobile M. BRACHOTTE, HELION, AIX EN PROVENCE</p> <p style="text-align: right;">Applications pédagogiques</p> <p>p.64 Étude de la conversion électromécanique à l'aide d'un contacteur S. FAUCHER, P. ENRICI, P. JANRY,, LEM, MONTPELLIER II</p> <p>p.72 Les essais de systèmes : lieu privilégié pour améliorer l'efficacité des étudiants de la STS en Électrotechnique J. F. LONGBIEN, F. LEPLUS, J. P. CITERNE, P. DUPUIS, LT. CARNOT, ARRAS</p> <p style="text-align: right;">Histoire des sciences et des techniques.</p> <p>p. 78 L'évolution de l'électronique de puissance en traction ferroviaire : L'ère des thyristors. Les onduleurs de tension de la locomotive asynchrone expérimentale BB10003 de 5000 kW les poussent dans leurs retranchements. C. 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).

Énergie, Production d'électricité

Ce vaste thème, commencé dans le numéro 36 (mars 2004) se prolonge ici par la présentation des gros moyens de production centralisée de l'électricité. Quelle sera l'évolution des centrales thermiques au cours des quinze prochaines années ? La réduction des émissions de CO₂, dues à l'utilisation des combustibles fossiles devient la contrainte prioritaire. Ce sujet, développé ici par Alain Féraud et ses collègues (ALSTOM), se prolongera dans le numéro 41 (juin 2005).

Gérard HEMERY (ALSTOM) décrit ensuite les alternateurs des centrales hydrauliques de grande puissance ; les photographies présentées sur les pages de couverture, aideront nos lecteurs à appréhender les dimensions de ces machines.

Le thème de la production décentralisée se prolonge par les articles sur les éoliennes et aussi par la présentation des « centrales virtuelles », nouveau concept favorisant l'insertion de la production décentralisée d'énergie dans les réseaux de distribution.

Une équipe de rédaction qui continue à se renouveler

Jean-Claude VANNIER et Pierre VIDAL, de Supélec (Département Électrotechnique et Systèmes d'Énergie) deviennent membres de l'Équipe de publication de La Revue 3EI. Ils ont, tous les deux, collaboré au travail de l'équipe 3EI en particulier pour la réalisation et le succès des différentes journées 3EI et ce, dès les premières en 1993...

Cette équipe doit se renouveler régulièrement. L'arrivée de nouveaux membres s'accompagne toujours de nouvelles idées, de propositions de nouvelles méthodes de travail ; il est souhaitable que, parmi les lecteurs, quelques-uns viennent participer à ce travail et par conséquent contribuer à la continuité et l'avenir de La Revue 3EI.

La Revue 3EI

Comité de publication

Jean BONAL
François BOUCHER
Jean-Claude BOUDENOT
Gérard DELAVIER
Lucien DESCHAMPS
Jean FAUCHER
Gilles FELD
François FOREST
Brigitte GRELAUD
Jean-Philippe ILARY
Chérif LAROUCI
Marie Michèle LE BIHAN
Pascal LOOS
Bernard MULTON
Claude OBERLIN
Oviglio SALA
Jean-François SERGENT
Jean-Claude VANNIER
Pierre VIDAL

Site WEB 3EI

(<http://www.lesite3EI.com>)

Responsable :
Philippe LE BRUN

Jean-Pierre TAREL
Jean-Philippe ILARY

Pour vos insertions
publicitaires, contacter :

TRENDICE CONSEIL

Philippe MIGORI
01 45 74 96 47
Marine FERRON
01 45 74 96 48

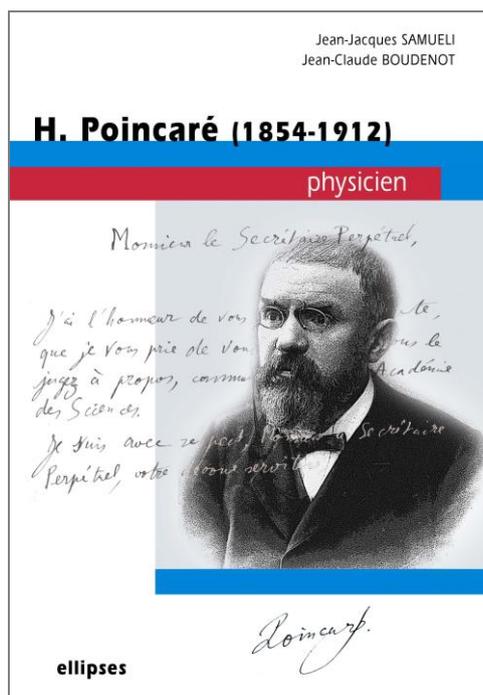
Abonnement à la Revue 3EI, année 2004-2005 :
Numéros : 39 (décembre 2004), 40 (mars), 41 (juin) et 42 (septembre 2005).

<u>Abonnement individuel :</u>	<u>Abonnement collectif souscrit par bon de commande (bibliothèque, CDI, laboratoire, entreprise, etc.)</u>
France et Pays de la CEE : 33 €, TTC	France et Pays de la CEE : 50 €, TTC
Pays hors CEE : 42 €, 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**



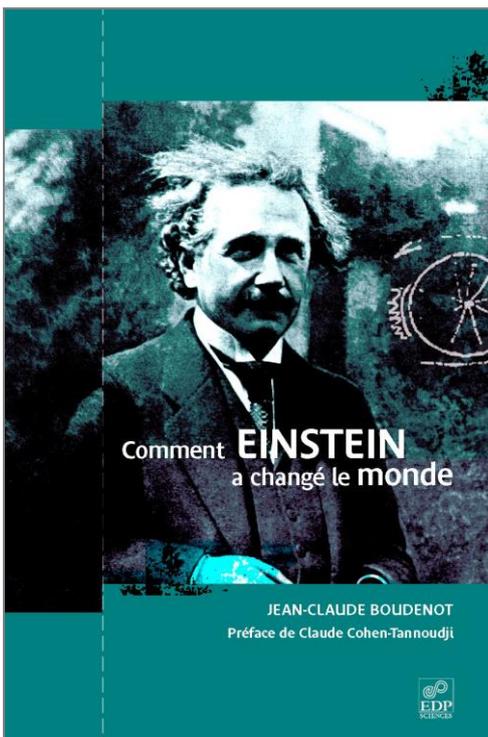
H. Poincaré Physicien

Jean-Claude BOUDENOT – Jean-Jacques SAMUELI

Éditions Ellipses, 2005, (ISBN 2-7298-2245-3)

Henri Poincaré est universellement connu comme mathématicien. Mais comme Gauss, à qui on a pu le comparer, il a également été un physicien exceptionnel. Il a couvert tous les domaines : la mécanique, l'électromagnétisme, la thermodynamique, les quanta, la radioactivité. Ses apports principaux ont été l'introduction de la notion de chaos et bien sûr sa contribution à la relativité. L'apport de Poincaré à la philosophie des sciences est d'une grande profondeur et mérite également d'être analysée sous l'angle des nouvelles idées introduites en physique.

C'est ce Poincaré physicien que nous font découvrir Jean-Claude BOUDENOT et Jean-Jacques SAMUELI dans ce livre.



Comment Einstein a changé le monde

Jean-Claude BOUDENOT

préface de Claude Cohen TANNOUDJI

Éditions EDP Sciences, 2005, ISBN 2-86883-763-8

Einstein est universellement célèbre, mais comme il le disait lui-même lorsqu'il rencontra Charlie Chaplin : « vous êtes célèbre car tout le monde vous comprend, je le suis car personne ne me comprend ! » Le but du livre de Jean-Claude Boudenot est de faire comprendre, aussi simplement que possible, l'importance de l'oeuvre d'Einstein et de montrer comment, un siècle après son « année miraculeuse » de 1905, les travaux théoriques du grand physicien ont trouvé des applications jusque dans notre vie quotidienne.

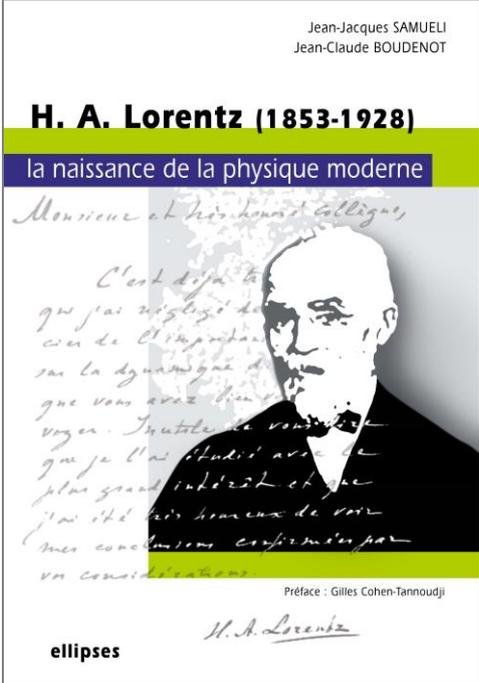
Au moment où est célébré, partout dans le monde, le centenaire de l'année miraculeuse d'Einstein, au moment de cette fête de la physique mondiale, il est essentiel de savoir comment Einstein a changé le monde.

Lire -La Revue 3EI- c'est bien et même très bien.

Lire -La Revue 3EI- en étant abonné, c'est encore mieux

Jean-Jacques SAMUELI
Jean-Claude BOUDENOT

H. A. Lorentz (1853-1928)
la naissance de la physique moderne



Lorentz et la naissance de la physique moderne
Jean-Claude BOUDENOT – Jean-Jacques SAMUELI
Éditions Ellipses, 2005, (ISBN 2-7298-2244-5)

Lorentz est l'un des physiciens qui incarne le mieux la naissance de la physique moderne. Ses travaux prolongent ceux de Maxwell, il donne à l'électromagnétisme classique son interprétation physique (« Equations de Maxwell-Lorentz », « Force de Lorentz »). Il introduit pour la première fois une théorie de l'électron, qu'il met en évidence avec Zeeman dès 1896. Lorentz est également - avec Poincaré - un pionnier de la relativité restreinte (« Transformations de Lorentz », « Groupe de Lorentz »). Il est considéré par ses pairs comme « une véritable encyclopédie trilingue de la physique ». Il est très apprécié de tous, il a été le physicien qu'Einstein a le plus admiré. Lorentz a également été un très grand humaniste, il est en particulier l'un des fondateurs de l'UNESCO.

Jean-Claude BOUDENOT et Jean-Jacques SAMUELI nous font découvrir, tout au long de cette biographie scientifique - la première qui lui soit consacrée - cet homme attachant et son oeuvre capitale.

L'UTE en quelques mots...

L'Union Technique de l'Électricité et de la Communication (UTE) est l'organisme national de normalisation du domaine électrotechnique. L'UTE est le Comité Électrotechnique Français (CEF), membre de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) et du Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (CENELEC).

L'UTE est responsable de la normalisation électrique des matériels, des installations et des services. L'UTE élabore, publie et diffuse des normes, des guides, des fascicules et de la documentation technique. Elle en détient tous les droits attachés à la propriété industrielle. L'UTE assiste les Pouvoirs Publics dans l'élaboration de la réglementation technique.

L'UTE participe activement aux travaux internationaux (CEI) et européens (CENELEC) et élabore les positions françaises auprès de ces organismes. L'UTE soutient les intérêts de l'ensemble des parties concernées par la normalisation électrotechnique (constructeurs, opérateurs, installateurs, entrepreneurs, utilisateurs...).

L'UTE conduit l'activité normative au sein de 162 commissions techniques chargées d'élaborer les normes. Il s'agit pour la plupart des « commissions – miroirs » des comités d'études de la CEI ou comités techniques du CENELEC. Les travaux de ces commissions font l'objet d'un suivi assuré par le Conseil d'Administration de l'UTE.

Les instances de direction de l'UTE se sont également dotées d'une Commission de politique de normalisation chargée d'étudier et de préparer pour le Conseil d'Administration des positions de politique de normalisation de l'association ; elle permet aux

membres de l'association de s'impliquer dans la politique générale de l'UTE.

1^{er} ouvrage de la nouvelle Collection des "Fascicules Découverte" de l'UTE :

"L'Employeur face à l'Habilitation Électrique"

Régulièrement interrogée par les utilisateurs des normes électriques, l'UTE (Union Technique de l'Électricité et de la Communication), en tant que Bureau de Normalisation du secteur électrique / électrotechnique, a décidé de créer la collection des "Fascicules Découverte" pour mieux vous présenter les thèmes relatifs à la normalisation, la réglementation ou à d'autres sujets de la filière électrique.

"Plus de 150 réponses à vos questions sur les installations électriques"

Plus de quinze années de questions sur tous les types d'installations : haute tension, basse tension, arrêté technique, branchement, ERP, éclairage public, foudre, etc. à raison de 10 appels téléphoniques par jour, de 10 questions écrites par semaine (courrier, fax, e mail), cela oblige à se forger une opinion, à argumenter et à rester cohérent.

Cela retranscrit dans un ouvrage tout en couleurs, qui regroupe plus de 150 réponses à vos questions concernant la basse tension, la haute tension, les branchements, les locaux d'habitation, les établissements recevant du public, les parafoudres, les paratonnerres ou encore l'éclairage public.

Contacts presse Sylvie SENANEUCH

Responsable Communication 33, a^{ve} du G^{al} Leclerc
92 260 Fontenay-aux-Roses Tél : 01 40 93 62 34
Fax : 01 40 93 44 08 Mail to : syl@ute.asso.fr

Capteurs de courant LEM L180 HXS

LEM FRANCE SARL - Jean-Pierre HUET

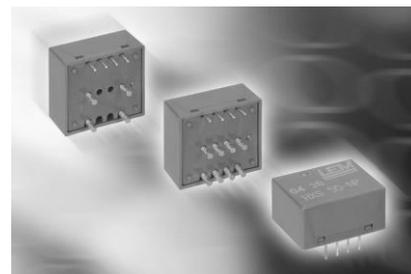
La Ferme de Courtaboeuf - 19, avenue des Indes

F-91969 Courtaboeuf

Tel : +33 1 69 18 17-57 - E-Mail : jph@lem.com - Website: www.lem.com

Points clés :

- Technologie Boucle Ouverte couplée avec un ASIC
- Alimentation unipolaire
- Accès à la référence de tension interne
- Petite taille/faible coût pour montage sur PCB
- Multi calibres
- 5 ans de garantie



Dans la continuité des familles de capteurs de courant fonctionnant avec une alimentation unipolaire +5 volts, la dernière en date est la série LEM HXS. 100 % dédiés à un montage sur PCB, de très faible encombrement (18.5 × 16.5 × 10 mm), ils intègrent un conducteur primaire à calibres multiples.

Selon le raccordement du cavalier primaire intégré, vous pouvez configurer les capteurs comme un modèle 5, 10 ou 20 A_{eff} nominal pour le HXS 20-NP ou comme un modèle 12.5, 25 ou 50 A_{eff} nominal pour le HXS 50-NP avec une plage de mesure jusqu'à $\pm 3 \times I_{PN}$. Utilisant la même connectique et implantation, les 2 modèles peuvent être choisis pour une gamme complète de variateurs de vitesse par exemple.

La tension de référence interne (2.5 Volts) est fournie sur une pince séparée ou peut être forcée par une référence externe (entre 2 V et 2.8V. Pour annulation de la dérive thermique de la référence). Le gain et l'offset sont fixes afin d'obtenir en sortie à I_{PN} la référence utilisée ± 0.625 Volts.

Un ASIC LEM unique dédié à la technologie à effet Hall Boucle Ouverte a été utilisé pour améliorer les performances (meilleures dérives d'offset et de gain, linéarité) permettant également une gamme de

température de fonctionnement plus étendue (-40°C à +85°C et même +105°C avec les modèles SP2) comparées à la technologie discrète traditionnelle.

Dans un système triphasé, un modèle spécial (HXS 20-NP/SP3) configuré pour une mesure différentielle peut recréer le courant de la troisième phase à partir des 2 autres courants de phase.

Lorsque des échauffements causés par des fréquences élevées se produisent, le HXS 20-NP/SP30 est également disponible.

Marqués CE et conformes à la norme EN 50178, ils sont reconnus pour les applications industrielles.

LEM Components offre une garantie de 5 ans sur tous ses capteurs.

LEM

LEM est une société suisse couvrant les marchés de transformation et d'utilisation de l'électricité, particulièrement dans le domaine de l'électronique de puissance. Elle conçoit, développe et assemble des solutions haute performance allant des composants actifs aux systèmes de mesures plus complexes.

EF'2005
ELECTROTECHNIQUE DU FUTUR
14-15 septembre 2005
LEG / ENSIEG / Grenoble
<http://www.leg.ensieg.inpg.fr/EF2005/>

Communiqué de presse

INGENIEURS « FRAICHEMENT DIPLOMES » :

Le Groupe Sogeti-Transiciel recrute 500 ingénieurs dans le métier du Conseil En Haute Technologie dont ¾ de jeunes diplômés

Au niveau mondial, le Groupe de services informatiques SOGETI-TRANSICIEL recrute 2.800 collaborateurs en 2005. Le Conseil en Haute Technologie, l'un des trois métiers du groupe recherche 500 ingénieurs en France dont ¾ de jeunes diplômés.

Des recrutements d'ingénieurs de haut vol

Sogeti-Transiciel Technology, société du groupe Sogeti Transiciel, est le partenaire privilégié des industriels de la défense, de l'aéronautique, du spatial, des télécommunications et de l'informatique scientifique.

Les profils d'ingénieurs recrutés sont spécialisés en : Systèmes Temps Réels, Informatique technique, Informatique industrielle, Logiciels critiques, Calcul scientifique, Technologie du logiciel, Télécommunications, Électronique, Mécanique, Aérodynamique, Hyperfréquences, Thermique, Vibro-acoustique, Simulation, Traitement du signal, Soutien logistique et Sécurité de fonctionnement.

Une stratégie d'accompagnement des jeunes diplômés

Les jeunes diplômés ont la possibilité d'évoluer dans un environnement de haut niveau au sein d'agence de taille humaine de 80 à 100 personnes. Ils sont accompagnés par des collaborateurs expérimentés afin de s'intégrer rapidement au cœur de projets comprenant des prestations allant des interventions de conseil et d'assistance à maîtrise d'ouvrage, au développement de systèmes complexes.

Des rencontres régulières avec les jeunes diplômés

- 20 au 22 juin – Forum recrutement Air & Espace - Salon du Bourget
- 21 juin 2005 Les Salons des Ingénieurs - Cnit - Paris La Défense
- 15 septembre 2005 Les Jeudis de l'informatique - Paris - Palais des Congrès Porte Maillot
- mi-novembre 2005 Les Jeudis de l'informatique - Paris - Palais des Congrès Porte Maillot
- 14 et 15 décembre 2005 Les Salons des Ingénieurs - Cnit - Paris La Défense

Pour consulter et répondre aux offres d'emploi, rendez-vous sur

www.recrut.sogeti-transiciel.com

A propos du Groupe Sogeti-Transiciel

Le pôle Local Professional Services SOGETI-TRANSICIEL (filiale de Cap Gemini SA) propose une offre de services informatiques de proximité pour les grandes entreprises autour de trois métiers complémentaires :

- L'ingénierie scientifique, l'informatique technique et industrielle, la mécanique et l'électronique dans les grands projets de Recherche & Développement industriels (High Tech Consulting).
- Le conseil et l'intégration de solutions applicative de gestion (Application Services),
- Le service aux infrastructures techniques et réseaux ainsi que la gérance de la production informatique (Infrastructure Services).

Au total, le Groupe SOGETI-TRANSICIEL réunit 14 000 collaborateurs.

SOGETI-TRANSICIEL : 6 rue Duret - 75784 Paris cedex 16 - Tél. : +33 (0) 1 58 44 55 66, Fax +33 (0)1 58 44 55 70

**Lire La Revue 3EI c'est bien et même très bien,
Lire La Revue 3EI en étant abonné c'est encore mieux !**

Les centrales thermiques ALSTOM à l'horizon 2020

Alain FERAUD

ALSTOM POWER – Centrales

3 Avenue des 3 chênes 90018 – Belfort Cedex – France

Avec la participation de Messieurs

André CASTANIER, Charles KEMPF, ALSTOM POWER – Centrales

Yves SABATER, ALSTOM POWER – Turbomachines

Résumé : Les énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) resteront encore au moins jusqu'en 2020 les sources principales d'énergie primaire utilisées pour la production d'électricité. ALSTOM présente dans cet article les développements technologiques en cours pour les centrales de production d'électricité. Les turbines à gaz en cycle simple ou en cycle combiné, les centrales au charbon à cycle supercritiques sont successivement présentées. Le problème des émissions de CO₂ provoquées par l'utilisation des combustibles fossiles est détaillé ainsi que les solutions disponibles aujourd'hui et à moyen terme pour limiter ces émissions de CO₂

1. Panorama de la production d'électricité dans le Monde et évolutions vers 2020



Figure 1 : Centrale supercritique de Niderhausserm
1012 MW - Allemagne

A l'occasion de cet article, nous analyserons la situation de la production d'électricité dans le Monde en 2005 puis nous essayerons d'indiquer les probables évolutions à venir dans les quinze prochaines années et enfin nous présenterons certains des développements technologiques en cours chez ALSTOM dans ce secteur de la production d'électricité.

1.1. Préambule

Dans les prochaines années, l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) ne prévoit pas de changement fondamental concernant les sources d'énergie primaire utilisées pour la production d'électricité. Les sources principales d'énergie primaire resteront encore au moins jusqu'à 2020 : les énergies fossiles en priorité (pétrole, gaz naturel, charbon représentent les trois quarts du total), l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, éolien).

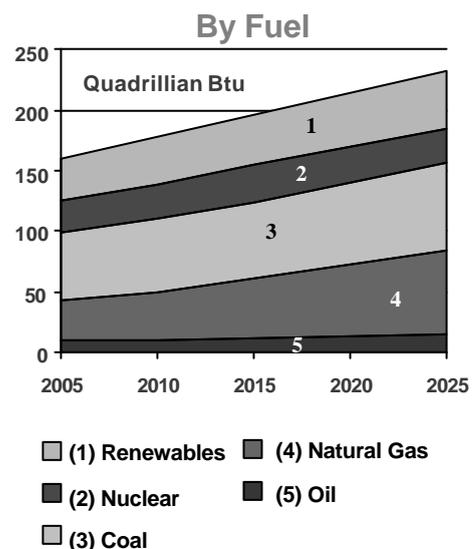


Figure 2 : Répartition des énergies primaires pour la production d'électricité

1.2. Le pétrole et le gaz naturel

Au contraire du charbon dont les réserves sont également réparties dans le Monde, les réserves de pétrole sont concentrées dans les pays du Golfe Persique (les deux tiers des réserves mondiales prouvées à ce jour sont situées dans trois pays seulement : Arabie Saoudite, Irak et Iran). Le pétrole est de moins en moins utilisé pour la production d'électricité au profit du secteur du transport dont les besoins en pétrole croissent au contraire très vite. Cette tendance devrait se confirmer dans le futur.

Le gaz naturel possède quand à lui de nombreux avantages : il ne produit pas de poussière en brûlant, son pouvoir calorifique est élevé, il offre la possibilité d'utiliser des turbines à gaz en cycles combinés dont les rendements atteignent aujourd'hui les 60% (à comparer avec les 45% des meilleures centrales au charbon) et qui permettent des variations de charge rapides. Grâce d'une part à un meilleur rendement électrique et d'autre part à la présence d'hydrogène dans les molécules qui forment le gaz naturel, la combustion du gaz naturel produit beaucoup moins de CO₂ que celle du charbon (voir § 3.1). Le gaz naturel possède donc des avantages indéniables vis à vis des autres sources d'énergie primaire et son approvisionnement est plus diversifié que dans le cas du pétrole. Son usage pour la production d'électricité devrait continuer à se développer régulièrement dans les prochaines années.

1.3. Le charbon

Le charbon est l'énergie fossile qui possède les plus grandes réserves dans le Monde (90% des réserves connues d'énergie fossile). Les gisements principaux se trouvent en Amérique du Nord et en Russie, des gisements importants se trouvent aussi en Chine, en Australie et en Inde et de nombreuses possibilités d'approvisionnement s'offrent donc pour les producteurs d'électricité. La capacité installée mondiale de production d'électricité des centrales au charbon est d'environ 1200 GW (environ 30% de la capacité mondiale).

Pour beaucoup de pays, il n'existe pas aujourd'hui d'alternative à l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité et l'AIE prévoit donc une croissance de l'utilisation du charbon dans les prochaines années. Le challenge pour le futur sera donc de limiter au mieux les inconvénients pour l'environnement de l'utilisation du charbon. Des solutions performantes existent déjà pour réduire drastiquement les NO_x, le SO₂ et les poussières. Nous présenterons dans le § 3 les solutions potentielles pour limiter les émissions de CO₂.

1.4. L'énergie nucléaire

La capacité de production d'électricité d'origine nucléaire dans le Monde représente aujourd'hui environ 350 GW (10% de la capacité mondiale).

Les avantages du Nucléaire pour la production d'électricité sont liés à la disponibilité de réserves d'uranium, au coût de revient réduit de l'électricité, à l'autonomie entre deux rechargements (le SSTAR aux Etats Unis est un projet de réacteur nucléaire conçu pour fonctionner pendant 30 ans sans rechargement) et au fait que, à part pendant sa construction, la centrale nucléaire n'émet pas de CO₂. Mais plusieurs inconvénients limitent le développement de cette technologie dans le monde, on citera entre autres inconvénients : le risque de prolifération nucléaire, le problème de la gestion des déchets nucléaires et en particulier du plutonium et de ses descendants, les coûts d'investissement élevés, les faibles performances dynamiques en variation de charge et le rejet quasi général des populations consécutif à l'accident de TCHERNOBYL.

Le remplacement des centrales nucléaires existantes devrait dans dix ans représenter un marché dans les pays où le nucléaire est déjà accepté par la population comme en France et en Finlande par exemple ou bien dans les pays qui en font un impératif national comme la République Populaire de Chine, l'Afrique du Sud ou bien la Russie.

1.5. L'énergie hydraulique

Selon l'Agence Internationale de l'Energie, l'électricité d'origine hydraulique devrait continuer à se développer à un rythme de croissance d'environ 2% par an jusqu'au moins à 2020 grâce à son faible coût de production et à ses performances dynamiques. Les pays à plus fort potentiel sont le Canada, la Chine, la Russie ainsi que plusieurs pays en Amérique du Sud.

On devrait également assister dans les prochaines années à une croissance importante des mini-centrales hydrauliques associées à une distribution décentralisée de l'électricité. Ces mini-centrales offrent la plupart des avantages des grands barrages hydrauliques mais sans en avoir tous les inconvénients, notamment en étant moins perturbatrices pour l'environnement.

1.6. La biomasse

L'utilisation de la biomasse possède un potentiel important dans le monde entier. Selon l'AIE, la croissance attendue du marché de l'utilisation de la biomasse dans la production de l'électricité serait la seconde plus grande en Europe après celle de l'éolien.

Le moyen le plus simple et le plus efficace de brûler de la biomasse reste de l'utiliser en parallèle

dans les chaudières existantes des grandes centrales thermiques. Avec des chaudières à charbon pulvérisé, il est possible d'utiliser jusqu'à 20% de biomasse en

parallèle. Avec des chaudières à lits fluidisés (CLF) cette proportion peut aller jusqu'à 100%.

1.7. L'énergie éolienne

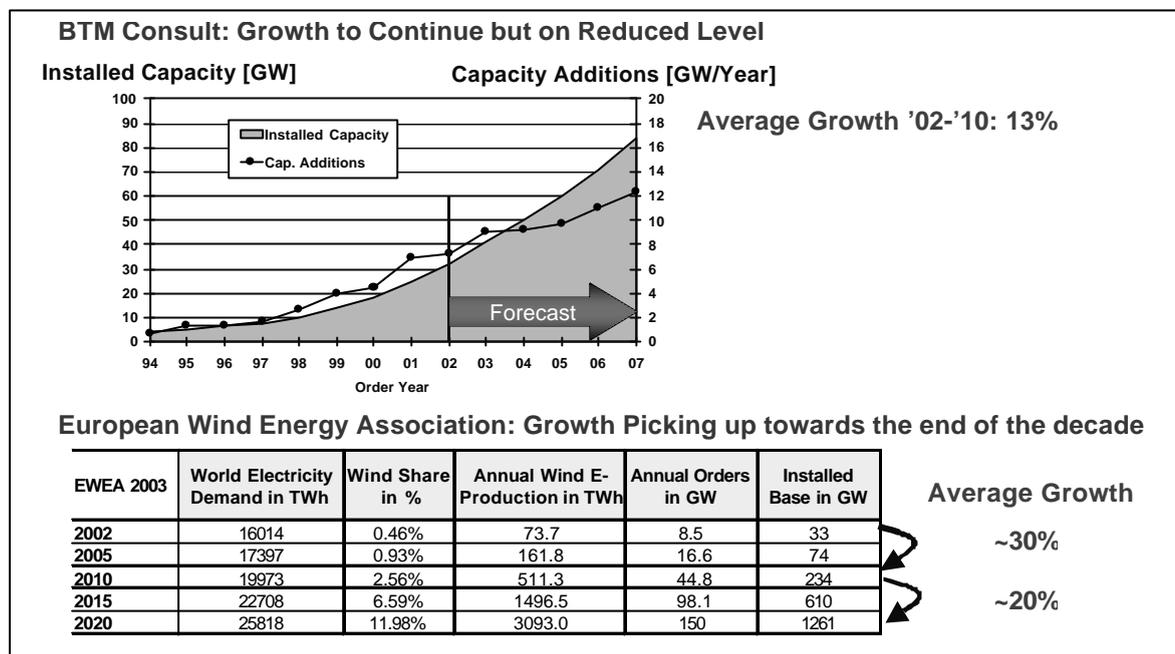


Figure 3 : Énergie éolienne - Prévisions pour 2002-2020

L'énergie éolienne est, après l'hydraulique, la plus compétitive de toutes les énergies renouvelables. L'AIE estime qu'à l'horizon 2010, l'électricité d'origine éolienne sera au même coût que celle d'origine fossile (environ 3 à 4 cents €/par kWh).

L'électricité d'origine éolienne représentait en 2001 environ 1,1% de l'électricité produite dans l'Europe des 25 et en 2020 ce même ratio devrait être compris entre 7 et 10%. Le taux de croissance du marché de l'éolien est aujourd'hui de 8 à 12 GW par an et l'on prévoit que plus de 150 GW devraient être installés dans le Monde avant 2020.

Le gros inconvénient de l'électricité éolienne réside dans sa variabilité qui reste assez imprévisible. Cette caractéristique impose aux producteurs d'électricité de prévoir des capacités de réserve tournante. On constate ainsi que dans les pays à forte présence d'éoliennes (Danemark par exemple), les centrales électriques de base (fonctionnant en permanence à un niveau proche de la puissance maxi) disparaissent progressivement au profit des centrales électriques de pointe (capables de changements rapides de la puissance fournie).

1.8. L'énergie géothermique

L'électricité d'origine géothermique est compétitive (4 cents €/kWh) mais les zones où l'exploitation en est

rentable sont limitées : Californie, Indonésie, Italie, Japon, Islande.

La production totale dans le Monde reste négligeable (20 GW en 2020 avec un taux de croissance de 5% par an).

2. Les besoins en construction de centrales nouvelles dans les prochaines années,

L'évolution future du secteur de la production d'électricité dans le Monde peut être analysée à partir de deux prévisions : premièrement par l'estimation de la variation de la consommation électrique dans les différents pays/régions du Monde et deuxièmement par l'estimation du nécessaire besoin de remplacement des centrales existantes qui sont progressivement devenues trop anciennes pour être exploitées de manière compétitive.

2.1 Évolution de la consommation d'électricité dans le Monde.

La capacité mondiale de production d'électricité est aujourd'hui d'environ 3800 GW (voir figure 4) et selon le scénario de référence de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE-Version 2003), la consommation d'électricité devrait continuer à croître dans les

prochaines années. Un taux annuel moyen de croissance de 2.5% est considéré par l'AIE comme très probable sur la période 2005-2025. Cette croissance

serait assez également répartie entre les pays industrialisés, la Chine, l'Amérique du Sud, l'Europe de l'Est et l'Inde.

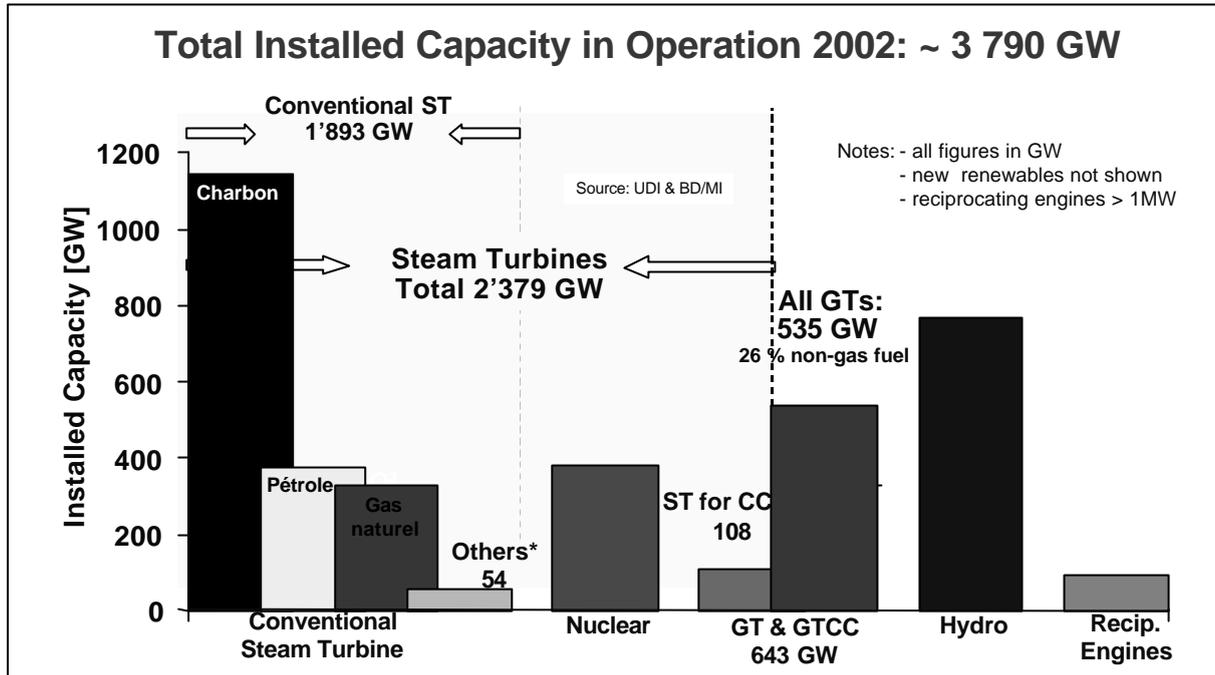


Figure 4 : Puissance mondiale installée par technologie et par combustible en 2002

2.2 Remplacement des centrales anciennes dans le Monde

Des études menées par ALSTOM montrent que 28% de la capacité de production d'électricité installée dans le Monde a plus de 30 ans. Ceci représente une capacité installée de plus de un million de MW

(1054 GW) qu'il faudrait renouveler dans les 10 à 15 prochaines années.

Ces centrales obsolètes qu'il faudrait rapidement remplacer se trouvent majoritairement en Europe et aux États-Unis (voir Figure 5).

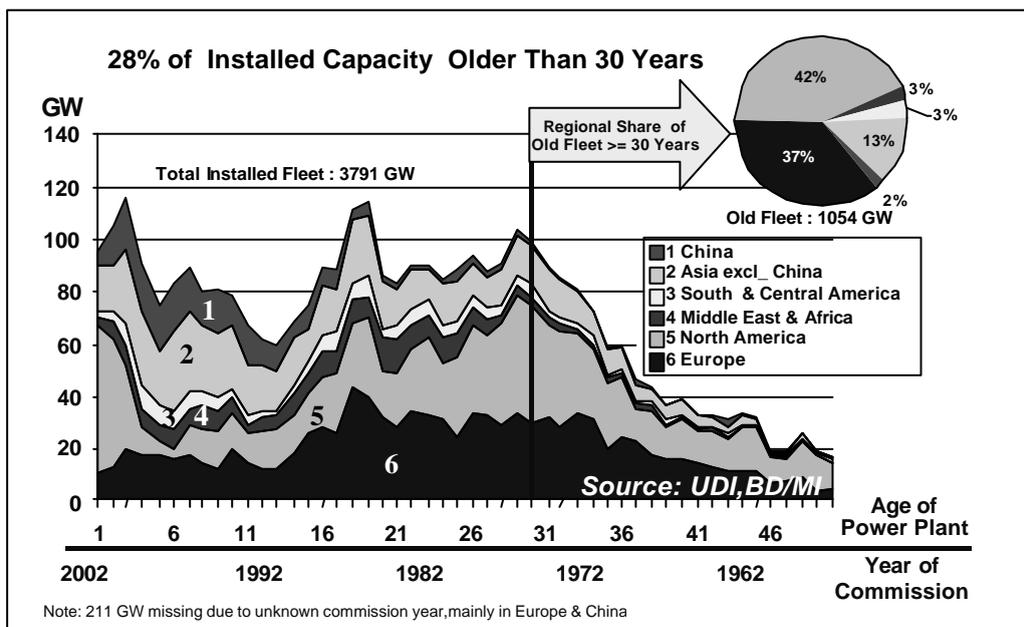


Figure 5 : Capacité mondiale installée, par ancienneté et par continents

2.3 Prévisions de nouvelles centrales électriques pour les quinze prochaines années

Des constatations énoncées ci-dessus on peut raisonnablement estimer une demande mondiale en nouvelles centrales de l'ordre de 100 GW par an à l'horizon 2020. La plupart des scénarios prédisent que les trois quarts de ces centrales électriques nouvelles feront appel aux énergies fossiles (gaz naturel et charbon). La répartition future entre le gaz et le charbon reste mal connue.

En conséquence, la question de la limitation des émissions de CO₂ va rapidement émerger comme un enjeu majeur pour le secteur de la production d'électricité dans le Monde.

3. Le problème des émissions de CO₂ avec l'utilisation des combustibles fossiles

3.1. Comparaison des émissions de CO₂ entre le gaz naturel, le pétrole, le charbon et le lignite

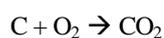
Le CO₂ n'est pas le seul gaz à effet de serre mais il serait responsable de 53% de l'augmentation récente de l'effet de serre et il convient donc de limiter ses émissions au niveau mondial : c'est l'objet principal du protocole de Kyoto.

Les molécules de gaz à symétrie compliquée comme le CO₂ ont un changement de moment électrique par interaction avec le rayonnement électromagnétique qu'elles absorbent puis diffusent. C'est le cas de l'eau (H₂O, 60% de l'effet de serre total) et du gaz carbonique (CO₂, 26% de l'effet de serre total).

Le gaz carbonique de l'air disparaît de l'atmosphère par divers processus : dissolution dans les océans, fixation par les plantes ou par les micro-organismes des sols, réactions chimiques avec des éléments minéraux ou organiques superficiels et entraînement par les eaux des précipitations vers les rivières puis les mers. La constante de temps du CO₂ dans l'atmosphère est d'une centaine d'années à comparer avec celle de l'eau (H₂O) qui est de quelques semaines.

En combinant les deux effets (interaction avec l'infrarouge et constante de temps dans l'atmosphère), on définit le potentiel global de réchauffement de chaque gaz à effet de serre, c'est le GWP (Global Warming Potential). Par définition le GWP du gaz carbonique est de 1 pour le CO₂. Pour le méthane, par exemple, il est de 62.

Le gaz carbonique se forme lors de la combustion du carbone contenu dans les combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) par la réaction chimique :



Comme il s'agit de la réaction principale dans la combustion du charbon, le charbon émet proportionnellement plus de CO₂ que les hydrocarbures (le gaz naturel et le pétrole) pour lesquels la réaction $2 H_2 + O_2 \rightarrow 2 H_2O$ fournit également lors de la combustion une quantité d'énergie importante.

Le ratio intéressant pour comparer les émissions de CO₂ des différents combustibles est la masse de CO₂ émise pour produire un MWh net d'électricité. Le tableau ci-dessous donne les valeurs de ce ratio pour les principaux combustibles fossiles. De tous les combustibles fossiles, c'est le lignite (roche d'origine organique pouvant contenir jusqu'à 70% de carbone mais dont le pouvoir calorifique est environ trois fois moindre que celui du charbon) qui produit les émissions de CO₂ les plus élevées.

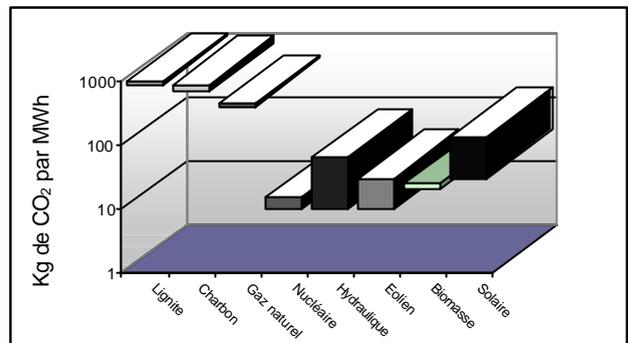


Figure 6 : Émissions de CO₂ pour produire un MWh

3.2. Les solutions pour réduire les émissions de CO₂

3.2.1. Augmenter les performances des centrales électriques au charbon

Il est très intéressant pour diminuer les émissions de CO₂ d'augmenter le rendement net global des centrales de production d'électricité car, à quantité constante d'électricité, les émissions de CO₂ seront réduites en proportion de l'amélioration de ce rendement. On constate depuis les années 80 une augmentation continue du rendement net des centrales au charbon qui est passé de 38% environ dans les années 80 à aujourd'hui 45% pour les meilleures réalisations. Le remplacement d'une centrale ancienne à 38% de rendement par une centrale neuve à 45% de rendement permet de diminuer les émissions de CO₂ de 15% environ, toutes choses restant égales par ailleurs. Les méthodes pour améliorer les rendements sont explicitées dans le paragraphe 4.2.2.

L'impact du rendement sur les rejets de CO₂ est illustré par la figure 7. THERMIE permettra de limiter de 20 % ces rejets par rapport à une centrale sous-critique de même puissance ce qui représenterait une économie potentielle de 15 M€/an environ pour une

tranche de 650 MW et une taxation de CO₂ à 20 €/tonne.

Diminution des émissions de CO₂			
CYCLE t/an		GAINS ANNUELS	
		Charbon	CO ₂
Sub-critique	180 – 540 – 540	base	base
Supercritique	250 – 540 – 565	51000	120000 (-3%)
Ultra supercritique	270 – 580 – 600	115000	270000 (-7%)
Thermie	350 – 700 – 720	335000	780000 (-20%)
Charbon international			
Puissance 650 MW			
Heures équivalentes à pleine charge – 7500h/an			

Figure 7 : réduction des émissions de CO₂ par l'amélioration du rendement pour une centrale de 650 MW.

3.2.2. Passer au gaz naturel ou bien à la biomasse

Le remplacement d'une ancienne centrale électrique au charbon par une ou plusieurs turbines à gaz en cycle combiné fonctionnant au gaz permet de réduire doublement les émissions de CO₂ : tout d'abord grâce à l'effet du rendement (60% au lieu de 38%) et ensuite par l'effet intrinsèque du gaz comme expliqué au paragraphe 3.1. Au total, les émissions de CO₂ sont divisées par 3 pour une même puissance nette.

L'utilisation de la biomasse dans la production d'électricité bénéficie en Europe d'un régime spécial concernant les émissions de CO₂. En effet, on considère que le CO₂ produit lors de la combustion de la biomasse sera assimilé par la végétation terrestre en parallèle de la photosynthèse pour créer une quantité équivalente de biomasse nouvelle qui pourra être brûlée à son tour dans un nouveau cycle. Ce CO₂ produit à partir de biomasse n'est donc pas comptabilisé dans les quotas d'émissions des producteurs d'électricité d'où l'intérêt d'utiliser de la biomasse.

3.2.3. Capturer le CO₂ et le stocker. Les différentes solutions de stockage possibles

Afin de réduire encore plus les quantités de CO₂ émises dans l'atmosphère, on a pensé depuis quelques années à capter le CO₂ directement dans les fumées des centrales électriques. Cette opération s'effectue de manière industrielle à l'aide de solvants. Le cycle effectué par le solvant est le suivant : le solvant est tout d'abord mis en contact avec les fumées de la centrale électrique où il se charge de CO₂, puis, dans un second temps, le solvant est transféré dans un second équipement dans lequel le solvant restitue le CO₂ moyennant la fourniture d'une certaine quantité de chaleur avant de revenir de nouveau se charger de CO₂ dans les fumées de la centrale électrique.

L'inconvénient est que ce procédé est gourmand en énergie : aujourd'hui il double le coût de l'électricité produite pour un taux de capture du CO₂ de 90% (pour une centrale électrique au charbon 8 Euro centimes par kWh au lieu de 4 Euro centimes par kWh sans capture ce qui correspond à un coût d'environ 55 €/par tonne de CO₂ évitée).

Des programmes Européens de développement auxquels participe ALSTOM, comme CASTOR par exemple, s'attachent à diminuer le surcoût dû à la capture du CO₂ avec un objectif d'atteindre un coût de 20 à 30 €/la tonne de CO₂ évitée.

Après la capture, il faut aussi prévoir le stockage. En effet une centrale au charbon de 600 MW produisant environ 12 000 tonnes de CO₂ par jour il faut, si on veut en capter 90%, pouvoir soustraire de l'atmosphère sur la durée de vie de la centrale environ 100 millions de tonnes de CO₂. Le stockage souterrain est en principe capable d'atteindre de tels volumes tout en assurant la nécessaire pérennité du confinement (plusieurs milliers d'années). Plusieurs solutions sont à l'étude (figure 8):

A/ Le stockage dans des réservoirs déplétés de pétrole ou de gaz naturel.

Pour les gisements en France, la capacité de stockage disponible hors gisement de Lacq est estimée entre 170 et 320 millions de tonnes de CO₂. C'est peu car cela ne correspond qu'à la quantité produite par deux centrales électriques de 600 MW durant toute leur vie.

B/ Le stockage dans des aquifères profonds

Pour les aquifères profonds, les capacités de stockage disponibles sont beaucoup plus importantes. Une estimation récente donne 22 000 millions de tonnes de CO₂ au niveau du Bassin Parisien équivalent à la production totale de 200 tranches de 600 MW, et il y a d'autres aquifères profonds en France.

C/ Le stockage dans des veines de charbon non exploitables.

Le problème de l'adsorption du CO₂ dans la houille doit encore faire l'objet de nombreuses recherches. Des essais sont en cours en France pour étudier cette question. La capacité de stockage est limitée mais le charbon en adsorbant le CO₂ désorbe du méthane qui pourrait être valorisé, d'où l'intérêt de la recherche.

Les questions qui restent à étudier sont liées à la connaissance des réservoirs disponibles, à la durée de confinement (au moins 1000 ans mais cette question n'est pas tranchée) et aux questions de surveillance : comment instrumenter le stockage pour surveiller correctement les évolutions ? En France, les premiers

essais de stockage géologique du CO₂ devraient intervenir vers 2010.

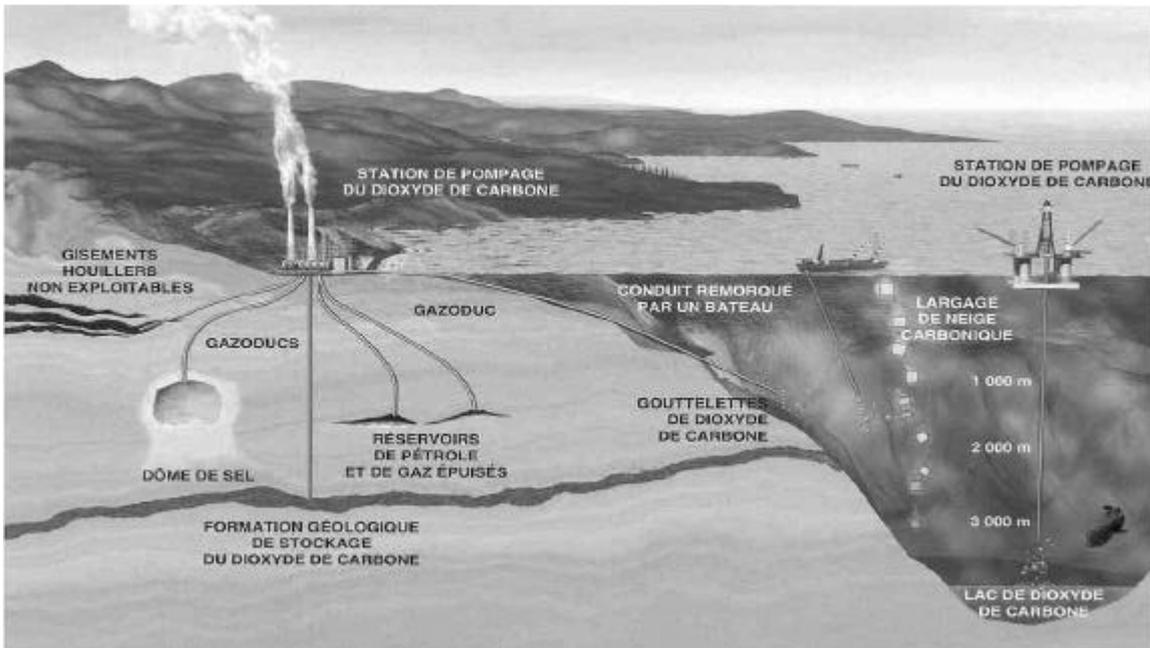


Figure 8 : Inventaire des possibilités de stockage du CO₂ dans des réservoirs souterrains et dans la mer.

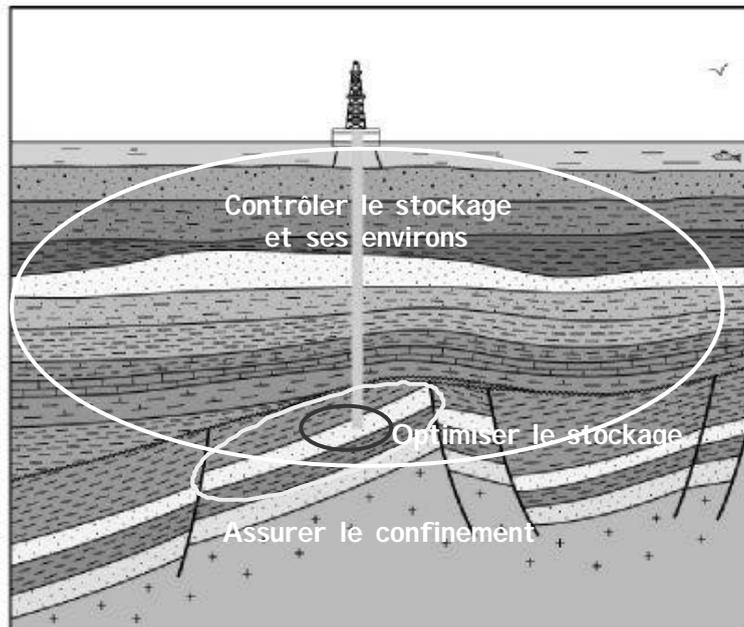


Figure 9 : les enjeux techniques du stockage souterrain.

4. Les développements en cours chez ALSTOM pour les principaux composants d'une centrale électrique

4.1. Les Centrales à cycle combiné

Les centrales à cycle combiné associent le cycle de Brayton (ou Joule) à celui de Rankine (ou Hirn). L'idée fondamentale consiste à utiliser l'énergie thermique résiduelle des gaz d'échappement de la turbine à gaz dans un cycle eau-vapeur.

Dans la turbine à gaz (TG), l'air ambiant est comprimé jusqu'à 10-30 bar puis dirigé vers les chambres de combustion. La température est alors portée à 1000-1350 °C, et le mélange air/fumées est détendu dans la turbine. Environ deux tiers de l'énergie mécanique déployée par la turbine est utilisée dans le compresseur, un tiers étant disponible sur l'accouplement de sortie, pour être converti en énergie électrique par l'alternateur.

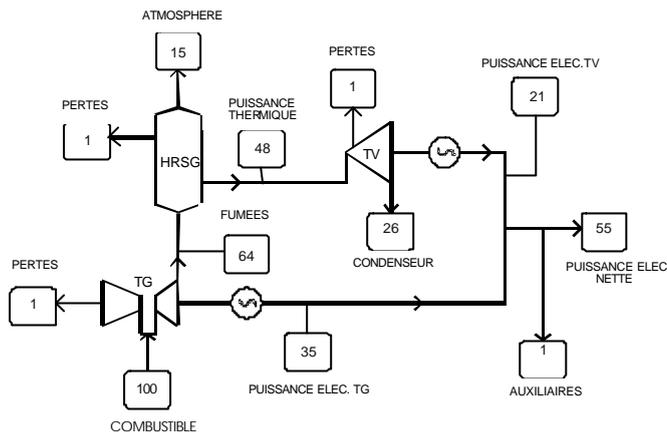


Figure 10 : Bilan énergétique d'un cycle combiné

Le rendement d'une TG en cycle ouvert est d'environ 35 % sur le PCI du combustible. Les gaz d'échappement contiennent 64 % de l'énergie thermique, et l'installation d'une chaudière de récupération associée à une boucle eau-vapeur permet de convertir 21 % supplémentaire de l'énergie primaire en électricité. Ceci amène à un rendement net sur le PCI de l'ordre de 55 % pour le cycle combiné. Dans les installations les plus performantes, le rendement de la TG dépasse 37 % et celui des cycles combinés dépasse 58 %.

Le cycle eau-vapeur d'une centrale à cycle combiné présente des particularités par rapport à celui d'une centrale thermique conventionnelle. La température à l'échappement TG n'est que de 500 à 650 °C, mais il y a un grand excès d'air (il reste 10 à 15 % d'oxygène dans les fumées), et le débit massique est important.

Les températures vapeur sont donc limitées, et atteignent 585°C dans les cycles poussés, alors que les températures possibles aujourd'hui dans les Turbines à Vapeur sont de 600/620°C. De plus, l'énergie importante disponible dans la partie froide de la chaudière de récupération permet de supprimer les réchauffeurs de l'eau alimentaire, et même d'ajouter un second, voire un troisième niveau de pression de vapeur.

Le rendement du cycle combiné augmente avec la complexité du cycle eau-vapeur. Le passage d'un cycle à 2 pressions à un cycle à 3 pressions-resurchauffe permet de gagner environ 1.2 points de rendement et 2 % de puissance, mais l'investissement est plus élevé. Le choix du cycle se fait donc par un calcul technico-économique tenant compte de ces paramètres ainsi que du coût du combustible, du prix de vente de l'électricité, de la durée de fonctionnement annuel de la centrale, etc.

La puissance d'une TG et donc d'un cycle combiné varie en fonction de la température de l'air ambiant : une augmentation d'1°C fait perdre 0.5 % de

puissance. Cela représente un inconvénient dans les pays où la pointe de consommation se situe dans les périodes les plus chaudes.

Pour compenser ce phénomène, une solution consiste à installer un feu additionnel à l'entrée de la chaudière de récupération, en profitant de l'excès d'air. Ce dispositif représente un investissement limité et permet de compenser la perte de puissance, mais avec une légère diminution du rendement. Le feu additionnel permet aussi une pointe de puissance, ou bien d'augmenter la production de vapeur dans le cas d'une cogénération.

Une autre solution consiste à refroidir l'air à l'entrée du compresseur TG, soit en humidifiant l'air chaud et sec, soit en utilisant un cycle de réfrigération.

Les turbines à gaz de dernière génération, comme les GT 24/26 d'ALSTOM, la 9000H de General Electric ou la 501G de Siemens/Westinghouse, ont été particulièrement optimisées pour le fonctionnement en cycle combiné. Le refroidissement des parties chaudes de la turbine est mis à profit pour générer ou surchauffer de la vapeur du cycle, ce qui amène à des rendements net sur PCI jusque 60 % pour le cycle combiné.

Les configurations les plus courantes des centrales à cycle combiné associent :

- une TG, une chaudière de récupération et une turbine à vapeur – 1.1.1,
- deux TG, deux chaudières de récupération et une turbine à vapeur – 2.2.1,
- trois TG, trois chaudières de récupération et une turbine à vapeur – 3.3.1.

Ces configurations permettent, à partir d'une gamme limitée de modèles de TG, de couvrir une vaste gamme de paliers de puissance.

L'association de 2 ou 3 TG avec une seule turbine à vapeur permet une réduction du coût d'investissement et une légère amélioration du rendement en pleine charge par rapport à 2 ou 3 configurations 1.1.1.

Cependant, la configuration 1.1.1 est proposée, par les grands constructeurs, en une ligne d'arbres unique (single shaft), où la turbine à gaz et la turbine à vapeur entraînent un seul alternateur de plus de 400 MW.

Cette architecture à ligne d'arbres unique a connu un franc succès pour les cycles combinés de grande puissance utilisant les TG de technologie avancée. Depuis la centrale d'EEMS, la première dans cette configuration réalisée par ALSTOM pour EPON au Pays-Bas, cette architecture a été construite à plus d'une centaine d'exemplaires dans le monde.

D'autres types de cycle combiné ont été réalisés : le « repowering », où l'on remplace la chaudière d'une

centrale conventionnelle par une turbine à gaz et une chaudière de récupération. Cette dernière doit alors être conçue de manière à fournir de la vapeur aux caractéristiques de la turbine à vapeur existante. Le « repowering » permet de multiplier par trois la puissance installée, et de gagner plus de 10 points de rendement, mais en restant quelques points en dessous du cycle combiné neuf.

4.2. Les turbines à gaz

4.2.1. Introduction

Les turbines à gaz (TG) sont les composants principaux des centrales électriques au gaz et aux dérivés liquides du pétrole, à cycle ouvert et à cycle combiné, dont elles produisent l'essentiel de la puissance. Les turbines à combustion ont leur origine dans les turboréacteurs d'aviation. L'énergie restante en sortie du turboréacteur est partiellement convertie en énergie mécanique par l'ajout d'étages turbine.

Deux technologies en ont découlé dans l'industrie :

- les turbines à combustion de type aéronautique, associant un ensemble compresseur/turbine d'entraînement directement dérivé des moteurs d'avions, avec une turbine libre située en aval, qui entraîne l'alternateur. Ces machines à deux arbres

découplés sont plus complexes, mais bénéficient de performances élevées (jusqu'à 42 % en cycle ouvert) et d'une logistique de maintenance très développée. Leur puissance unitaire va jusqu'à 42 MW.

- les turbines à combustion de type « terrestre », ne comportant qu'une seule ligne d'arbres, et dont les puissances unitaires varient entre quelques centaines de kW à plus de 250 MW. Les turbines de plus de 100 MW sont en général synchrones. Les modèles 50 Hz (3000 t/min) et 60 Hz (3600 t/min) sont souvent de construction analogue, dérivée par homothétie d'un facteur 1.2, le modèle 50 Hz étant environ 1.44 fois plus puissant que le modèle 60 Hz. Pour les machines plus petites, le réducteur de vitesse est adapté à la fréquence du réseau.

Un grand constructeur a lancé récemment un modèle hybride, associant une machine de type aéronautique et des composants de machines de type « terrestre », l'ensemble ayant une puissance de 100 MWe.

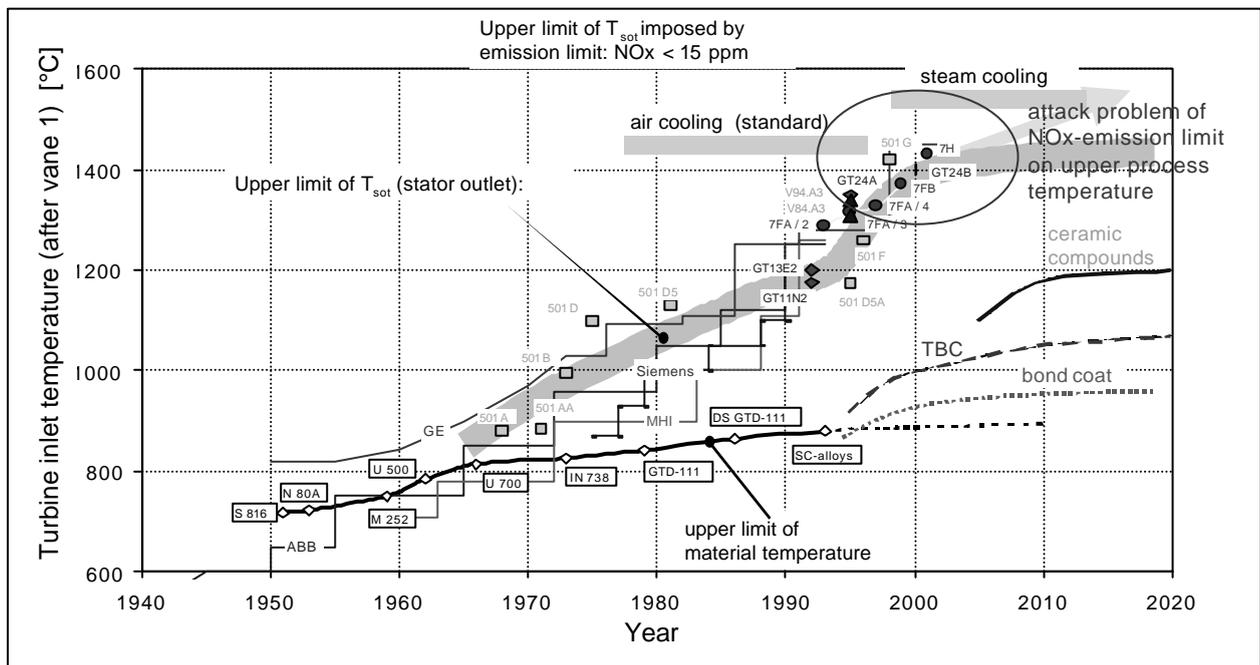


Figure 11 : L'augmentation de la température de fin de combustion des nouvelles TG.

4.2.2 Les nouveaux développements de TG

La conception d'une TG passe par le choix de deux paramètres essentiels qui sont le taux de compression du compresseur d'air et la température de fin de combustion (ou température à l'entrée de la turbine). L'élévation de cette température augmente à la fois la puissance de la TG et le rendement du cycle combiné.

Les principaux efforts des constructeurs se sont donc orientés vers ce paramètre, qui a gagné plus de 500°C au cours des trente dernières années, et dépasse aujourd'hui 1300°C pour les turbines « terrestres ». Cela résulte d'investissements considérables, autant au niveau des directrices et des aubes turbines (aubes en super alliages mono cristallins, barrières thermiques,

réfrigération, etc.), de la réfrigération des premières directrices et aubes turbine, que des systèmes de combustion (aérodynamique, thermo-acoustique, réduction des surfaces à réfrigérer, etc.).

En effet, l'augmentation de la température de flamme augmente la production de NO_x, d'où les efforts dans le développement de brûleurs bas NO_x, permettant de garantir des rejets en général inférieurs à 25 ppm v sec à 15% d'O₂. De plus, afin d'assurer la meilleure homogénéité possible au niveau des premières directrices et aubes, les systèmes de combustion « annulaires » ou « multi-chambres », avec des temps de résidence réduits, ont progressivement remplacé les anciens systèmes à silos. Des chambres de combustion catalytiques voient le jour, mais pour l'instant sur de petites unités.

La technologie actuelle des aubes turbine est basée sur des alliages à structure mono cristalline et les recherches portent sur des composés céramiques. Ces aubes sont revêtues de couches assurant une barrière thermique, faisant également l'objet d'améliorations constantes.

4.2.3 Les turbines à gaz à combustion séquentielle

En alternative à cette course à la température de flamme, ALSTOM propose deux modèles de TG à combustion séquentielle, la GT24 (60 Hz) et la GT26 (50 Hz). Une première combustion a lieu en sortie du compresseur, et une seconde après la détente dans le premier étage turbine. Les fumées sont alors détendues dans 4 étages turbine supplémentaires. Cette technologie permet d'atteindre de très bons rendements avec des niveaux d'émissions de NO_x particulièrement bas (Figure 5). En outre, elle permet de maximiser le rendement global en cycle combiné, en particulier à charge réduite. Elle conserve un potentiel d'amélioration du rendement au-delà de 60 %.

4.2.4 Les technologies de refroidissement des parties chaudes des TG :

Les aubes turbine et les directrices sont réfrigérées par de l'air soutiré du compresseur de la TG, ce qui a un effet négatif sur le rendement. Afin de réduire la quantité d'air de réfrigération, ALSTOM installe des échangeurs pour réfrigérer l'air et ainsi réduire le débit nécessaire. Les calories récupérées sont ensuite utilisées dans le cycle eau-vapeur.

De nouveaux développements consistent à introduire une réfrigération des parties chaudes de la Turbine à Gaz directement avec de la vapeur en circuit fermé. Cette vapeur surchauffée est ensuite utilisée dans le cycle eau-vapeur et dans la Turbine à Vapeur. Ainsi, GENERAL ELECTRIC a construit le premier exemplaire de la 9000H, basée sur ce principe, et qui

est en test dans un cycle combiné au Royaume-Uni, dont le rendement net annoncé est de 60 %. Il en est de même pour MHI, dont la première machine 701G est déjà en fonctionnement. Les difficultés techniques principales sont liées aux problèmes d'étanchéité, de chimie des eaux et de corrosion.

4.3 Les centrales vapeur

4.3.1 Aspect technico-économique

La conception des processus de production d'électricité est optimisée en fonction d'un certain nombre de critères et elle doit tenir compte de contraintes imposées par les données de site (capacité de réfrigération, nature du combustible...), les données économiques (coût de combustible, paramètres financiers, taxes liées à l'environnement...) et des données technologiques (matériaux disponibles à ce jour, maturité industrielle des processus et des équipements...).

Le premier critère d'optimisation est le coût minimum actualisé du kWh produit (ou le coût global de la production électrique prévue). Ce coût se compose de 3 parties essentielles :

- les investissements (achat des équipements),
- les dépenses de combustible (rendu à la centrale),
- les dépenses d'exploitation et de maintenance (une partie est fixe comme les salaires, assurances, taxes, stock de pièces de rechange stratégiques... l'autre est proportionnelle à la production comme les consommables, rechanges d'usure...).

Certains coûts sont ponctuels et datés (principalement les investissements) d'autres sont échelonnés dans le temps avec la production (combustible, consommables...). Afin d'homogénéiser ces coûts on utilise une méthode de calcul appelée "actualisation" consistant à minimiser le poids des dépenses d'autant plus qu'elles adviennent loin dans le futur. Le facteur représentatif de ce calcul est le "taux d'actualisation" qui est une donnée fixée par le client exploitant (généralement une utilité nationale) en fonction de sa politique économique et financière.

A noter que depuis l'ouverture des marchés de l'énergie au privé à des producteurs indépendants (IPP Independent Power Producer), le seul critère de coût minimum de production est remplacé par eux par des critères de rentabilité financière pure (taux de rentabilité interne, temps de retour sur investissement, profitabilité de l'apport initial appelé "equity", etc.). Toutefois, ces critères poussent dans l'ensemble aux mêmes tendances de conception de centrale que le précédent.

4.3.2 L'augmentation des performances : les cycles supercritiques

4.3.2.1 Principes

La plupart des centrales conventionnelles à combustible fossile sont conçues sur la base d'un cycle vapeur sous-critique (c'est-à-dire pour lequel la pression de vaporisation dans la chaudière est inférieure à celle du point critique soit 221 bar). Pour des raisons de stabilité et de contrôle de vaporisation, on reste en deçà et la pression de la vapeur HP à l'entrée turbine n'excède pas 190 bar.

Ces cycles sont à simple resurchauffe et les températures de surchauffe et resurchauffe couramment utilisées sont de l'ordre de 540 à 565 °C. Ils comportent un poste de réchauffage de 7 ou 8 étages ramenant l'eau alimentaire à la chaudière à environ 250 à 280 °C.

Le rendement net de tranche d'une telle centrale aujourd'hui est de l'ordre de 40 % (PCI) avec un charbon de bonne qualité (dite "exportation" avec un PCI de 25 MJ/kg) et une réfrigération en bord de mer. Les paliers de puissance avec ces cycles (selon les pays) sont dans les plages 175/200 MW, 350/400 MW, 600/800 MW.

Pour augmenter le rendement net de la tranche, il y a 3 possibilités :

- augmenter le rendement du cycle thermodynamique de la turbine,
- augmenter le rendement propre de la chaudière,
- diminuer la consommation électrique des auxiliaires.

Concernant le rendement de la chaudière, l'amélioration est limitée : la perte principale est celle à la cheminée caractérisée par la température de la sortie (souvent bloquée par le point de rosée des fumées pour éviter les corrosions acides) et le débit des fumées lié à l'excès d'air réduit au minimum pour assurer une combustion complète.

La consommation électrique des auxiliaires est pratiquement incompressible et les améliorations du type moto-pompes avec moteur à vitesse variable restent marginales.

C'est donc sur le cycle thermodynamique que l'on peut trouver des sources significatives d'augmentation de rendement. L'application des principes de la thermodynamique nous amène aux développements suivants :

- augmentation de la pression HP (au-delà du point critique 221 bar, le cycle est appelé supercritique),
- augmentation des températures de surchauffe et resurchauffe,
- développement du poste de réchauffage (augmentation de la température et du nombre d'étages de réchauffage, disposition sur les soutirages les plus chauds de zones de désurchauffe spéciales en fin de poste de réchauffage),
- adoption d'une deuxième resurchauffe.

La figure 12 montre l'impact des paramètres principaux (pression HP / températures et surchauffe/resurchauffe) sur le rendement du cycle.

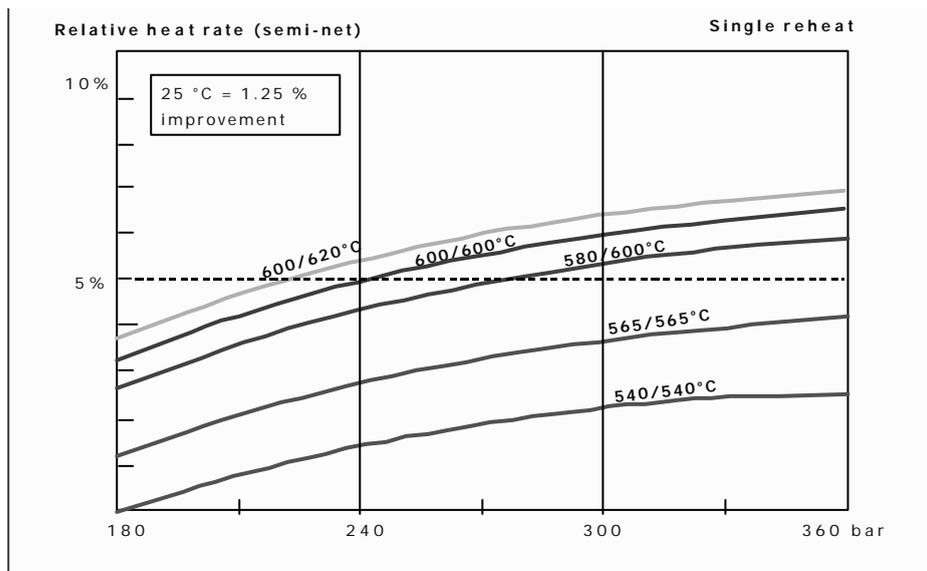
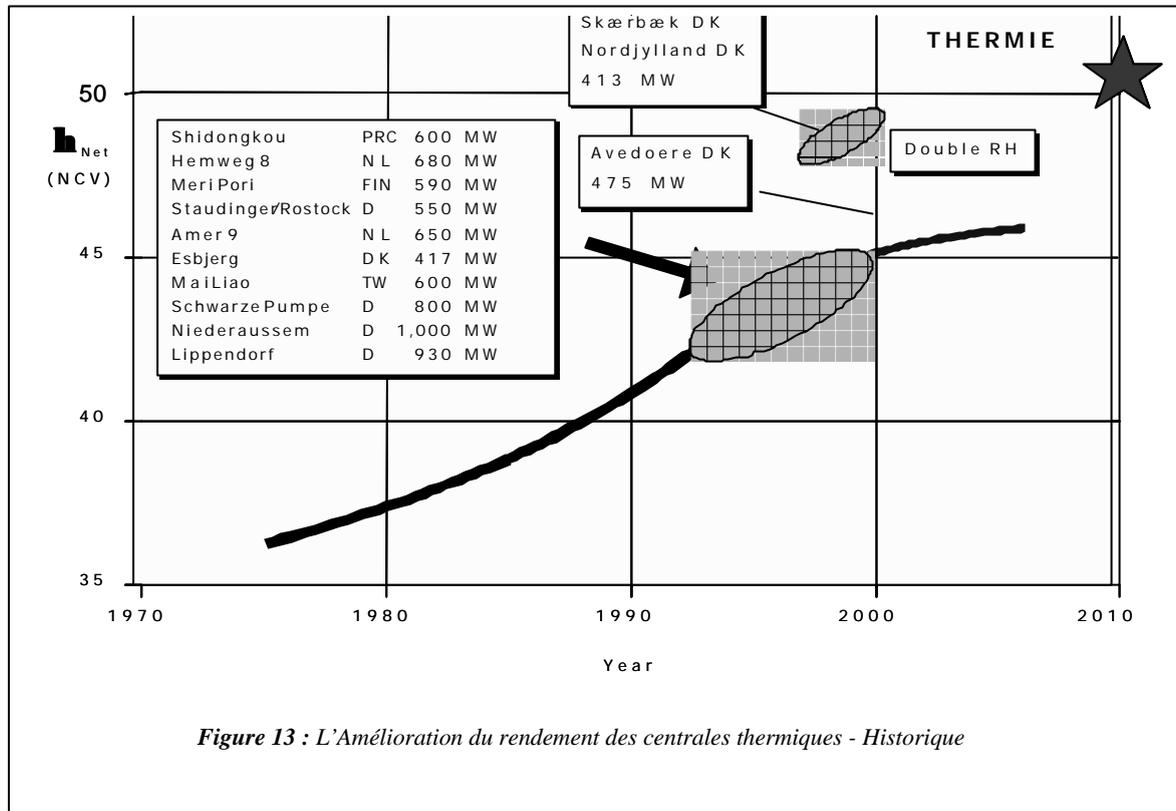


Figure 12 : Impact des paramètres principaux sur le rendement du cycle

Les augmentations des pressions et températures sont limitées par les matériaux disponibles, l'expérience et la fiabilité de leur emploi, et leur coût. La figure 13 donne l'évolution des cycles supercritiques réalisés en fonction du temps. Aujourd'hui, la maturité industrielle est atteinte pour des cycles de l'ordre de 280 bar/580 °C/600 °C de taille jusqu'à 1000 MW pour

des rendements entre 45 et 47 % (PCI). L'objectif à moyen terme (2010/2015) est d'atteindre un rendement net de tranche de 50 % avec le projet européen THERMIE (350 bar/700 °C, simple ou double resurchauffe à 720 °C, température de réchauffage 330 °C, 9 réchauffeurs).



L'adoption de cycles supercritiques induit des évolutions sur la conception des composants principaux de la centrale :

4.3.2.2 La chaudière

En cycle sous-critique, il est possible d'adopter le type "à ballon" en circulation naturelle (ou assistée). Ce type présente des avantages de contrôle aisé de la vaporisation (séparation de phase dans le ballon) et de la qualité de l'eau alimentaire (purges au ballon) et permet d'avoir un niveau d'eau commode pour le contrôle du débit d'eau alimentaire.

Le cycle supercritique impose le type "monotubulaire" (la vaporisation se faisant d'une façon continue il n'y a plus d'équilibre de phases eau / vapeur). Le corollaire positif de ce type est de diminuer fortement l'inertie thermique de la chaudière et de permettre un réglage de charge de tranche par "pression glissante", ce qui apporte un mieux en rendement aux charges partielles et réduit les sollicitations mécaniques (allongement de la durée de vie).

Le passage à des températures vapeur au-delà de 580 °C impose des changements de technologie : dans

les zones concernées, on utilise aujourd'hui des aciers alliés au chrome (jusqu'à 570 °C) dont la mise en œuvre est maîtrisée et largement expérimentée. Au-delà de ces températures, il faut employer des aciers austénitiques (jusqu'à 650 °C) et des aciers alliés au nickel (700/720 °C) cf figure 7. Des expérimentations en vraie grandeur sont actuellement en cours sur les dernières centrales pour tester les aciers austénitiques sur leur mise en œuvre et leur tenue dans le temps.

La chaudière est du type "tour", à charbon pulvérisé pour les grandes puissances, comme le montre la figure 14 à la centrale de Niederaussem (Allemagne) d'une puissance de 1000 MW.

4.3.2.3 La turbine

L'impact du cycle supercritique sur la conception de la turbine est moins important que sur la chaudière. Les problèmes de température sont résolus avec l'utilisation d'aciers alliés au chrome jusqu'à des températures vapeur jusqu'à 650 °C, au-delà les alliages à base de nickel seront utilisés dans les parties chaudes.

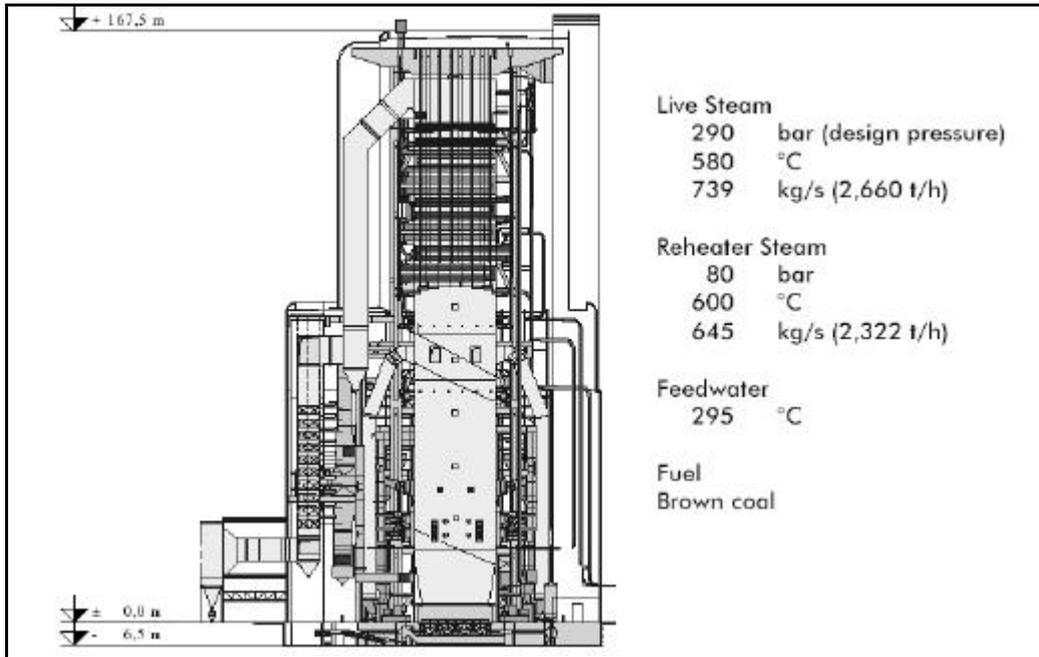


Figure 14 : La chaudière de la centrale de NIDERHAUSSERM

L'architecture de la turbine supercritique ne pose pas de problème particulier, l'augmentation des pressions favorise la compacité des corps et l'amélioration du rendement diminue en taille relative les parties basses pressions et les échappements au condenseur ainsi que la capacité de la source froide. Au palier 1000 MW, la turbine se compose d'un corps HP simple flux, d'un corps MP double flux et de deux ou trois corps BP double flux chacun (selon le vide possible).

4.3.2.4 L'installation générale

Elle n'est pas différente de celle de centrales sous-critiques de même puissance. Pour satisfaire aux contraintes d'environnement, les chaudières à charbon pulvérisé comportent des postes de traitement des fumées pour la désulfuration (FGD) et la dénitrification (DeNOx).. La figure 16 ci-dessous indique les plus récentes réalisations de centrales supercritiques auxquelles ALSTOM a participé et leurs principales caractéristiques.

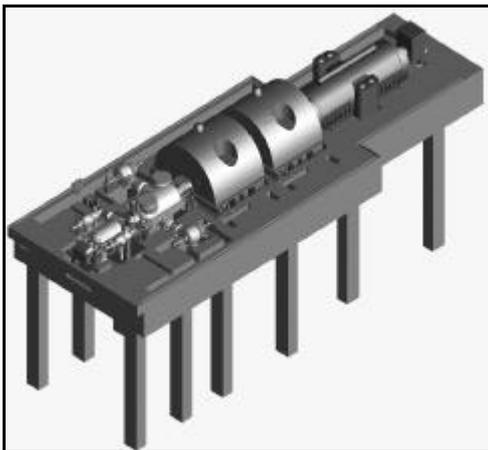


Figure 15 : Turbine à vapeur moderne de 600 MW

Date of Commissioning	Plant	Customer	Gross Output (MW)	Cycle (bar - °C)	Scope
2004	PATNOW	ZESPOL ELEKTROWNI PATNOW-ADAMOW-KONIN	460	266 - 540/565	boiler & turbine island
2002	WAI GAO GIAO	SMEPC (CN)	980	250 - 538/566	boiler
2002	NIEDERAUSSEM	RWE (D)	1000	268 - 580/600	boiler-plant engin.
2002	YUNGHUNG 1&2	KEPCO (KR)	2x800	248 - 569	boiler
2001	MILLMERAN	BECHTEL POWER Corp	425	242 - 565/593	turbine
2001	FLORINA	PPC (GB)	300	235 - 540/540	boiler
2000	LIPPENDORF	VEAG (D)	2 x 930	253 - 547/580	turbine- plant engin.
2000	AVEDORE 2	ELKRAFT (DK)	1 x 534	300 - 580/600	turbine
2000	BOXBERG	VEAG (D)	850	243 - 541/580	plant engin
1998	NORDJYLLAND	NORDJYL-VAERKET (DK)	400	285 - 580/580/580	turbine hall
1997	SCHWARZE PUMPE	VEAG (D)	2 x 800	260 - 547/565	boiler
1997	SKAERBAEK	SKAERBAEK-VAERKET (DK)	400	285 - 580/580/580	turbine hall
1995/96	SCHKOPAU A&B	VKR (D)	2x385	253 - 544/560	turbine
1994	HEMWEG 8	N.V.E. UNA (NL)	680	250 - 535/563	turbine
1994	ROSTOCK	ENAG (D)	550	250 - 540/560	turbine

Figure 16 : Références ALSTOM récentes dans le domaine des centrales thermiques supercritiques.

La suite de cet article sera publiée dans le n°41 de La Revue 3EI (juin 2005)

Alternateurs lents de grande puissance pour centrales hydrauliques

Gérard HEMERY

ALSTOM Power Hydraulique (France)

Résumé : Cet article traite des spécificités des alternateurs lents de grande puissance pour centrales hydrauliques. Un rappel rapide sur les différents types de turbines est aussi abordé. Pour les alternateurs, les points présentés concernent essentiellement les problèmes liés au dimensionnement de ce type de machine ainsi que les problèmes liés à leur montage sur site.

1. Introduction

La production d'électricité à partir des centrales hydroélectriques est une technique qui a maintenant plus de cent ans et qui n'a cessé depuis lors d'évoluer. Les dimensions des machines, ainsi que leurs performances ont évolué en parallèle.

La caractéristique essentielle de la production d'énergie électrique d'origine hydraulique est l'unicité de chaque site : chaque centrale est caractérisée par un débit et une hauteur de chute d'eau auxquels sont associés un ou plusieurs groupes turbo-alternateurs.

Il y a peu de ressemblance entre un groupe équipant une chute au fil de l'eau (quelques dizaines de mètres de hauteur de chute) et celui qui équipe une centrale de montagne. La diversité s'exerce aussi sur l'utilisation de l'énergie : centrale de base alimentant le réseau pour une puissance journalière pratiquement constante et centrale de pompage qui emmagasine le surplus d'énergie électrique pendant les heures creuses et la restitue pendant les heures de pointe. Ce type de centrale joue aussi un rôle de régulateur avec le développement parallèle des centrales nucléaires et avec la dérégulation sur l'énergie électrique entraînant un besoin accru d'amélioration de la stabilité du réseau de transport d'énergie.

Les centrales de production d'électricité ont vu aussi une évolution très importante au cours du XX^e siècle : la puissance des machines s'est accrue durant la première moitié du siècle dernier de manière progressive pour exploser à partir des années 1960.

Les alternateurs de Churchill FALLS au Canada de 500 MVA à 200 tr/min représentaient en 1967 (année de commande) le record mondial de l'époque. La centrale avec 11 groupes turbo-alternateurs peut délivrer une puissance maximale de près de 5000 MW.

Ce record a été porté depuis à plus de 850 MW par groupe turbo-alternateur.

Cette course à la puissance a rendu possible l'aménagement de certains fleuves possédant un potentiel énergétique énorme, principalement en Amérique du sud (comme par exemple la centrale d'ITAIPU au Brésil) ou en Asie (comme par exemple la centrale de Three Gorges en Chine). Ce potentiel se situe en général dans la partie inférieure de leurs cours d'eau où les débits sont très importants. Les aménagements importants de Génie Civil permettent de créer la chute d'eau nécessaire en profitant au maximum des conditions géographiques.

Avant de présenter certaines spécificités bien réelles des alternateurs équipant ces centrales, on donnera un bref rappel sur les différents types de turbines hydrauliques.

2. Turbines hydrauliques

2.1. Généralités

Les turbines équipant les sites hydrauliques sont généralement classées en trois grandes catégories :

- les turbines Kaplan et bulbes,
- les turbines Francis,
- les turbines Pelton.

La plupart des types de turbines exploitent l'énergie de pression et l'énergie cinétique de l'eau : ce sont des machines à réaction. Par contre, la turbine Pelton qui n'utilise que l'énergie cinétique de l'eau est appelée turbine à action.

Sur le diagramme $H(\text{hauteur}) = f(\text{débit})$, on s'aperçoit que pour les fortes puissances et les hauteurs de chute moyennes, deux types de turbines sont privilégiées : les turbines Kaplan et les turbines Francis.

C'est la hauteur de chute qui détermine essentiellement le type de turbine. Le diagramme de la figure 1 donne les grandes plages de fonctionnement de chacune d'entre elles.

Les groupes équipés de turbines Francis et Kaplan tournent en général à des vitesses de rotation que l'on qualifie de lentes (inférieure à 150 tr/min).

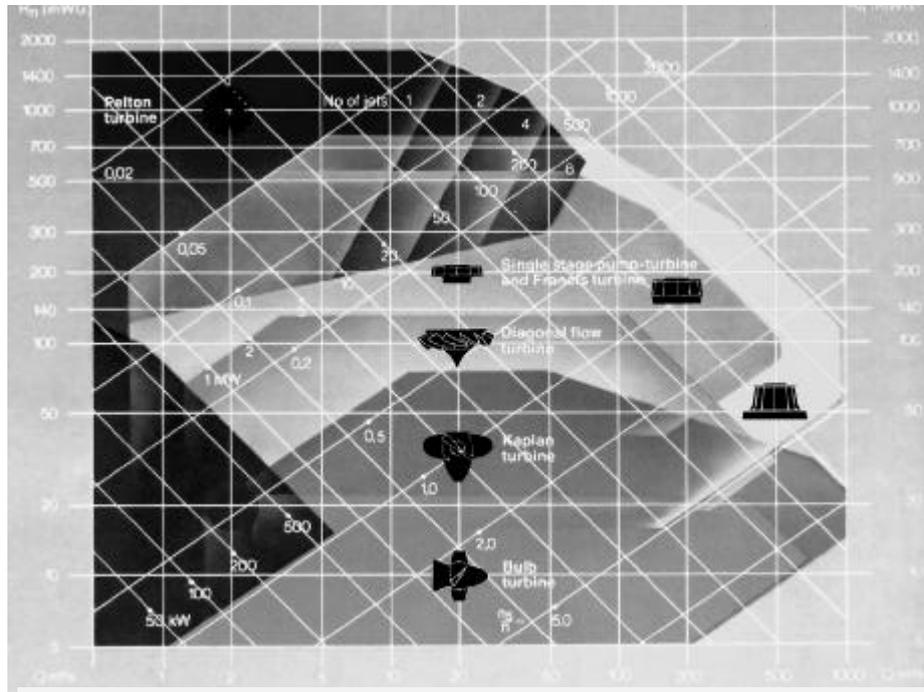


Figure 1 : plages de fonctionnement des turbines en fonction des hauteurs de chute

2.2. Turbines Kaplan et bulbes

Utilisées pour une chute comprise entre 5 à 55 m, elles possèdent une roue à pales orientables (figure 2). Les turbines de type « bulbe » sont en réalité des turbines Kaplan à axe horizontal ; cette solution bulbe est plus adaptée aux chutes très basses comprises entre 1,5 et 25 m en présentant un encombrement réduit.

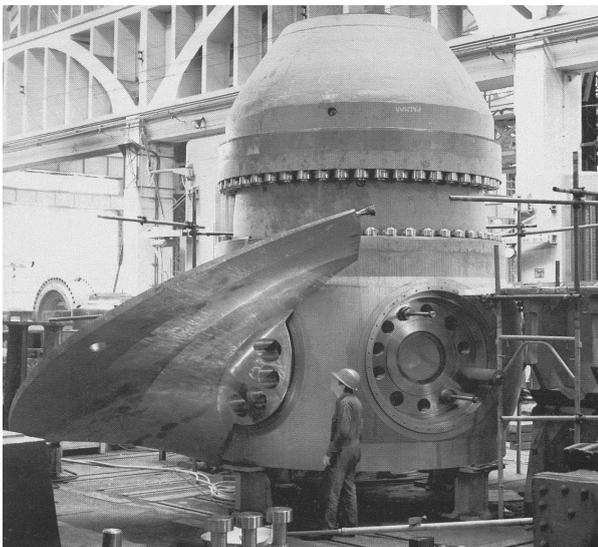


Figure 2 : Turbine Kaplan

2.3. Turbine Pelton

Ce type de machine (figure 3) s'utilise pour des hauteurs de chute comprises entre 200 et 1800 m. La turbine est constituée par une roue à augets travaillant à l'air libre et alimentée par plusieurs injecteurs qui transforment l'énergie de pression en énergie cinétique.



Figure 3 : Turbine Pelton

2.4. Turbine Francis

Ce type de turbine (figure 4) est utilisé pour une hauteur de chute comprise entre 30 à 700 m. La turbine est constituée d'une roue à pales fixes, le réglage s'effectuant par les directrices du distributeur. Les

turbines Francis représentent le type de turbine le plus utilisé du fait de sa gamme de fonctionnement très étendue.



Figure 4 : Turbine Francis

Les deux exemples exposés ci-dessous, sont particulièrement intéressants et permettent d'illustrer les centrales de fortes puissances.

3. Centrale d'Itaipu

Au Brésil en 1975 a débuté la construction de la plus grande centrale au monde à l'époque : la centrale d'ITAIPU. Cette centrale binationale (Brésil et Paraguay) est située sur le fleuve Parana et fut d'abord équipée de 18 groupes turbo-alternateurs de 700 MW chacun, soit une puissance totale installée de 12600 MW. Le premier groupe a été mis en service en 1984 et le dernier en 1991. La durée d'un tel chantier est liée à l'ampleur des travaux de Génie Civil et de l'installation des équipements électromécaniques. Deux groupes supplémentaires ont été ajoutés au début des années 2000 portant la capacité totale à 14000 MW (soit l'équivalent de 15 tranches nucléaires de 900 MW).

La centrale est équipée de turbines Francis, compte tenu de la hauteur nominale de la chute d'eau de 118.4 m. Le débit moyen est de 9700 m³/s, le débit nominal par groupe est de 645 m³/s. La surface du réservoir est de 1350 km².

La centrale d'Itaipu assure près de 90 % de l'énergie consommée au Paraguay et autour de 20 % de celle du marché Brésilien.

Les alternateurs sont pour moitié à 50Hz (Paraguay) et l'autre moitié à 60Hz (Brésil). Les alternateurs à 50Hz livrent directement le Paraguay, les surplus d'énergie sont dirigés par une ligne à courant

continu vers les centres de consommation Brésiliens tels que Sao Paulo ou Rio de Janeiro. Le convertisseur AC/DC situé près de la centrale délivre une tension continue de ± 600 kV. La ligne a une longueur supérieure à 800 km.

Parmi les autres sites hydrauliques mondiaux déjà équipés, nous pouvons citer :

- la centrale de Guri au Venezuela d'une capacité de 12.6 GW,
- la centrale de Grand Coulee aux USA d'une capacité de 6.5 GW,
- la centrale de Karshnoyarsk en Russie d'une capacité de 6 GW.

4. Centrale de Three Gorges

La centrale hydraulique de Three Gorges en Chine sera la plus importante au terme de son installation prévue en 2011 avec une capacité de 18.2 GW.

L'idée de créer une retenue sur le cours du Yang-Tseu est ancienne, elle a été en effet évoquée la première fois par Sun Yat Sen en 1919. La décision de construire la centrale a finalement été entérinée le 3 avril 1992 après de nombreuses années de discussions et d'expertises. Les bénéfices attendus sont de plusieurs ordres : régulation du cours du Yang-Tseu, production d'énergie et extension de la navigabilité du fleuve.

Ces bénéfices sont d'ailleurs relativement communs pour les grands aménagements. La navigabilité et la protection des populations contre les crues revêtent alors une importance non négligeable à côté de celle de la production d'énergie.

Le barrage situé au centre de la Chine est à environ 1000 km des villes de Pékin, Shanghai et Canton. L'ouvrage retiendra les eaux drainées tout au long des 4500 km du cours supérieur du Yang-Tseu sur un bassin de plus d'un million de km². Le débit moyen est de 14300 m³/s.

Au niveau de la navigabilité, une écluse à cinq étages permet à des chalands de 10 000 t de franchir la dénivellation de 113 m. Les bateaux peuvent remonter le fleuve sur 600 km en amont du barrage. La hauteur de chute du barrage à terme sera de 113 m. La puissance maximale unitaire d'un groupe est de 852 MW. La puissance nominale d'un alternateur est de 778 MVA pour un facteur de puissance de 0.9. La centrale sera équipée de 26 groupes. Une première tranche de 14 groupes est en cours de réalisation. Si les premiers groupes sont actuellement mis en service (début en 2003), les derniers groupes le seront au cours de l'année 2006. La deuxième tranche de 12 groupes sera terminée et mise en service d'ici 2011.

5. Les alternateurs lents

Comme nous l'avons vu, le type de turbine est déterminé par les conditions hydrauliques du site. Sa vitesse sera fonction de ces conditions, mais devra aussi correspondre à une vitesse synchrone de l'alternateur raccordé au réseau de fréquence 50 ou 60 Hz selon les pays. La relation entre fréquence du réseau f_r , nombre de pôles de l'alternateur $2p$ et la vitesse N (tr/min) est la suivante : $2p=120*f_r/N$.

L'alternateur lent de forte puissance, en plus de sa forte polarité doit être dimensionné de façon que ses parties actives soient suffisamment refroidies et qu'elles résistent aux diverses sollicitations qui apparaissent en marche normale ou lors de régimes transitoires normaux ou accidentels.

Sa conception devra prendre en compte aussi les impératifs dus à son montage et installation sur le site.

5.1. Dimensionnement de l'alternateur

Le dimensionnement d'un alternateur lent doit répondre à plusieurs problèmes bien spécifiques liés au :

- dimensionnement électromagnétique,
- mode de refroidissement,
- comportement mécanique,
- dimensionnement du pivot.

5.1.1. Dimensionnement électromagnétique

Comme nous l'avons vu, l'alternateur lent est caractérisé par un nombre élevé de pôles. Prenons l'exemple de machines à 75 tr/min et à des vitesses légèrement supérieures 76.9 et 78.9 tr/min. Les nombres de pôles correspondants sont 80, 78 et 76. Du point de vue hydraulique, étant donné les faibles écarts, les différentes solutions restent généralement possibles.

Le choix est donc entre les mains du concepteur de l'alternateur :

Les différentes polarités peuvent être décomposées en facteurs premiers :

$$80 = (2^4) \times 5$$

$$78 = 2 \times 3 \times 13$$

$$76 = (2^2) \times 19$$

Pour des raisons technologiques la tension nominale d'un alternateur est limitée à une certaine valeur (proche de 20kV par exemple pour les alternateurs hydrauliques). L'accroissement de la puissance d'un alternateur est possible par l'augmentation simultanée du courant I_n et de la tension U_n nominale tant que la valeur maximale de la tension n'est pas atteinte (sachant qu'économiquement l'augmentation de la tension se fait à la puissance 1/2 de l'augmentation de la puissance). Au delà

l'augmentation de puissance entraîne l'augmentation proportionnelle du courant.

$$S = \sqrt{3} U_n I_n$$

Si nous prenons l'exemple de Three Gorges Rive Gauche en Chine (778 MVA, 20 kV, 75 tr/min), le courant nominal par phase I_n est de 22 453 A. Pour des raisons d'échauffement et de pertes, le courant dans un conducteur de la machine est limité à 4000 A si le refroidissement est par air et un peu plus en cas de refroidissement par eau. Chaque phase sera donc subdivisée en plusieurs secteurs mis en parallèle pour délivrer le courant nominal par phase. Pour Three Gorges le nombre de parties parallèles est de 5 et donc le courant par secteur est de 4490 A.

De façon à assurer l'équilibre en tension de chaque secteur, le nombre de pôles doit être divisible par le nombre de parties parallèles. D'autre part le nombre d'encoches au stator (emplacements dans lesquels sont mis les conducteurs) doit satisfaire aussi quelques règles pour assurer cet équilibre de tension. Il est donc intéressant d'avoir une polarité dont la décomposition donne un maximum de facteurs premiers petits (par exemple 80) pour permettre de répondre positivement aux différentes règles émises.

Le nombre d'encoches étant faible en regard du nombre de pôles, le nombre Nepp qui est le nombre d'encoche par pôle et phase est pour ce type d'alternateur relativement faible (compris entre 2 et 3). Ce nombre est d'ailleurs bien souvent un nombre fractionnaire et la fraction réduite comporte au dénominateur certains termes qui apparaissent dans la décomposition du nombre de pôles, (par exemple avec 540 encoches et 76 pôles le nombre $Nepp=2+7/19$). On s'aperçoit rapidement qu'une onde magnétique fondamentale va se développer dans l'espace sur 19 pôles en créant une onde de force fondamentale sur cette période et des ondes harmoniques d'ordre n sur des périodes spatiales n fois plus faibles.

Les vibrations générées par ces forces risquent de devenir préjudiciables au bon fonctionnement des groupes si aucune précaution n'est prise et sont d'autant plus grandes que la période spatiale l'est aussi. Avec 80 pôles au lieu de 76, l'onde fondamentale s'établira sur 4 pôles au lieu de 19. La sensibilité des alternateurs lents est d'autant plus grande que le circuit magnétique du stator possède une couronne relativement faible en hauteur radiale.

Par conséquent, l'utilisation d'outils performants permettant d'évaluer avec précision les sollicitations électriques et les réponses mécaniques et l'expérience acquise ont permis de concevoir les alternateurs lents avec une puissance toujours de plus en plus grande.

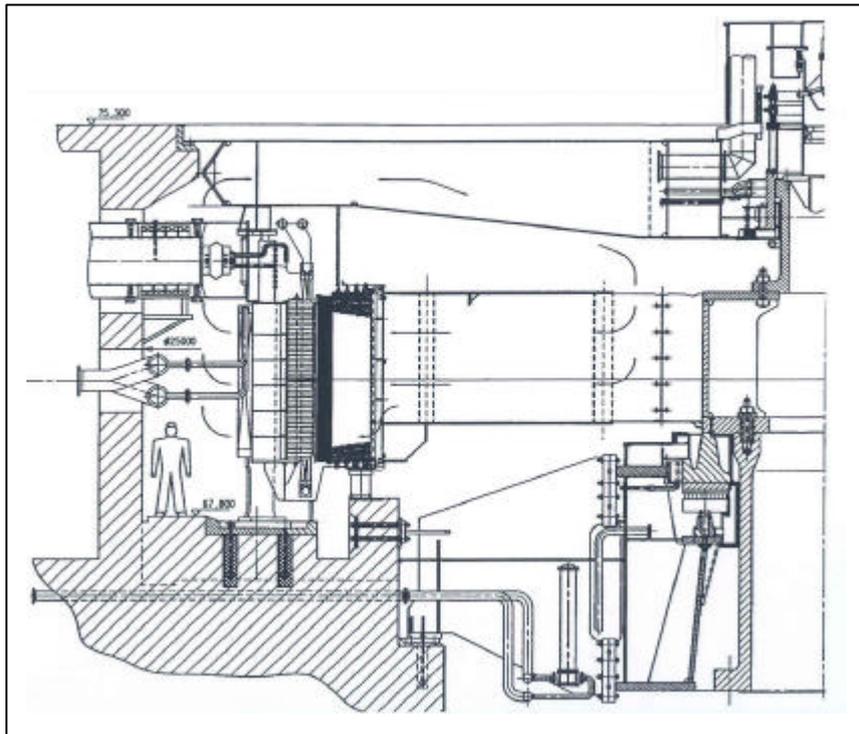


Figure 5 : Coupe de l'alternateur de Three Gorges 778 MVA 75 tr/min

La figure 5 représente la coupe d'un alternateur. Les dimensions sont impressionnantes : la hauteur du puits de l'alternateur avoisine les 7.5 m pour un diamètre de puits de 25m. La masse totale de l'alternateur avoisine les 3 400 t.

5.1.2. Mode de refroidissement

Le second challenge réside dans la capacité de refroidir l'alternateur: Les pertes générées par un alternateur hydraulique sont inférieures à 1.5 % de la puissance totale mais cela ne représente pas moins de 10 MW à éliminer pour un alternateur de 700 MW !

Les pertes sont de plusieurs natures :

- pertes de ventilation : l'air de refroidissement génère lui-même des pertes de friction en passant dans les différents canaux de ventilation,
- pertes dans le circuit magnétique,
- pertes joules dans les enroulements du stator et du rotor,
- pertes supplémentaires (par courant de Foucault dans les différents composants de l'alternateur).

Une des solutions au problème est d'utiliser l'eau pour refroidir l'enroulement au stator: de l'eau désionisée traverse des conducteurs creux localisés dans les barres stator pour refroidir l'enroulement et aussi une partie du circuit magnétique par conduction. Ces conducteurs peuvent être réalisés en cuivre ou en

acier inoxydable (l'acier inoxydable évite les nettoyages périodiques nécessaires pour empêcher les éventuels bouchages dans certaines conditions par les oxydes de cuivre). Le courant passe par des conducteurs en cuivre plein.

Une partie non négligeable des pertes est ainsi évacuée par l'eau (environ 40 %), le reste est évacué par l'air mis en mouvement par la rotation propre de la machine.

Ce type de refroidissement est utilisé pour les centrales d'Itaipu et de Three Gorges.

Actuellement, pour des raisons de simplification (coût moindre, mais principalement pour réduire les frais de maintenance) le refroidissement entièrement à l'air est préféré. Les groupes de 700 MW de la centrale de Xiaowan en Chine en cours de réalisation sont conçus de cette façon.

Des études sont actuellement menées pour pousser le refroidissement à l'air pour des puissances proches du GW.

On peut toutefois noter que pour les très grandes puissances, le refroidissement à l'eau permet de résoudre les problèmes d'échauffement dans les parties extérieures de la machine comme la zone des connexions où concentration des conducteurs et phénomènes électriques sont amplifiés par les courants extrêmement élevés.

Le refroidissement à l'air est identique dans le principe à beaucoup d'autres alternateurs. L'air est mis

en rotation par l'effet de ventilateur du rotor. Il traverse radialement les canaux aménagés dans la jante (circuit magnétique du rotor) pour ensuite refroidir le stator. L'air, en circuit fermé est refroidi par des aéroréfrigérants situés autour de l'alternateur avant d'être réinjecté dans la machine. Le trajet de l'air est indiqué par les flèches sur la coupe donnée figure 5.

5.1.3. Comportement mécanique

En plus des problèmes liés aux forces décrites dans le chapitre concernant le dimensionnement électromagnétique, les alternateurs lents sont soumis à des contraintes bien particulières du fait de leurs dimensions. Pour donner quelques valeurs des dimensions, prenons l'exemple de Three Gorges. Le diamètre intérieur du stator est de 18.8 m, celui extérieur de la carcasse (partie externe de l'alternateur) est de 21.5 m. La hauteur active de l'alternateur est de 2.95 m. La masse du stator est près de 700 t et celle du rotor près de 2000 t. Par contre, l'entrefer (distance entre rotor et stator au droit de l'axe d'un pôle saillant) reste semblable à celui d'alternateur nettement moins puissant.

On peut s'apercevoir facilement que l'élévation de température de 80 K va se traduire au niveau du diamètre 18.8 m par une augmentation de 18 mm du diamètre, soit près de 60% de la valeur de l'entrefer. Il est vrai que le rotor est soumis lui aussi à des échauffements, mais ceux-ci ne sont pas tous identiques, les constantes de temps thermiques sont elles aussi différentes ce qui conduit lors de variation de charge ou pendant certains régimes transitoires à des variations réelles de l'entrefer pouvant atteindre 3mm sinon plus. Il faut ajouter à cela le fait que le rotor est soumis à des forces centrifuges qui ont une tendance à réduire l'entrefer, sans parler des forces d'attraction magnétique entre le stator et le rotor. La jante au rotor est en général libre, c'est à dire qu'elle est montée non freinée sur le croisillon central, pour des raisons de montage. Sa rigidité magnétique doit être suffisante, ainsi qu'un bon guidage nécessaire pour permettre sa dilatation axisymétrique, sachant qu'il est indispensable de conserver une bonne concentricité de l'ensemble de la jante pendant tous les régimes possibles de fonctionnement.

Pour répondre aux diverses sollicitations, les structures doivent être suffisamment rigides tangentiellement, tout en permettant une dilatation radiale qui doit rester axisymétrique.

A ces problèmes de dilations radiales s'ajoutent ceux de la dilatation axiale : dilatation différentielle des conducteurs du stator dans le circuit magnétique. Là aussi, il n'est pas rare d'avoir des dilatations de l'ordre

de plusieurs mm pour des longueurs actives de l'ordre de 3m. La solution est là aussi liée à la possibilité d'extension axiale des enroulements dans les encoches. Les matériaux utilisés remplissent cette fonction. en particulier l'utilisation maintenant systématique de ressort ondulé pour le blocage des conducteurs dans les encoches qui permet en outre par sa réserve d'élasticité de maintenir le serrage des conducteurs tout au long de la vie de la machine. En plus de ce ressort les conducteurs sont insérés dans les encoches avec un matériau élastique durcissable qui comble parfaitement tous les espaces entre conducteur et circuit magnétique ; ce qui a comme conséquence une réduction notable des décharges partielles qui sont un phénomène de dégradation de l'enroulement au stator.

5.1.4. Dimensionnement du pivot

Les machines verticales reposent sur un *palier butée* encore appelé pivot qui reprend les efforts dus à la masse des parties tournantes (turbine et alternateur) et à la poussée hydraulique. Pour Three Gorges, la masse du rotor est de 2000 t, le pivot est dimensionné pour plus de 3000 t. Avec des pressions spécifiques de l'ordre 3.0 à 3.5 N/cm², les surfaces d'appui deviennent énormes.

Dans ces conditions les dimensions des patins deviennent très importantes et il devient nécessaire d'adopter des dispositions particulières pour que les déformations dues à la charge et aux contraintes thermiques restent dans des limites acceptables pour garantir une épaisseur satisfaisante du film d'huile pendant toutes les conditions possibles de fonctionnement.

Les calculs complexes aux éléments finis et les essais ont permis de progresser et de concevoir des pivots de cette charge.

5.2. Montage des alternateurs lents

Les dimensions d'un alternateur lent de grande puissance sont telles que son montage ne peut s'effectuer que dans la centrale elle-même. Une aire de montage est prévue à cet effet. Les différents composants de l'alternateur (stator, rotor, structures y sont montés, ainsi que les pièces turbine avant d'être finalement installés dans le puits turbo-alternateur.

5.2.1. Montage du stator

Les pièces du stator arrivent sur site plusieurs mois avant la mise en service. La carcasse est livrée sur site en plusieurs parties compatibles avec les gabarits de transport (masse et dimensions). La tôlerie du stator et l'enroulement sont envoyés en parallèle. La première étape pour la construction du stator est la reconstitution de la carcasse par assemblage-soudage des différentes

parties. Une fois la carcasse assemblée les barreaux clavettes sont soudés avec précision sur la carcasse par l'intermédiaire d'étriers. Les barreaux clavettes constituent la liaison entre le circuit magnétique et la carcasse. Le positionnement précis des barreaux clavettes s'effectue avec un compas et maintenant de plus en plus fréquemment au laser (plus précis et plus rapide).

Le circuit magnétique est empilé avec un recouvrement entre tôles. L'empilage est effectué en un tore continu, ce qui évite les joints dans le circuit magnétique. Ceci est fondamental du fait de la plus grande sensibilité de ce type de machine aux vibrations d'origine électromagnétique.

Un essai de magnétisation une fois l'empilage terminé permet de vérifier le parfait état du circuit magnétique. L'essai de magnétisation, de plus en plus souvent remplacé par un essai à flux réduit permet de contrôler le parfait état du circuit magnétique et l'absence de points chauds.

L'enroulement est ensuite inséré dans les encoches. L'enroulement est constitué de barres Roebel (procédé bien connu qui consiste à transposer les brins dans la partie active du circuit magnétique de façon à annuler les tensions entre brins et éviter ainsi l'apparition de courants de circulation amenant des pertes supplémentaires.

Les barres sont brasées les unes aux autres pour former l'enroulement. Les différentes connexions brasées forment les liaisons nécessaires entre groupes de l'enroulement jusqu'aux bornes de sortie de l'alternateur.



Figure 6 : Descente du stator de Three Gorges dans le puits

L'enroulement est essayé à une tension égale à 2 fois sa tension nominale + 1kV (selon les normes internationales) pour vérifier son intégrité à la fin du montage. Le stator est prêt alors à être descendu dans la puits alternateur. Auparavant la turbine aura été montée et son axe permettra de régler parfaitement le centrage du stator.

5.2.2. Montage du rotor

Le rotor est lui aussi assemblé sur site, sur la plage de montage.

Le centre rotor est constitué d'une structure mécano soudée. Cet élément est fabriqué en atelier, et est soumis à un recuit de détente pour libérer les contraintes avant d'être expédié sur le site.

Sur site, les différents secteurs sont assemblés et soudés sur le centre rotor suivant une procédure très précise pour limiter toute contrainte et déformation nuisibles sans recuit de détente ; ce dernier étant rendu impossible du fait des dimensions. Ce procédé a d'ailleurs été validé depuis de nombreuses années sur les projets précédents.

La jante (ou circuit magnétique rotor) est ensuite empilée autour du croisillon rotor ainsi formé. La jante est constituée d'un empilage de tôles épaisses (3 ou 4 mm) de forte résistance mécanique pour résister aux forces centrifuges à la vitesse d'emballement. La liaison de la jante sur le croisillon rotor s'effectue à l'aide de barreaux épais qui transmettent le couple de l'arbre au reste du rotor.



Figure 7 : Mise en place et soudage des secteurs du croisillon rotor

Les pôles sont ensuite montés sur la jante. Un pôle est constitué d'un circuit magnétique et d'une bobine. Le circuit magnétique est lui-même constitué de tôles magnétiques de plus faibles épaisseurs (ordre de 2 mm). L'isolation naturelle des tôles limite en effet les courants supplémentaires se développant à la surface des pôles, induits par le flux alternatif dû à l'encochage du stator.

La bobine est constituée de plaques de cuivre brasées pour former les différentes spires. Cette bobine sera parcourue par le courant continu de champ ou d'excitation (de l'ordre de 2000A sous une tension de 200 V aux bornes du rotor).

Cet enroulement de champ est alimenté par une source d'excitation statique. L'alimentation alternative du redresseur de l'excitation est prise aux bornes de l'alternateur au travers d'un transformateur.

L'infrastructure mécano soudée, support du pivot est assemblée en parallèle sur la plage de montage et est installée dans le puits alternateur de façon à recevoir le rotor une fois terminé.



Figure 8 : *Descente du rotor dans le puits*

La dernière étape du montage de l'alternateur consiste à installer toute l'infrastructure supérieure : croisillon et palier guide, ainsi que le platelage servant de fermeture au puits alternateur.

Les diverses auxiliaires sont alors mis en place (traitement de vapeurs d'huile, tuyauteries, câblage, protection incendie, freinage, réchauffage, excitation).

Les essais de mise en service peuvent alors débiter et se poursuivront par la marche semi-industrielle du groupe turbo-alternateur.

6. Conclusion

La production d'énergie électrique d'origine hydraulique, technique datant de plus d'un siècle, n'a cessé d'évoluer. La course à la puissance unitaire a été rendue possible par le retour d'expérience acquis projet après projet et aussi par le développement des moyens de calculs sophistiqués qui permettent de repousser les limites. Actuellement la tendance est vers une simplification de la technologie dans le but d'accroître la fiabilité des machines et surtout de réduire la maintenance (refroidissement à l'air). Le montage de telles machines reste une prouesse non seulement du fait des dimensions et masses des composants mais aussi par les challenges à atteindre : amélioration continue de la qualité tout en diminuant les temps de montage pour la plus grande satisfaction des clients.

Références :

Machines synchrones à vitesse variable dans la production d'énergie à partir de groupes hydrauliques (J. Coulon, G. Hémerly) Journée d'études de la SEE (28 Mars 1998)

L'innovation dans le domaine de l'hydraulique (M.François, F.Mazzouji) Colloque « Hydraulique des Millénaires » Grenoble (Octobre 2002)

Design of the Generators for Three Gorges (H. Vogele) Hydropower and dams (1998)

Gérard HEMERY est ingénieur de l'Ecole Nationale d'Electricité et de Mécanique de NANCY (ENSEM). Est rentré à la société ALSTOM en 1974 dans le domaine des alternateurs hydrauliques. Est actuellement en charge des études des alternateurs hydrauliques et participe au programme de R et D sur ces produits.

L'énergie – Réflexions sur les usages

Jean BONAL

Expert énergie et conversion de l'énergie – Association ECRIN

Résumé : Crise de l'énergie ? Oui peut-être, mais aussi difficulté pour changer nos habitudes de consommation. L'article décrit les contraintes et les caractéristiques du système énergétique et montre que des modifications comportementales sont possibles.

Contexte médiatique

Crise de l'énergie ! Laquelle ou lesquelles ? Crise écologique : celle de la déforestation et de la désertification ou celle due aux pollutions et aux déchets de la société industrielle ? Crise du productivisme et de l'abondance menacée ou celle des faibles rendements et de la pauvreté ?

Difficile de voir clair dans le concert des discours des divers groupes de pression qui inondent les médias. L'information coule à flot pour tantôt inquiéter, tantôt rassurer dans un cycle sans cesse recommencé. Toutefois il est possible d'approfondir notre connaissance des problèmes énergétiques en consultant des livres ou des rapports dont l'objectif n'est pas d'inquiéter, ni de rassurer, mais d'alerter s'il est encore temps, et qui essaient de distinguer l'important du secondaire, le durable de l'éphémère.

Les contraintes

Tout le monde s'accorde pour dire que l'énergie est source de vie et que l'univers qui nous entoure est lui-même énergie. Pourquoi donc depuis ses débuts l'humanité se bat pour disposer d'une énergie dont les quantités disponibles sont inépuisables ?

En fait il ne suffit pas de baigner dans un océan d'énergie pour pouvoir en disposer, encore faut-il posséder des systèmes appropriés pour mettre à la disposition de l'utilisateur, l'énergie sous la forme la plus adaptée à ses besoins. Ces systèmes constituent des nœuds autour desquels s'organise le vaste réseau des échanges énergétiques liant les activités humaines aux ressources de la planète. Ils sont nécessaires pour assumer :

- les connexions entre les lieux de production et de consommation,

- la concordance des temps entre une offre et une demande dont les fluctuations ne se recouvrent pas toujours.
- L'adéquation entre les « spécificités » des énergies primaires disponibles et celle des énergies finales utilisées.

Compte tenu que si l'énergie est une et polymorphe ses présentations ne sont pas également équivalentes pour l'utilisateur final.

Les énergies disponibles et leurs catégories

Si l'on considère les caractéristiques physiques des diverses formes de l'énergie, l'usage classe les sources d'énergie en trois catégories distinctes.

- A) « Les énergies denses » (charbons, pétroles, gaz naturels, matériaux radioactifs naturels...)
Ces énergies que la nature a pour la part fossile gratuitement concentrées et stockées au cours des ères géologiques sont non renouvelables à l'échelle de l'histoire de l'humanité.
- B) Les « énergies diffuses et intermittentes » (vent, rayonnement solaire...)
Ces énergies sont renouvelables en principe en permanence, et sont assez bien réparties à la surface du globe – par contre elles nécessitent la mise en œuvre d'opération de collecte, de concentration et de stockage – et la mise au point d'outils de transformation fiables et performants.
- C) « Les énergies intermédiaires » (bois, géothermique, hydraulique...) sont renouvelables à un rythme moins rapide que les précédentes mais en revanche elles sont plus denses et plus régulières dans leurs apports. Leurs usages sont anciens et

elles sont utilisées de manière massive dans certaines parties de la planète. Leurs transformations utilisent des outils de techniques matures - et leurs usages sont intégrés dans le réseau énergétique terrestre depuis très longtemps.

A noter que ce classement met en lumière la double opposition dense/diffus d'une part, stockée/intermittent et aléatoire d'autre part. A cela se surajoutent les problèmes liés au fait que l'outil énergétique mondial actuel résulte d'un développement optimisé principalement sur l'hypothèse que les sources d'énergies denses ou intermédiaires étaient facilement disponibles tant du point de vue de leur pérennité que de celui de leur accessibilité en tout temps et en tout lieu.

En ce début du 21^{ème} siècle, cette hypothèse n'est plus admissible, l'outil énergétique mondial doit évoluer, se transformer, l'homme se rend compte que les énergies denses ne sont pas inépuisables et que leur usage trop anarchique est à l'origine de dégâts collatéraux préjudiciables à sa propre survie.

Energie primaire – Energie finale – Energie utile

Pour évaluer le rôle de l'énergie dans l'économie d'une nation il faut un instrument de description synthétique de l'ensemble des phénomènes de production, de transformation, de transport et d'utilisation de l'énergie. Le bilan énergétique est cet instrument qui permet notamment de faire ressortir deux agrégats principaux : la consommation d'énergie primaire et la consommation d'énergie finale.

Energie primaire

Au sens strict la notion d'énergie primaire se réfère aux sources naturelles, obtenues jusqu'à présent essentiellement par extraction d'énergies fossiles et qui n'ont subi aucune transformation physico-chimique. Pour des raisons d'ordre conceptuel, l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien..) et d'énergie nucléaire est assimilée à une énergie primaire.

En définitive, on admet par convention qu'une énergie primaire est une énergie disponible en un lieu donné du territoire qui n'a subi aucune transformation entre la production et la consommation.

Energie finale

Par convention l'énergie finale représente la quantité d'énergie mise à la disposition des secteurs de consommation énergétique ou non

énergétique et ayant subi ou non une transformation.

A noter que les bilans énergétiques actuels ne prennent généralement pas en compte les opérations de transformation opérées par les consommateurs eux-mêmes.

L'énergie utile

La consommation d'énergie n'est pas une fin en soi, mais un moyen nécessaire pour obtenir certains résultats. Selon que l'on se place au niveau purement technique, au niveau du consommateur ou à celui de la collectivité, la manière de consommer l'énergie ne sera pas nécessairement identique. En effet les choix techniques qui affectent les modes de consommation de l'énergie débordent l'aspect purement quantitatif, ils découlent aussi d'aspects qualitatifs telle que l'organisation économique d'une société et les modes de vie de ses membres.

Notion d'économie d'énergie

Pour être efficace et opérationnelle la notion d'économie d'énergie mérite quelques précisions. Tout d'abord il est fondamental de faire la distinction entre économie d'énergie à service rendu inchangé ou à un service rendu différent.

Ainsi au niveau habitat on peut réduire la consommation d'énergie en abaissant les conditions de confort, ou bien maintenir celles-ci voire même les améliorer en modifiant la qualité du bâti et en utilisant les calories gratuites disponibles à l'intérieur et à l'extérieur des immeubles.

Au niveau d'un pays, d'un groupe industriel on peut « réaliser » des économies d'énergies en améliorant les performances énergétiques des outils industriels et des processus de fabrication des biens produits mais aussi en délocalisant les productions énergétiquement voraces. Le résultat au niveau de la nation n'aura évidemment pas la même signification.

Ainsi si l'on raisonne à des niveaux trop agrégés la notion d'économie d'énergie peut révéler des ambiguïtés qui peuvent être levées si l'on s'intéresse aux notions de filière énergétique d'une part et de cycle de vie d'un produit d'autre part ; et si par ailleurs on analyse la consommation d'énergie aux niveaux micro et macro économiques.

Analyse de la consommation sous l'aspect micro économique

La consommation d'énergie peut être analysée soit du point de vue de l'usage, soit du point de vue de l'utilisateur.

Si l'on adopte le premier, on fait apparaître les grands usages, c'est-à-dire :

- le chauffage (habitat, tertiaire, industriel..)
- la force motrice
- les usages spécifiques (éclairage,...)
- les usages chimiques.

Si l'on adopte le second on met en lumière les grands utilisateurs :

- Le secteur Industriel
- Le secteur de l'Agriculture
- Le secteur des transports
- Le secteur du Résidentiel et du Tertiaire qui représentent les ménages et les services.
- Le secteur de production d'énergie pour sa part d'autoconsommation.

Evolution dans le temps de la consommation française d'énergie primaire

En l'espace d'un demi-siècle la consommation française d'énergie primaire a été multipliée par 4,55 ; passant de 59 Mtep en 1949 à 267,8 Mtep en 2001. Notons que sur ce laps de temps le taux moyen d'accroissement de 3%, si l'on raisonne uniquement sur les années frontières du domaine, ne reflète pas l'évolution réelle des variations de consommation. Une analyse plus fine révèle en effet une histoire très contrastée de cette évolution.

- De 1949 à 1960 le rythme annuel de croissance a été de l'ordre de 3,4%,
- De 1961 à 1973 période où le prix du pétrole est faible, le taux d'augmentation est en moyenne de l'ordre de 5,6% par an.
- De 1974 à 1985 sous l'influence de la hausse drastique du coût de l'énergie, il y a eu une quasi stagnation de la consommation puisque le rythme de croissance annuel s'établit à environ 0,6% si l'on calcule ce taux sur les années limitant ce segment ;
- de 1985 à 2001, compte tenu de la baisse des prix du pétrole le taux de croissance de la consommation d'énergie primaire s'est accéléré pour s'établir à 1,7% en moyenne.

Evolution de la consommation par source d'énergie

L'analyse de la période 1949-2001 est intéressante non seulement sur le plan quantitatif mais aussi sur le plan qualitatif. Sur ce dernier demi-siècle nous assistons en effet à une modification notable dans la répartition des types d'énergies consommées en France.

De ce point de vue nous pouvons distinguer deux époques :

- De 1949 à 1973 nous constatons le règne omnipotent des énergies fossiles (charbon, pétrole) qui représentent alors 95% à 93% du bilan national de consommation des énergies primaires. Il faut noter cependant que c'est durant cette période que le pétrole est devenu l'énergie de référence en prenant la place de leader au détriment du charbon.
- De 1974 à 2001 nous assistons à l'émergence et au développement d'une puissante industrie de production d'énergie électrique d'origine nucléaire, qui associée à d'autres sources d'énergies renouvelables (hydraulique, biomasse...) font reculer dans le bilan la part des énergies fossiles de 93% en 1973 à 54% en 2001. Dans le même temps, le paysage des énergies fossiles se modifie encore, le pétrole garde la première place mais il est maintenant contesté dans sa suprématie par le gaz qui cherche à lui prendre la place de leader tandis que la part du charbon continue de décroître.

Consommation par grands secteurs de consommation

Si l'on s'intéresse aux évolutions de consommation des principaux secteurs retenus par la comptabilité énergétique, c'est le bilan des consommations finales qu'il faut prendre en compte. De cet examen il ressort les faits suivants :

- La part relative du secteur industriel est passée de 50% en 1949 à 23,5% en 2001 ;
- La part des secteurs résidentiel et tertiaire a cru de 28% à 43,2%.
- La part du secteur agricole est restée aux alentours de 1,8% à 2%.
- La part du secteur transport est passée de 20% à 31%

Les diagrammes figure 1 permettent d'apprécier comment s'est réalisée cette évolution .

A noter que pour affiner notre appréciation sur les changements que nous venons de signaler, il faudrait approfondir notre étude et prendre en compte les modifications qu'a subi la société française au cours du dernier demi-siècle : augmentation de la population, modification des modes de vie et des modes de production, ouverture de notre économie à la concurrence internationale.

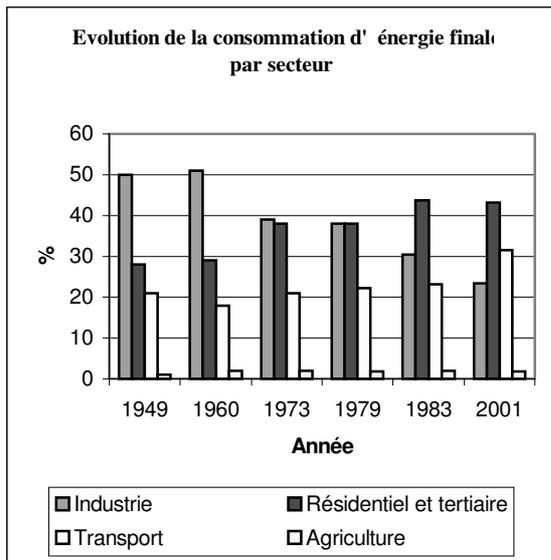


Figure 1 Bilan énergétique entre les années 1949 et 2001 (Observatoire de l'Energie)

Toutefois, ces quelques retours sur le passé nous montrent que les évolutions dans les modes de consommation de l'énergie sont possibles et qu'elles se font même en permanence mais que ces modifications doivent s'apprécier dans la durée. Il est illusoire de penser qu'on change le système de production d'énergie d'un pays développé rapidement. A titre d'information, il faut noter :

- qu'il faut sept à huit ans pour construire une centrale nucléaire qui sera ensuite exploitée pendant quarante-cinq voire soixante ans et que dix ans peuvent s'écouler entre la décision de la construire et le jour où elle produit des kWh,
- que huit à quinze ans sont nécessaires pour identifier, explorer et mettre en production un champ pétrolier dont la durée de vie va dépendre de la taille du gisement, de la nature de ce gisement, des techniques de récupération au lieu où il se trouve et de l'état de l'économie mondiale...

A noter aussi que dans le domaine des énergies renouvelables on se heurte à des contraintes similaires ; de plus il faut mettre au point les technologies appropriées, apprendre à identifier les gisements, améliorer les systèmes de stockage et de connexion, optimiser l'adéquation ressources-demandes. Et le passage d'un niveau de puissance à un autre n'est pas toujours évident : dans un certain domaine par exemple, le fait de doubler la puissance des générateurs a entraîné des

déboires du fait de problèmes techniques insoupçonnés qui s'avèrent encore difficiles à résoudre.

Regard sur le futur

Comme nous l'avons signalé deux secteurs continuent d'augmenter leur consommation tant en valeur relative qu'en valeur absolue. Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) a ainsi consommé 70 Mtep en 2002 et émis environ 120 millions de tonnes de CO₂ ; sensiblement 25% des émissions nationales de gaz à effet de serre, pour sa part le secteur des transports a consommé environ 51 Mtep et émis lui aussi près du quart des émissions nationales de GES (gaz à effet de serre).

Dans le cadre de son plan climat 2004, la France s'est engagée à diviser les émissions de CO₂ par quatre d'ici 2050. Le défi est d'importance mais réalisable si l'on s'en donne les moyens. A ce propos nous allons examiner le secteur du bâtiment et voir quels sont les moyens de réaliser cet objectif.

Dans un bâtiment, nous pouvons distinguer trois postes de consommation énergétique prépondérants. Tout d'abord le poste chauffage puis le poste eau chaude sanitaire (ECS) et enfin le poste électricité à usages spécifiques. Le tableau représenté figure 2 nous montre l'évolution des consommations dans le temps et l'influence des réglementations et des normes de construction sur les postes précités.

	Bâtiment construit Avant 1975	Bâtiment neuf R.T 2000	Moyenne du Parc actuel	Valeur cible R.T 2005	Immeuble Restart Réalisation 2003
Chauffage kWh/m ² /an	328	80 à 100	210	50	67,7
Eau chaude kWh/m ² /an	36	40	37,5	10	36,4
Electricité à usage spécifique kWh/pers/an	1000	1000	1000	250	516

Figure 2 : Postes de consommation de l'énergie (Environnement magazine n°1631, octobre 2004)

L'immeuble Restart a été réalisé dans le cadre du programme européen Thermie lancé en 1997 pour démontrer la possibilité de réaliser des économies d'énergie sans altérer le confort. Le premier résultat de cette expérience a été de montrer que les objectifs de la RT 2005 étaient à portée de main puisque sans quelques dérives au niveau du chauffage on aurait pu atteindre 53 kWh/m²/an au lieu de 67,7kWh/m²/an. Sur le plan des consommations spécifiques on a atteint 516 kWh/personne/an soit sensiblement la moitié de la moyenne française pour ce poste. Pour ce qui concerne la consommation d'énergie du poste ECS les promoteurs du projet Restart estiment que des améliorations techniques sont possibles, mais qu'il faudra aussi modifier le comportement individuel des habitants.

D'autres études viennent nous conforter dans l'idée que la baisse de notre consommation énergétique est possible. Nous pouvons citer notamment un travail de l'INESTENE réalisé en 1995 dans lequel il était montré que la consommation individuelle des français pouvait diminuer fortement sans qu'il soit porté atteinte à leur mode de vie, grâce à l'usage des meilleures technologies disponibles en 1995. Cette étude a été reprise dans le rapport énergie 2010/2020 d'où est extrait le tableau représenté figure 3.

Notons par ailleurs que l'édiction de nouvelles normes de construction vont promouvoir des techniques performantes telles que : pompes à chaleur, chaudière à condensation, isolants plus efficaces, récupération de chaleur, utilisation de l'eau chaude sanitaire solaire, vitrages à propriétés variables qui s'obscurcissent dès que la température intérieure dépasse un certain seuil du fait des apports solaires. Ces techniques ouvrent la voie aux bâtiments à énergie positive. Ces constructions devraient être autosuffisantes en énergie et capables d'alimenter d'autres bâtiments ou de réinjecter de l'énergie dans le réseau.

Si les bases techniques d'une politique de maîtrise de l'énergie et de réduction des gaz à effet de serre existent dans le secteur des bâtiments résidentiel et tertiaire, il faut considérer aussi que le taux de renouvellement du parc résidentiel est faible, de l'ordre de 1% par an, celui du parc tertiaire étant plus élevé et que dans ce domaine l'aspect comportemental des acteurs concernés est très important.

Comment améliorer le système énergétique

Quand on examine le bilan énergétique d'un pays, il est facile de voir qu'il existe un écart conséquent entre les postes énergie primaire et énergie utile consommée. Cet écart qui mesure l'efficacité du système énergétique du pays considéré provient pour une large part des mauvais rendements des systèmes de conversion et des réseaux de transports.

A titre d'illustration, il faut se souvenir que dans une centrale nucléaire quand on produit 1kWh électrique on dissipe 2 kWh thermique ; dans une automobile pour 1 kWh utilisé pour mouvoir le véhicule on dissipe 2 à 3 kWh thermique dans l'environnement. On conçoit bien que ces pertes constituent en fait un très important gisement d'énergie, qui jusqu'à présent n'est pas, ou est très mal, valorisé du fait que cette énergie thermique est une énergie à moyenne ou basse température (40°C < T < 120°C) et qu'on ne possède pas d'outils performants pour la récupérer ou la transporter sur de longues distances. La récupération des rejets thermiques à basse température pourrait être envisagée à travers des transformations physico-chimiques mettant en jeu des phénomènes de sorption, de synthèse et de décomposition ; les solutions proposées doivent être approfondies, développées avant de recevoir des applications industrielles. On pourrait aussi envisager de récupérer une partie des rejets thermiques qui ont lieu dans les applications mobiles aux moyens de convertisseurs thermoélectriques ; là encore, il faut passer par le stade de la recherche et du développement pour mettre au point des outils de conversion convenable. Pour nous convaincre de l'intérêt de démarches de ce type, il suffit cependant de noter que les 10 GTEP consommés dans le monde en l'an 2000 se répartissent sensiblement de la manière suivante :

- Electricité ≈ 10%
- Transport ≈ 20%
- Chaleur utile ≈ 30%
- Pertes ≈ 40%

Conclusion

Nous venons de survoler le domaine de l'énergie, mais le peu que nous avons vu nous incite à l'optimisme pour peu que nous soyons prêts les uns et les autres à modifier nos comportements et à saisir les opportunités que nous offrent les techniques existantes ou en développement. La période de l'énergie abondante et bon marché semble s'achever mais pour que la plupart des habitants de la planète puissent satisfaire leurs besoins, il faudra qu'ils puissent accéder à cette ressource sans dépenses excessives, et même si les questions d'environnement seront de plus en plus prégnantes, les aspects économiques joueront toujours un rôle essentiel.

Une meilleure utilisation de l'énergie, en augmentant les rendements de conversion, en permettant la récupération des énergies thermiques basse et moyenne température, en choisissant les meilleurs processus de transformation, est indispensable dans l'optique d'un développement raisonné et durable.

IMPACT DES TECHNOLOGIES ECONOMES EN ENERGIE EVOLUTION POSSIBLE DE LA DEMANDE EN ENERGIE DES CONSOMMATEURS FRANÇAIS SECTEURS DE L'HABITAT RESIDENTIEL, DU TERTIAIRE, DE L'INDUSTRIE (BASES 1995)			
<i>En kilo équivalent pétrole kep</i>	Moyenne française en 1995	Service possible en 1995 avec les meilleures techniques disponibles à cette époque	Remarques
Confort thermique résidentiel	736	300	A structure de bâti existant avec isolation : 50% de gain sur l'eau chaude gaz
Electroménager blanc hors froid et cuisson	36	25	Meilleurs équipements du marché 1995
Eclairage	50	20	Lampes basse consommation pour les points lumineux les plus utilisés
Habitat résidentiel	843	360	$\Delta = 483$ kep
Chauffage et climatisation tertiaire	415	200	Mise aux normes thermiques
Usages spécifiques de l'activité tertiaire	90	40	Réduction des consommations de veille
Tertiaire	505	240	$\Delta = 265$ kep
Industrie alimentaire	361	250	50% de gain possible sur le froid
Production intermédiaire industrielle	627	450	Economie d'énergie et recyclage des matériaux
Biens d'équipement et de consommation	149	130	
Industrie	776	580	$\Delta = 196$ kep
TOTAL	2124	1180	$\Delta = 944$ kep

Figure 3

Références :

Informations sur l'énergie Edition 2003 CEA
 Environnement magazine n°1631 Octobre 2004
 Innovation et énergie (actes de la journée Ecrin du
 20/10/2004 à l'OPECST)
 C. NGO « L'énergie » Edition Dunod 2002 Collection
 Universciences

J.BONAL, G.SEGUIER « Entraînements à vitesse
 variable » Edition Tech et Doc 1997
 Etude INESTENE- Publiée dans la revue ATEE-
 « Energie plus » n°255

L'énergie éolienne : état de l'art

C. LAROUCI

Laboratoire Commande et Systèmes

Ecole Supérieure des Techniques Aéronautiques et de Construction Automobile (ESTACA)

34-36, rue Victor Hugo, 92300 Levallois Perret, France

E-mail : clarouci@estaca.fr

Résumé : Cet article décrit l'état de l'art de l'énergie éolienne. Il rappelle les enjeux et les atouts de cette énergie renouvelable ainsi que son impact sur l'environnement. Il retrace ses phases de développement et l'évolution de la puissance éolienne installée en France et dans le monde. En outre, les principales composantes et les différentes architectures d'une éolienne sont détaillées. Les étapes de transmission de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique en optimisant la puissance fournie par l'éolienne sont discutées.

1. Introduction

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie que sur le développement des activités industrielles. Elle est devenue une forme d'énergie indispensable par sa souplesse d'utilisation et par la multiplicité des domaines d'activité où elle est appelée à jouer un rôle primordial. Ses modes de production ainsi que les moyens de distribution associés sont amenés à subir de profonds changements au cours des prochaines décennies.

En effet, jusqu'à présent la production d'électricité provenait essentiellement de la filière nucléaire et de la transformation de ressources naturelles fossiles. Ces deux modes de production posent des problèmes dont l'importance est croissante au fil des années. Il s'agit du stockage des déchets nucléaires non retraitables et de la disparition prévue au 21^{ème} siècle, des principales sources d'énergie fossile. Les contraintes environnementales concernant les rejets dans l'atmosphère de gaz à effet de serre (principalement le CO₂ et le CH₄) renforcent également l'idée d'une production d'énergie électrique propre, économe et durable.

La dépendance énergétique de l'union européenne élargie, aujourd'hui de 50%, pourrait passer à plus de 70% dans les vingt prochaines années si rien n'est entrepris pour inverser cette tendance [1]. Dans ce contexte, la commission européenne a mis en avant à la fois la nécessité de promouvoir les énergies nouvelles et la nécessité de laisser ouverte l'option nucléaire. Ainsi, les modes de production reposant sur la transformation d'énergie renouvelable (éolien, solaire,

etc.) sont appelés à être de plus en plus utilisés dans le cadre du développement durable.

En raison de ces bouleversements et compte tenu de la nature répartie des gisements, il est légitime d'imaginer une politique de développement de l'énergie allant dans le sens d'une décentralisation des moyens de production couplant plusieurs sources d'énergie complémentaires (éolien, photovoltaïque, pile à combustible, diesel...). Ainsi, depuis déjà quelques années, nous assistons à une croissance à la fois en nombre et en puissance des unités de production d'énergie renouvelable. Jusqu'à présent les réseaux électriques comportaient une majorité d'unités de production conventionnelle et leur fonctionnement était très peu affecté par la connexion de ces nouveaux moyens de production. Il n'en sera pas de même dans un avenir proche. Des progrès technologiques sont donc attendus à la fois par les producteurs en ce qui concerne l'amélioration des rendements de la transformation de l'énergie primaire, mais également par les gestionnaires des réseaux en ce qui concerne le transport, la distribution et la gestion de cette forme d'énergie, nouvelle par sa nature fortement fluctuante.

2. Apparition et développement de l'éolienne

Très tôt, l'homme a essayé de domestiquer les énergies renouvelables telles que l'eau ou le vent pour les exploiter dans la vie quotidienne. Les moulins à eau ou à vent ont été utilisés depuis longtemps pour moudre la farine ou encore plus tard pour produire de l'électricité. Dans le contexte actuel de recyclage et de développement durable, l'éolienne en est un exemple très parlant car elle donne et continue de donner des résultats et des perspectives encourageantes.

Sa première application a été les bateaux à voile. Vers 1870 lorsque la marine à voile atteignait son apogée, les voiles tiraient l'équivalent de 500 MW de l'énergie éolienne. Cette dernière a été valorisée dans d'autres domaines et s'est avérée tout autant utile. Ainsi, cette énergie a été utilisée, vers le XIII^e siècle, pour l'élaboration de moulins dont on prélevait directement l'énergie mécanique pour entraîner une meule ou encore une pompe à eau. On pouvait compter vers la fin du XIX^e siècle seize mille moulins répartis dans toute la France [1].

C'est avec l'arrivée de l'avènement de l'électricité au XIX^e siècle qu'est apparue l'idée de produire directement de l'électricité avec l'énergie éolienne. Ainsi vers la fin de ce siècle on pouvait assister à de concluantes tentatives d'utilisation de cette énergie dans les régions suffisamment ventées. C'est ainsi que l'on voit naître au Danemark en 1918, des aérogénérateurs participant à la hauteur de 3 MW à l'électrification rurale. Le Danemark été un pays phare dans le développement des éoliennes puisque sa production d'électricité due à l'énergie éolienne atteignait en 1940 4 millions de kilowattheure [1], [2].

Les chocs pétroliers permirent à l'énergie éolienne de poursuivre son développement. En effet, face à la concurrence des énergies fossiles et des réseaux interconnectés cette dernière avait du mal à s'imposer en terme de coût. Mais la brusque explosion du prix des énergies fossiles a relancé la recherche d'énergies moins coûteuses. Ainsi, l'Europe du nord et les Etats-Unis ont mis en place des marchés subventionnés permettant le développement de cette énergie.

La production d'électricité est ainsi devenue la principale application de l'énergie éolienne. Elle représente actuellement une activité à part entière en forte croissance (tableau 1) [3].

Pays	Puissances installées fin 2003 (MW)
Allemagne	14609
USA	6374
Espagne	6202
Danemark	3110
Pays-bas	912
Italie	904
France	239

Tableau 1 : Puissance éolienne dans le monde en fin 2003

Du fait de l'utilisation de l'énergie nucléaire, la France n'a pas trop encouragé le développement de l'énergie éolienne. Cependant, avec l'apparition de la notion de développement durable et l'appel d'offres pour la fourniture de l'électricité au réseau EDF, le parc éolien français est en pleine croissance. La puissance totale installée en service en France en fin

2004 est 337 MW. Les principales régions productrices de l'énergie éolienne sont récapitulées dans le tableau 2 ci-dessous [4] :

Région	Puissances installées fin 2004 (MW)
Languedoc-Roussillon	117.6
Nord Pas de Calais	57.8
Bretagne	31
Midi Pyrénées	23.6
Pays de Loire	19.5
Corse	18

Tableau 2 : Puissance éolienne en France en fin 2004

3. Les pionniers de l'éolienne

Parmi les pères de l'éolienne, nous citons F. Brush (1849-1929) fondateur de Brush electric qui devint General Electric. Il a déposé le brevet de plusieurs inventions notamment celui d'une dynamo à courant continu employée pour le réseau électrique public. En ce qui concerne l'énergie éolienne, une de ses réalisations majeures est la mise au point, en 1888, d'un système éolien considéré comme le premier produisant de l'électricité à fonctionnement automatique. L'éolienne avait des dimensions hors du commun : 17 m de diamètre pour 144 pales fabriquées en bois (cèdre). Malgré sa taille imposante, elle a fonctionné pendant 20 ans. Cependant, sa puissance était faible (une dizaine de KW) due à son architecture multipales à rotation lente, problème que Poul la Cours a résolu avec son éolienne à rotation rapide [5],[6].

Poul la Cour (1846-1908), météorologue de formation est un autre pionnier de l'énergie éolienne. Il est connu pour avoir mené à bien des travaux sur le stockage de l'énergie ainsi que pour avoir publié la première revue sur l'électricité éolienne. Il organisa aussi des stages pour les électriciens éoliens dont l'un de ses élèves l'ingénieur Johannes Juul devint à son tour un pionnier de l'énergie éolienne en mettant au point les premières éoliennes produisant du courant alternatif.

4. Différentes architectures d'éoliennes

Des années 1950 jusqu'à nos jours, de nombreux modèles d'éoliennes sont apparus se distinguant les uns des autres par leurs architectures (monopale, bipale ...) et par leurs motorisations (moteur à courant continu, synchrone, asynchrone).

Du point de vue axe de rotation, nous distinguons les éoliennes à axe vertical (figure 1) et les éoliennes à axe horizontal (figure 2).



Darrieus [7]



Savonius [8]

Figure 1 : Eoliennes à axe vertical



Tripale [9]



Multipale [4]

Figure 2 : Eoliennes à axe horizontal

Le seul constructeur d'éolienne à axe vertical était l'Américain FloWind. Sa plus belle réalisation est au Québec, elle possède un rotor de cent mètres et était capable de délivrer 4200 kW. Malheureusement, ce système est abandonné car il présente des inconvénients majeurs ne compensant pas ses qualités. En effet, il offre l'avantage de placer la génératrice au sol ce qui facilite grandement la maintenance. De plus, il n'est pas nécessaire d'installer de dispositif d'orientation au vent du rotor. Mais en contre partie, ce système ne tire pas profit de toute sa hauteur puisque les vents près du sol sont faibles. De plus, son démarrage nécessite la présence d'un moteur.

Par ailleurs, le marché des éoliennes à axe horizontal est en pleine expansion. On trouve sur le marché plusieurs architectures possibles. En effet, le nombre de pales de celles-ci est variable mais l'utilisation de rotor à trois pales est prédominant pour l'ensemble des machines de moyenne et grande puissance, qui représente 80 % du parc mondial des éoliennes.

Du point de vue dynamique, la configuration tripale est la plus équilibrée. Cependant, les systèmes à plusieurs pales possèdent un petit avantage en matière de pertes aérodynamiques aux extrémités des pales. Il en résulte que le choix du nombre de pales est un compromis entre l'efficacité aérodynamique du rotor, le poids, la dynamique des structures et le prix associé.

5. Les sous-ensembles composant une éolienne

En général, un système éolien est constitué de différents éléments mécaniques et électriques détaillés ci-dessous [1].

▪ Le rotor et ses pales

Composantes cruciales de l'éolienne : il existe très peu de fabricants dans le monde capables de construire ces pales, de 30m à 50m de longueur, qui sont maintenant en fibre de verre et en fibre de carbone.



Figure 3 : Le rotor et ses pales

La durée de vie d'une pale est de l'ordre d'une quinzaine d'années pour une éolienne régulièrement en fonction. Car elle s'use dans le vent à cause du frottement avec les particules de poussière, de sable ou de glace. Ceci varie, bien évidemment, avec la hauteur de l'éolienne et son environnement.

▪ Le moyeu

Il est la structure qui supporte les pales. Lorsque celles-ci sont à pas variable, il comporte un mécanisme complexe pour faire varier l'angle d'attaque.

▪ Le multiplicateur ou la boîte de vitesse

Le multiplicateur est un convertisseur de puissance : il multiplie la vitesse d'entrée pour atteindre la vitesse de sortie exigée par la génératrice électrique. Ainsi, il permet d'avoir un rotor tournant lentement (10 à 40 tours/min) et de se coupler à un générateur qui tourne 40 à 50 fois plus vite. Le rapport de ce multiplicateur doit donc être choisi de façon à ce que la production d'énergie soit maximale pour une large gamme de vitesses de vent. Par ailleurs, c'est un organe lourd, volumineux et très coûteux. Son facteur dimensionnant est le couple. Cependant, différents types d'éoliennes n'ont pas de multiplicateur (éoliennes à attaque directe) telles que les petites éoliennes de moins de 15 kW.

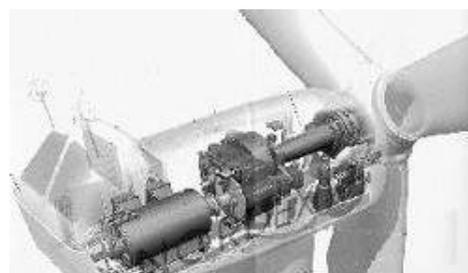


Figure 4 : Le multiplicateur

▪ **L'arbre**

L'arbre est une pièce imposante qui subit des efforts élevés. Généralement, entre le rotor et la boîte de vitesse, on trouve un arbre lent. Un arbre rapide joint le multiplicateur à la génératrice. Pour les éoliennes sans engrenage, on trouve un arbre seulement.

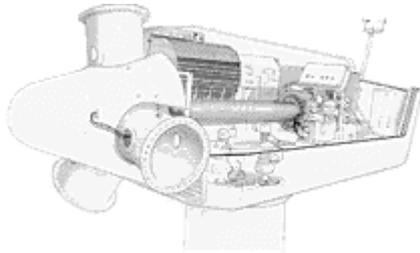


Figure 5 : L'arbre

▪ **Le châssis et la coquille de la nacelle**

Elle renferme tous les instruments qui permettent à l'éolienne de fonctionner automatiquement. Sur les grandes éoliennes, la nacelle est trop lourde pour être orientée dans le vent par une dérive. C'est donc l'automate qui ordonne à un servomoteur de modifier la direction de la nacelle en fonction de l'indication du vent reçue de l'anémomètre situé sur le toit de l'éolienne.



Figure 6 : Le châssis et la coquille de la nacelle

▪ **La génératrice électrique**

La génératrice a pour rôle de récupérer l'énergie mécanique et de la transformer en énergie électrique. Les génératrices des éoliennes diffèrent un peu des autres types de génératrices raccordées au réseau électrique. Une des raisons de cette différence est que la génératrice d'une éolienne doit pouvoir fonctionner avec une source de puissance (le rotor de l'éolienne) fournissant une puissance mécanique très fluctuante. Pour des raisons de robustesse et de coût, la plupart des éoliennes utilisent une génératrice asynchrone ou synchrone.

▪ **Le mât ou tour**

Il permet de tenir la structure rotor et nacelle à bonne hauteur du sol pour récolter le maximum d'énergie cinétique du vent. Il en existe trois grands types : les mâts haubanés, les mâts en treillis et les mâts tubulaires. Ces derniers sont les plus utilisés car

ils permettent d'abriter certains dispositifs de régulation et une maintenance plus sûre.



Figure 7 : Le mât

▪ **La fondation**

C'est un élément crucial de l'éolienne puisqu'elle permet de la fixer au sol, elle reprend ainsi tous les efforts de tangage dus au vent. C'est un édifice fait de ciment et de fer d'armature pour les grosses unités. Le transformateur est érigé juste à ses pieds et assure la transition entre le réseau et la génératrice de l'éolienne. Notons que dans d'autres cas, le raccordement au réseau est réalisé sans transformateur.



Figure 8 : La fondation

6. Transmission de la puissance

6.1 Conversion énergie cinétique énergie mécanique

• **Énergie cinétique**

L'énergie cinétique d'une colonne de vent de masse m se déplaçant à la vitesse V s'écrit : $E_c = (1/2).mV^2$

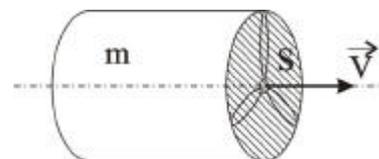


Figure 9 : Colonne de vent

En supposant qu'en sortie de l'éolienne, la vitesse de cette colonne soit nulle, il serait possible de récupérer dans l'intervalle de temps dt , l'énergie élémentaire

$$dE_c = \frac{1}{2} \cdot dm \cdot V^2$$

où dm représente la masse d'air ayant traversé la surface S pendant le temps dt . Soit $dm = \rho \cdot S \cdot V \cdot dt$

Avec ρ : masse volumique de l'air, $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ dans des conditions normales de pression et température.

$$dE_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \cdot dt$$

Dans ces conditions, il serait donc possible de fournir une puissance

$$P_{Ec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$$

• **Théorie de Betz**

Les particules constituant l'air ne pouvant disparaître en sortie de l'éolienne, cette puissance aura une limite.

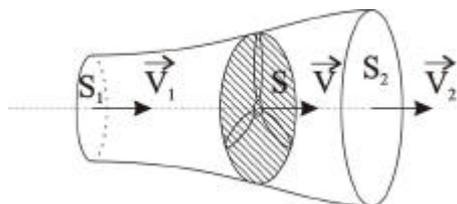


Figure 10 : Veine de vent à la traversée de l'aéromoteur

En supposant le fluide incompressible, Albert Betz (1919) a démontré que le transfert d'énergie était optimum pour : $V_2 = V_1/3$ et correspondait à la puissance :

$$P_{Betz} = \frac{16}{27} \cdot P_{Ec} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$$

• **Puissance réelle**

En pratique, les turbines ont une efficacité réduite et l'on définit un coefficient de puissance C_p tel que :

$$P = C_p \cdot P_{Ec} = \frac{C_p}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \text{ avec } C_p < 16/27$$

Ce coefficient de puissance est caractéristique d'une turbine et, pour un angle de calage donné des pales, dépend uniquement du rapport vitesse de rotation de l'hélice sur la vitesse du vent.

On définit une vitesse spécifique : $\lambda = (\Omega \cdot R)/V$, vitesse en bout de pale sur la vitesse du vent, avec :

- Ω : vitesse de rotation angulaire de l'hélice
- R : rayon de l'hélice
- V : vitesse du vent

Prenons comme exemple l'éolienne Vestas V47 dont les principales caractéristiques de la turbine sont :

Diamètre	Surface balayée	Vitesse de rotation
47 m	1735 m ²	28.5 tr/mn

Tableau 3 : principales caractéristiques de la Vestas V47

Les courbes de puissance et de coefficient de puissance sont données sur les figures suivantes :

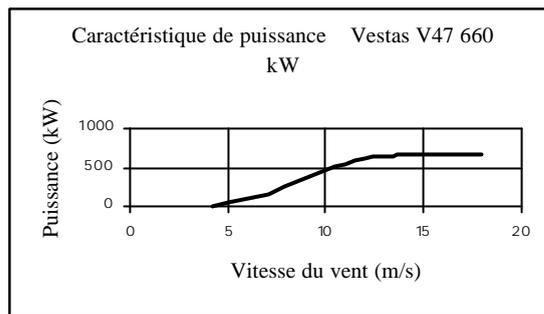


Figure 3 : Caractéristique de puissance [10]

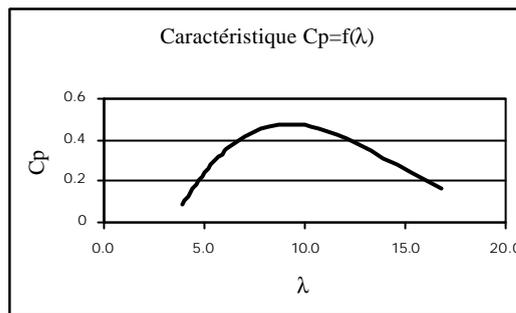


Figure 11 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse de vent [10]

L'efficacité maximum ($C_p \text{ max}$) correspond à une vitesse de vent de 7,5 m/s (27 km/h). Dans ces conditions, nous pouvons comparer les différentes puissances :

- Puissance de la colonne de vent

$$P_{Ec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 = 448 \text{ kW}$$

- Puissance maximum récupérable

$$P_{Betz} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 = 265.7 \text{ kW}$$

- Puissance récupérée

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 = 211 \text{ kW}$$

• **Coefficient de puissance des différentes turbines**

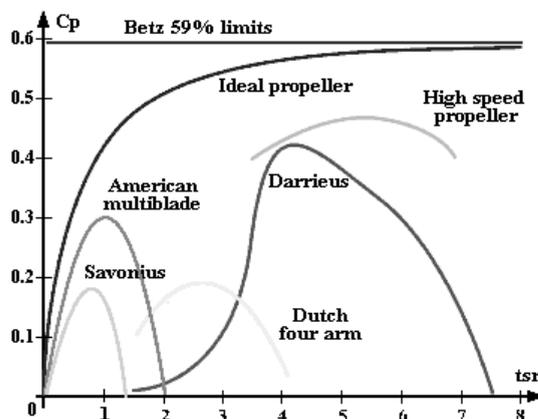


Figure 12 : Variations $C_p = f(\lambda)$, comparaison de l'efficacité des différentes turbines [4]

Ce graphe montre que les turbines à axe horizontal bipale et tripale (*High speed propeller*) présentent les avantages suivants :

- un coefficient de puissance supérieur aux autres ,
- une efficacité importante sur une large plage de vitesse.

6.2 Conversion mécanique électrique

Plusieurs techniques sont utilisées lors de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique :

6.2.1 A vitesse sensiblement constante

Dans ce cas, une machine asynchrone à cage classique ou à deux vitesses est utilisée (figure 13).

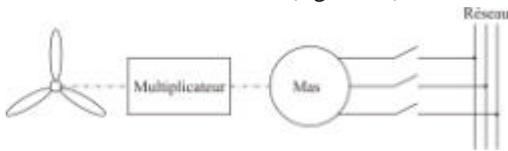


Figure 13 : Aérogénérateur à MAS à cage

Exemple :

WINDMASTER 750 kW [6]
Rotor
Diamètre : 43.4 m
Surface balayée : 1480 m ²
Fréquence de rotation : 32.45 tr/min
Vitesse nominale de vent : 15 m/s
Vitesse de vent de coupure : 20m/s
Vitesse de vent de démarrage : 4m/s
Régulation de puissance : orientation des pales
Multiplicateur
Rapport de multiplication : 46.5
Génératrice
Type : asynchrone
Puissance nominale : 750 kW
Fréquence de rotation : 1509 tr/min
Tension nominale : 660 V
Fréquence : 50 Hz

6.2.2 A deux vitesses

Exemple :

BONUS 2.3 MW [4]
Rotor
Diamètre : 82.4 m
Surface balayée : 5330 m ²
Fréquence de rotation : 17-11 tr/min
Vitesse nominale de vent : 15 m/s
Vitesse de vent de coupure : 25m/s
Vitesse de vent de démarrage : 3 m/s
Régulation de puissance : décrochage aérodynamique
Multiplicateur
Rapport de multiplication : 91

Génératrice

Type : asynchrone 2 Vitesses (4-6 pôles)
 Puissance nominale : 2300-400 kW
 Fréquence de rotation : 1500 – 1000 tr/min
 Tension nominale : 690 V
 Fréquence : 50 Hz

6.2.3 Avec rhéostat de glissement

L'insertion d'une résistance au rotor permet en cas de fortes rafales de vent d'augmenter jusqu'à 10% la vitesse de rotation, ce qui permet de minimiser les contraintes s'exerçant sur la construction et limite les fluctuations de puissance renvoyée sur le réseau.

La résistance et l'électronique de puissance associée permettant le réglage sont situées au rotor ce qui évite la présence de bagues.

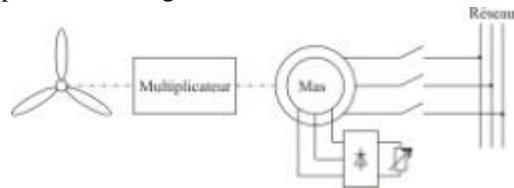


Figure 14 : Aérogénérateur à MAS à rotor bobiné

Exemple :

VESTAS V47-660 kW [10]
Rotor
Diamètre : 47m
Surface balayée : 1735 m ²
Fréquence de rotation : 28,5 tr/min
Vitesse nominale de vent : 15 m/s
Vitesse de vent de coupure : 25m/s
Vitesse de vent de démarrage : 4 m/s
Régulation de puissance : orientation des pales
Multiplicateur
Rapport de multiplication : 53.16
Génératrice
Type : asynchrone à rotor bobiné
Puissance nominale : 660 kW
Fréquence de rotation : 1515 tr/min
Tension nominale : 690 V
Fréquence : 50 Hz

6.2.4 A vitesse réglable

En réglant la vitesse de rotation \dot{U} de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent, il est possible de maintenir la vitesse spécifique \dot{e} à une valeur telle que l'efficacité soit maximum ($C_p \text{ max}$).

Deux techniques sont aujourd'hui utilisées :

- I. la première fait appel à un moteur asynchrone à rotor bobiné fonctionnant en machine synchrone généralisée dont le principe est le suivant : les convertisseurs placés au niveau du rotor

injectent des courants rotoriques quasi sinusoïdaux de pulsation $\omega_r = \omega_{réseau} - p\Omega$

L'intérêt de cette structure réside dans le fait que les convertisseurs placés au niveau du rotor ne sont traversés que par une partie de la puissance fournie au réseau.

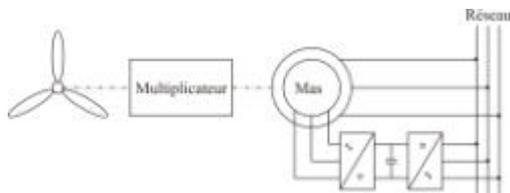


Figure 15 : Aérogénérateur à MS généralisée

Exemple :

VESTAS V52-850 kW [10]
Rotor
Diamètre : 52m
Surface balayée : 2124 m ²
Fréquence de rotation : de 14 à 31.4 tr/min
Vitesse nominale de vent : 16 m/s
Vitesse de vent de coupure : 25m/s
Vitesse de vent de démarrage : 4 m/s
Régulation de puissance : variation de vitesse et orientation des pales
Multiplicateur
Rapport de multiplication : 57.7
Génératrice
Type : asynchrone à rotor bobiné tétra polaire
Puissance nominale : 850 kW
Fréquence de rotation : de 807 à 1811 tr/min
Tension nominale : 690 V
Fréquence : 50 Hz
Convertisseurs
Onduleur de tension, redresseur de courant à IGBT

II. la deuxième utilise une machine synchrone à nombre de pôles élevé permettant un entraînement direct.

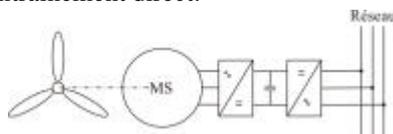


Figure 16 : Aérogénérateur à MS

Exemple 1:

JEUMONT J48 [11]
Rotor
Diamètre : 48 m
Surface balayée : 1809 m ²
Fréquence de rotation : de 0 à 25 tr/min
Vitesse nominale de vent : 13.5 m/s
Vitesse de vent de coupure : 25 m/s

Vitesse de vent de démarrage : 3 m/s
Régulation de puissance : variation de vitesse et orientation des pales
Multiplicateur
Attaque directe
Génératrice
Type : synchrone discoïde à aimants permanents
Puissance nominale : 750 kW
Fréquence de rotation : de 0 à 25 tr/min
Tension nominale : 875 V
Convertisseurs
Onduleur de tension, redresseur de courant à IGBT

ABB a développé, pour des éoliennes *offshores*, des aérogénérateurs pouvant produire 3 à 5MW ne nécessitant ni transformateur ni multiplicateur.

Exemple 2:

WINDFORMER [12]
Rotor
Diamètre : 90 m
Surface balayée : m ²
Fréquence de rotation : de 0 à 18 tr/min
Vitesse nominale de vent : 13 m/s
Vitesse de vent de coupure : 28 m/s
Vitesse de vent de démarrage : 5 m/s
Régulation de puissance : par variation de vitesse et orientation des pales pour limiter la puissance
Multiplicateur
Attaque directe
Génératrice
Type : synchrone à aimants permanents
Puissance nominale : 3 MW
Fréquence de rotation : de 0 à 18 tr/min
Tension nominale : 20 kV
Convertisseurs
Redresseur à diodes coté machine
Onduleur à transistor coté réseau

7. Extraction de la puissance et dispositifs de sécurité

Les éoliennes sont conçues de manière à produire un maximum de puissance pour des vents de force moyenne fréquemment rencontrés. Ainsi, leurs performances maximales sont calculées pour une vitesse de vent de l'ordre de 15 m/s. En cas de vitesse de vent très élevée, il est nécessaire de concevoir un système pour perdre l'énergie supplémentaire apportée par le vent afin d'éviter tout dommage structurel. Dans ce contexte, toutes les éoliennes sont construites avec un dispositif de régulation de puissance afin de limiter la vitesse des pales :

7.1 contrôle à calage variable de pales :

Un système de contrôle commande l'inclinaison des pales par le biais d'un système mécanique, qui met le profil de celles-ci hors du vent. Donc leur traînée s'en trouve augmentée (diminution de l'inclinaison) et le rendement optimisé à chaque instant.

7.2 régulation passive par décrochage aérodynamique :

La géométrie de la pale, à pas fixe, est calculée de façon à générer un décrochement aérodynamique en cas de fort vent. Cette régulation a l'avantage d'éviter l'installation de pièces mobiles supplémentaires. En revanche, le vrillage du profil pose quelques problèmes aérodynamiques induits, comme les vibrations.

7.3 régulation active par décrochage aérodynamique :

Analogue à des pales à pas variables sauf qu'en cas de vent très fort, l'éolienne augmentera l'angle d'attaque de ses pales afin d'extraire une puissance maximale.

7.4 contrôle par des ailerons :

Des ailerons situés en extrémités des pales permettent de modifier les coefficients aérodynamiques des celles-ci afin d'augmenter le rendement de l'éolienne.

Au-delà d'un certain seuil (90 km/h, soit 25 m/s), la régulation ne suffit plus. La machine est alors arrêtée afin de lui éviter de subir des charges trop importantes. Ainsi le mécanisme de freinage est très répandu pour les éoliennes de fortes puissances. Cependant il existe des systèmes de sécurité complémentaires tels que l'abaissement du mât ou le repliage des pales [13],[14].

8. Impact sur l'environnement

L'éolienne a un impact très faible sur l'environnement car elle n'émet ni polluant ni gaz et elle ne génère pas de déchets. Cependant, le bruit et la dégradation du paysage peuvent constituer un point

faible qui est à mettre en relation avec les moyens actuel de production d'énergie.

Les bruits émanant des éoliennes sont soit d'origine mécanique (transmission, roulement, génératrice, etc.), soit d'origine aérodynamique. En général, ce sont ces derniers qui posent problème. Par ailleurs, plusieurs facteurs affectent la propagation du son émis par une éolienne tels que la nature du terrain, les conditions météorologiques et la direction du vent. Dans le cas d'une étude portant sur le mode de propagation potentielle du bruit pour un site donné, il est important de prendre en compte ces facteurs. Dans ce cadre, une étude conduite par l'institut danois de recherche DK Teknik indique que la perception des émissions sonores d'une éolienne dépend tout de la perception et de l'aspect de celle-ci plutôt qu'au bruit réel émis [2]. En d'autres termes, la notion du bruit est très subjective dans le sens où un bruit peut être gênant ou pas, indépendamment de son intensité. Actuellement, il existe certaines solutions technologiques qui, jouant avec l'aérodynamisme des pales, contribuent à réduire les émissions de bruit des éoliennes. En plus, la réglementation prévoit une distance minimale de 300 m avant la première habitation. Ainsi, le bruit engendré par les éoliennes modernes n'est qu'un problème secondaire qui est facilement couvert par des bruits de fond omniprésents quelque soit le paysage.

9. Références

- [1] www.eole.org
- [2] www.bonus.dk
- [3] www.ademe.fr
- [4] www.espace-eolien.fr
- [5] www.vergnet.fr
- [6] www.windpower.org
- [7] www.windturbine-analys.com
- [8] www.solener.com
- [9] www.eolienne-le-mistral.com
- [10] www.vestas.fr
- [11] www.jeumont-framatome.com
- [12] www.abb.fr
- [13] www.btm.dk
- [14] Syndicat des Energies Renouvelables «Energies renouvelables : la France à l'heure du choix», colloque 2004 SER, 9 juin, Paris.

La centrale virtuelle : un nouveau concept pour favoriser l'insertion de la production décentralisée d'énergie dans les réseaux de distribution

Constantin SURDU*, Leonardo-Geo MANESCU**, Yvon BESANGER*,
Nouredine HADJSAID*, Christophe KIENY*

*GIE IDEA LEG – ENSIEG – BP 46–38402 Saint Martin d'Hères, FRANCE

**UNIVERSITE DE CRAIOVA, ROUMANIE

e-mail: Constantin.Surdu@leg.ensieg.inpg.fr

Résumé : La Centrale Virtuelle est un concept innovant qui se propose de mutualiser des producteurs indépendants afin de permettre une meilleure valorisation de leurs productions. Cet article propose tout d'abord d'expliquer le concept et ses enjeux. Il est montré que la Centrale Virtuelle peut se manifester sur les différents marchés d'énergies et de services-réseau/système en fonction de son niveau d'agrégation. La viabilité technique et économique de ce concept n'est pas encore complètement établie mais les premiers résultats présentés dans cette étude montrent un potentiel susceptible d'intéresser des différents acteurs du secteur de l'énergie.

Mots clés : Centrale Virtuelle, mutualisation, production décentralisée, énergie renouvelable, gestionnaire de réseau, marché d'énergie, pilotage de charge, services-système, services-réseau.

1. Production décentralisée et réseaux électriques

1.1. Le réseau de distribution

La structure électrique d'un réseau est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques. Il est à noter qu'il n'existe aucune structure unique à travers le monde, et que le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tensions associées peut être différent selon les pays.

TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
0,05	0,5	1	50	
U [kV]				

Tableau 1 : Les niveaux normalisés des tensions en France.

Le réseau de distribution doit acheminer l'électricité soutirée au réseau de transport et de répartition jusqu'aux petits et moyens consommateurs (raccordés respectivement à la BT et à la HTA).

Les points de consommation HTA sont soit du *domaine public*, avec accès aux postes de distribution publique HTA/BT, soit du *domaine privé*, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation. Le nombre de ces abonnés ne représente qu'un faible pourcentage du nombre total des consommateurs alimentés directement en HTA. Ils font partie essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries, les commerces, etc.

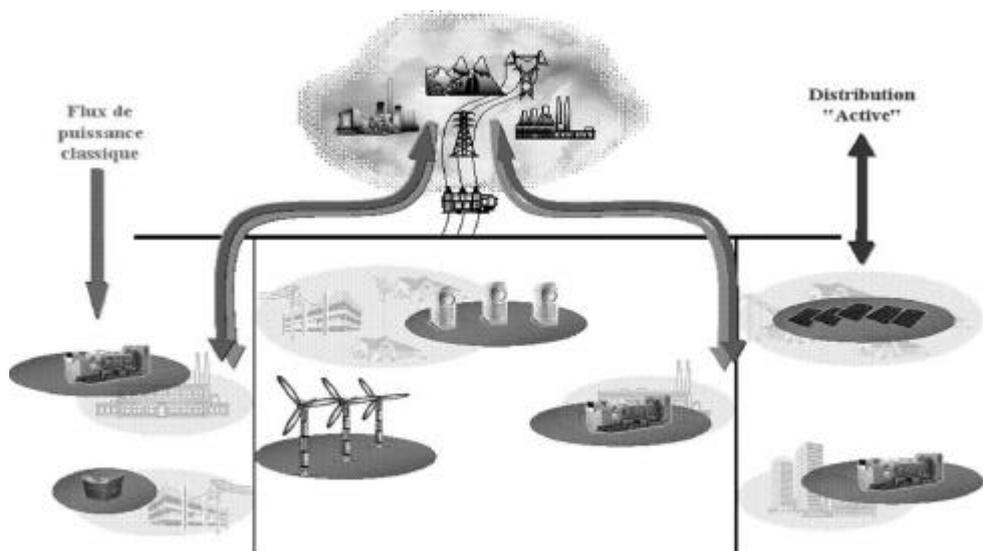


Figure 1 : La production décentralisée – insertion réseau.

A ce niveau de tension, le rôle du distributeur d'énergie électrique est d'alimenter les consommateurs en respectant plusieurs objectifs liés à la continuité et à la qualité de service, à la sécurité des biens et des personnes, à la souplesse et au confort d'exploitation, sans oublier la compétitivité économique.

Il n'existe pas de norme internationale pour la réalisation des réseaux de distribution et des modes de raccordement des clients. En effet, chaque exploitant de réseau a sa propre manière de faire selon son retour d'expérience. Cependant et malgré les différences que l'on va pouvoir observer à travers le monde, il apparaît une convergence des différentes pratiques autour d'un certain nombre de règles fondamentales couvrant aussi bien la sécurité des personnes et des ouvrages, que la qualité des services fournis aux clients.

1.2. La production décentralisée

Beaucoup de questions restent posées sur la façon dont la production décentralisée sera intégrée et régulée dans les réseaux électriques à l'avenir. Un premier défi pour tous les pays sera de créer une réglementation permettant d'encourager la répartition des coûts et des profits associés à la production décentralisée.

Les dérégulations du marché de l'énergie, suivies de nombreuses privatisations et de désintégrations verticales ont amené une restructuration complète du secteur électrique avec de nouvelles formes d'organisation. L'ouverture des marchés de l'énergie ainsi que les développements technologiques des moyens de production de petite et moyenne puissance encouragent fortement cette évolution. La production décentralisée se développe actuellement plutôt sur les réseaux de distribution. Sous l'impulsion des réglementations européennes, de nouveaux horizons se profilent pour ces nouveaux acteurs (figure 1).

Parmi les moyens de production décentralisée, on distingue des sources à énergie renouvelable, parfois intermittentes (éolien, photovoltaïque, petite hydraulique, géothermie, biomasse, etc.) et des sources basées sur l'utilisation des combustibles fossiles, dites « continues », (turbines à gaz, diesels, piles-à-

combustible, etc., avec ou sans cogénération). Les sources à énergie renouvelable utilisent des ressources primaires qui se régénèrent à un rythme comparable à celui de leur utilisation. Ceci n'est le cas ni des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz), ni de l'uranium utilisé dans les centrales nucléaires. L'utilisation des sources d'énergies renouvelables permet de valoriser des ressources locales (le vent, le soleil, les co-produits agricoles, le bois, etc.) et ainsi d'éviter d'importer des combustibles. En outre, par rapport aux autres sources d'énergie, leur utilisation génère un impact limité sur l'environnement. Elles contribuent donc peu ou pas à l'effet de serre.

Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques (capacités de production, de stockage et réserves supplémentaires en raison des risques d'indisponibilité en période de pointe et de fluctuation de la production). D'autre part, les règles des marchés électriques imposent des pénalités en cas de non-respect d'engagements contractuels.

Un des moyens qui peut concilier ces deux aspects, est la mutualisation des sources, par exemple au sein de la Centrale Virtuelle, de façon à réduire les conflits entre la libéralisation du marché électrique et la promotion du développement des énergies renouvelables.

1.3. Le dispatching des petites sources.

La multiplicité des sources d'énergie au sein d'un réseau de distribution représente un problème majeur pour son exploitation. En effet, ces sources, par leur petite taille et leur grand nombre (figure 2.b), ne sont ni **observables** ni **dispatchables**. Ces deux fonctions sont néanmoins indispensables pour la sécurité d'un système électrique dans le cas où la puissance cumulée de ces sources n'est plus négligeable. De plus, une partie de cette production est souvent de type « intermittent/renouvelable » donc difficile à prévoir, en dépit des avancées récentes en matière de prédictions météorologiques.



Source : Eltra

Figure 2.a : Système centralisé de production.

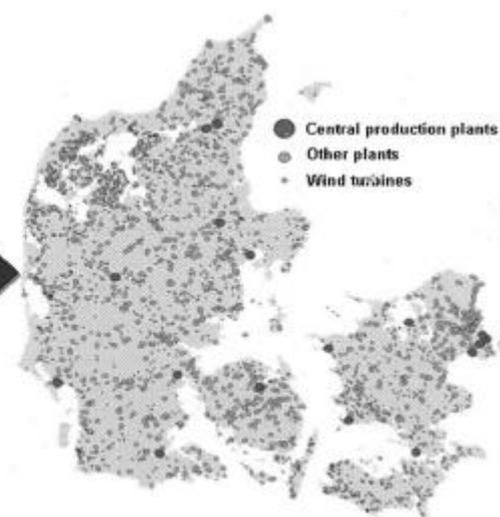


Figure 2.b : Système décentralisé de production.

De nouveaux concepts qui remédieront aux inconvénients inhérents à leurs caractéristiques (non **dispatchables**, non **prédictibles**, **intermittentes**, investissements élevés, ...) sont attendus. Le concept de la mutualisation de plusieurs acteurs oblige à considérer plusieurs domaines d'études en même temps : *économie, optimisation, modélisation informatique, télécommunication, matériel*, ce qui ouvre de nouveaux champs d'innovation dans ce domaine.

Du point de vue des gestionnaires de réseau, les coûts techniques occasionnés par l'intégration de sources d'énergie intermittentes dans les systèmes électriques sont liés au risque de non disponibilité en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande. L'exemple du Danemark montre qu'en cas de pénétration importante des sources aléatoires, les surcoûts techniques peuvent devenir significatifs [1].

1.4. Contraintes sur la gestion de réseau.

La production décentralisée d'électricité engendre un certain nombre de contraintes liées à la gestion du réseau électrique.

Ces contraintes poussent le propriétaire / gestionnaire de réseau de distribution à des modifications/adaptations pour mieux préparer l'insertion de telles productions. Il faut donc faire évoluer les principes de gestion de réseau (la planification et l'exploitation), les mécanismes de réglage ainsi que le réseau lui-même (topologie, matériels, actionneurs, protections, etc.). Une méthodologie d'étude systématique (énergétique et électrique) de transmission d'impact entre la basse, moyenne, haute tension est nécessaire, pour quantifier les différents enjeux/effets, dont les principaux sont présentés ci-dessous.

Dans un système doté principalement de moyens de production classiques, les variations de la consommation sont les principales sources de déséquilibre. Lorsque le poids des sources intermittentes augmente, des variations imprévues

des productions deviennent un aléa important, qui doit être compensé par des ajustements des productions disponibles ou de certaines consommations (concept de pilotage de charge).

L'apparition sur le réseau de tels petits générateurs complique la tâche du gestionnaire du réseau qui doit disposer de réserves (achetées sur un marché spécifique).

L'insertion de la production décentralisée a aussi un impact sur le plan de tension. Selon la localisation des GED (*Générateurs distribués*) dans le réseau, cet impact peut être positif ou négatif. Le gestionnaire devra donc mettre en œuvre des moyens de réglage afin de maîtriser le plan de tension.

L'insertion des GED, sur le réseau, modifie les courants de court-circuit, ce qui peut rendre défectueux le fonctionnement des protections. Pour éviter cela il faut adapter le système de protection par de nouveaux réglages/moyens. Il convient donc d'évaluer les capacités d'accueil par le réseau de ces sources particulières, en fonction notamment de la qualité de la tension, du fonctionnement correct des appareils de coupure, de la sélectivité des systèmes de protection, du risque d'îlotage (un sous réseau reste alimenté par une source de tension décentralisée après l'ouverture du disjoncteur amont) ou encore de la stabilité globale du réseau.

D'autre part, la gestion mutualisée de plusieurs petits producteurs dans une Centrale Virtuelle pourra aider à résoudre ces problèmes, notamment en participant aux services-système/réseau (voir §3). Ce concept a l'avantage pour le gestionnaire du réseau de limiter le nombre d'interlocuteurs.

2. La centrale virtuelle- Producteur d'énergie

2.1. Concept et définition

La Centrale Virtuelle (*Virtual Power Plant*) représente l'ensemble des ressources (moyens de production et consommateurs) coordonnés par un ou plusieurs centres de supervision et de contrôle en utilisant un système propre de télécommunications et d'échange d'informations (figure 3). Elle est raccordée

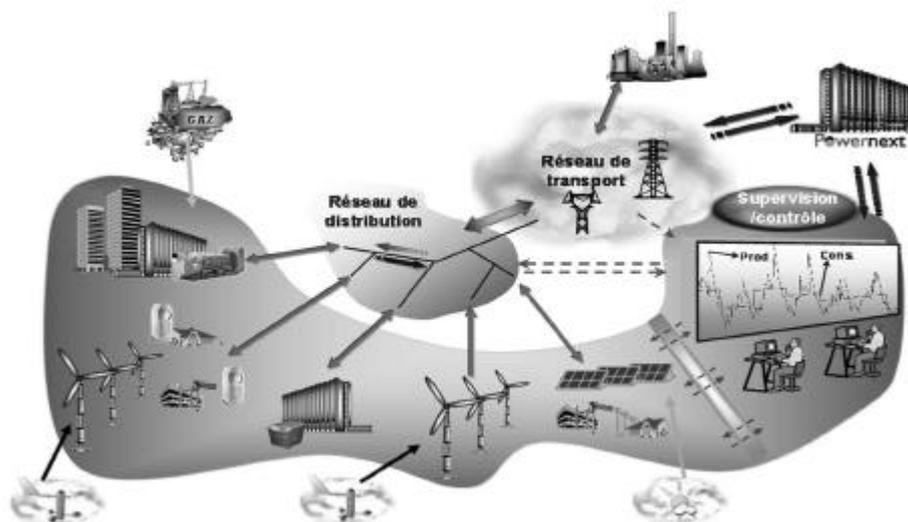


Figure 3 : Le concept de la Centrale Virtuelle.

sur un ou plusieurs nœuds du réseau électrique de distribution et/ou de transport. La coordination des différents moyens de production et de consommation doit permettre la création d'acteurs «équivalents» en faisant une « mutualisation » de leurs productions et/ou de leurs consommations.

Le système de supervision/contrôle adapte la production/consommation en fonction des prix sur différents marchés.

2.2. Structuration de la Centrale Virtuelle

La Centrale Virtuelle Élémentaire c'est l'ensemble de producteurs (et éventuellement de consommateurs), commandés par une même intelligence locale et raccordée à une seule «poche» d'un réseau électrique BT (cette restriction reste un point à débattre).

La Centrale Virtuelle représente l'ensemble de plusieurs Centrales Virtuelles Élémentaires (disons « intelligences réparties ») et/ou d'autres moyens de production, tous directement connectés au réseau HTA, à l'aval d'un seul poste source (figure 4). Il faudra considérer les opérations de reconfiguration du réseau

Un moyen de production qui renvoyait sa puissance sur le poste source A, peut, après reconfiguration du réseau, se trouver connecté au poste B. Une Centrale Virtuelle structurée de cette manière va pouvoir être observée et dispatchée, par le gestionnaire du réseau de transport (GRT), comme une centrale électrique classique, qui est connectée directement au poste transformateur « élévateur » HTA/HTB.

La Centrale Virtuelle à Grande Echelle représente un ensemble de plusieurs centrales virtuelles au sein d'un même réseau de transport interconnecté pouvant éventuellement valoriser sa production sur plusieurs marchés d'énergies ou de services (figure 5).

Dans les deux derniers cas, il faut considérer une taille minimale qui permettra de proposer des offres adaptées aux différents marchés d'énergie, conformes aux réglementations en vigueur. En terme de compétitivité, il faudra tenir compte des frais d'accès au réseau, des frais fixes d'accès au marché et du minimum d'offre (à titre informatif, pour pouvoir accéder à PowerNext, il va falloir proposer des MWh entiers).

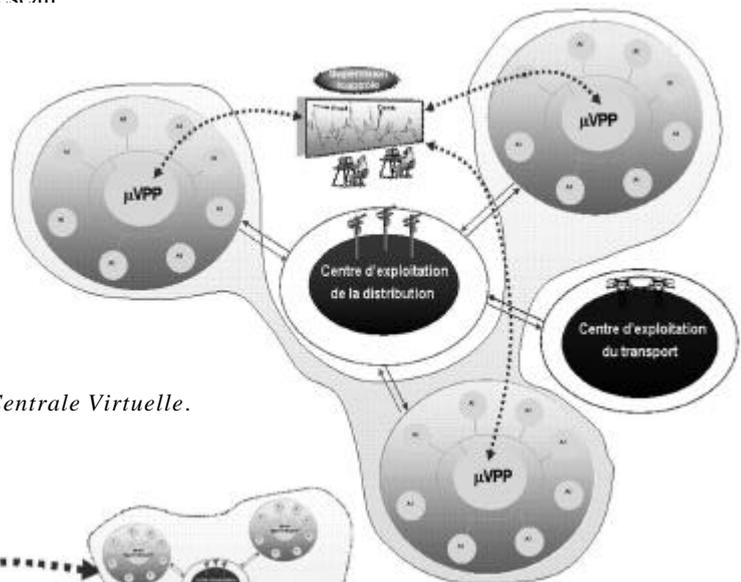


Figure 4 : La Centrale Virtuelle.

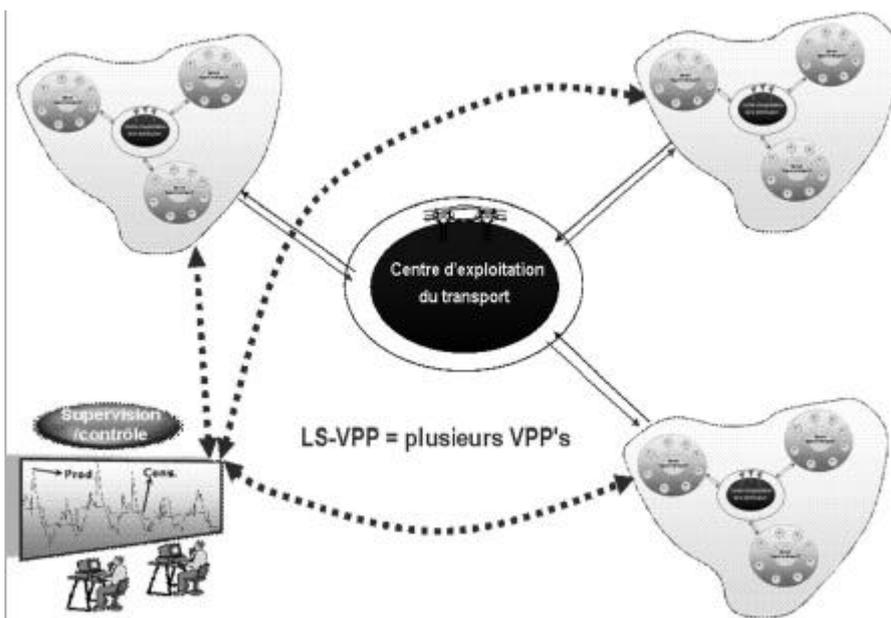


Figure 5 : La Centrale Virtuelle à Grande Echelle.

2.3. Les acteurs

On peut citer un certain nombre d'acteurs potentiellement concernés par le concept de la Centrale Virtuelle : les producteurs indépendants, la Commission de Régulation de l'Énergie, le gestionnaire de la Centrale Virtuelle, le Gestionnaire du Réseau de Distribution, le Gestionnaire du Réseau de Transport, la bourse d'énergie PowerNext, les fournisseurs d'énergie électrique, les différents responsables d'équilibre, les fournisseurs d'énergie thermique, les consommateurs, les collectivités locales, etc.

2.4. Le fonctionnement de la Centrale Virtuelle

Pour tirer le meilleur profit de cette mutualisation de petits producteurs, il est indispensable de les gérer d'une manière optimale en temps réel. Ainsi, il est possible de résoudre les problèmes de taille et d'intermittence (effet de foisonnement). On se propose de développer une stratégie de pilotage optimale basée sur un système d'instrumentation et de gestion en temps réel de la production et utilisant des techniques modernes de transmission et de traitement d'informations. En effet, il va falloir contrôler l'ensemble des producteurs, voire à la fois des consommateurs, à tout instant, ce qui est particulièrement délicat quand les producteurs sont répartis sur le réseau.

Dans le centre de *gestion* et/ou de *supervision* et/ou de *contrôle* pourront être rassemblées des informations concernant les frais d'exploitation des différentes centrales électriques, l'état du réseau de distribution et de transport, les besoins en énergie (électrique ou thermique) des différents clients ou fournisseurs d'énergie, le niveau de prix des différents marchés électriques, etc.

2.5. Garantie de fonctionnement

La valorisation des produits de la centrale virtuelle sur le marché se fait en général par un processus d'offres. Les écarts par rapport aux valeurs contractuelles sont souvent pénalisés lourdement. De ce fait, leur traitement devient un aspect critique. Une bonne maîtrise de l'énergie effectivement fournie permet d'éviter ces pénalités et ainsi d'améliorer la rentabilité. D'où l'intérêt de garantir et fiabiliser le comportement de la Centrale Virtuelle.

Un objectif de cette étude est de pouvoir **garantir** les produits (énergie électrique et thermique) et les services de la Centrale Virtuelle. Pour garantir la puissance de sortie de la Centrale Virtuelle, on doit considérer l'influence de plusieurs **facteurs critiques** : l'incertitude due aux sources renouvelables (vent, soleil), l'influence des conditions météorologiques (principalement la température) sur la demande d'énergie, les incertitudes sur la prévision de consommations d'énergie électrique et thermique, les variations des prix des combustibles (gaz, pétrole, hydrogène, etc.), la variation de prix des énergies électriques et services-système/réseau, la disponibilité des moyens de production en terme de défaillances, etc.

Une stratégie pour valoriser des énergies intermittentes peut consister à les agréger avec des moyens de secours (thermique par exemple) afin de garantir une puissance globale.

Le fait de disposer de plusieurs moyens de production, éventuellement de technologies différentes, permet par la gestion mutualisée, de mieux garantir le comportement d'ensemble.

Pour bien gérer cette mutualisation, il faut considérer le fonctionnement de la centrale virtuelle sous contrainte de garantie de puissance électrique et éventuellement thermique. Il s'agit de déterminer la meilleure stratégie de mutualisation de ces sources, en association ou non avec des moyens de stockage, tout en visant une garantie de comportement « conforme ». Il faut donc développer une méthodologie de dimensionnement et de gestion optimale de ces sources pour que l'ensemble se comporte comme une source unique « virtuelle » et réponde aux engagements contractuels. C'est d'ailleurs une des tâches principales du projet de la Centrale Virtuelle, i.e. déterminer la caractéristique agrégée des ressources distribuées, qui n'est pas forcément la somme des caractéristiques individuelles.

2.6. Stratégies de pilotage

Une stratégie de pilotage est caractérisée par un critère d'ajustement de la production de puissance électrique et thermique (selon la demande) en fonction de différentes contraintes spécifiques dans un contexte de fonctionnement donné. Il existe diverses stratégies de pilotage possibles, afin de pouvoir garantir le comportement envisagé pour la Centrale Virtuelle : suivre la demande d'électricité, suivre la demande d'énergie thermique ou mixer les deux.

La stratégie électrique. La puissance électrique produite est égale à la consommation. Si la chaleur produite par la Centrale Virtuelle est inférieure à sa propre demande thermique, des sources auxiliaires doivent combler le déficit ; dans le cas contraire, soit on vend l'excédent thermique, soit on change de stratégie.

La stratégie thermique. En particulier, la production thermique d'un système spécifique (cogénération, chaudière, etc.) à chaque instant est égale à la charge thermique. Si l'électricité produite est inférieure à la demande, l'électricité supplémentaire est achetée ; si elle est supérieure, l'électricité excédentaire sera vendue.

La stratégie mixte. Les intervalles de fonctionnement en stratégies électrique / thermique se succèdent selon la demande et les conditions économiques (prix des combustibles et tarif de l'électricité).

Dans le cas d'une centrale virtuelle regroupant un grand nombre de moyens de production/consommation, il peut être intéressant de structurer l'étude (les stratégies de pilotage) en fonction d'autres critères, comme la tension de raccordement, la connexion à un réseau de chaleur, la participation prioritaire aux différents services-réseau valorisables (à l'appel du GRD).

2.7. Formulation du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation, dans le contexte de la libéralisation des marchés de l'électricité est un problème complexe à traiter, principalement du fait des nombreuses incertitudes sur les prévisions de production, de consommation et des prix des marchés. On doit malgré tout disposer de données aussi précises que possible pour ces grandeurs pour la période d'optimisation. Si on n'a pas accès à de telles données, il faut les estimer. Généralement, pour la planification de fonctionnement, les courbes estimées sont approchées par des fonctions discrètes horaires. Chaque forme particulière d'énergie requise a son propre profil : électricité et énergie thermique. La difficulté est d'assembler et de traiter les données convenablement afin de produire des profils suffisamment précis.

L'outil d'optimisation peut et doit être adapté à des situations très différentes et pour diverses applications. D'ailleurs, une structure précise de coût et un modèle détaillé pour inclure et considérer toutes les restrictions techniques possibles doit être incorporée dans cet outil, ce qui nous donne la formulation générique suivante :

Fonction objectif :

$MAX [(\text{revenus marchés}) + (\text{revenus clients}) - (\text{coûts de fonctionnement}) - (\text{amortissement d'investissement})]$

Contraintes :

- techniques
 - constructeur ;
 - raccordement ;
 - réseau électrique ;
 - demande ;
- économiques

La solution de ce problème d'optimisation doit satisfaire toutes les contraintes opérationnelles (techniques et économiques) aussi bien que la fonction objectif.

Pour résoudre le problème d'optimisation nous utilisons les Algorithmes Génétiques [2,3,4] combinés avec la méthode de Relaxation de Lagrange [5,6].

3. La centrale virtuelle-Fournisseur de services

Actuellement, le développement de la production décentralisée se heurte à un problème de rentabilité. Dans beaucoup de cas, seules des subventions publiques (à l'investissement et/ou en terme de coût d'achat de l'électricité) permettent à une installation d'être viable économiquement. La participation des centrales virtuelles aux services-système (réseau de transport) et/ou aux services-réseau (réseau de distribution), dont certains sont normalement rémunérés par les gestionnaires de réseaux, peut être une solution à ce problème, d'autant plus que dans le cadre d'un marché libéralisé, l'avenir des systèmes de subventions est incertain.

Les services-système sont des services nécessaires pour assurer la sûreté et la fiabilité des opérations dans les réseaux, mais aussi le bon déroulement des transactions commerciales (échanges d'énergie entre

régions interconnectées, par exemple). Les producteurs doivent passer une procédure de qualification pour participer aux services rémunérés par le gestionnaire de réseaux. Voyons ce que sont les principaux services-système assurés par les producteurs, et dans quelle mesure la centrale virtuelle peut jouer un rôle pour ces services.

3.1. Le réglage de tension et de puissance réactive

La tension du réseau doit impérativement être maintenue dans des limites fixées (+/- 5% autour de la tension nominale pour la haute tension, +6% -10% pour la basse tension) principalement pour des problèmes de stabilité de tension et de dommages aux matériels des consommateurs. Le réglage de tension est fait de façon hiérarchique au niveau du transport (réglages primaire, secondaire et tertiaire [8,9]) en utilisant la capacité d'absorption ou de fourniture de puissance réactive des alternateurs des centrales de production. Au niveau de la distribution, ce réglage se fait au moyen de dispositifs tels que les transformateurs à régulateurs en charge, bancs de capacités et compensateurs d'énergie réactive. La participation de la centrale virtuelle au réglage de tension est facilement envisageable (fourniture de réactif par les GED) car la tension est une variable locale. Cela nécessitera une coordination avec les moyens de réglage existant des GRD (énoncés ci-dessus). On peut aussi penser que la centrale virtuelle puisse remplacer tout ou partie (selon les cas de figures) de ces moyens de réglage à terme.

3.2. Le réglage de fréquence et de puissance active

L'électricité n'étant pas stockable en grande quantité, il faut assurer l'équilibre, aux pertes près, de la production et de la consommation à tout instant sur le réseau, sous peine de voir apparaître des variations de fréquences pouvant affecter sérieusement le fonctionnement du système. Ce réglage est organisé hiérarchiquement sur le réseau de transport (réglages primaire, secondaire et tertiaire [8,9]) en faisant fournir plus ou moins de puissance active par les générateurs en fonction des fluctuations des charges. La participation de la production décentralisée au réglage de fréquence semble moins évidente à envisager que pour le réglage de la tension car la fréquence est un paramètre global (elle est la même sur tout le réseau).

Or, pour pouvoir agir efficacement sur un paramètre global, il faut que les moyens de réglage aient une puissance significative à l'échelle du réseau entier, ce qui devrait être le cas pour les Centrales Virtuelles à Grande Echelle.

3.3. La contribution à la reconstruction du réseau

La centrale virtuelle peut participer à la reconstruction du réseau après un incident majeur (« black-out »). Actuellement, lors de tels incidents, la restauration du système électrique démarre par le réseau de transport et celui-ci réalimente les réseaux de distribution au fur et à mesure de l'avancement du processus. Si, dans le futur, les réseaux de distribution intègrent des centrales virtuelles comprenant des unités

de production avec une capacité de démarrage à faible puissance sans alimentation électrique externe (unités « black-start »), on pourra reconstruire le système entier à la fois par le transport et la distribution simultanément. Ceci permettra de réalimenter plus rapidement une partie des consommateurs la plus importante possible, en fonction des capacités de production des centrales virtuelles.

3.4. L'amélioration de la stabilité du réseau

Des études ont montré que l'insertion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution pouvait amener des instabilités [10]. Or, ces instabilités peuvent être supprimées en utilisant des équipements spéciaux comme les dispositifs d'amortissement des oscillations de puissance et/ou en coordonnant les régulations des unités de production [11], ce qui rentre dans la définition de la centrale virtuelle.

D'autres types de services pourraient être rendus par la centrale virtuelle, considérant que la mutualisation des sources permet de limiter le nombre d'interlocuteurs pour le GRD : un grand nombre de sources devient un petit nombre de centrales virtuelles.

Par exemple, en considérant un taux de pénétration important de production décentralisée coordonnée et donc une taille significative pour les centrales virtuelles, on peut concevoir que celles-ci puissent jouer un rôle dans la répartition des transits de puissance sur des ouvrages critiques du réseau. Ceci peut avoir un impact sur la planification en permettant au gestionnaire d'éviter des renforcements de ces ouvrages. Il faut tout de même garder à l'esprit que l'objectif premier de la centrale virtuelle est de valoriser financièrement les capacités de production et de services de ses producteurs en fonction des opportunités du marché et pas de limiter les contraintes du réseau, ce qui est le rôle du gestionnaire. On peut néanmoins imaginer que des arrangements pourront être trouvés pour servir au mieux les intérêts de chacun.

4. Exemples d'application

Dans cette section, nous allons présenter deux cas d'étude. Le premier cas concerne trois parcs d'éoliennes indépendants répartis sur une poche du réseau de distribution. Le deuxième cas mutualise ces producteurs intermittents avec des cogénérations (fonctionnant 6 mois par an) et des consommateurs thermiques dans une Centrale Virtuelle. Le deux cas sont traités dans les mêmes conditions d'incertitudes (prévisions de charge, de vent et de prix de marchés).

-Cas d'étude 1 : Producteurs Indépendants

Dans ce cas, la production est entièrement rachetée par EDF-Fournisseur.

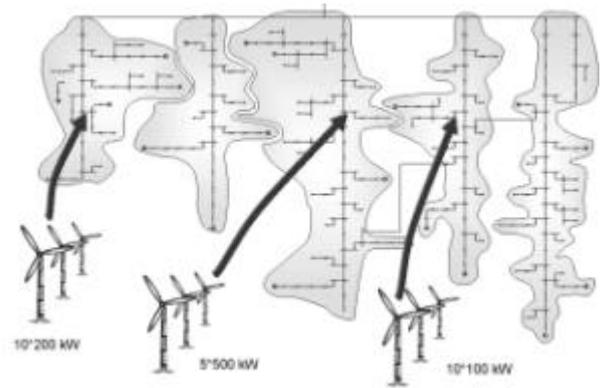


Figure 6 : Implantation des parcs éoliens.

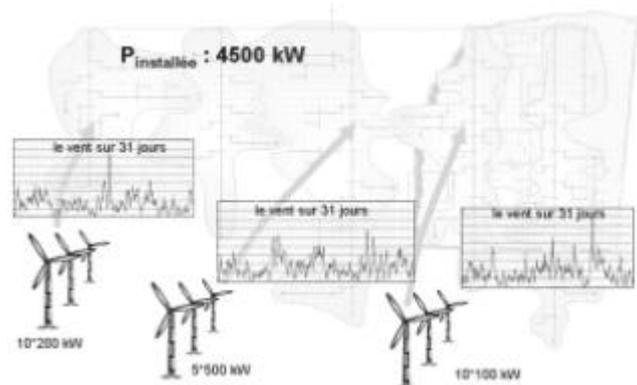


Figure 7 : Profils différents des vents pour chaque parc.

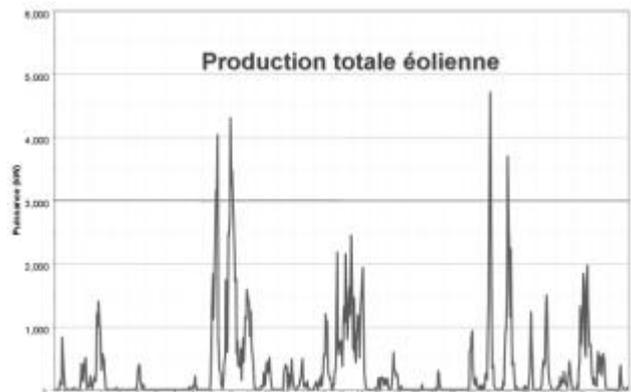


Figure 8 : La production d'énergie totale.

Taux de production verte	100 [%]
Production totale d'énergie	230,7 [MWh/mois]
L'énergie racheté par EDF	230,7 [MWh/mois]
Investissement pour les 3 parcs	2 130 000 [€]
Temps de retour d'investissement	20 [ans]
Remboursement d'investissement par mois	8 875 [€/mois]
Coûts opératoires et de maintenance	4 833 [€/mois]
Coût du kWh produit	5,95 [c€/kWh]

Tableau 2 : Résultats pour le premier cas d'étude.

-Cas d'étude 2 : Centrale Virtuelle

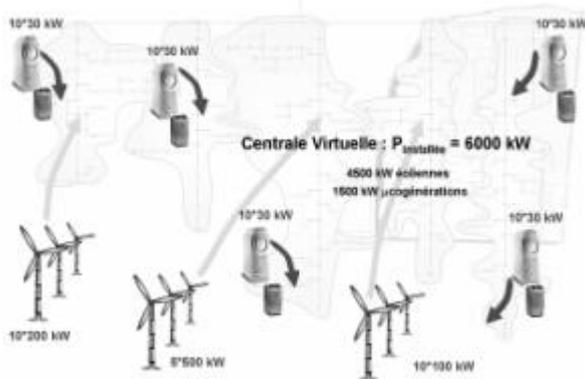


Figure 9 : Implantation des petites micro-cogénérations.

Taux de production verte	42,7 [%]
Production d'énergie électrique éolienne	230,7 [MWh/mois]
Production d'énergie électrique μ cogén	310,2 [MWh/mois]
Production d'énergie thermique	825,6 [MWh _{th} /mois]
Investissement total	4 311 000[€]
Temps de retour d'investissement	20 [ans]
Remboursement d'investissement	27050 [€/mois]
Coûts opératoires et de maintenance	43155 [€/mois]
Coût du kWh _{el} produit	6,37 [c€/kWh]
Coût du kWh _{th} produit	4,45 [c€/kWh]

Tableau 3 : Résultats pour le deuxième cas d'étude.

Suite à la mutualisation dans une Centrale Virtuelle (problème d'optimisation présenté dans la section 2.7), en utilisant des données spécifiques pour le mois de novembre, on obtient :

- une puissance de sortie garantie ;
- l'accès aux marchés d'énergie électrique ;
- l'alimentation en énergie thermique pendant six mois par an d'un portefeuille de consommateurs ;
- une meilleure rentabilité pour les producteurs ;

Nous n'avons pris en compte, pour cette étude, ni les subventions, ni les certificats verts, ni la participation aux services-réseau/système. Si on arrive à valoriser ces opportunités, les performances économiques liées à la Centrale Virtuelle peuvent être sensiblement améliorées.

5. Conclusions

La Centrale Virtuelle est un concept innovant qui, par mutualisation, favorise l'accès des producteurs aux marchés et améliore leurs performances économiques. Elle peut également se constituer en fournisseur de services pour le gestionnaire de réseau et ainsi contribuer activement à la conduite et à la sécurité du réseau.

Des consommateurs peuvent aussi rejoindre la centrale virtuelle pour bénéficier d'une énergie à moindre coût en échange de la flexibilité de leur consommation. En effet, cette flexibilité peut aider la centrale virtuelle à mieux garantir sa production par le pilotage de ces charges.

Au vu des premiers résultats obtenus, le concept de la Centrale Virtuelle se montre prometteur. Il reste néanmoins beaucoup de champs à explorer pour développer et valider le concept, notamment, la participation de la centrale virtuelle aux services-système et services-réseau.

Glossaire

- BT Basse Tension
 GED Générateurs Distribués
 GRD Gestionnaire du Réseau de Distribution
 GRT Gestionnaire du Réseau de Transport
 HTA Haute Tension A
 HTB Haute Tension B

Bibliographie

- [1] www.eltra.dk
- [2] S.A. Kazarlist, A.G. Bakirtzis and V. Petridis, "A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem", IEEE Trans. Power Systems, Vol.11, No.1, p83-92,1996.
- [3] A. Rudolf, R. Bayrleithner, "A Genetic Algorithm Problem for Solving the Unit Commitment Problem of a Hydro-Thermal Power System", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.14, No.4, 1999.
- [4] S.A. Kazarlist, "A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem", IEEE Trans. Power Systems, Vol.11, No.1, p83-92, 1996.
- [5] Cheng Chuanping, all, "Unit Commitment by Lagrangian Relaxation and Genetic Algorithms", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.15, No.2, 2000.
- [6] B. N. Venkatesh and V. Chankong, "Decision models for management of cogeneration plants,," IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, p1250-1256, Aug. 1995.
- [7] PowerNext 2003, "Guide Utilisateur Powernext Day-Ahead".
- [8] S. Sterpu, Y. Bésanger, N. HadjSaid, "Ancillary Services Performance Control in Deregulated Power Systems", IEEE PES General Meeting, juin 2005, San Francisco, USA.
- [9] P. Bornard, M. Pavard, « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique, vol. D0490, p1-23.
- [10] J-F. CANARD, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », thèse de doctorat INPG, décembre 2000.
- [11] J.C. Passelergue, N. Hadj-Said, Y. Bésanger, R. Feuillet, "On using FACTS and power system stabilizers to damp low frequency oscillations", European Conference on Power Electronics and Applications EPE'97, 8-10 septembre 1997, Trondheim, Norvège.

Modélisation et commande d'une éolienne

C.LAROUCI, E.GRUNN, J.P. DIDIER

Laboratoire Commande et Systèmes

Ecole Supérieure des techniques aéronautiques et de construction automobile (ESTACA)

34-36, rue Victor Hugo, 92300 Levallois Perret, France

E-mail : clarouci@estaca.fr

Résumé : Cet article présente une démarche de modélisation du fonctionnement d'une éolienne par celui d'une machine à courant continu. L'objectif est de proposer un système électrique équivalent à une éolienne du point de vue caractéristique de puissance, mais facile à piloter et fonctionnant à échelle de puissance réduite. Cela est possible grâce à une loi de commande adaptée.

1. Introduction

L'énergie éolienne compte parmi les sources d'énergies propres et renouvelables les plus prometteuses. Il est vrai qu'à l'heure actuelle le kilowattheure que fournit une éolienne est plus cher que celui fourni par une centrale nucléaire par exemple. Toutefois cet écart est amené à diminuer grâce à la recherche et aux avancées technologiques susceptibles d'améliorer leur rendement.

Une éolienne est avant tout un convertisseur d'énergie, d'un côté il y a le vent et de l'autre le réseau électrique. Entre eux existe un certain nombre de composants constituant le système éolien.

Le travail présenté dans cet article s'inscrit dans une étude plus vaste concernant l'optimisation de la puissance délivrée par l'éolienne en fonction de sa vitesse et celle du vent [1], [2], [3]. En effet, pour une vitesse donnée du vent, la caractéristique aérodynamique des pales traduit une croissance puis une décroissance de la puissance mécanique en fonction de la vitesse du rotor. La finalité de cet asservissement est donc d'obtenir la puissance maximale pour un vent donné, en commandant la vitesse de rotation. Cependant, dans le cadre du présent article il est uniquement question de simuler la caractéristique de puissance d'une éolienne par celle d'une machine à courant continu pilotée par une loi de commande adaptée.

Dans un premier temps, le principe de la démarche de la modélisation proposée est présenté. Après, la modélisation à échelle de puissance réduite et le modèle de simulation développé sont détaillés. Enfin, les résultats de simulation et de mesure sont présentés.

2. Modélisation du fonctionnement de l'éolienne par celui d'une machine à courant continu

2.1 Principe de la démarche

La démarche présentée dans cet article consiste à simuler le fonctionnement d'une éolienne par celui d'une machine à courant continu. Le principe de cette démarche est présenté sur la figure 1.

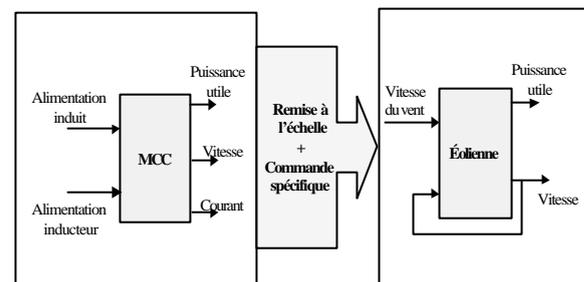


Figure 1 : Principe de la démarche de modélisation

L'éolienne est représentée par sa caractéristique de puissance (une cartographie donnant la puissance utile fournie par l'éolienne en fonction de sa vitesse ainsi que celle du vent).

La machine utilisée est un moteur à courant continu à excitation séparée dont la vitesse de rotation du moteur (Ω) est réglable par action, soit sur la tension d'induit (U_a), soit sur le flux inducteur (ϕ).

La méthode proposée consiste donc à reproduire la caractéristique de l'éolienne par celle d'un moteur à courant continu grâce à une commande spécifique et en adoptant une remise du niveau de puissance de l'éolienne (échelle 1) à celui du moteur (échelle réduite). Cela permet de réaliser différents travaux liés aux éoliennes, notamment du point de vue commande, sur une machine à courant continu fonctionnant à échelle de puissance réduite.

2.2 Modélisation et commande

La figure 2 ci-dessous présente le principe du modèle de simulation développé. Afin de reproduire la caractéristique de l'éolienne par celle d'un moteur à courant continu, ce dernier est piloté en couple. Le courant (I_a) de référence est élaboré à partir de la cartographie de l'éolienne après des remises aux

échelles de puissance et en s'appuyant sur les équations classiques qui régissent le fonctionnement d'un moteur à courant continu à excitation séparée [4]. Notons que dans notre cas les pertes fer sont négligées.

Le correcteur du courant induit est de type PI de la forme $C(p) = K_c \cdot \frac{1 + T_i \cdot p}{T_i \cdot p}$. La constante intégrale T_i

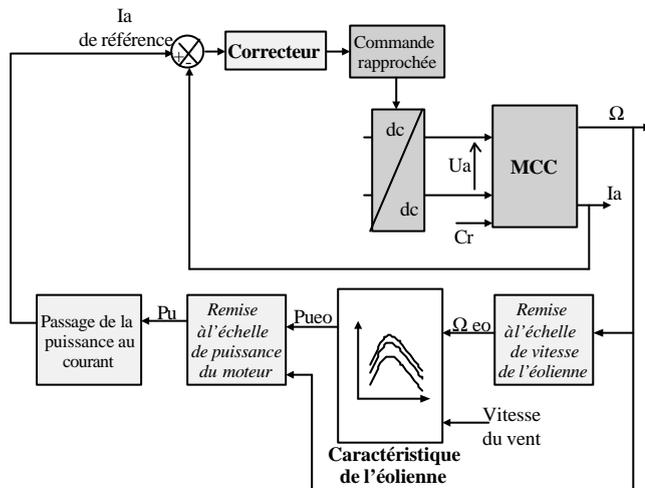


Figure 2 : Principe du modèle de simulation

est choisie pour compenser la constante du temps La/Ra . Tandis que le choix du gain Kc permet d'améliorer la rapidité du système non corrigé. La et Ra sont, respectivement, l'inductance totale et la résistance totale du circuit induit.

Le schéma Simulink réalisé pour simuler le fonctionnement de l'éolienne est présenté sur la figure 3. Notons la présence d'une cartographie donnant la constante de f.e.m (K) du moteur en fonction du courant d'excitation (I_e). Cette cartographie est obtenue suite à une démarche d'identification de la machine à courant continu utilisée.

Par ailleurs, une boucle de régulation de la vitesse par action sur le flux inducteur est rajoutée. Dans cette boucle, la f.e.m reconstituée est comparée à une valeur de référence E_c . Tant que la vitesse nominale du moteur n'est pas atteinte, E_c n'est pas atteinte et la sortie du correcteur de type PI lié à la boucle inducteur est saturée. Ainsi, la tension d'excitation est à sa valeur maximale donnant le plein courant d'excitation et donc le plein flux. On se retrouve donc dans le cas de la commande par action sur la tension induit. Cependant, lorsque le moteur atteint sa vitesse de rotation nominale, le correcteur lié à la boucle inducteur diminue la tension d'excitation afin de limiter la f.e.m à sa valeur de référence. De ce fait, le flux inducteur diminue et la vitesse de rotation augmente et dépasse sa valeur nominale.

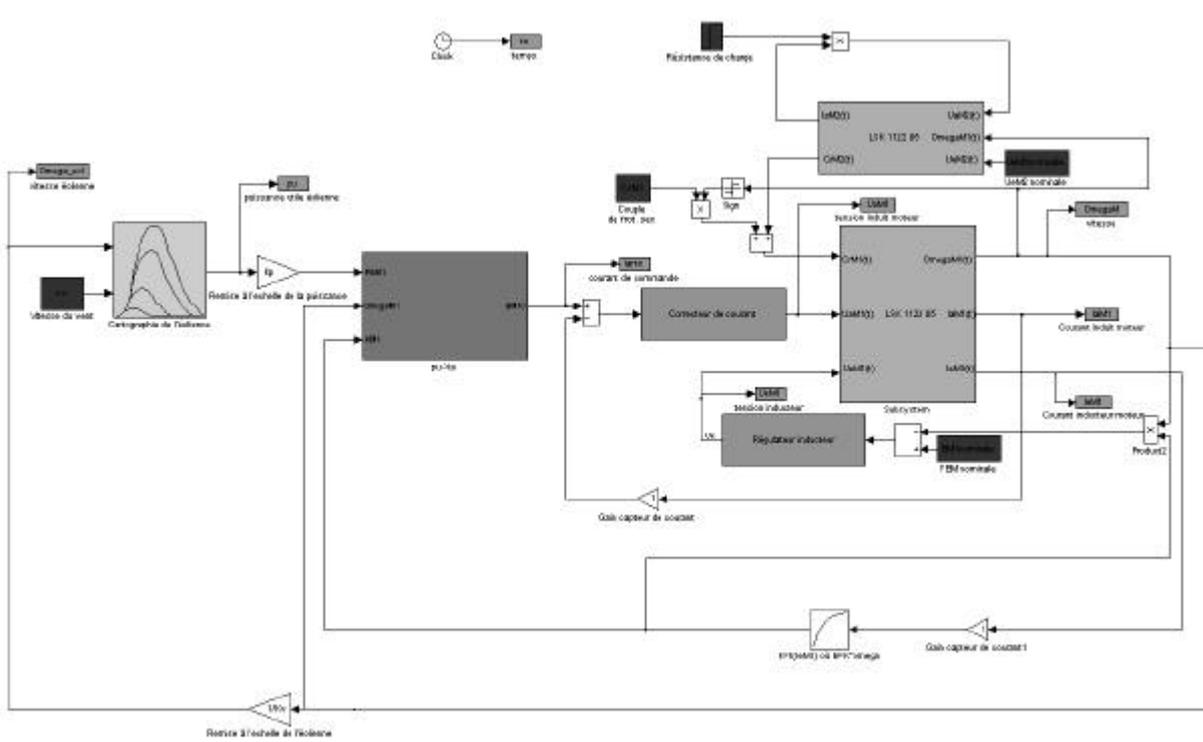


Figure 3 : Schéma Simulink du modèle de simulation

3. Résultats de simulation

Le modèle précédent a été utilisé pour simuler une éolienne définie par sa caractéristique (puissance, vitesse) pour quatre vitesses du vent 4 m/s, 6 m/s, 8 m/s et 9 m/s. Le moteur à courant continu utilisé est de type LSK 1122 de Leroy Somer [5]. Ce moteur est chargé par une génératrice de même type débitant dans une charge résistive.

La figure 4 montre l'évolution du point de fonctionnement de l'éolienne simulée par le moteur à courant continu pour une vitesse du vent de 9m/s et une charge résistive $R_{ch} = 10W$.

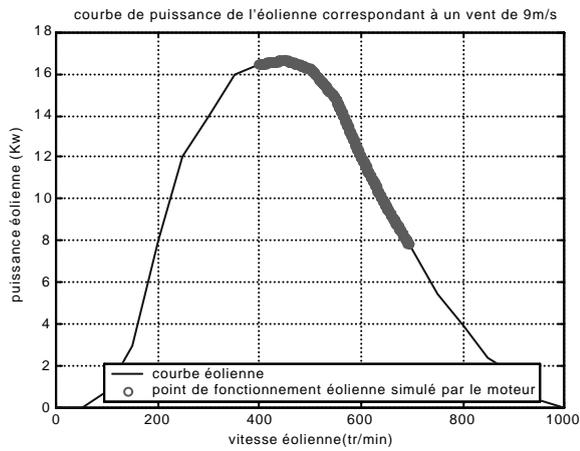


Figure 4 : Evolution d'un point de fonctionnement simulé par la machine à courant continu

On remarque que le moteur finit par se stabiliser sur un point de la courbe de puissance de l'éolienne après avoir parcouru cette courbe ce qui valide le principe de la commande réalisée et de la démarche proposée. La figure 5 montre le courant d'excitation et la f.e.m dans le cas de la simulation précédente.

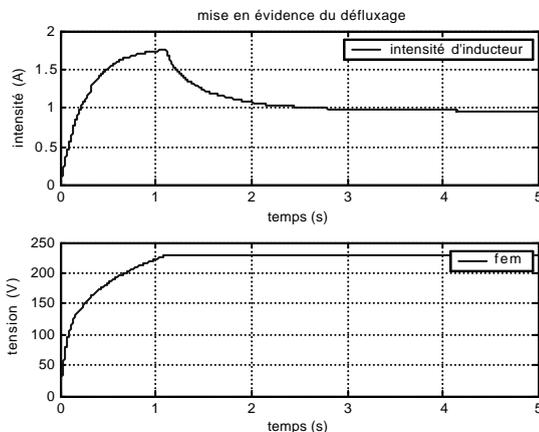


Figure 5 : Evolution du courant d'excitation et de la f.e.m lors de la simulation d'un point de fonctionnement

On constate qu'une fois la f.e.m de référence est atteinte (230V), le courant d'excitation diminue pour que le moteur simule un point de fonctionnement correspondant à une vitesse supérieure à la vitesse nominale.

Pour pouvoir simuler différents points de fonctionnement, une charge variable a été utilisée. La figure 6 présente les points de fonctionnement simulés par le moteur à courant continu pour différentes valeurs de la résistance de charge : 10 , 510 , 1010 et 1510 . La vitesse du vent est de 9 m/s.

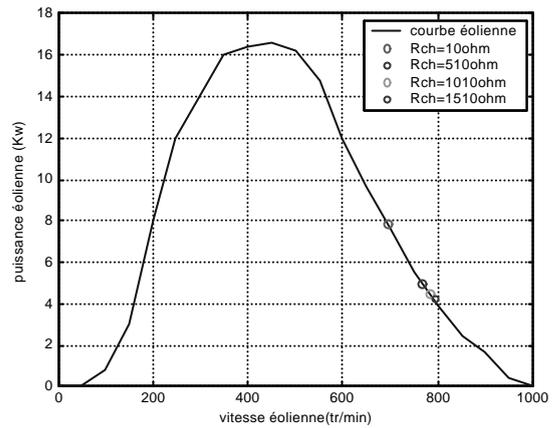


Figure 6 : Influence de la résistance de charge sur le point de fonctionnement simulé

Comme prévu, lorsque la résistance de charge augmente, la puissance demandée diminue et le point de fonctionnement se décale vers le bas de la caractéristique de puissance de l'éolienne.

4. Résultats expérimentaux

Afin de valider la démarche de modélisation proposée, un banc de mesure a été réalisé (figure 7). Il est constitué d'un banc de moteurs électriques, d'une pupitre d'alimentation, de deux hacheurs pour les alimentations induit et inducteur et des capteurs de courant et de vitesse. Pour ce qui de la partie « soft », le système de prototypage rapide de dSpace est utilisé [6]. Afin d'éviter une consigne de puissance nulle en sortie de la caractéristique de l'éolienne, on lance le fonctionnement en boucle ouverte et on passe en boucle fermée une fois que le moteur atteint une vitesse initiale lui permettant de s'accrocher sur un point de cette caractéristique.

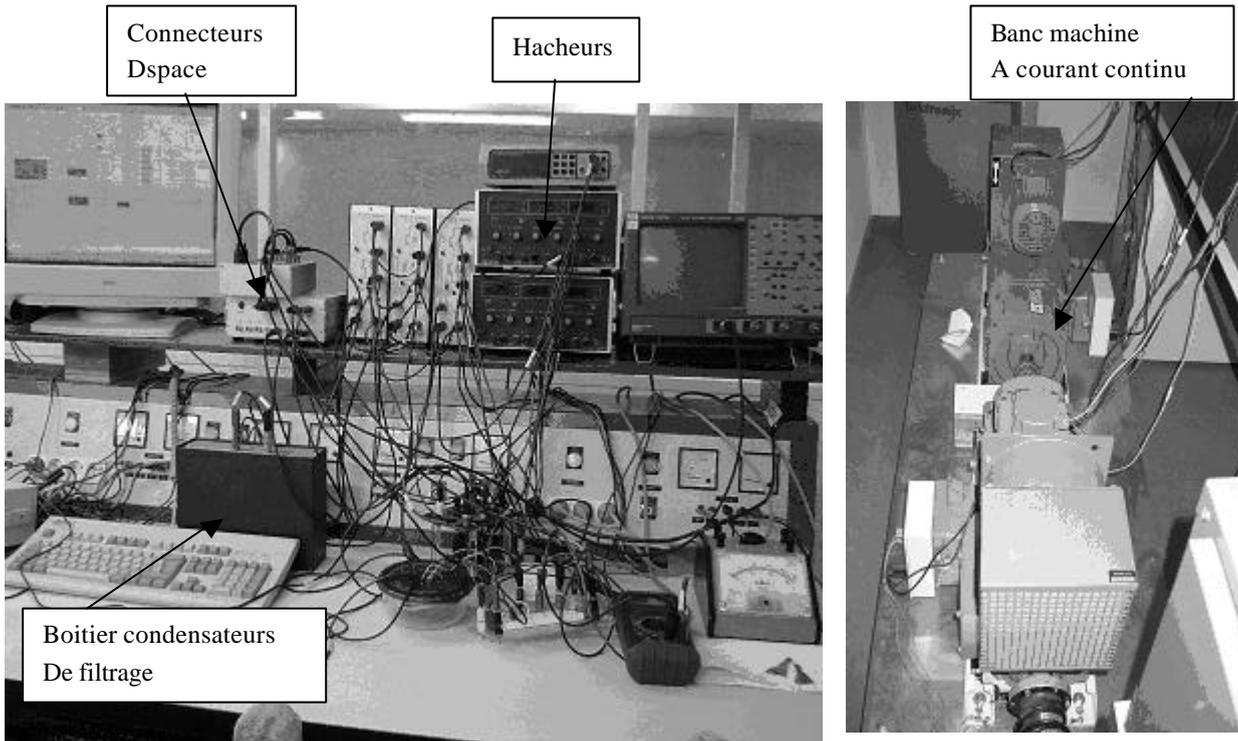


Figure 7 : Le banc de mesure réalisé

La figure 8. présente les résultats de mesure dans le cas d'une commande par action sur la tension d'alimentation de l'induit (à flux constant). Les conditions de mesure sont les suivantes :

- Vitesse du vent : 7 m/s
- Tension d'excitation : $U_e = 180$ V
- f.e.m de référence (consigne) : 60 V

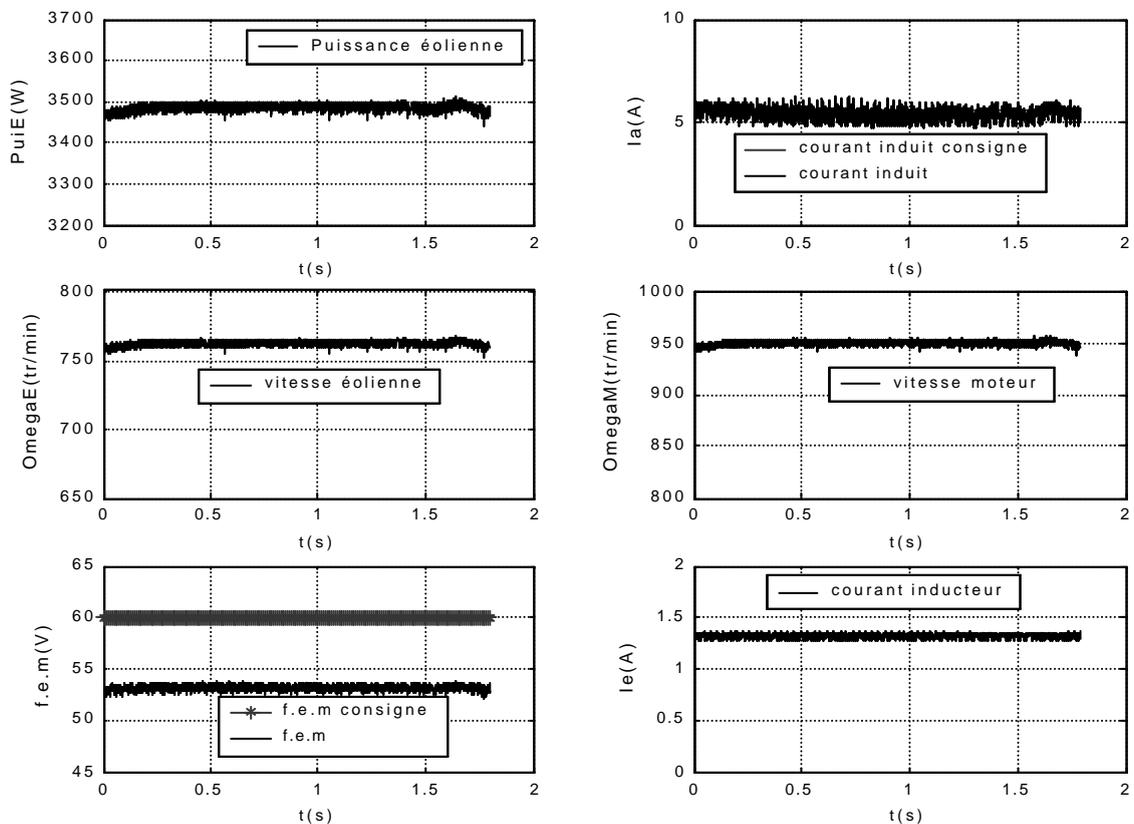


Figure 8. : Résultats de mesure sans défluxage

Le point de fonctionnement simulé dans ce cas est : (3.5 kW, 760 tr/min). On remarque que le courant induit suit sa référence. Par ailleurs, comme la vitesse de rotation du moteur est inférieure à la vitesse nominale, la f.e.m n'atteint pas sa consigne. Ainsi, le

fonctionnement est à flux constant. Un point de fonctionnement dans le cas de défluxage (figure 9) est simulé sous les conditions suivantes de mesure : vitesse du vent : 7 m/s, tension de l'induit : $U_a = 200V$ f.e.m de référence : 65 V.

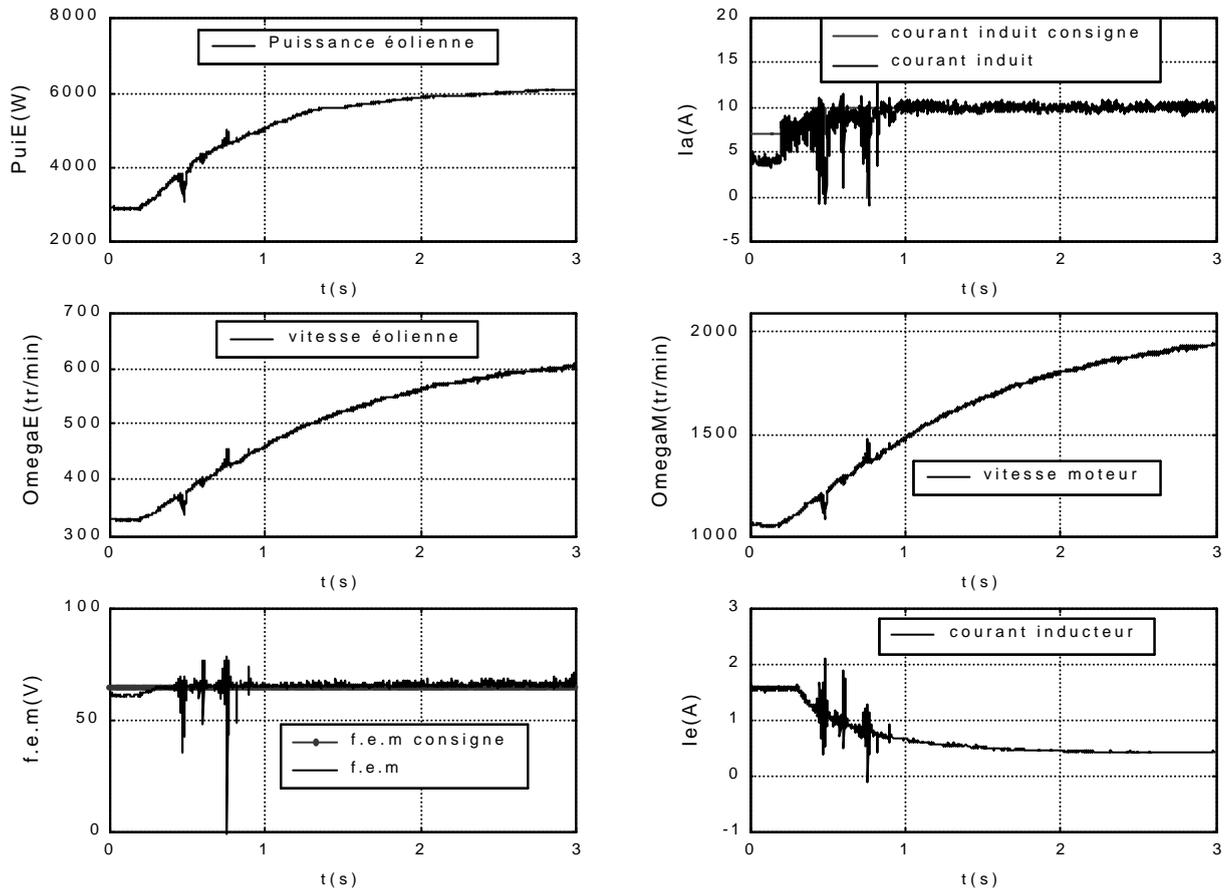


Figure 9 : Résultats de mesure avec défluxage

A 0.25 s, on passe de la boucle ouverte à la boucle fermée. A cet instant, le courant induit et la f.e.m rattrapent leur consigne. Le point de fonctionnement simulé par le moteur à courant continu dans ce cas est : (6 kW, 600 tr/min).

La figure 10 présente l'influence de la vitesse du vent sur le fonctionnement de l'éolienne et sur la commande élaborée. Dans ce cas, la vitesse du vent passe de 4 m/s à 7 m/s à l'instant 1,3 s. On remarque donc que le point de fonctionnement simulé par le moteur passe de (1 kW, 440 tr/min) à (6 kW, 600 tr/min).

5 Conclusion

Une démarche de modélisation et de commande d'une éolienne a été présentée dans ce papier. Elle consiste à simuler le fonctionnement d'une éolienne par celui d'une machine à courant continu. L'éolienne est représentée par une caractéristique liant sa puissance utile à sa vitesse de rotation et à la vitesse du vent. La machine à courant continu utilisée est à excitation séparée, ce qui a permis de modifier sa vitesse par action sur la tension d'alimentation induit et sur le flux inducteur. Ainsi, des points de fonctionnement de l'éolienne situés à des vitesses élevées ont été simulés. Les résultats de simulation et de mesures ont validé cette démarche. La méthode de modélisation proposée permet de poursuivre des études sur les éoliennes à une échelle de puissance réduite.

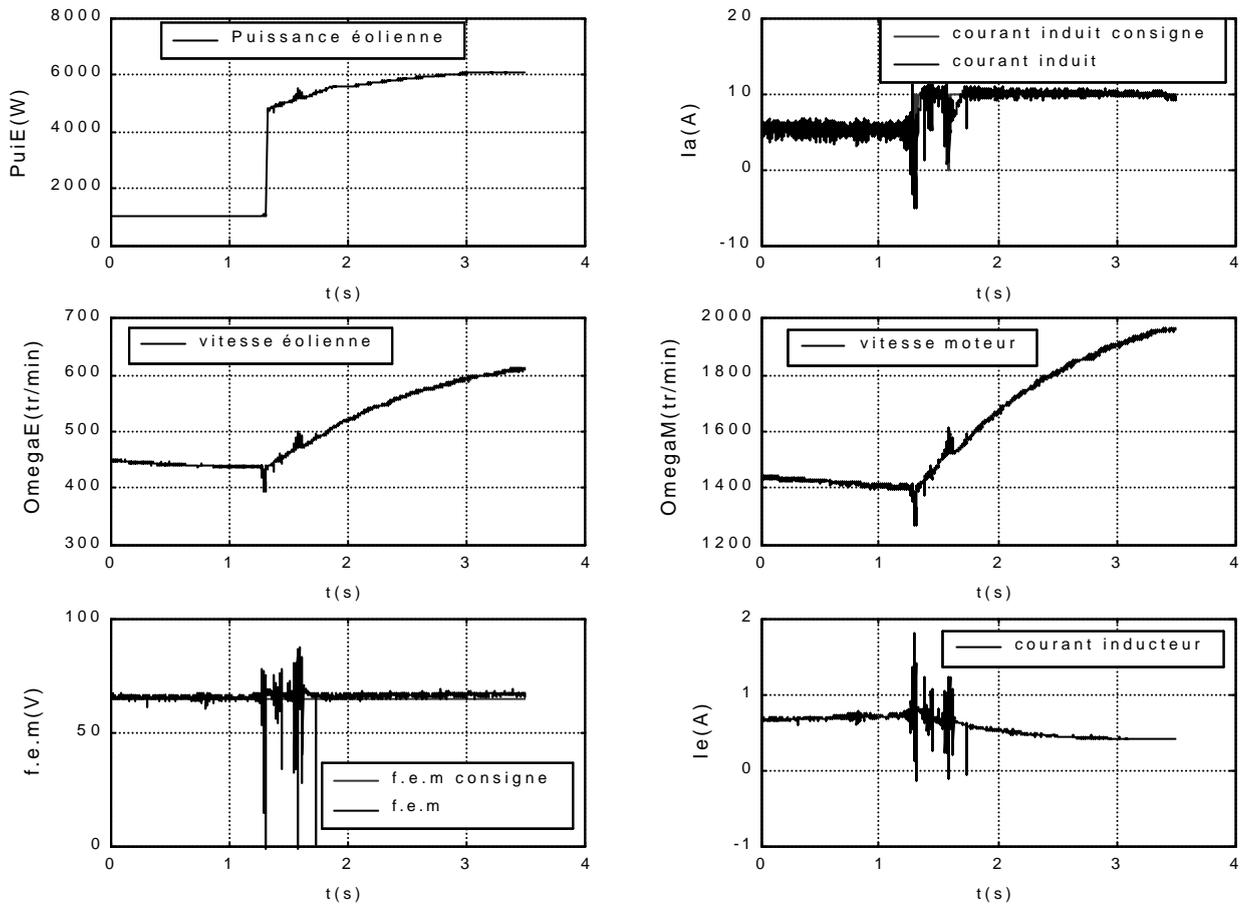


Figure 10 : Changement de la vitesse du vent de 4 m/s à 7 m/s

6 Références

- [1] E.S.Abdin, W.Xu « Control design and dynamic performances analysis of a wind turbine-induction generator unit », IEEE transaction on energy conversion, vol.15, no1, March 2000.
- [2] T.Thiringer, J.Linders « Control by variable rotor speed of a fixed pitch wind turbine operating in a wide speed rang », IEEE transaction on energy conversion, vol.8, no3, September 1993.

- [3] M.J.Simos, B.K.Bosse, R.J.Spiegel « Design and performance evaluation of a fuzzy-logic based variable speed wind generation system », IEEE transaction on industry applications, vol.33, no4, July-August 1997.
- [4] J.Bonal, G.Séguier « Entraînements électriques à vitesse variable », éditions Tec & doc, 1998.
- [5] Leroy Somer, catalogue technique « Moteurs à courant continu ».
- [6] dSpace solutions for control « www.dspace.de ».

Où capter l'énergie solaire ? Comparaison des concepts spatiaux et terrestres

Leopold SUMMERER, Franco ONGARO

Advanced Concepts Team, Agence Spatiale Européenne

Résumé : Pourquoi aller dans l'espace pour couvrir nos besoins énergétiques ? Le 21^e siècle nécessitera des sources d'énergie abondantes, accessibles et propres. L'option de capter l'énergie solaire dans l'espace compte parmi les options les plus intéressantes. Bien que techniquement possible, actuellement le coût de mise en orbite rend ces projets peu compétitifs. La comparaison avec des centrales solaires terrestres de taille équivalente permettait de déduire les coûts de lancement nécessaires pour les rendre compétitifs.

Mots clés : Énergie solaire, espace, transmission d'énergie sans fil, centrales solaires spatiales

1. Les Auteurs :

Leopold SUMMERER a obtenu son doctorat en physique de l'Institut Atomique de Vienne, Autriche (Université Technique) et un master en sciences spatiales de l'International Space University, Strasbourg. Il a ensuite effectué un post-doctorat au sein de l'Agence Spatiale Européenne ; il y est actuellement chargé de recherche (*advanced space power systems*) dans le Advanced Concepts Team.

Franco ONGARO a reçu son degré de Dr. Ingénieur en aéronautique et espace du Polytechnique de Milano. Il travaille à l'Agence Spatiale Européenne (ESA) depuis 1987. Il est depuis 1998 en charge du bureau d'études et concepts avancés.

2. Introduction

L'énergie solaire compte parmi les sources d'énergie les plus prometteuses pour couvrir nos besoins énergétiques en constante augmentation. Le rôle encore quasi négligeable de l'énergie solaire dans le système énergétique actuel est dû à plusieurs facteurs, exposés dans cet article. Ces inconvénients sont en partie liés au lieu de sa conversion : la surface de la Terre.

Cet article compare les avantages des centrales solaires spatiales (par ex. illumination permanente, pas d'effets liés aux latitudes, au climat ou aux intempéries) et leurs inconvénients (transport de masses énormes en orbite, pertes dans les conversions et la transmission de l'énergie sans fils) à ceux des grandes centrales solaires terrestres.

Les travaux présentés ont été menés par l'équipe des études avancées de l'Agence Spatiale Européenne (ESA) ainsi que par deux consortia industriels européens, chacun dirigé par un consultant indépendant en systèmes énergétiques.[8][9]

3. L'enjeu

Dans les 10 à 15 ans à venir, une portion importante des centrales énergétiques européennes seront définitivement mises hors service. Outre le remplacement de ces centrales, de nouvelles devront être construites pour couvrir nos besoins énergétiques en croissance constante. La consommation d'énergie électrique de l'Union Européenne est actuellement d'environ 2851 TWh par an (année 2000), correspondant à une puissance installée de 330 GWe pic en hiver et 280 GWe pic en été. Selon les estimations de l'Agence International de l'Énergie (AIE) et de la Commission Européenne la puissance installée sera d'environ 515 GWe pic en 2020, dont deux tiers seront produits dans des centrales à construire. Dans le cadre d'un scénario *business as usual*, 531 milliards d'euros d'investissement sont actuellement prévus à cette fin.[14][7]

Le système énergétique actuel en Europe date des choix stratégiques faits dans les années 1960 et 1970.

Au plan mondial, le marché énergétique le plus dynamique se situe dans les pays en voie de développement. La Chine, à elle seule, prévoit de doubler sa consommation d'énergie dans les 15 ans à venir.

De nouveaux besoins vont augmenter davantage la consommation mondiale. Ainsi, l'ONU prévoit une

aggravation importante de la pénurie d'eau potable due aux abaissements du niveau des nappes d'eau souterraines. En 2025, elle pronostique que deux tiers de la population mondiale seront touchés par une pénurie importante d'eau potable, nécessitant un recours à des moyens de traitement d'eau (par exemple : des centrales de désalinisation d'eau de mer) très coûteux en énergie. [5][21]

4. Dépendance et effets écologiques

Déjà à l'heure actuelle, l'Europe est le plus grand importateur d'énergies (tout type d'énergies confondu) et surtout d'hydrocarbures. La Commission Européenne prévoit une augmentation de cette dépendance (de 50% aujourd'hui) à 70% en 2030. Nous importerons alors 92% de nos besoins pétroliers et 81% de nos besoins en gaz.[7].

80% de notre énergie provient d'hydrocarbures non renouvelables, dont les réserves seraient suffisantes pour quelques décennies encore, mais leur utilisation implique des émissions de CO₂. Nous en émettons à l'heure actuelle 22 Gt (3,8 t par habitant par an), qui passeraient à 38 Gt en 2030 (soit une augmentation de 70 %). Tandis que l'émission des pays industrialisés est prévue de rester à un niveau élevé mais stable (OECD : 13 t/hab.), les émissions des pays en voie de développement vont fortement augmenter sans toutefois atteindre (de loin) le niveau moyen par habitant des pays OECD (la Chine doublera ses émissions par habitant de 2,2 à 4,4 t par an.)

5. La perspective historique

L'importance toute primordiale de la disponibilité d'énergie abondante et bon marché pour le développement des sociétés incite à placer la situation actuelle dans un contexte historique plus large pour en déduire les grandes lignes et les options à long terme.

Depuis la nuit des temps jusqu'au début des révolutions industrielles au milieu du 19^e siècle, toute notre énergie primaire provenait des sources entièrement renouvelables : de la biomasse, du vent et de l'eau. (Figure 1)

Au début de la révolution industrielle, autour de 1850, 80 % de nos besoins dérivait des sources renouvelables et environ 20 % du charbon. Les révolutions industrielles, basées sur la combustion du charbon, ont inversé cette relation. Après la 1^{ère} guerre mondiale, la combustion du charbon délivrait presque 80 % de nos besoins énergétiques.

L'avènement du transport individuel (avec les moteurs à combustion interne) et la découverte de

gisements de pétrole et gaz en quantités considérables ont totalement changé, en l'espace de quelques années, les données : ainsi le pourcentage du charbon a petit à petit diminué au profit du pétrole et du gaz, qui ont assuré le développement du 20^e siècle.

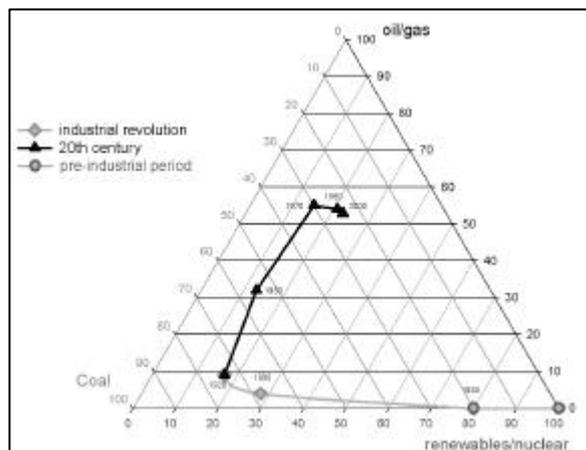


Figure 1: Triangle énergétique montrant l'évolution proportionnelle des sources d'énergie.

L'augmentation du pourcentage du pétrole et du gaz fut soudainement stoppée par les chocs pétroliers des années 70 d'environ 60%. Le nucléaire entrain en jeu dans la production d'électricité, alors que la part du charbon continuait à diminuer.

Le choc pétrolier a constitué l'évènement marquant qui a fait prendre conscience au monde occidental non seulement de sa dépendance stratégique face au pétrole mais aussi des autres options énergétiques en général. Il est alors peu étonnant que ce fût justement dans les années 70 que les alternatives aux hydrocarbures renaissent l'attention des chercheurs. En 1968, l'ingénieur américain d'origine austro-tchèque, Peter Glaser, propose pour la première fois des concepts techniques pour des centrales solaires spatiales.[2]. Depuis, le pourcentage de l'ensemble (pétrole et gaz) est resté stable, avec une légère poussée du nucléaire et dans une moindre mesure des sources renouvelables (surtout hydro-électrique) et une diminution continue du charbon.

Lors de l'analyse de cette évolution proportionnelle, il ne faut pas oublier l'augmentation forte de la demande énergétique globale. Ainsi, on assiste à une diminution *proportionnelle* du charbon depuis presque 90 ans tout en ayant augmenté constamment la quantité brûlée.

L'augmentation des besoins énergétiques globaux, en termes absolus, est impressionnante : elle suit le développement de la population mondiale mais elle est plus rapide. Alors que l'humanité (environ 3,3 milliards d'hommes) consommait 45000 TWh par an en 1965, les 6 milliards d'êtres humains consomment à

l'heure actuelle 106000 TWh ; cette augmentation de 80 % de la population mondiale correspond à une augmentation de 135% des besoins énergétiques.

6. Les tendances majeures

6.1. Vers des sources moins polluantes

En examinant le développement énergétique de plus près, on pourrait en déduire des cycles d'environ 50 à 70 ans. Dans cette logique, on assiste maintenant à la transition de la prédominance du pétrole à une augmentation massive de l'utilisation du gaz naturel comme source d'énergie.

Cette évolution s'inscrit dans une logique de transition vers des vecteurs d'énergie de moins en moins polluants en termes de CO₂ : du bois au charbon, du charbon au pétrole, et du pétrole au gaz naturel qui devrait être substitué par l'hydrogène. (ratios atomiques C:H : bois ~10:1, charbon ~2:1, pétrole ~1:2, gaz ~1:4). Ce phénomène est observable au niveau des prévisions pour les nouvelles centrales électriques: La majorité des centrales électriques actuellement en cours de construction ou en projet sont des centrales à gaz naturel, qui vont couvrir en 2030 environ 31% de nos besoins.

6.2. Séparation : sources et vecteurs énergétiques

La deuxième tendance incontestée est la séparation de vecteurs des sources énergétiques incarnée par l'augmentation sur proportionnelle des besoins électriques, qui vont, dans une optique minimale, doubler d'ici 2030 (de 15 000 TWh à plus que 31 000 TWh). L'introduction prévue de l'hydrogène comme deuxième vecteur d'énergie (qui n'est pas source d'énergie) va encore augmenter cette tendance.[22][35]

6.3. Vers des sources renouvelables et nucléaires

Au plan mondial environ 40 % de l'électricité actuelle provient des centrales au charbon. Le gaz, le nucléaire et l'hydro-électrique produisent chacun autour de 17%, le pétrole 8%, ce qui laisse moins de 2% aux sources renouvelables (non hydro-électrique).

Les prévisions de l'Agence Internationale pour l'Energie prédisent qu'en 2030, la majorité de l'électricité sera encore produite avec du charbon surtout dans les pays en voie de développement. Néanmoins, tous les analystes prévoient également le développement le plus rapide pour les sources d'énergie renouvelables, avec un doublement tous les 10 ans.

La visualisation de ces tendances dans le triangle énergétique de la Figure 1 conduirait à une évolution de cette ligne vers le coin « sources renouvelables et nucléaires », la seule région à pouvoir être qualifiée de durable.

6.4. Le rôle de l'espace

L'hydro-électrique est déjà largement utilisé et ne présente dans la plupart des pays développés qu'un potentiel d'accroissement mineur. Toutes les autres sources renouvelables ont l'inconvénient de présenter une faible densité d'énergie (W/m²). La biomasse représente un potentiel considérable d'une source neutre en charbon ; cependant avec seulement environ 0,6 W/m² la photosynthèse nécessiterait des surfaces considérables. L'énergie éolienne et solaire est d'une densité plus importante (15 We/m²) et en pleine expansion qui pourrait atteindre jusqu'à 15 % de la demande en énergie primaire d'ici 2020 en Europe.

Les centrales solaires spatiales ont le potentiel d'augmenter presque d'un ordre de grandeur la densité d'énergie solaire récupérée à la surface terrestre. Le flux solaire de 1 365 W/m² dans l'espace est environ huit fois supérieur à sa moyenne terrestre (sur le long terme) à cause des cycles jour-nuit, les nuages et l'absorption atmosphérique.

S'étant basée sur ces données fondamentales, l'Agence Spatiale Européenne a mené des études visant, pour la première fois, à comparer de façon objective et sur des bases techniques, les centrales solaires spatiales avec les concepts des centrales solaires terrestres à grande échelle.[10][1][34][38]

7. Le concept des centrales spatiales solaires

Les centrales solaires spatiales captent l'énergie solaire avec des larges panneaux photovoltaïques dans l'espace (différentes orbites possibles, dont l'orbite géostationnaire est la plus avantageuse pour les concepts actuels). De l'orbite, l'énergie est transmise sous forme de micro-onde vers une radiopile (« *rectenna* » en anglais) terrestre, qui est chargée de la re-conversion en électricité.



Figure 2: Vue d'artiste du European Sail Tower concept.

Différents concepts pour des centrales spatiales solaires ont été proposés depuis l'article initiateur de Peter Glaser dans la revue américaine « Science » en 1968.[2] La masse et la taille de ces différents concepts de centrales sont de quelques ordres de grandeur plus importants que tout ce qui a été mis en orbite les derniers 50 ans.[29]

La station spatiale internationale (ISS), l'objet le plus grand et le plus massif jamais lancé, aura une masse de 450 t, ses panneaux solaires produiront 100 kWe et elle couvrira l'équivalent d'un terrain de foot. Le *European sail tower concept* pour les centrales solaires spatiales prévoit une masse totale de 2140 t, dont 1600 t pour la seule antenne émettrice, et une longueur de 15 km avec une largeur de 300 m.[8] Composées de modules transportés de 9 t individuellement dans l'espace, les interventions humaines prévues dans les concepts des années 1970 sont désormais remplacées par la construction automatique et robotique en orbite.

Les dernières améliorations apportées par des chercheurs japonais réduisent les masses des éléments les plus lourds : l'antenne et la distribution d'énergie dans la centrale spatiale.[26][25] Cette réduction a été rendue possible par l'introduction de miroirs déployables (transmission d'énergie sous forme de lumière au lieu de câbles) et des antennes du type « sandwich » intégrant des couches photovoltaïques d'une côté et la génération de micro ondes par semi-conducteurs au lieu de magnétrons de l'autre côté.

Contrairement aux éléments spatiaux, les techniques terrestres de réception et de reconversion des micro-ondes en électricité n'ont guère changées depuis les expériences pionnières de Bill Brown des années 1960.[16] La

Figure 3 montre l'aspect schématique d'une radiopile. Deux fréquences sont retenues le plus fréquemment : 2.45 et 5.8 GHz à cause de leur attribution aux applications « ISM » (industrielles, scientifiques et médicales) et leur non-absorption par l'atmosphère terrestre. Des rendements de conversion micro-ondes -> électrique de plus de 80% ont été atteints, conduisant à des attentes concernant le rendement total de la transmission espace - réseau électrique terrestre de 50 à 60%. [5][29]

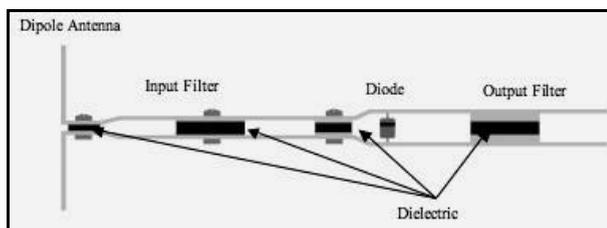


Figure 3: Aspect schématique d'une radiopile.

8. La comparaison avec les centrales solaires terrestres

Les centrales spatiales ont été comparées à des centrales solaires terrestres opérant à partir de conversions solaire-thermique et photovoltaïque. Plusieurs centrales de ce type existent déjà aux États-Unis et en Europe du sud et quelques autres (solaire-thermique) sont en cours de construction. [11][12]

Tout en tenant compte de leurs différents stades de maturité, cette comparaison se base sur les mêmes avancées technologiques.

Différents niveaux de puissance ont été comparés, de 0,5 GWe jusqu'à 500 GWe, le besoin intégral d'électricité en Europe en 2020. Les comparaisons ont fait la différence entre des centrales fournissant la puissance de base et celle des demandes de pointe. Les comparaisons se sont limitées à l'Europe continentale incluant l'Afrique du nord.

Les différentes options terrestres retenues sont : les centrales solaire-thermiques à base de collecteurs linéaires paraboliques (*parabolic trough concepts*), les centrales solaire-thermiques à base de tours solaires (*solar tower concepts*), ainsi que les unités photovoltaïques distribuées.

Les centrales terrestres nécessitent des systèmes importants de stockage d'énergie. La comparaison s'est basée sur deux systèmes : le stockage par hydrogène (production par piles à combustibles et stockage sous forme de gaz dans des sphères sous pression) et le stockage dans des bassins d'eau élevés (*pumped hydro storage*) lorsque la physionomie du terrain le permet. [33]

9. Les résultats de l'étude technico-économique

Le paramètre singulier le plus important pour la comparaison des coûts des deux concepts est le coût de lancement pour une mise en orbite basse (en €/kg). Contrairement aux prévisions, le coût de lancement en orbite n'a guère changé depuis les années 1960 (entre 10 000 et 20 000 €/kg, dépendant du lanceur). En plus de l'absence de développements technologiques majeurs dans le secteur des lanceurs, le manque d'un marché dynamique de lancement est un facteur de cette stagnation. La construction des centrales solaires spatiales nécessitant des lancements extrêmement fréquents, les études sont souvent basées sur une réduction du coût de lancement similaire à la réduction des coûts du transport aérien avec l'augmentation des vols.

Dans le cadre de cette comparaison, cette approche a été considérée trop aléatoire. Le coût de la mise en orbite a alors été traité comme paramètre libre avec le

coût des ergols (une fraction infime des coûts actuels) comme limite inférieure et le coût actuel comme limite supérieur. La réduction des coûts de la mise en orbite à été supposé de 20 %, avec chaque doublement des masses mise en orbite. La même *learning curve* a été pris comme base pour prévoir le coût futur des cellules photovoltaïques.

Les tableaux 1 et 2 montrent les résultats de cette comparaison en termes de coût électrique final de production d'électricité.

Avec les hypothèses prises, ils permettent de tirer quelques conclusions générales :

1. Sur une durée de vie de 30 ans, les concepts spatiaux et terrestres permettent de fournir de l'électricité à des coûts comparables.
2. L'option terrestre offre la possibilité d'une large décentralisation tandis que les stations de réceptions terrestres de centrales spatiales seraient d'une taille minimale de quelques GW.
3. Le choix du système de stockage a une grande influence sur le coût de l'électricité produit par les centrales terrestres destinées à fournir de l'électricité de base (*base load power supply*)
4. Les concepts spatiaux ne sont pas compétitifs pour des centrales de taille relativement petite, même avec la mise en orbite gratuite.
5. Plus les centrales sont grandes, plus l'option spatiale devient intéressante.

Taille des centrales GWe	Concept	Coût de l'électricité €/kWh	Coûts de lancement permis (€/kg)
0.5	terrestre espace	0.090 (0.059) 0.280 (0.280)	-
5	terrestre espace	0.082 (0.053) 0.044 (0.044)	750 (200)
10	terrestre espace	0.080 (0.051) 0.047 (0.046)	620 (90)
50	terrestre espace	0.076 (0.049) 0.035 (0.034)	770 (270)
100	terrestre espace	0.075 (0.047) 0.034 (0.033)	770 (250)
500	terrestre espace	0.076 (0.050) 0.039 (0.039)	670 (210)

Tableau 1 : Comparaison des coûts des concepts spatiaux - terrestres fournissant la puissance de base (avec stockage par hydrogène et par des bassins d'eau (entre parenthèses))

Taille des centrales GWe	Concept	Coût de l'électricité €/kWh	Coûts de lancement permis (€/kg)
0.5	terrestre espace	10.6 (10.2) 441	-
5	terrestre espace	7.6 (6.6) 36	-
10	terrestre espace	5.3 (4.0) 19	-
50	terrestre espace	1.09 (0.7) 0.871	155 (-)
100	terrestre espace	0.673 (0.48) 0.246 (0.245)	958 (540)
150	terrestre espace	0.532 (0.280) 0.131 (0.130)	1615 (605)

Tableau 2 : Comparaison des coûts des concepts spatiaux - terrestres fournissant de la puissance de pointe (avec stockage par hydrogène et par des bassins d'eau (entre parenthèses))

Références

- [1] L. Summerer, F. Ongaro, M. Vasile, and A. Gálvez. Prospects for space solar power work in Europe. *Acta Astronautica*, 53:571–575, 2003.
- [2] P. Glaser. Power from the Sun: Its Future. *Science* 162, 3856, 1968
- [3] Débat national sur les énergies. web, 2003. <http://www.debat-energie.gouv.fr> (acc. Sept 03).
- [4] T. Wirth, C. B. Gray, and J. Podesta. An energy strategy for the future. *Foreign Affairs*, 82(4):132–155, July/August 2003.
- [5] UNEP. Global Environment Outlook, Past Present and Future Perspectives, Earthscan Publications, London, 2002
- [6] Hoffert et al. Advanced technology path to global climate stability: Energy for a greenhouse planet. *Science*, 298:981ff, Nov. 2002.
- [7] Energy - Towards a European strategy for the security of energy supply. *Green Paper* ISBN 92-894-0319-5, European Commission, 2001.
- [8] V. Bladow et al. Earth and Space-based power generation systems – A comparison study. *SPS'04*, Granada, June 2004 (in press)
- [9] V. Quaschnig et al. Comparison of Solar Terrestrial and Space Power Generation for Europe. *SPS'04*, Granada, June 2004 (in press)
- [10] L. Summerer, F. Ongaro, and A. Gálvez. Solar Power from Space – Assessment of Potentials for Europe. *SPS'04*, Granada, June 2004 (in press)
- [11] R. Manuel, D. Martinez, and Z. Eduardo. Terrestrial Solar Thermal Power Plants On the Verge of Commercialization. *SPS'04*, Granada, June 2004 (in press)

¹ Coûts de mise en orbite permis pour être compétitif avec les coûts des scénarios terrestres.

- [12] F. Trieb, S. Kronshage. Concentrating on Solar Power in the Trans-Mediterranean Renewable Energy. *SPS'04*, Granada, June 2004 (in press)
- [13] W. Seboldt. Space and Earth based solar power for the growing energy needs of future generations. *Acta Astronautica*, (55) 389-399, 2004.
- [14] IEA/OECD. World Energy Outlook 2002. Technical report, International Energy Agency, 2002.
- [15] W. Seboldt, M. Klimke, M. Leipold, and N. Hanowski. European sail tower SPS concept. *Acta Astronautica*, 48(5-12):785-792, 2001.
- [16] R. Dickinson. Wireless power transmission technology state of the art the first Bill Brown lecture. *Acta Astronautica*. 53(4), 561-570(10), 2003
- [17] L. Summerer, M. Vasile, R. Biesbroek, F. Ongaro. Space and Ground Based Large Scale Solar Power Plants – A European Perspective; *IAC-03/R.1.09*, 2003
- [18] G. Czisch, S. Kronshage, and F. Trieb. Interkontinentale Stromverbände - Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung. In *AEWA Conference 2001, FVS Themen 2001*. AWEA conference 2001.
- [19] G. Glatzmaier, D. Blake, and S. Showalter. Assessment of methods for hydrogen production using concentrated solar energy. Technical Report NREL/TP-570-23629, (US) National Renewable Energy Laboratory, January 1998.
- [20] L. Summerer. Space and Terrestrial Solar Power Sources for Large-scale Hydrogen Production. *Hypothesis V*, Sardinia (I), p.233-258, 2003
- [21] P. Jagannathan, R. Gopalaswami. An India-Centred Global Mission for Seawater Desalination Using Energy from Space. *SPS'04*, Granada, June 2004 (in press)
- [22] T. Nejat Veziroglu and F. Barbis. Hydrogen energy technologies. Emerging Technology Series, UNIDO, Vienna (A), 1998.
- [23] J. Strickland. Advantages of geosynchronous solar power satellites for terrestrial base-load electrical supply compared to other renewable energy sources or Why civilisation needs solar power satellites. In P Glaser, F. Davidson, and K Csigi, editors, *Solar Power Satellites - A space energy system for Earth*. John Wiley & Sons, 1998.
- [24] J. Mankins, H. Feingold, M. Strancati, A. Friedlander, M. Jacobs, D. Cornstock, C. Christensen, G. Maryniak, and S. Rix. Space solar power - a fresh look at the feasibility of generating solar power in space for use on Earth. Technical Report SIAC-97/1005, NASA, SAIC, Futron Corp., April 1997.
- [25] N. Takeichi, O. Ueno, M. Oda. Solar Power Satellite System Configured by Formation Flying. *SPS'04*, Granada, June 2004 (in press)
- [26] N. Kaya. A new concept of SPS with a power generator/transmitter of a sandwich structure and a large solar collector. *Space Energy and Transportation*, 1(3):205, 1996.
- [27] L. Summerer, G. Pignolet. SPS European Views: Environment and Health, *URSI 2004*, Pisa (I), in press, 2004
- [28] L. Summerer, F. Ongaro, T. Pipoli. Space and Terrestrial Solar Power Sources for Large-scale Hydrogen Production – A Comparison, *HyForum 2004*, Beijing (Ch), Mai 2004
- [29] P. Glaser, F. Davidson, and K Csigi. Solar Power Satellites. *John Wiley & Sons*, 1998.
- [30] L. Metzroth. Renewables information 2003. IEA Statistics, *International Energy Agency*, Paris, 2003.
- [31] Le barometre du photovoltaïque 2002. *EurObserv'ER*, 154:41, April 2003.
- [32] S. Rahman. Green Power: What is it and where can we find it? *IEEE Power and Energy Magazine*, ISSN 1540-7977/03, January/February 2003.
- [33] V. Quaschnig and M. B. Muriel. Solar power - photovoltaics or solar thermal power plants? In *Proceeding VGB Congress*, Brussels, Oct. 2001.
- [34] K. Kato and K. Kurokawa. Verly Large Scale Photovoltaic Power Generation - VLS-PV. Technical report, *International Energy Agency*, Vienna, Austria, 2001.
- [35] J. Maddy, S. Cherryman, F.R. Hawkes, D.L. Hawkes, R.M. Dinsdale, A.J. Guwy, G.C. Premier, and S. Cole. Hydrogen 2003. ERDF report, University of Glamorgan, Pontypridd (UK), 2003.
- [36] A.I. Miller and R. B. Duffey. Sustainable and economic hydrogen co-generation from nuclear energy in competitive power markets. In *International Energy Workshop*, IIASA, Laxenburg, Austria, June 24-26 2003.
- [37] C.B. Christensen. The economics of space solar power. In *SPACE V*, Proceedings of Space 96 conference, pages 260-268. 1996.
- [38] ESA - Advanced Concepts Team. Advanced Power Systems. website. <http://www.esa.int/act> (acc. Sept.04).

Lire ou relire également l'article de Lucien DESCHAMPS, Secrétaire Général de *Prospective 2100*,
Transmission de l'énergie sans fil : état de l'art et perspectives d'applications, *La Revue 3EI* n°32, mars 2003

HELION ET LA PAC : des marchés de niche à l'application automobile

Marc BRACHOTTE

*Hélion, Domaine du Petit Arbois, Pavillon Jules Verne, BP 71,
13545 Aix-en Provence Cedex*

1. Introduction

Les acteurs industriels intervenant sur les piles à combustible de type PEM (Proton Exchange Membrane) veulent maintenant croire à la commercialisation prochaine de cette technologie. Les marchés envisagés sont gigantesques, mais les ruptures technologiques nécessaires à leur utilisation pour les marchés de masse restent à venir. Qu'il s'agisse de problèmes de coût, de durée de vie ou de disponibilité et d'acceptation de l'hydrogène comme combustible, les ruptures attendues ne se produiront pas sans un soutien financier important des industriels, associée à une prise de conscience collective des préoccupations énergétiques et leur corollaire : la gestion intelligente de l'énergie et le coût individuel d'une énergie propre.

2. L'évolution des besoins énergétiques

Les scénarii sur l'évolution à 10 ans de la demande énergétique convergent tous vers un accroissement de l'ordre de 25% de la consommation actuelle, et selon les hypothèses de croissance démographique et économique, de progrès technique, et de priorité accordée aux contraintes environnementales, d'un accroissement de 60 à 200% à l'échéance 2050 (Source IIASA - International Institut for Applied Sytem Analysis).

Quelles que soient les positions adoptées par les différents acteurs des combustibles fossiles, cette réserve est par nature limitée. "Selon les estimations, il reste 40 ans de réserve pour le pétrole et 56 ans pour le gaz, on appréhende mieux ainsi la notion de développement durable" a rappelé Jacques DERMAGNE, Président du Conseil économique et social le 6 février dernier lors du 34ème forum d'Iéna sur le thème "Quelles énergies pour un développement durable ?". Une telle limite risque de conduire à l'exploitation des combustibles fossiles non conventionnels, plus polluants, entraînant une augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

A cette limite physique, devrait donc s'ajouter à l'avenir la contrainte de la lutte contre l'effet de serre. Du simple point de vue économique, les énergies renouvelables ne devraient pas accéder à plus du tiers du marché des énergies primaires. Mais la prise de conscience des dangers liés aux changements climatiques pourrait permettre aux énergies renouvelables non émettrices de gaz à effet de serre de dépasser la pure logique économique. Il ne faut toutefois pas opposer ces sources d'énergie qui restent complémentaires.

Il faut noter qu'en France, le transport routier contribue pour près de la moitié de l'émission des gaz à effet de serre et représente plus du quart des besoins énergétiques (la moitié au niveau mondial). Il paraît clair que des actions doivent être menées afin de diminuer la dépendance aux hydrocarbures de ce secteur d'activité. L'hydrogène, nouveau vecteur énergétique et son corollaire la pile à combustible, constituent une des voies qui pourrait participer à cette réduction en privilégiant sa production par les méthodes ne produisant pas de gaz à effet de serre.

3. Le marché de la pile et les freins à lever

Le marché potentiel des piles à combustible est vaste et peut être estimé entre 10 et 15 Milliards d'euros à l'horizon de dix ans. Les applications stationnaires de type résidentiel, fourniture d'énergie primaire et groupe de secours représente plus de la moitié de ce marché. Les applications portables de type petit appareil électronique ne représentent quant à elles que 1%. Une incertitude importante pèse sur le transport dont les analyses attribuent la part entre 10 et 50%.

En tout état de cause, le succès des piles à combustible nécessite un certain nombre des ruptures technologiques au premier rang desquels on trouve le prix, la fiabilité et la disponibilité de l'hydrogène.

Les piles sont chères à l'heure actuelle. Le coût d'une pile de type PEM s'établit à environ 20000 €/kW pour des objectifs d'environ 1 000 euros/kW pour des applications stationnaires et 50 €/kW pour l'automobile. Sans émergence d'un marché de masse, le coût des piles ne diminuera pas significativement et sera incapable de s'approcher des objectifs fixés.

Les piles de type PEM en démonstration à ce jour n'ont pas la fiabilité ni la durée de vie qui leur permettent de prétendre à une industrialisation à court terme. Avec une durée de vie estimée d'environ 1 500 heures pour des objectifs de 40000 heures pour le stationnaire et 8000 heures pour l'automobile, la route est encore longue.

Quant à la disponibilité de l'hydrogène en tant que combustible, il reste un certain nombre de problèmes techniques à résoudre mais aussi réglementaires et d'acceptabilité par le public.

En ce début de siècle, il est donc difficile de se prononcer sur les applications qui émergeront avec l'avènement de la pile à combustible. Celle-ci doit encore franchir un certain nombre d'étapes de développement afin d'atteindre la maturité technologique qui lui permettra de pénétrer les marchés de masse grand public.

Malgré ces contraintes, la pile à combustible présente dès à présent un intérêt pour un grand nombre d'applications dans ce qu'il est convenu d'appeler des niches de marché.

4. Hélium et la PAC

Des cinq types de pile à combustible, Hélium a fait le choix de développer la PEM (Proton Exchange Membrane), seule susceptible avec la SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), compte tenu de leurs électrolytes solides, de s'intégrer dans un système embarqué. Ce choix s'explique également par la maturité atteinte par la PEM compte tenu des niches de marché sur lesquels Hélium se positionne, en développant sa propre technologie et attendant l'ouverture à moyen et long terme des marchés de masse.

Les actions de RetD menées par Hélium portent autant sur les composants élémentaires des EME que sur la conception du stack ou des auxiliaires de la pile. Elles ont pour objet de lever les verrous technologiques que rencontre aujourd'hui l'ensemble des acteurs industriels de la pile à combustible.

Ainsi, tout en participant au développement de la PEM, Hélium se positionne sur des niches de marché à forte valeur ajoutée, tels que l'énergie et la propulsion navale, mais aussi les groupes de secours industriels à haut niveau de disponibilité.

Les applications de type sites isolés ou cogénération domestique, font également l'objet d'études au sein d'Hélium, notamment via des programmes de développement menés en partenariat avec des industriels intégrateurs ou utilisateurs et des laboratoires de recherche.

Hélium se positionne donc comme :

- Concepteur et fabricant de système pile à combustible de type PEM à haute disponibilité, sûreté et fiabilité,
- Intégrateur de reformeur dans un système pile à combustible,
- Fournisseur de pile à combustible en tant que sous-système, en développant des produits adaptés à des cahiers des charges définis.

4.1. Énergie et Propulsion navale

L'objectif d'Hélium est de concevoir et réaliser un système de génération d'énergie anaérobie à base de pile à combustible, d'une puissance d'environ 300 kWe, apte à répondre aux besoins de l'industrie navale en développant et en maîtrisant une technologie entièrement française, ce qui est un impératif pour répondre à un marché majeur de la société : l'énergie propulsion des navires de la Défense Nationale, et au delà pour renforcer la place de la France sur le marché de la pile à combustible. Pour le besoin des applications en milieu confiné, notamment sous-marines, ces piles fonctionnent en mode Hydrogène/Oxygène.

Hélium dispose, depuis septembre 2002, d'un contrat national de la DGA (Délégation Générale pour l'Armement) portant sur l'étude de faisabilité et la validation du concept d'un module AIP/PAC (Air Independent Propulsion à base de Pile A Combustible) pour un futur sous-marin à l'exportation.

4.2. Groupes de secours industriels à haut niveau de disponibilité

Dans tous les pays industrialisés, la fourniture permanente d'électricité constitue une exigence de plus en plus stratégique du fait de l'augmentation de l'automatisation et de l'informatisation de nos sociétés mais aussi pour garantir la continuité de service, tant vis-à-vis de la sécurité des biens et des personnes que de la productivité.

Bien qu'il existe aujourd'hui des solutions techniques permettant d'assurer ces fonctions, la pile à combustible dispose d'un certain nombre d'atouts qui permettent d'envisager de nouvelles architectures électriques de secours tout en offrant un large spectre d'utilisation et des performances exceptionnelles en matière de disponibilité, de fiabilité et d'autonomie.

Héliion intervient dans ce domaine dans le cadre de deux projets :

HELPS, projet Européen du 5^{ème} PCRD, pour lequel Héliion a développé une pile de 5 kW qui constitue sa dernière génération de pile et qui a été mise en service en février 2003. Plus puissante, plus compacte, silencieuse (moins de 55 dBA) et avec un niveau de disponibilité et de sûreté supérieur, ce produit marque une nouvelle étape dans le développement de l'entreprise puisqu'il est à visée industrielle et préfigure l'équipement PAC d'un groupe de secours complet. La pile fonctionne de façon automatique en mode hydrogène/oxygène pour des températures ambiantes comprises entre 0 et + 45 °C.

La prise de charge nominale sur la pile est possible moins d'une minute après l'ordre de démarrage.

Elle est destinée à prendre place dans un système intégrant en amont un électrolyseur qui produira le combustible (H₂) et le comburant (O₂) nécessaires à son fonctionnement.

ASIPAC (Alimentation sans interruption à pile à combustible) soutenu par le réseau PACO (Réseau de Recherche et d'Innovation Technologique sur les Piles à combustible). Il s'agit d'une alimentation sans interruption (ASI) de type « on fine » dont la source d'énergie de secours principale est constituée d'une pile à combustible de type PEMFC équipée d'un stack (cœur de pile) de 20 kW. Ce projet vise à démontrer les intérêts technique et économique d'un nouveau type d'ASI statique à base de pile PEM.

Un tel système offre la possibilité d'envisager une décentralisation des systèmes de secours permettant ainsi une répartition adaptée des moyens de secours électrique au sein d'un réseau. La grande autonomie autorisée par ces systèmes ainsi que le silence et la propreté qui leur est inhérente concourt à cette aptitude à la décentralisation.

La qualification sera acquise par deux démonstrateurs à partir de fin 2005 :

- Un démonstrateur en fonctionnement dans un établissement de santé pour qualification sur une durée de 2 ans,

- Un démonstrateur en fonctionnement dans les ateliers d'Héliion pour anticiper toute défaillance et mener les actions préventives sur le démonstrateur installé en situation réelle.

4.3. Site isolé/cogénération résidentielle

En partenariat avec GDF, Héliion a présenté un projet dénommé REFOPEM qui a été labellisé fin 2002 par le réseau PACo. Ce développement, mené en collaboration avec l'IRMA pour la partie reformeur gaz naturel, consiste à concevoir un système de 3 kW adapté à une application de cogénération résidentielle en optimisant l'intégration des deux sous-systèmes que sont le reformeur et la pile.

4.4. Développement technologique

Dans le cadre d'un projet de développement technologique labellisé par le réseau PACo, Héliion en partenariat avec Renault et NGHY, vient de débiter les études d'un système APU de 5 kW alimenté par du combustible gazole désulfuré. Ce projet, d'une durée estimée de trois ans, verra la mise en service début 2005 d'un prototype intermédiaire fonctionnel. Il sera suivi un an après du prototype final.

5. Conclusion

La France a pris un certain retard dans la course au développement des piles à combustible. La prise de conscience gouvernementale en 1999 avec la création du réseau PACo a permis de ramener les investissements nationaux au niveau de notre voisin Allemand. Ces efforts, couplés à ceux engagés par l'Europe, les différents états et industriels européens, ne sont toutefois pas encore suffisants pour supplanter la suprématie du continent Américain. Les efforts gigantesques engagés par le continent Asiatique, notamment les constructeurs automobiles, devraient nous faire réfléchir. Modestement, Héliion participe à cette course, avec la volonté d'asseoir une technologie Française fiable et reconnue internationalement.

Étude de la conversion électromécanique à l'aide d'un contacteur

Sébastien FAUCHER, Philippe ENRICI, Philippe JANRY

Laboratoire d'Electrotechnique de Montpellier - Université Montpellier II

CC079, Place Eugène Bataillon, 34095 Montpellier cedex 5

faucher@univ-montp2.fr, enrici@inuv-montp2.fr, janry@univ-montp2.fr

Résumé : Nous avons mis en place une nouvelle approche pour initier les étudiants à l'électromagnétisme. Lors de deux séances de travaux pratiques, plusieurs points sont mis en jeu pour en favoriser l'apprentissage des principes fondamentaux. Les étudiants effectuent l'étude d'un relais électromagnétique, structure classée dans les machines à réluctance variable. Ils étudient conjointement le dispositif expérimental et les résultats de simulations donnés par un logiciel de calcul de champs. L'objectif de ces séances est d'appréhender la structure réelle du champ dans un circuit magnétique, de modéliser un circuit magnétique à réluctance variable et de comprendre l'importance de la variation d'inductance dans la conversion électromécanique.

I. Introduction

Dans le cadre de l'enseignement du DESS Fiabilité en Génie Electrique de l'Université Montpellier II, nous avons mis en place des travaux pratiques concernant l'étude d'un relais électromagnétique.

Les objectifs du TP sont, d'une part, de comprendre que la variation d'inductance liée à la déformation d'une structure est au cœur de la conversion électromécanique et, d'autre part, de comprendre la structure réelle du champ magnétique dans un circuit magnétique à entrefer.

Les compétences visées pour les étudiants sont :

- utiliser un logiciel de simulation numérique nécessitant l'élaboration d'un modèle ;
- acquérir et traiter des données expérimentales en relation avec une théorie scientifique ;
- utiliser un raisonnement fondé sur l'analyse physique, notamment en utilisant le principe de conservation de l'énergie.

Pour y parvenir, l'analyse complète d'un cas concret est menée. Cette étude de cas permet d'établir la loi d'évolution du couple en fonction de la position [$C=f(\theta)$] à partir des évolutions temporelles du courant absorbé et de la tension aux bornes du dispositif. Ceci, par définition, caractérise la conversion électromécanique.

Le matériel mis à la disposition des étudiants est un logiciel de simulation numérique pour le tracé des lignes de champ, un logiciel de traitement de données, un contacteur industriel et un oscilloscope à mémoire.

Ces travaux pratiques peuvent être abordés avec un public relativement large étant donné que les pré-requis nécessaires sont généraux : connaissances des lois de base de l'électricité, du principe de conservation de l'énergie et de l'utilisation d'un oscilloscope à mémoire interfacé à un ordinateur.

Cet enseignement pratique s'effectue sur deux séances de quatre heures : une séance dédiée à la simulation, et une séance dédiée à l'expérimentation et au traitement des données, en exploitant les principes macroscopiques de fonctionnement. Ceci permet ensuite de traiter la conversion électromécanique à l'aide d'un bilan énergétique.

II. Les circuits magnétiques à réluctance variable

II.1. Définition et choix de structure

Tout circuit magnétique excité par un courant, et dont une partie est mobile, peut constituer une machine.

Si la partie mobile se déplace en translation, on l'appelle armature et la machine est un transducteur magnétique. Si la partie mobile se déplace en rotation, on l'appelle le rotor et la machine est une machine tournante.

Si la partie mobile entraîne une variation d'entrefer dans la structure, on l'appelle alors machine à réluctance variable.

La machine à réluctance variable choisie est un relais électromagnétique (Figure 1 et Figure 2) car il s'agit d'une structure simple permettant d'aborder toutes les étapes de la conversion électromécanique. Le contacteur étudié est alimenté en tension continue.

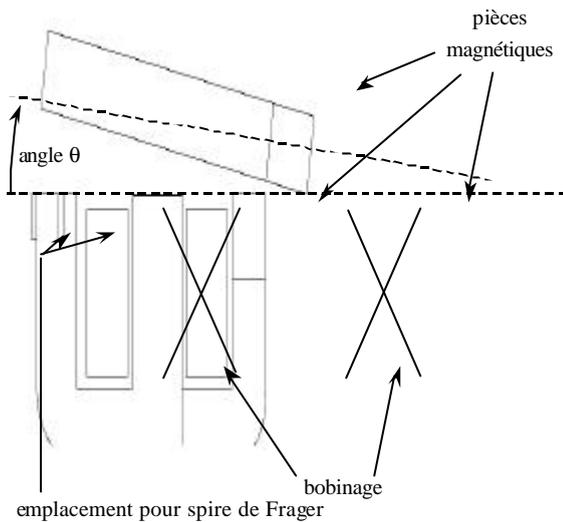


Figure 1 : Structure étudiée

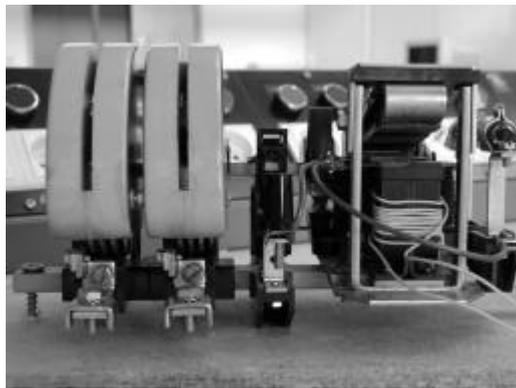


Figure 2 : Photographie du dispositif

II.2. Fonctionnement général [1]

Le contacteur reçoit de l'énergie sous forme électrique et fournit de l'énergie mécanique. Il possède également son propre réservoir d'énergie interne (sous forme magnétique) et est le siège de déperditions de chaleur, notamment dues à la résistance du bobinage (Figure 3).

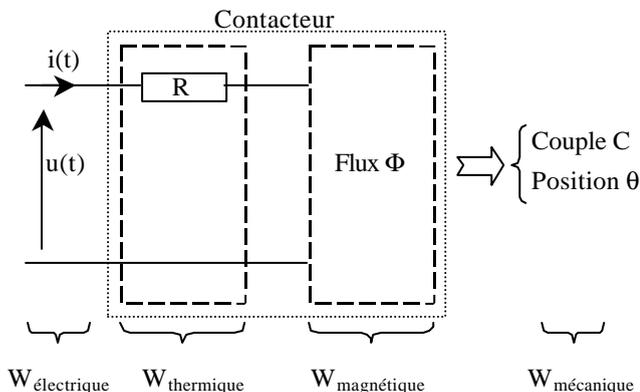


Figure 3 : Conversion d'énergie

L'analyse de la maille d'entrée donne :

$$u(t) = Ri(t) + \frac{d(L(\theta)i(t))}{dt} \quad (1)$$

où R est la résistance du bobinage et L l'inductance du contacteur pour la position angulaire θ de la culasse.

Lorsque la structure est en position ouverte, les lignes de champ passent par les pièces magnétiques et dans l'air qui correspond à la course d'ouverture du relais. Lorsque le relais est fermé, la longueur de parcours des lignes de champ dans l'air est beaucoup plus faible et le comportement magnétique du dispositif s'en trouve modifié. Il s'ensuit donc que l'inductance varie en fonction de la position angulaire de la culasse, celle-ci variant évidemment au cours du temps. De plus, étant données d'une part la forte valeur usuelle de cette inductance et d'autre part la faible inertie de la culasse, les constantes de temps électrique et mécanique sont du même ordre de grandeur.

Cette inductance est définie d'une part à l'aide de :

$$L(\theta) = \frac{N^2}{\mathfrak{R}(\theta)} \quad (2)$$

où N et \mathfrak{R} sont le nombre de spires du bobinage et la réluctance du circuit magnétique pour la position θ .

D'autre part, elle permet de lier le flux Φ circulant dans le matériau magnétique (jambe centrale de la structure) au courant absorbé :

$$\varphi(t) = N\Phi(t) = L(\theta)i(t) \quad (3)$$

où φ est le flux total embrassé par le bobinage.

La réponse en courant du relais va donc être liée à la variation de l'inductance (i.e. de réluctance) de la structure. Lorsque la structure est fermée, la relation (3) liant le flux au courant n'est pas linéaire et dépend de la courbe de première aimantation du fer car le circuit magnétique est saturé.

Avec les notations adoptées, la maille d'entrée permet ainsi d'écrire :

$$u(t) = Ri(t) + N \frac{d\Phi(t)}{dt} \quad (4)$$

II.3. Bilan énergétique

Le principe de la conservation de l'énergie s'écrit :

$$dW_{elec} = dW_{méca} + dW_{magn} + dW_{therm} \quad (5)$$

L'énergie électrique élémentaire vaut :

$$dW_{elec} = u.i.dt = Ni.d\Phi + Ri^2 dt \quad (6)$$

L'énergie mécanique s'écrit :

$$dW_{méca} = C.d\theta \quad (7)$$

Par identification, l'énergie magnétique est donnée par:

$$dW_{\text{magn}} = Ni.d\Phi - C.d\theta \quad (8)$$

L'énergie magnétique est donc une fonction de deux variables seulement car le flux et le courant sont liés par (3). L'expression de sa variation élémentaire peut donc s'écrire :

$$dW_{\text{magn}} = \left. \frac{\partial W_{\text{magn}}}{\partial \theta} \right|_{\Phi=C^{te}} d\theta + \left. \frac{\partial W_{\text{magn}}}{\partial \Phi} \right|_{\theta=C^{te}} d\Phi \quad (9)$$

Par identification, ces deux dernières relations permettent de trouver d'une part l'expression de l'énergie magnétique et d'autre part celle du couple s'exerçant sur la partie mobile du contacteur :

$$W_{\text{magn}}(t) = \int_0^{\Phi(t)} Ni(\Phi)d\Phi \Big|_{\theta=C^{te}} \quad (10)$$

$$C = - \left. \frac{\partial W_{\text{magn}}}{\partial \theta} \right|_{\Phi=C^{te}} \quad (11)$$

La Figure 4 illustre le calcul de l'énergie magnétique et permet de quantifier la variation d'énergie mécanique.

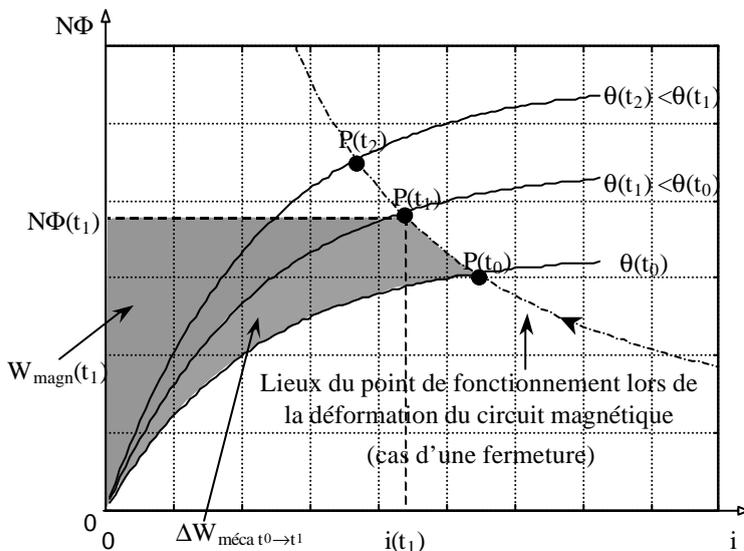


Figure 4 : Exemple de calcul de l'énergie magnétique

$P(t_0)$, $P(t_1)$ et $P(t_2)$ définissent le point de fonctionnement du système respectivement aux instants t_0 , t_1 et t_2 situés durant la phase de fermeture du contacteur, et pour lesquels l'angle θ vaut respectivement $\theta(t_0)$, $\theta(t_1)$ et $\theta(t_2)$ [$\theta(t_0) > \theta(t_1) > \theta(t_2)$ car il s'agit d'une phase de fermeture].

L'énergie magnétique à l'instant t_1 est alors donnée par l'aire hachurée Figure 4. Pour y accéder, il faut donc connaître d'une part la position du point de fonctionnement à cet instant-là $P(t_1)$ [ce point est accessible par la mesure en régime de fonctionnement nominal], et, d'autre part, il faut connaître le comportement de la structure pour l'angle $\theta = \theta(t_1)$. Ce dernier point nécessite une caractérisation du dispositif

lorsque la culasse est fixée. (Cette caractérisation n'est évidemment pas nécessaire si le système est hors saturation pour le point de fonctionnement donné, la relation $\Phi(i)$ étant alors linéaire).

Dans le cas d'un fonctionnement purement linéaire, les courbes $\Phi(i)$ ci-dessus sont toutes des droites. L'énergie magnétique et le couple instantanés s'écrivent alors :

$$W_{\text{magn}} = \frac{1}{2} L(\theta) i^2 \quad (12)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\partial L(\theta)}{\partial \theta} i^2 \quad (13)$$

III. Résultats de simulation

Le logiciel proposé est une version de démonstration du logiciel de calcul de champ par éléments finis Maxwell 2D développé par Ansoft Corporation [2].

Les étudiants disposent de la structure (dimensions, caractéristiques des matériaux, nombre de spires, ...), créent le maillage et utilisent le solveur du logiciel pour analyser les résultats. Les étudiants observent les lignes de champ (Figure 5) et l'intensité du champ magnétique (Figure 6). Ils déterminent, pour plusieurs positions angulaires de la culasse, le couple exercé sur les pièces magnétiques et également l'inductance de la structure, obtenue à partir de l'énergie magnétique stockée (Figure 13 et Figure 14).

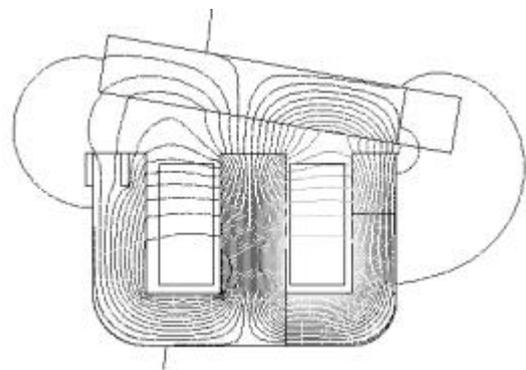


Figure 5 : Lignes de champ

Ils proposent ensuite une modélisation analytique du circuit magnétique à réluctance variable. Ce modèle est établi à l'aide des réluctances de chacune des parties du circuit magnétique. Elles sont calculées à partir des dimensions et caractéristiques de chacune des pièces de la structure, air y compris. A l'aide de ces réluctances et d'un équivalence électrique/magnétique, les étudiants établissent l'intensité théorique du champ magnétique dans chacune des parties du contacteur. Ceci leur permet de vérifier les résultats de simulations. Des conclusions sont alors tirées sur le parcours de lignes de champ : chemin de moindre réluctance, problèmes liés au foisonnement des lignes de champ dans l'air, ...

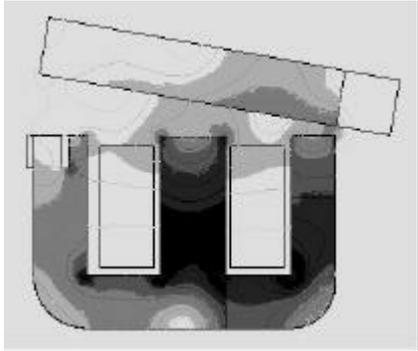


Figure 6 : Intensité du champ magnétique

L'étude par simulation permet de visualiser et de comprendre le fonctionnement de la structure. Cette première approche n'est pas complète et l'expérimentation permet aux étudiants d'aborder l'aspect dynamique.

IV. Résultats expérimentaux

Le relais utilisé est de type industriel. Ses caractéristiques sont :

- $0 < \theta < \theta_{\max} = 12^\circ$ (obtenu par mesure directe)
- $U_n = 110 \text{ V}$ (donné)
- $N = 2820$ spires (obtenu par mesure indirecte)
- $\mu_r = 2600$ (obtenu par mesure indirecte)
- $R = 157 \Omega$ (obtenu par mesure directe)

De plus, une mesure en régime sinusoïdal a permis de déterminer la valeur de l'inductance en circuit ouvert L_0 et fermé L_F dans le cas où le circuit magnétique est non saturé :

- $L_0 = 0,8 \text{ H}$ et $L_F = 16 \text{ H}$

Les étudiants étudient la réponse du système à un échelon de tension. Ils enregistrent les évolutions de la tension et du courant (Figure 7) dans un fichier à l'aide d'un oscilloscope numérique synchronisé sur le front de tension.

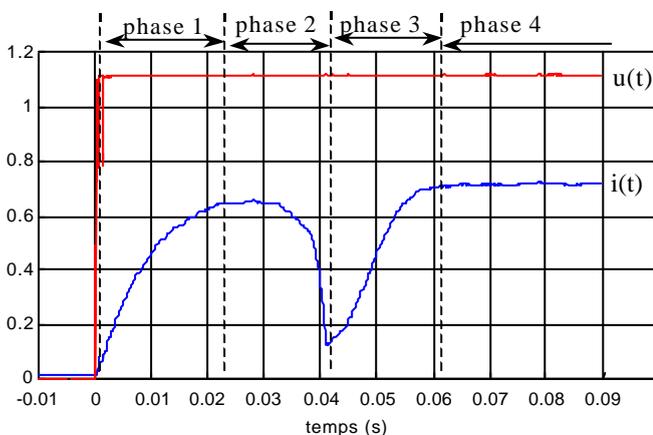


Figure 7 : Tension (10^2 V) et courant (A) mesurés

Quatre phases de fonctionnement distinctes peuvent alors être observées :

- *phase 1* : le contacteur est en position ouverte et le circuit magnétique est non saturé du fait de l'entrefer important. Le système s'identifie alors à un dipôle (R, L_0) . En réponse à l'échelon de tension, l'évolution du courant est du type premier ordre. Cette phase s'achève lorsque le flux et le courant sont suffisamment élevés pour que le couple appliqué à la partie mobile du contacteur soit supérieur au couple de rappel dû au ressort.
- *phase 2* : il s'agit de la phase de fermeture du relais. Elle correspond à une forte diminution de l'entrefer et donc à une augmentation importante de l'inductance du système. Le flux n'augmentant que légèrement durant cette phase, il s'ensuit une diminution importante du courant.
- *phase 3* : le contacteur est en position fermée et le circuit magnétique est en cours de saturation du fait de l'augmentation continue du flux. Le système s'identifie alors à un dipôle (R, L) dont l'inductance serait non-linéaire ($L=L_F$ en début de phase et $L=0$ en fin). En réponse à l'échelon de tension, l'évolution du courant n'est donc plus du type premier ordre mais s'en rapproche.
- *phase 4* : le circuit magnétique est saturé et le régime statique est atteint : le courant n'est plus limité que par la résistance série du système.

Ces relevés expérimentaux sont ensuite exploités pour l'étude globale du relais.

V. Etude de la conversion électromécanique

A l'aide d'une application logicielle développée sous Matlab-Simulink [3], les étudiants effectuent l'analyse de la conversion électromécanique à partir des mesures précédentes. Les relations théoriques sont ainsi appliquées afin d'exploiter les relevés expérimentaux.

Cette application logicielle est disponible sur le site <http://www.lesite3ei.com>. Son synoptique est donnée en annexe.

La première étape consiste à déterminer l'évolution du flux dans la structure. Usuellement, pour obtenir une image du flux, on dispose un bobinage auxiliaire sur le circuit magnétique dont la fém induite est intégrée à l'aide d'un circuit RC adapté. Ici, le flux est par contre déterminé directement à partir des données tension et courant par la relation :

$$\varphi(t) = \int [u(t) - Ri(t)] dt \quad (14)$$

Afin de valider cette approche, la Figure 8 représente les résultats obtenus par ces deux méthodes ainsi que le flux obtenu par intégration numérique directe de la fém.

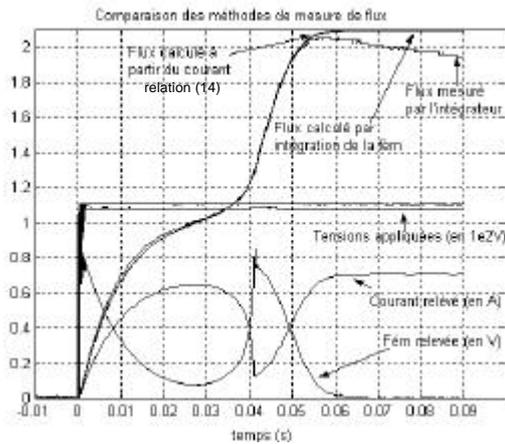


Figure 8 : Comparaison des méthodes de mesure du flux (exprimé en Wb)

Il apparaît d'une part que la méthode d'obtention du flux choisie est performante et d'autre part que l'image du flux obtenue à l'aide du circuit intégrateur RC n'est pas fiable en continu. Ceci est normal car la dynamique du système est alors plus lente que la fréquence de coupure du filtre. Au bilan, la méthode retenue permet à la fois de s'affranchir du bobinage auxiliaire et d'obtenir une valeur du flux valable en continu.

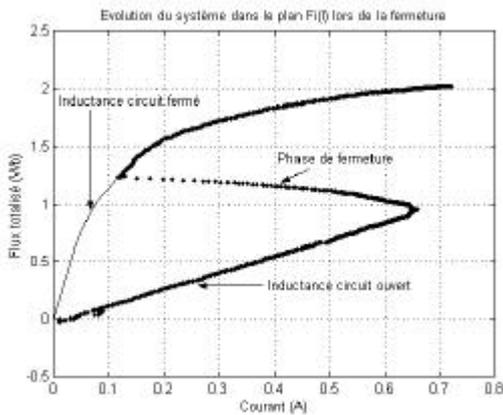


Figure 9 : Point de fonctionnement dans le plan (j,i) .

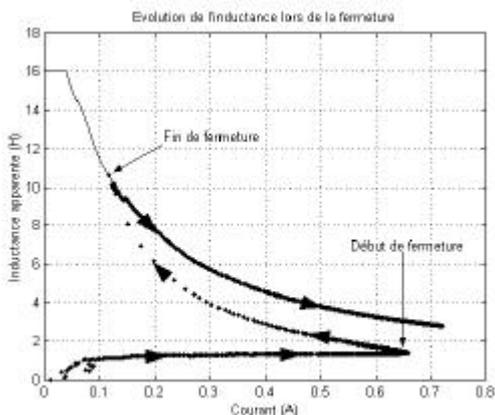


Figure 10 : Évolution de $L = fct(i)$.

A l'aide des oscillogrammes de courant, tension et flux, ils doivent en déduire, sur un cycle de fonctionnement, la variation du point de fonctionnement dans le plan $\Phi(i)$ ainsi que la variation de l'inductance du dispositif. Les résultats obtenus sont présentés Figure 9 et Figure 10. Les trois phases de fonctionnement du relais apparaissent clairement.

Ensuite, la conversion électromécanique est abordée à l'aide d'un bilan énergétique : mesure des énergies fournies par la source, stockées sous forme magnétique, et dissipées par effet Joule lors de la fermeture. Les étudiants en déduisent l'énergie mécanique reçue par le système durant la fermeture (Figure 11). L'énergie magnétique stockée est calculée en supposant le fonctionnement linéaire durant la phase de fermeture, ce qui est réaliste d'après la Figure 9.

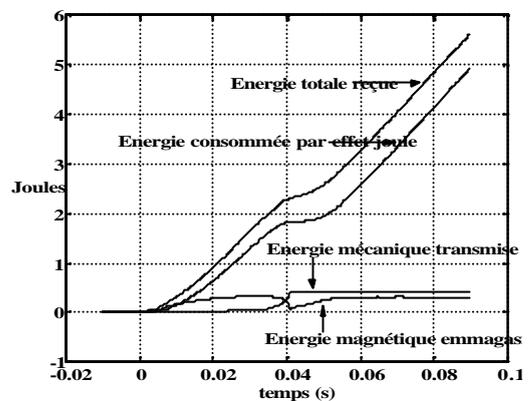


Figure 11 : Energies mises en jeu.

A partir de l'énergie mécanique, l'énergie potentielle du ressort de rappel et l'énergie cinétique de la culasse sont obtenues. Ceci permet finalement d'obtenir l'évolution temporelle de la position de la culasse (Figure 12), et met en évidence la rapidité de son déplacement qui se termine par un choc sur le circuit magnétique principal.

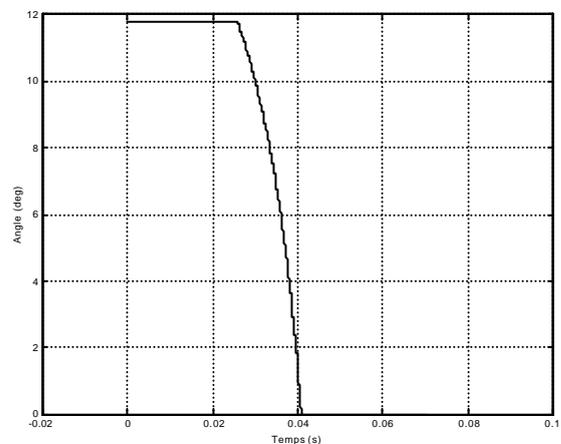


Figure 12 : Position de la culasse lors de la fermeture (angle maximum : ouvert ; angle nul : fermé).

Il reste à déterminer le couple expérimental appliqué à la culasse. Celui-ci est obtenu en discrétisant la relation (7) car l'énergie mécanique et le couple sont maintenant connus. L'évolution du couple en fonction de la position de la culasse est donnée Figure 13. Il est directement corrélé avec celui issu des simulations numériques

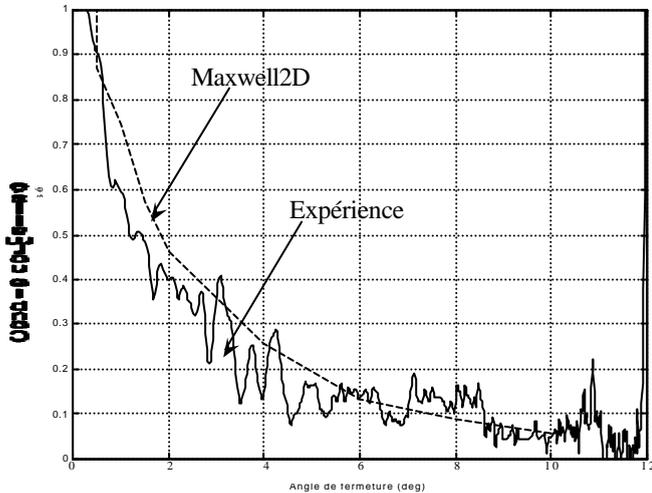


Figure 13 : Couple en fonction la position ; comparaison des résultats simulé et expérimental.

Bien que le couple soit obtenu à l'aide de grandeurs dynamiques globales par l'expérience et à l'aide de grandeurs locales en statique par les simulations numériques, on retrouve la même allure dans les deux cas. Le couple est évidemment d'autant plus grand que l'entrefer est faible.

L'évolution de l'inductance en fonction de la position de la culasse est également donnée Figure 14. Elle est, elle aussi, directement corrélée avec celle issue des simulations numériques.

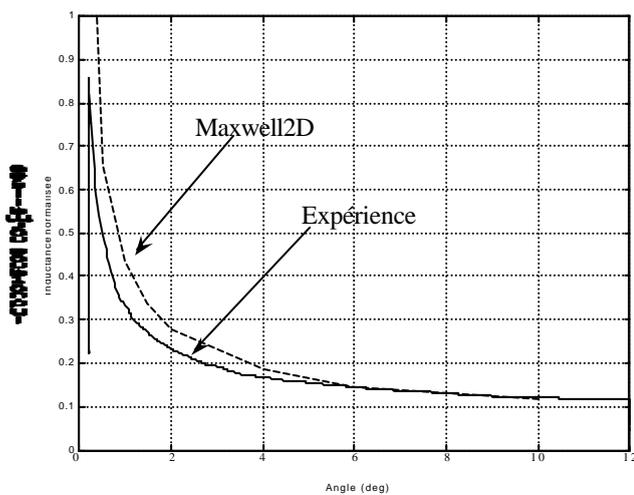


Figure 14 : Inductance en fonction la position ; comparaison des résultats simulé et expérimental.

La Figure 14 laisse apparaître une bonne cohérence entre les deux approches. On retrouve le profil classique de l'évolution de l'inductance d'un système à entrefer variable.

Ces deux dernières figures sont fondamentales car au cœur de la conversion électromécanique : toute structure déformable peut être caractérisée par la variation de son inductance en fonction de la position (Figure 13), et ce profil permet d'obtenir directement, d'après la relation (13), la valeur du couple mécanique appliqué à la structure (Figure 14).

Au bilan, l'application logicielle proposée permet d'obtenir les valeurs du couple et de la position de la culasse à partir des seules évolutions temporelles du courant et de la tension : la conversion électromécanique est caractérisée.

Conclusion

Nous avons mis en place grâce à ces séances d'enseignement une approche originale des machines à réluctance variable.

Les étudiants à l'aide de la simulation, de l'expérimentation et de l'analyse logicielle assimilent beaucoup plus facilement les phénomènes mis en jeu dans ces structures.

Les études de la variation d'inductance et du déplacement du point de fonctionnement dans le plan (ϕ, i) ainsi que l'étude énergétique et l'analyse de la conversion électromécanique permettent de conforter l'enseignement des machines à réluctances variables.

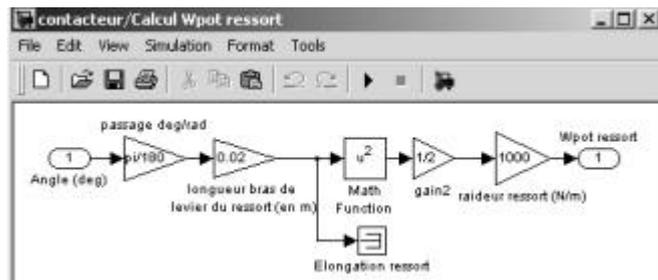
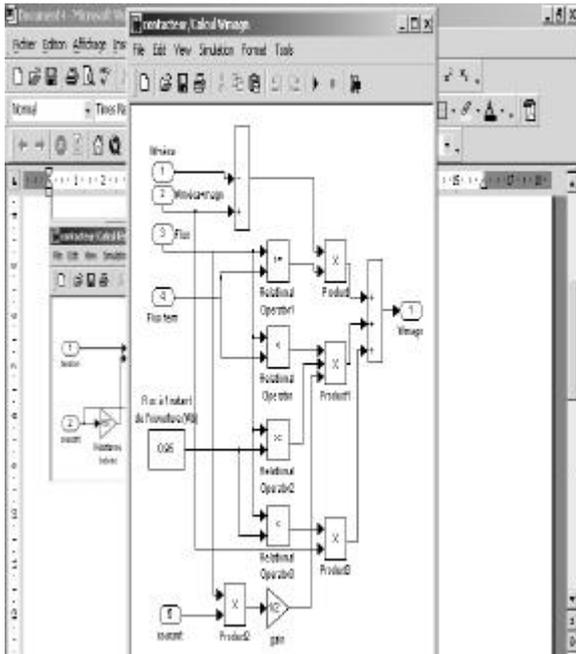
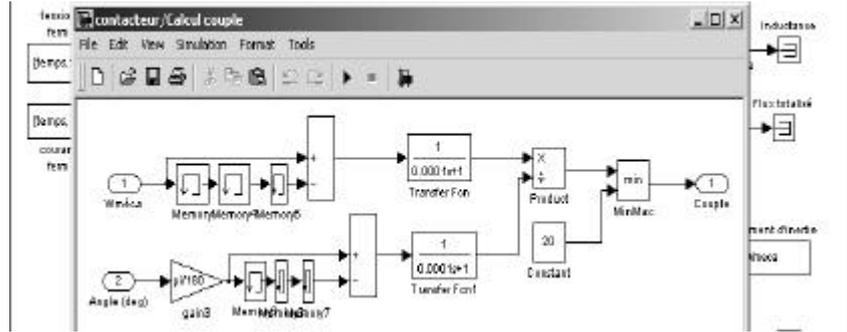
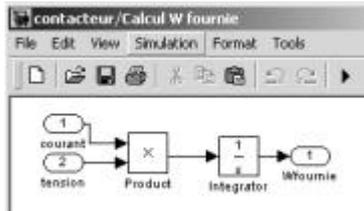
En outre, ces séances de travaux pratiques permettent d'utiliser des techniques d'analyse variées et efficaces : simulations par éléments finis et traitement numérique des données.

Bibliographie

[1] "Le contacteur électromagnétique" - L. Siffroi - Manuel technique Télémécanique.

[2] <http://www.ansoft.com>

[3] <http://www.mathworks.com>



La mise en place de cette application nécessite la connaissance :

- des vecteurs tension et courant, acquis à l'aide de l'oscilloscope à mémoire ;
- de la résistance du bobinage (157Ω) ;
- de la raideur du ressort de rappel (1000N/m), obtenue en mesurant l'élongation produite par une masse donnée ;
- de la longueur du bras de levier actionnant le ressort de rappel (2cm) ;
- de la valeur du flux total aux instants de début et de fin de fermeture, valeurs lues Figure 9 (respectivement 0.95Wb et 1.25Wb) ;
- de la valeur de l'angle maximum d'ouverture de la culasse (12°) ;
- du moment d'inertie de la culasse. Ce paramètre n'est pas accessible directement, mais peut-être obtenue en connaissant l'instant de fin du mouvement de la culasse (instant de fin de la phase 2, Figure 7 – $t_{\text{ferm}}=40.8\text{ms}$) et en faisant l'hypothèse que l'énergie potentielle du ressort de rappel est toujours faible devant l'énergie cinétique de la culasse (hypothèse vérifiée ultérieurement car $(W_{\text{pot}})_{\text{max}} \approx 2.5\% (W_{\text{cin}})_{\text{max}}$). Dans ces conditions, on montre que :

$$J = 2 \left(\frac{\int_0^{t_{\text{ferm}}} \sqrt{W_{\text{méca}}(t')} dt'}{\theta_{\text{max}}} \right)^2$$

Ce calcul est effectué de façon préalable par le bloc *contacteur/moment d'inertie* ($J=6.7 \cdot 10^{-4} \text{kg.m}^2$), et permet ensuite d'utiliser la totalité de l'interface Simulink.

Les essais de systèmes : lieu privilégié pour améliorer l'efficacité des étudiants de la Section de Techniciens Supérieurs en Electrotechnique

Au lycée Carnot d'ARRAS

J. F. LONGBIEN (GE), F. LEPLUS (PA), J. P. CITERNE (GE), P. DUPUIS (PA).

Jean-francois.longbien@ac-lille.fr ; [bifleplus@wanadoo.fr](mailto:bfleplus@wanadoo.fr) ; citernej@aol.com ; pat.dupuis62@wanadoo.fr

Les élèves que nous recevons en section de techniciens supérieurs (STS) Electrotechnique possèdent des connaissances et des savoir-faire très différents. Ils n'ont eu que peu d'occasions de les mettre en évidence dans leur scolarité antérieure.

La maîtrise insuffisante de l'expression orale (ou (et) écrite) et du calcul sont à l'origine de la difficulté de certains élèves.

En classe, deux attitudes s'ensuivent :

*- en cours, ils "démissionnent", se contentant de faire acte de présence ;
- en séances de travaux pratiques (TP) ou d'essais de systèmes, ils ne s'investissent pas et restent détachés du problème à résoudre, leur travail est alors superficiel, se réfugiant dans ce qu'ils savent faire et ne progressant plus, donnant l'impression de s'occuper pour passer le temps. Seule la première partie du sujet est réalisée, le compte rendu se résume à une collecte de résultats.*

En dehors de la classe, il leur faut alors beaucoup trop de temps pour faire leur travail personnel de consolidation des connaissances, ils ne peuvent plus faire face au rythme de travail.

Le travail intellectuel indispensable pour tirer profit des divers enseignements ne peut donc être fait.

Ensemble, professeurs de génie électrique (GE) et de physique appliquée (PA), avons profité des "essais de systèmes" pour mettre en oeuvre une pédagogie adaptée :

- pour re-motiver les élèves en difficulté ;*
- pour donner la possibilité aux autres d'aller "plus loin".*

I Nos choix pédagogiques :

L'objectif des essais de systèmes est de permettre aux élèves d'acquérir des méthodes de travail efficaces (savoir-faire) tout en consolidant les connaissances (savoir). Pour y parvenir, nous avons ciblé les domaines d'étude et mis l'accent sur le comportement des élèves (savoir être) au cours de la séance. (Voir annexe 1).

II Quatre directions ont été retenues

Les essais de systèmes permettent une souplesse que n'ont pas forcément les autres enseignements (bridés par les exigences de l'examen). Nous avons mis à profit cette latitude pour privilégier quatre directions:

- l'entraînement à l'oral
- l'entraînement à la compréhension des sujets
- l'entraînement à la capitalisation des savoirs
- l'entraînement à l'amélioration de ses performances.

(Voir l'annexe 2 pour les modalités de fonctionnement).

- entraînement à l'ORAL: l'élève s'entraîne à parler devant un auditoire, il fait donc l'effort de bien choisir ses mots et de s'exprimer correctement .

c'est « le parler pour les autres ».

- entraînement à la compréhension des SUJETS: l'élève parle aux autres membres de son groupe. Il se familiarise avec les termes techniques à utiliser et mémorise plus facilement le protocole et l'intérêt de la mesure.

c'est « le parler pour soi ».

Par cet exercice, on souhaite qu'il modifie son comportement et appréhende plus facilement des sujets qui seront mieux compris. Par la rédaction de son compte rendu, l'élève donne du sens à son activité et trouve les mots qu'il faut pour l'expliquer :

c'est « l'écrit pour soi ».

- entraînement à la capitalisation des savoirs: l'élève doit donc, pendant l'essai de système, donner du sens à son activité et mémoriser ce qu'il fait afin de pouvoir répondre la semaine suivante au questionnaire.

c'est « l'écrit pour les autres ».

- entraînement à l'amélioration de leurs performances: nos élèves doivent donc travailler ce qu'ils ne savent pas (ou ce qu'ils n'aiment pas) faire et qui est pourtant nécessaire pour l'examen.

III L'organisation :

Depuis 15 ans, conformément aux recommandations du référentiel, tous les élèves de la classe font les essais de systèmes dans un laboratoire avec un professeur de génie électrique et un professeur de physique appliquée. (voir annexe 3 pour les modalités).

IV Ce que nous faisons (professeurs de GE et de PA) pendant les essais de systèmes

En début de séance, nous :

- présentons le système, le matériel et les conditions de travail de chaque poste de travail;*

- écoutons** les élèves présenter les objectifs et la répartition du travail qu'ils ont choisis;
avant de commencer une manipulation,
- écoutons** les élèves présenter leur essai;
- aidons** les élèves à s'exprimer correctement;
- aidons** les élèves à manipuler si nécessaire;
- aidons** les élèves à rédiger les comptes rendus si nécessaire;
- repérons** les commentaires d'évaluation.

V L'évaluation

- Chaque essai de système est noté.
- L'essentiel du barème est consacré au comportement de l'élève au cours de la séance permettant une évaluation formative. Le compte rendu est corrigé et les commentaires d'évaluation sont recopiés sur le cahier.
- Chaque interrogation écrite est notée.

En fin de rotation, un contrôle (partie écrite et partie pratique) permet une évaluation sommative.

VI Bilan – Conclusions

« LES ESSAIS DE SYSTEMES :

lieu privilégié pour améliorer l'efficacité des étudiants de STS électrotechnique ».

Aucun élève ne se dérobe complètement à ces exercices.

De l'avis des élèves:

- il est très difficile de parler devant la classe mais on se sent mieux quand on l'a fait ;
- l'ambiance de la classe est très vite bonne, on se parle plus et on a moins de complexes ;
- il est très difficile d'utiliser des termes techniques dans l'entretien avec un professeur mais on progresse vite;
- présenter l'essai que l'on va faire est difficile, mais quand on arrive à le faire, alors il est compris et assimilé ;
- se rappeler l'essai de système de la semaine précédente est difficile, mais on prend vite l'habitude ;
- avoir un commentaire écrit du travail de la semaine précédente oblige à faire un effort pour s'améliorer.

De l'avis des collègues:

- la mise au travail commence très vite en début de séance;
- les élèves prennent confiance en eux ;
- ils sont beaucoup moins inhibés (spectaculaire pour certains);
- ils n'hésitent plus à questionner;
- ils écoutent mieux les questions posées donc y répondent mieux;
- les sujets sont mieux compris et les comptes rendus sont plus intéressants;
- le jour du BTS, ils sont plus à l'aise et ne sont plus hors sujet.

REMARQUES:

Lors de ces séances d'essais de systèmes, nous cherchons toujours à "*positiver*" ce que l'élève vient de faire, car cela nécessite généralement un gros effort de sa part.

Après les épreuves écrites du BTS, les élèves qui le souhaitent (et ils sont nombreux, motivés par l'échéance toute proche) ont la possibilité de présenter, à l'un de leurs professeurs GE ou PA, leur thème dans les conditions de l'examen pendant 35 minutes, seuls. La préparation est faite hors du cadre scolaire.

La présentation est souvent de bonne qualité, bien planifiée ; les élèves ont bien compris l'objectif de cet oral et ont appris à donner du sens aux mots qu'ils utilisent.

En conclusion, nous vous présentons les raisons pour lesquelles il nous paraît important que les séances d'essais de systèmes soient menées par les deux professeurs (GE & PA), dans un même lieu et en même temps :

- ❑ Ceci permet d'apporter **simultanément** des points de vues différents sur un même problème.
- ❑ Les élèves se font une vue d'ensemble d'un système et situent mieux ce que peuvent leur apporter le professeur de génie électrique d'une part (comment l'utilise-t-on?) et le professeur de physique appliquée d'autre part (comment fonctionne-t-il?).
- ❑ Ils se rendent compte enfin qu'ils parlent d'un même système, mais de façon différente.
- ❑ Voyant l'équipe pédagogique "fonctionner" , les élèves voient plus de cohérence dans leur formation et se rendent compte qu'un même « objet » peut être abordé sous 2 points de vue différents.
- ❑ Ceci permet également:
 - d'apporter un oeil critique sur tous les sujets et de faire progresser l'organisation, les concepts visés, les sujets et le matériel didactisé ;
 - d'utiliser des modèles communs en séances de Technologie-Schéma-Fabrication (TSF) et en physique appliquée (PA);
 - d'améliorer la complémentarité de l'enseignement de la TSF et de la PA.

Ainsi, nos systèmes et nos sujets sont en constante évolution. Nous réfléchissons actuellement pour utiliser au mieux nos ressources informatiques (nous disposons maintenant d'un réseau efficace) afin d'améliorer l'organisation des essais de système :

- diminuer les sujets "papier";
- offrir une aide en ligne pour certains sujets (ressources et conseils);
- améliorer la collecte et l'exploitation des essais et des mesures par les élèves.

ANNEXE 1:

A. LE SAVOIR : limité aux fondamentaux dans les domaines suivants:

- la distribution HT / BT ;
- les automatismes programmés ;
- la variation de vitesse des moteurs à courant continu ;
- la variation de vitesse des moteurs asynchrones.

B. LE SAVOIR FAIRE : Chaque sujet est bâti autour d'un savoir faire.

- analyser un système:
 - à quoi sert-il ?
 - comment est-il organisé ?
 - comment le représente-t-on ?
 - comment fonctionne-t-il ?
 - comment le modélise-t-on ?
 - comment l'utilise-t-on ?
 - comment en parle-t-on ?
 - comment rédige-t-on un compte rendu d'essai ?
- concevoir:
 - comment s'organise-t-on ?
 - comment fait-on les plans ?
- installer, mettre en service, régler un équipement:
 - quelles sont les règles à respecter ?
 - comment s'organise-t-on ?
 - comment rédige-t-on un compte rendu ?
- dépanner:
 - quelles sont les règles à respecter ?
 - comment s'organise-t-on ?
 - comment rédige-t-on un compte rendu ?

C. LE SAVOIR ETRE:

Lors du déroulement de la séance, l'accent est mis sur le comportement des élèves afin de les rendre actifs et efficaces. On leur demande en particulier de :

- Parler.
- Conceptualiser.
- Mémoriser.

ANNEXE 2 :

- ENTRAINEMENT A L'ORAL
 - Chaque élève doit présenter un sujet devant toute la classe au moins quatre fois (deux fois en 1^{ère} année, deux fois en 2^{ème} année);
 - les élèves savent qu'ils ont le droit à l'erreur, *MAIS ILS DOIVENT PROGRESSER*;
 - chaque élève sait qu'il aura plusieurs interventions orales à soutenir devant la classe, ce qui rend l'analyse critique des autres plus constructive ;
 - une feuille d'évaluation complétée est remise à chaque élève à l'issue de l'intervention ; il reste alors une trace écrite des conseils des professeurs après l'exposé permettant la remédiation.

En première année de TS

En début d'année scolaire sensibilisation et première tentative :

- présentation de thèmes divers de l'électrotechnique ; (un thème par trinôme);
- distribution des sujets et dossiers 15 jours avant, préparation à la maison : recherche de documentations et mise en forme, préparations obligatoires de supports didactiques (transparents ou PAO);
- les premières séances d'essais de système permettent aux élèves d'améliorer leur préparation grâce aux conseils des professeurs puis une séance de restitution a lieu: 45 min par trinôme, les élèves auditeurs disposent d'une feuille d'évaluation pour

apprécier la performance. Là encore, les professeurs les conseillent pour nuancer leur appréciation.

Pendant la rotation, un essai de système est consacré à l'exposé,

- le sujet porte sur les appareils de mesure, de protection, etc., les élèves disposent d'une documentation technique et de transparents déjà réalisés, ils doivent faire le plan de leur exposé et s'entraîner en groupe pendant les 3h de préparation;
- l'objectif étant, qu'en 15 minutes, un élève auditeur puisse comprendre le rôle et le principe de fonctionnement de cet appareil.

En seconde année de TS

Lors de la première rotation des essais de système, (jusqu'en décembre), chaque semaine, chaque élève d'un trinôme présente son stage industriel.

Durant 4 h le trinôme concerné prépare sa restitution dans une petite salle, la 5^{ème} heure est consacrée à la restitution en classe entière devant les 2 professeurs.

Pour la préparation, il dispose :

- d'un document d'aide qui rappelle les modalités de la restitution et propose un plan de restitution;
- de leur rapport de stage déjà rédigé;
- d'un rétroprojecteur;
- d'un PC avec imprimante;
- de transparents;

Chaque élève « peaufine » son exposé :

- réponse aux recommandations du sujet ;
- cohérence du plan ;
- dégagement des idées principales ;
- réalisation de documents (transparents, animation, fiches de lecture) ;
- entraînement à présenter avec les deux autres ;
- avec une aide des professeurs (pour par exemple mettre en évidence les idées importantes, préciser le sens d'un mot ou recadrer le plan suivi par l'élève).

La restitution s'effectue pendant l'heure qui suit au laboratoire de génie électrique devant tous les élèves de la classe, le professeur de génie électrique et le professeur de physique appliquée (comme le jury de BTS).

L'élève dispose:

- d'un tableau, d'un rétroprojecteur et d'un PC avec vidéo projecteur;
- de 15 minutes environ pour restituer.

Tous les autres élèves sont auditeurs, ils disposent d'une grille d'évaluation proposant des items concernant:

- le suivi du plan de présentation;
- l'émergence des idées principales;
- le respect du "timing";
- la qualité de l'expression orale;
- la qualité des documents projetés;
- l'attitude devant l'assemblée.

A la fin de l'exposé, les professeurs :

- désignent deux élèves auditeurs, volontaires ou non, qui donnent leurs commentaires;

- commentent les avis, les complètent et rarement les dévient ;
- remettent par écrit l'essentiel de ce qui vient d'être dit et proposent des remédiations.

Si la performance est insuffisante, l'élève a la possibilité (ou l'obligation !!!) de refaire son exposé une fois lors d'une séance de rattrapage après la rotation des essais de système.

Lors de la deuxième rotation des essais de système (à partir de janvier), chaque semaine, chaque élève d'un trinôme présente son thème de projet constituant l'épreuve professionnelle de synthèse (EPS).

L'organisation est la même, toutefois l'exposé se limite à :

- une présentation structurée du système sur lequel l'élève travaille;
- une présentation structurée de la tâche qui lui incombe;
- l'état d'avancement des travaux;
- les problèmes rencontrés.

• ENTRAINEMENT A LA COMPREHENSION DES SUJETS

Ceux-ci présentent toujours la même structure:

- objectifs de formation;
- présentation du système support de l'activité;
- description du travail à faire :
 - *la préparation* : (à faire chez soi, elle demande environ 30 minutes de travail personnel), elle est très succincte, se limitant au minimum requis. Pour épargner les élèves d'un travail supplémentaire et comme l'objectif des essais de systèmes n'est pas la connaissance, la plupart de nos essais de systèmes n'ont pas besoin de cette préparation
 - *les manipulations*: (ils détaillent les différents essais à faire); en général, cela commence par un exercice simple, résolu, que les élèves doivent s'approprier pour maîtriser la méthode; les exercices suivants nécessitent de la part des élèves un effort croissant de transposition; les sujets comportent un travail complémentaire facultatif qui permet aux élèves d'aller plus loin.

Pendant la séance, chaque élève du trinôme prend en charge un essai.

Avant de manipuler, il doit, pour les membres de son groupe:

- expliquer pourquoi il fait cet essai;
- décrire oralement le déroulement ;
- préciser toutes les mesures qu'il devra relever.

Le professeur veille à ce que l'élève énonce clairement: ses phrases avec des mots techniques précis; (ceci s'avère souvent difficile en début d'année, les conseils du professeur sont alors très utiles).

*Il manipule et rédige ensuite le compte rendu correspondant sur le **cahier d'essais de systèmes**. La conclusion doit rappeler le but de cet essai*

• ENTRAINEMENT A LA CAPITALISATION DES SAVOIRS:

Le cahier d'essais de système reste au lycée. Chaque séance d'essais de système débute par un test de 10 minutes environ, portant sur le sujet de la semaine précédente, les questions sont toujours les mêmes et sont connues à l'avance des élèves:

- quel était le but ?
- une question relative aux savoirs fondamentaux (schéma fonctionnel, signaux caractéristiques);
- une question relative au savoir-faire (méthode).

• ENTRAINEMENT A L'AMELIORATION DE SES PERFORMANCES:

- Les élèves prennent connaissance des commentaires d'évaluation de l'essai de système précédents portés sur le cahier et doivent en tenir compte.

- En deuxième année, les trinômes sont imposés par les professeurs de GE et PA chargés des essais de systèmes ; ils sont constitués par type de comportement (observés en TSF, en cours de Physique Appliquée ou en essais de systèmes l'année précédente), ceci permet de rompre avec les habitudes et prépare aux conditions de la vie professionnelle où l'on ne choisit pas les collègues de travail.

Exemples de comportements observés permettant les associations: les dynamiques, les timides, les bavards, les "peu entrepreneurs", les "manuels", etc.

ANNEXE 3 :

En première année de TS :

Jusqu'en novembre : séances de préparation à l'oral; ensuite, une rotation de 10 essais de systèmes (voir annexe 4).

En seconde année de TS:

Une première rotation (voir annexe 4):

10 semaines d'essais de système tournants;
une semaine de rattrapage;
une semaine de compléments de connaissance;
une semaine de contrôle;

Une semaine réservée au travail sur les thèmes d'EPS :

les élèves réceptionnent le matériel qu'ils utiliseront : ils les branchent et vérifient leur fonctionnement.

Une deuxième rotation (voir annexe 4):

10 semaines d'essais de système tournants;
une semaine de compléments de connaissance;
une semaine de contrôle.

4 semaines réservées au travail sur les thèmes d'EPS :

les élèves proposent des essais représentatifs des caractéristiques de leur système ,les réalisent puis consignent les résultats dans leur dossier d'EPS.

ANNEXE 4: Liste des sujets (en 2003):

En 1TS : une seule rotation

N°1:DECODER ET CONTROLER : Décrire et mettre en service, intervention en sécurité sur le système de malaxage

N°2:INFORMER: présenter oralement un thème d'électrotechnique

N°3:CONCEVOIR, ADAPTER ET CONTROLER : simuler et vérifier les montages fondamentaux d'électron. de trait. du signal (PSIM)

N°4:CONCEVOIR ET VALIDER LE FONCTIONNEMENT

programmation d'un API et validation sur système

N°5:CONTROLER: mettre en service et exploiter une chaîne de traitement de surface

N°6-1:DEFINIR et REDIGER 1: mesurer les paramètres du moteur à courant continu et rédiger un compte rendu

N°6-2:DEFINIR et REDIGER 2 : dito

N°7:DEFINIR ET CHOISIR DES COMPOSANTS

alimentation régulée à courant continu

N°8:DECRIRE et EXPLOITER une installation électrique: alimentation BT en coupure d'artère

N°9-1:CONCEVOIR UNE INSTALLATION 1

schéma avec logiciel AUTOCAD

N°9-2:CONCEVOIR UNE INSTALLATION 2

schéma avec logiciel AUTOCAD

N°10:ADAPTER et VERIFIER : réaliser le montage et mettre au point l' alimentation monophasé d'un moteur asynchrone triphasé

	Distribution BT	Automatismes	Variation de vitesse MCC	Variation de vitesse MAS	analyser	concevoir	Installer, mettre en service, dépanner
ES1	X				X		X
ES2	X	X	X	X	X		
ES3			X			X	
ES4		X				X	X
ES5		X					X
ES6			X		X		
ES7	X					X	
ES8	X				X		
ES9	X	X				X	
ES10	X						X

En 2TS : deux rotations

Première série de thèmes

N°1: INFORMER: présenter oralement le rapport de stage

N°2: ADAPTER ET CONTROLER: simuler et vérifier un filtre actif (électronique de traitement du signal)(PSIM)

N°3: DIAGNOSTIQUER: dépanner avec méthode une armoire électrique avec variateur de vitesse

N°4: CONTROLER: raccorder , mettre en service et exploiter un transformateur triphasé et un PD3 mixte

N°5: CONTROLER et REDIGER: mettre en service, régler un variateur de vitesse avec son moteur (RECTIVAR) conformément à un cahier des charges et rédiger un compte rendu

N°6 : CONCEVOIR, ADAPTER ET CONTROLER

:simuler, analyser, régler et vérifier un régulateur PI (PSIM)

N°7: CONCEVOIR ET CONTROLER: un automatisme de gestion de déplacement avec un API et un codeur incrémental

N°8: DEFINIR ET CHOISIR DES COMPOSANTS:

Simuler puis vérifier un montage d'électronique de puissance (2 PD2) (PSIM)

N°9: ANALYSER : la compatibilité de raccordement

d'appareils tels que variateur, API, capteurs, détecteurs...

N°10: CONCEVOIR et MAINTENIR EN ETAT:

TRAVAUX DIVERS DE MAINTENANCE à la demande

	Distribution BT	Automatismes	Variation de vitesse MCC	Variation de vitesse MAS	analyser	concevoir	Installer, mettre en service, dépanner
ES1	X	X	X	X	X		
ES2			X			X	
ES3	X		X				X
ES4	X		X		X		X
ES5			X		X		X
ES6			X		X		X
ES7		X		X		X	X
ES8			X			X	
ES9		X	X	X	X	X	
ES10	X	X	X	X			X

Seconde série de thèmes

N°1 : INFORMER: présenter oralement le thème de l'épreuve de synthèse

N°2 : ADAPTER ET CONTROLER Simuler puis vérifier un montage d'électronique de puissance

N°3 : DIAGNOSTIQUER: démonter et vérifier des moteurs électriques

N°4 : JUSTIFIER ET VALORISER : la solution technologique du variateur DANFOSS pour alimenter un moteur asynchrone

N°5 : DEFINIR et REDIGER : identifier la charge mécanique que représente la chaîne cinématique d'un axe vertical

N°6 : ADAPTER ET CONTROLER: analyser, simuler et valider l'électronique de commande rapprochée d'un modulateur d'énergie

N°7 : CONTROLER et REDIGER: configurer et régler un variateur de vitesse sur un axe vertical conformément au cahier des charges

N°8 : CONTROLER et REDIGER: mesurer sur un système en fonctionnement des grandeurs caractéristiques (machine asynchrone et son variateur) et exploiter des résultats

N°9 : CONCEVOIR ET CONTROLER: un automatisme de gestion de déplacement avec un API et un codeur incrémental et une console de dialogue

N°10: CONCEVOIR et MAINTENIR EN ETAT: TRAVAUX DIVERS DE MAINTENANCE à la demande

	Distribution BT	Automatismes	Variation de vitesse MCC	Variation de vitesse MAS		analyser	concevoir	Installer, mettre en service, dépanner	
ES1	X	X	X	X		X	X	X	
ES2			X			X	X		
ES3			X	X					X
ES4				X		X		X	
ES5				x		X			
ES6				X		X			
ES7				X		X		X	
ES8				X		X			
ES9		X					X	X	
ES10	X	X	X	X				X	X

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

suite de la 3ème partie : L'ère des thyristors, les onduleurs de tension de la locomotive asynchrone expérimentale BB10003 de 5000 kW les poussent dans leurs retranchements.

La clôture des essais du couplage expérimental Z 4212 - CC 14003 avait un peu laissé "sur leur faim" ceux qui avaient entrevu la possibilité de réaliser une "vraie" locomotive à moteurs asynchrones alimentés par onduleurs de tension. On se doutait bien que les équipements électroniques de puissance à thyristors limiteraient la puissance vers 4800 kW, mais la SNCF souhaitait mener la comparaison entre "synchrone" et "asynchrone" en vraie grandeur ; et ce, d'autant plus, que les Chemins de Fer allemands (DB) avaient entrepris la construction d'une très petite série de locomotives à onduleurs de tension à thyristors, les E 120, équipées de 4 moteurs de 1400 kW.

Nous avons vu précédemment que l'étude et les expérimentations du volet "synchrone" avaient été entrepris en 1979 avec la BB 10004 de 5600 kW (voir *La Revue 3EI* n° 35 - p. 74) et il s'agissait donc de réaliser, à peu près simultanément, une locomotive à moteurs asynchrones qui puissent lui être comparée.

1979 : la locomotive expérimentale BB 10003

Alors que la société Jeumont-Schneider avait en charge la BB 10004 (ex BB 15055), c'est à Alstom-Atlantique que la SNCF a confié l'adaptation de moteurs asynchrones et de leurs équipements d'alimentation sur la BB 15007. Cette machine avait décidément une vocation expérimentale puisque devenue BB 7003, prototype à hacheurs 1500 V =, en 1974 (voir *La Revue 3EI* n° 32 - p. 86), la voici "rebaptisée" BB 10003, mais avec une chaîne de traction tout à fait différente.

Si l'étude de cette locomotive expérimentale, représentée à la *figure 233*, a bien débuté fin 1979, ce n'est qu'en août 1984 qu'elle a reçu son bloc principal et ses bogies à moteurs asynchrones et a pu faire ses premiers tours de roue à l'usine de Belfort.

Ce délai, tout à fait inhabituel, a eu certainement plusieurs raisons : la principale réside, bien sûr, dans les difficultés de réalisation d'onduleurs de tension à thyristors, puissants et à fréquence de découpage élevée; mais, on peut aussi admettre que les excellents résultats obtenus très rapidement en "synchrone" par la BB 10004 (5600 kW, 88 tonnes et Vmax de 200 km/h) qui utilisait des thyristors classiques dans ses onduleurs de courant à commutation naturelle (ou facilement assistée), tendaient à montrer que la solution du moment était bien là et pas encore dans "l'asynchrone

de tension" où presque toute la partie électrique d'une locomotive puissante ne pouvait qu'être "aux limites".

On pensait déjà à la réalisation d'une version bicourant de la BB 10004 (les BB 20011 et 20012 de 1985) alors que la "difficile" BB 10003, uniquement monophasée, en était seulement aux essais de ses onduleurs en plateforme ; en effet, les limites n'ont pas tardé à apparaître car les problèmes rencontrés dès le début des essais à poste fixe et par la suite, en ligne, furent aussi nombreux que variés.



Figure 233 *Vue de la locomotive expérimentale BB 10003 à 4 moteurs asynchrones alimentés par onduleurs de tension. Cet engin de 92 tonnes pouvait développer une puissance de 5000 kW jusqu'à la vitesse maximale de 160 km/h .*

(cliché TRANSPHOT - Jean-Paul Demoy)

Il s'agissait donc d'une locomotive monophasée, 25 kV-50Hz, de 92 tonnes à 4 moteurs asynchrones, d'une puissance maximale de 5000 kW pouvant être développée entre 80 et 160 km/h.

Ses bogies CL93, construits par Creusot-Loire, étaient très différents des bogies mono-moteurs de la BB 7003 d'origine (leur masse a été réduite de 2 t). Ils étaient équipés de 2 moteurs asynchrones AST5B, à rotor à cage, fabriqués par l'usine de Tarbes ; leurs caractéristiques principales étaient les suivantes :

- U_{max} : 1700 Veff
- F_{max} : 122 Hz
- V_{max} : 3600 tr/min
- P_{max} au régime continu : 1400 kW
- couple au démarrage : 1100 mdaN
- masse : 2620 kg
- ventilation forcée ($2 \text{ m}^3/\text{s}$)

En outre, chaque moteur était équipé d'un capteur de vitesse nécessaire à la commande de la fréquence des onduleurs et d'un dispositif de mesure du flux destiné au contrôle du couple. C'était donc l'équipement électronique de puissance, les onduleurs en particulier, qui limitait la puissance de la locomotive. Le schéma de l'ensemble des circuits de puissance est représenté à la *figure 234*.

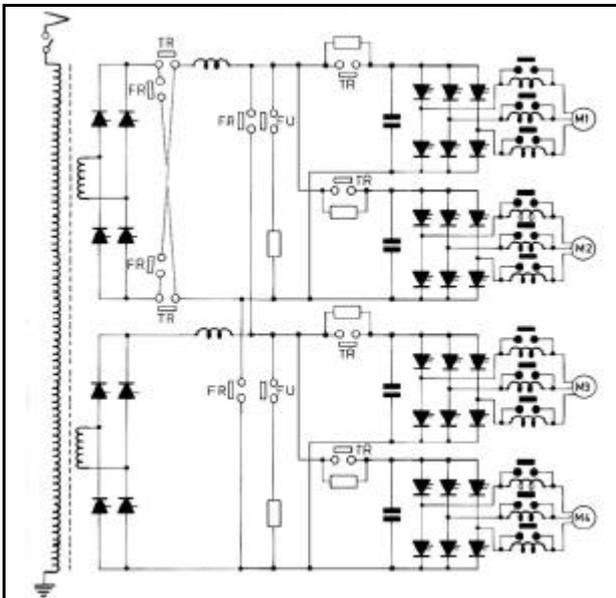


Figure 234 Schéma de principe de l'ensemble des circuits de puissance de la BB 10003. Les 2 moteurs d'un bogie sont électriquement indépendants des 2 autres ; leurs onduleurs individuels sont alimentés sous 2200 V= par un filtre d'entrée dont les condensateurs sont dédoublés (2 x 6mF) tandis que la self est commune (8 mH). Les 2 enroulements secondaires du transformateur alimentent chacun un redresseur en pont complet sous 2900 Veff.

(adaptation d'un schéma d'origine Alstom-Atlantique, publié dans la revue "Chemins de Fer" n°379 - 1986/4)

Les 2 enroulements secondaires du transformateur principal délivrent 2900 Veff aux redresseurs en pont complet qui alimentent chacun, sous 2200 V, les filtres LC d'entrée des onduleurs des 2 moteurs d'un bogie (il y a un condensateur de 6 mF en entrée de chaque onduleur tandis que la self de 8 mH est commune). Chaque moteur est connecté en sortie de son onduleur individuel par l'intermédiaire de selfs de phases additionnelles de 0,9 mH qui peuvent être court-circuitées au delà d'une certaine vitesse. Des contacteurs permettent les configurations Traction ou Freinage qui seront décrites par la suite.

En ce qui concerne les onduleurs à découpage MLI, le schéma de l'une de leurs 3 phases, représenté à la *figure 235*, montre une grande analogie de principe avec celui de la Z 4212 que nous avons vue précédemment (*La Revue 3EI* n°39 - p.91). Son fonctionnement est donc à peu près identique à celui explicité antérieurement (voir les chronogrammes de la *figure 227*).

Cependant, deux fonctions particulières ont été mises en oeuvre pour assurer, d'une part, la protection

des thyristors onduleurs en cas de défaut d'extinction et, d'autre part, le maintien du pouvoir de commutation dans tous les cas normaux de fonctionnement. En effet, la puissance nominale demandée rendait déjà difficile l'installation et le refroidissement des équipements électroniques de puissance strictement nécessaires et l'on ne pouvait donc pas les sur-dimensionner ; la seule et faible marge de manoeuvre dont on disposait était dans l'agencement du schéma de puissance et dans une certaine sophistication de la commande des thyristors.

- protection des thyristors d'un bras onduleur en cas de défaut :

Sans disposition particulière, en cas de "raté" d'extinction de l'un des 2 thyristors principaux TP (dépassement du pouvoir de commutation ou anomalie de commande), le condensateur de 6 mF du filtre principal se déchargerait directement dans les thyristors et le courant de court-circuit ne serait limité que par les 2 selfs de phase L_p de chacune 14 μH ; l'intensité atteinte (une note du constructeur l'estimait à 45 kA crête) détruirait les thyristors en I^2t avec pour conséquence la mise en court-circuit de 2 phases du moteur via les diodes DR des 2 autres phases de l'onduleur (ce type de défaut est le court-circuit "diamétral" qui a déjà été évoqué à propos de la Z 4212), d'où un à-coup de couple d'une dizaine de fois le couple nominal (toujours d'après l'estimation du constructeur) soumettant la transmission mécanique à rude épreuve.

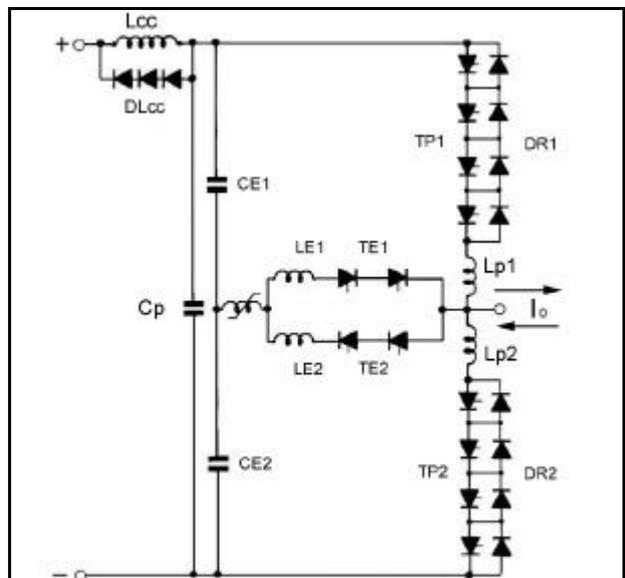


Figure 235 Schéma détaillé de l'une des 3 phases d'un onduleur de tension "MLI" de 1200 kW de la BB 10003.

On remarquera la cellule de filtrage complémentaire Lcc-Cp (320 μH - 0,66 mF) destinée à la protection des thyristors TP en cas de conduction simultanée suite à un "raté" d'extinction accidentel. Les circuits d'extinction, en régime normal, sont : CE (33 μF), LE (14 μH) et les thyristors auxiliaires TE ; leur fonctionnement est très proche de celui de l'onduleur de 600 kVA de la Z 4212.

(adaptation d'un schéma d'origine Alstom-Atlantique, publié dans la revue "Chemins de Fer" n°379 - 1986/4)

Pour éviter une telle éventualité, un dispositif supplémentaire a donc été ajouté, il apparaît sur le schéma de la *figure 235*. Il s'agit d'une cellule de filtrage Lcc-Cp additionnelle dont la self, d'assez forte valeur (320µH), fait obstacle à la décharge directe du condensateur principal de 6mF et limite la valeur crête du courant de court-circuit à 10 kA. Une oscillation entre Cp (0,66 mF) et les selfs Lp s'établit immédiatement et son courant d'inversion naturelle vient éteindre les thyristors TP (que les diodes DR polarisent négativement pendant un temps supérieur à leur trr). La self Lcc n'est pas gênante par ailleurs ; en effet, en régime normal, elle ne fait que s'ajouter aux selfs du moteur (self de fuite de 1mH, environ et self additionnelle de 0,9 mH), tandis que les diodes de décharge DLcc, connectées à ses bornes, évitent qu'elle s'oppose à la commutation du courant lors de l'extinction de l'un ou l'autre des thyristors TP.

- maintien du pouvoir de commutation :

Le pouvoir de coupure nominal d'une phase d'onduleur a été fixé à 1400 A ; pour l'obtenir, il est nécessaire d'avoir une tension négative préalable de 1400 V aux bornes du condensateur d'extinction CE qui correspond au thyristor TP en cours de conduction (ce qui implique une charge positive de 3600 V aux bornes de l'autre CE, correspondant au TP bloqué). Or les évolutions des tensions de charge respectives de ces condensateurs sont, au cours d'un cycle d'extinction commandé par l'amorçage d'un thyristor TE, influencées par le sens et l'intensité du courant I₀ de débit de la phase dans le moteur ; ce courant I₀ peut d'ailleurs, cela a été vu pour la Z4212, circuler aussi bien par les thyristors TP que par les diodes de retour DR.

Une fois un TP éteint, suite à la décharge en inverse du condensateur CE, on peut commander l'amorçage de l'autre TP. Si le sens du courant I₀ lui est favorable, il entrera immédiatement en conduction (sinon c'est la diode DR correspondante qui le conduit et, au cas où le sens de I₀ changerait durant ce laps de temps, il est nécessaire de maintenir l'impulsion d'amorçage sur le TP tant que doit durer le "créneau" MLI pour lequel il a été commandé). Il va donc falloir conditionner les tensions de charge des CE dès l'amorçage du TP afin de compenser d'une certaine façon l'influence de l'intensité et du sens de I₀.

Sur la Z 4212, nous avons vu que l'on provoquait l'inversion de la tension du condensateur, correspondant au TP devant être amorcé, par la commande du thyristor d'extinction TE (qui prenait alors le rôle de thyristor d'inversion) en synchronisme avec celle du TP, cela à un instant qui correspondait à peu près à la fin du cycle d'extinction de l'autre thyristor TP, donc à un instant a priori fixe et qui ne semblait pas tenir compte du courant débité. Mais, pour la BB 10003, la nécessité d'obtenir dans tous les cas une tension négative de 1400 V aux bornes du CE, a conduit à commander le thyristor TP en anticipation de la fin du cycle d'extinction de l'autre TP (la durée du cycle est d'environ 135µs) et c'est par le biais de la

variation de cette anticipation que l'on parvient à compenser l'influence du courant I₀.

Pour ce faire, le constructeur a établi, à l'aide de simulations numériques, une loi de variation de l'instant d'amorçage "ta" des thyristors principaux (à partir du début du cycle d'extinction préalable) de la forme : $t_a = t_0 + k I_0 / U$

Cette expression prend bien en compte la valeur et le signe de I₀ (le temps t₀ a été fixé à 90 µs et k I₀ / U peut varier entre ± 15µs). Elle permet aussi de garantir un temps de conduction minimum de la diode DR nettement supérieur au tq du TP (55µs) car c'est elle qui applique une tension inverse aux bornes du TP en cours de blocage. Le cycle d'inversion de la tension d'un CE ayant la même durée que le cycle d'extinction assuré par l'autre CE (c'est à dire 135µs), la durée totale d'une commutation d'un TP sur l'autre a donc une durée inférieure à 300 µs.

- fréquences de découpage "MLI" des onduleurs :

Nous ne reviendrons pas, ici, sur ce mode d'obtention de tensions alternatives, d'amplitude et fréquence variables, par découpage d'une tension continue constante. On peut toutefois rappeler que sur la Z 4212, ont assurait la variation de fréquence entre 0,7 et 135 Hz selon 5 régimes de découpage successifs (fréquence fixe de 275 Hz, modulations m9, m6, m3 et pleine onde) ; l'onduleur de 600 kVA était capable de fonctionner transitoirement à 300 Hz..

En ce qui concerne la BB 10003, pour une variation de fréquence fondamentale de 0,7 à 120 Hz, on a utilisé les 7 sous-découpages MLI successifs suivants (valeurs indiquées dans un document d'étude Alsthom de 1982) :

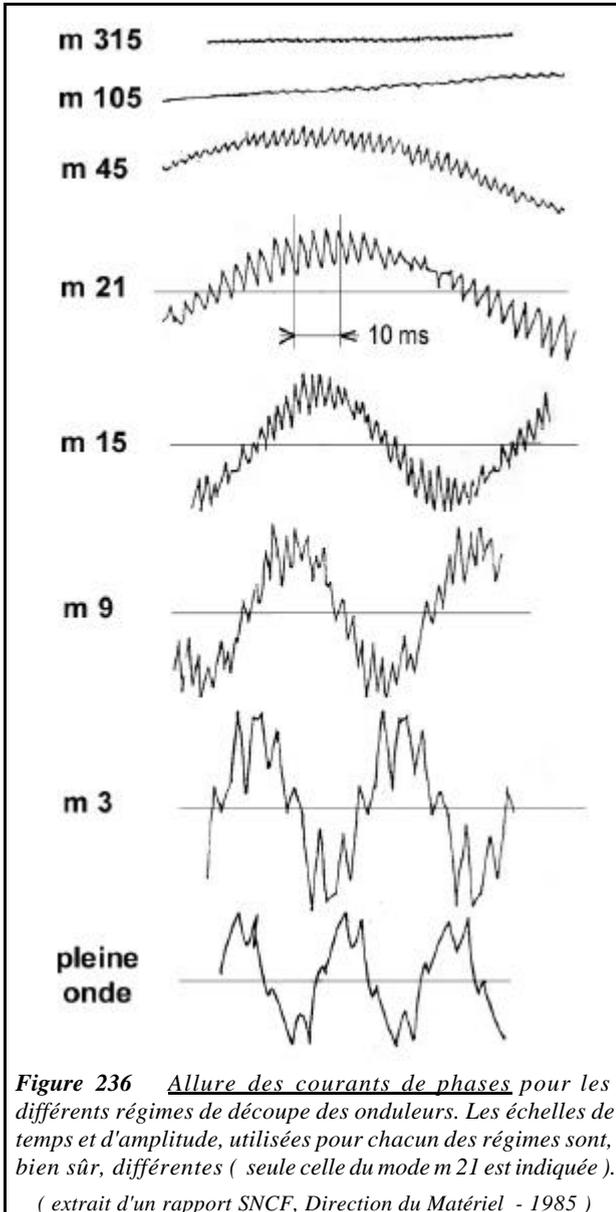
- $F < 3,5 \text{ Hz} : m = 105$
- de 3,5 à 9 Hz : $m = 45$
- de 9 à 19 Hz : $m = 21$
- de 19 à 26,5 Hz : $m = 15$
- de 26,5 à 45 Hz : $m = 9$
- de 45 à 60 Hz : $m = 3$
- $F > 60 \text{ Hz} : m = 1$ (ou pleine onde)

"m" étant le nombre de découpages par période de la fréquence fondamentale (on a vu que "m" a aussi été dénommé taux ou indice de modulation). Les valeurs ci-dessus ont été choisies pour produire des alternances de tension symétriques ; il a été démontré, pour cela, que "m" doit être de la forme : $3 (2N + 1)$, avec N entier. Par ailleurs, un rapport d'essais SNCF de 1985 fait mention d'une plage "m 315" supplémentaire pour les très basses fréquences de démarrage entre 0,7 et 1,27 Hz. Les limites de ces 7 plages de fréquences ont ensuite été légèrement retouchées au cours des mises au point de la locomotive.

On constate qu'une fréquence de découpage supérieure à 400 Hz est pratiquée en fin de plusieurs plages de fréquences fondamentales ; il s'agissait, bien sûr, de réduire autant que possible les valeurs crêtes des courants de phases. Les relevés oscillographiques effectués par le Département des essais en ligne électriques de la SNCF et représentés à la *figure 236*,

illustrent cet aspect (qualitativement seulement) ; l'ondulation qui se superpose à la composante fondamentale n'est vraiment perceptible qu'au régime "m45".

Une telle fréquence de découpage implique des pertes de commutation importantes, dans les semi-conducteurs des onduleurs, qu'il a fallu évacuer. Cet aspect thermique a été, nous allons le constater de par la taille des moyens de refroidissement mis en oeuvre, l'une des principales difficultés rencontrées.



Fonctionnement en traction :

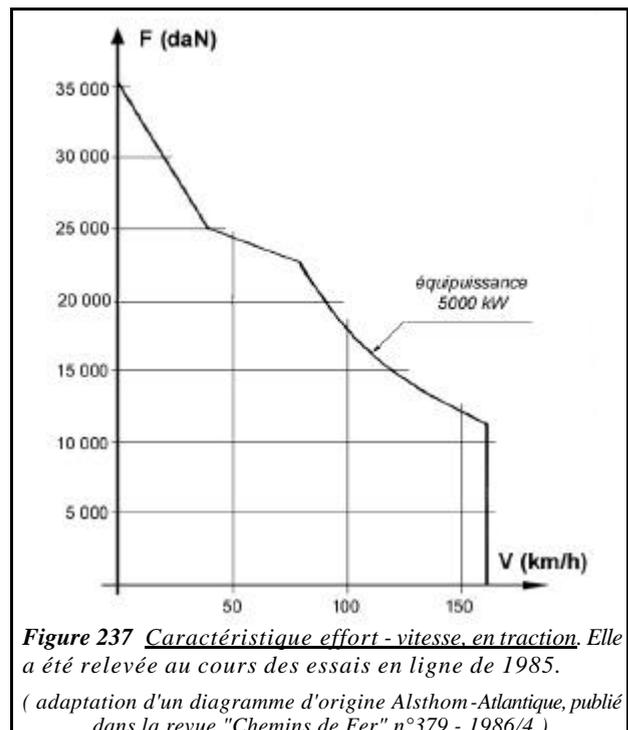
Sur le schéma de la *figure 234*, les contacteurs TR sont les seuls fermés ; les 2 redresseurs en ponts complets sont commandés en pont mixte (à faible retard à l'amorçage, afin d'obtenir un meilleur facteur de puissance) et maintiennent à 2200 V la tension filtrée d'alimentation des onduleurs.

La commande MLI de ceux-ci se fait selon la loi U/F constant jusqu'à environ 80 km/h. Les tensions interphases en sortie des onduleurs atteignent alors leur

maximum de 1700 Veff pour une fréquence de 60 Hz. On augmente ensuite la fréquence jusqu'à 120 Hz pour une vitesse maximum de 160 km/h (qui correspond à une vitesse de 3600 tr/mn du moteur). Les selfs de phases additionnelles sont court-circuitées vers 100 km/h car elles créent des chutes de tension qui ne permettent pas d'alimenter les moteurs sous leur tension nominale ; la transition a été délicate à mettre au point.

Il s'agit donc d'un mode de commande très proche de celui pratiqué sur la Z 4212. Cependant les moteurs ont été munis de "boucles de flux" qui, assurant une mesure directe du flux, ont permis, en combinaison avec la mesure des courants statoriques, un meilleur contrôle du couple ; sur la Z 4212, le couple ne pouvait qu'être "évalué" à partir de la mesure des seuls courants statoriques et sa régulation, qui nécessitait des fonctions correctrices, était donc moins précise. Les "boucles de flux" n'apportaient pas que des avantages car elles compliquaient la construction du moteur et leur connecteur bas-niveau constituait un point de fragilité ; elles n'ont pas eu de suite sur les matériels à moteurs asynchrones ultérieurs car les commandes vectorielles qui les ont équipés ont permis de s'en passer aisément.

La caractéristique effort-vitesse, représentée à la *figure 237*, a été relevée lors d'essais sur la ligne Metz - Thionville, en juin 1985, où la locomotive a pu développer la puissance de 5000 kW, jusqu'à sa vitesse maximale de 160 km/h, en remorquant une rame de voitures de voyageurs et une voiture électrotechnique équipée d'un dynamomètre pour la mesure de l'effort "au crochet". Puis l'effort maximal de démarrage a été obtenu en août 1985, sur la ligne Thionville - Audun-le-Roman, par la remorque d'un train lourd jusqu'à 60 km/h (avec 12 ‰ de rampe maximale).



Fonctionnement en freinage électrique :

Lorsque, étant en traction, l'on veut passer en freinage, il est nécessaire d'ouvrir les contacteurs TR et fermer les contacteurs FR (schéma de la *figure 234*). Nous avons vu précédemment (*La Revue 3EI* n°38, p.67) que pour amorcer le freinage d'un moteur asynchrone, les tensions statoriques d'alimentation doivent être présentes et suffisantes, afin de générer le flux indispensable et leur fréquence doit être "au synchronisme" avec celle correspondant à la vitesse du rotor. Dans tous les cas, sur la BB 10003, le freinage électrique se fait à tension filtre constante.

On profite du temps nécessaire au changement de configuration pour créer les conditions requises, c'est à dire passer en mode "pré-freinage" transitoire, qui consiste à :

- ramener la consigne de couple à "0"
- passer au synchronisme la fréquence des onduleurs
- bloquer la commande des redresseurs (après s'être assuré qu'ils ne débitent plus) et ramener leur consigne de tension de 2200 V à 1200 V.

La tension de 1200 V, aux bornes du condensateur de filtrage CF, est maintenue constante par réglage du glissement du moteur, qui fonctionne alors en alternateur asynchrone avec redressement des courants statoriques par les diodes DR des onduleurs ; la commande MLI des thyristors assure le contrôle des tensions appliquées aux moteurs selon la loi U/F constant. Par conséquent, lors de la transition et bien que la consigne de couple soit nulle, il y a tout de même un léger effort de retenue qui correspond, en particulier, aux pertes de l'onduleur.

Dans cette configuration "pré-freinage", la commande des onduleurs est sous la dépendance du régulateur de la tension filtre, qui doit maintenir 1200 V et non plus sous celle du régulateur de couple. Tant que la vitesse est suffisante, le dispositif, propre à chaque moteur, est complètement autonome car il fournit lui-même la tension nécessaire à son fonctionnement ; il se ramène au très simple schéma de principe de la *figure 238*.

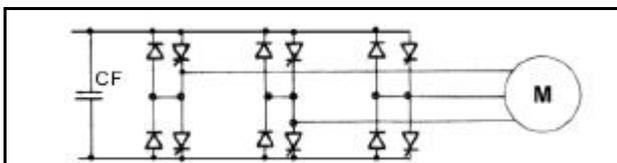


Figure 238 Schéma en mode "pré-freinage". Cette configuration est utilisée lors des transitions traction - freinage, mais aussi, à titre conservatoire, en cas de disparition de la tension alternative d'alimentation. C'est le moteur en léger freinage qui fournit les pertes de l'onduleur et permet le maintien de 1200 V aux bornes de CF.

Dès que la séquence de transition est terminée (et, bien sûr, si la tension caténaire est présente) on trouve la configuration représentée à la *figure 239*, le pont complet, repéré "1", est maintenant connecté en inverse sur les 4 condensateurs CF par l'intermédiaire d'une self LF mise en commun. Fonctionnant en onduleur monophasé sur l'un des 2 secondaires du

transformateur principal, il peut donc renvoyer à la caténaire l'énergie de freinage des 4 moteurs ; une résistance de stabilisation RS est insérée entre chaque condensateur CF et le point commun de mise en parallèle des onduleurs.

Pour la récupération, la consigne donnée au régulateur de tension du filtre remonte à 2200 V et c'est par le réglage du pont "1", qui détermine la contre-tension opposée indirectement par la caténaire aux 2200 V du filtre, que l'on parvient, pour un effort de retenue et une vitesse donnés, à réguler celle-ci. En effet, à tension filtre constante, le courant renvoyé à la caténaire, via le transformateur et le pont "1", doit correspondre à la somme des courants statoriques redressés débités par les 4 ensembles onduleur-moteur.

En ce qui concerne le fonctionnement des onduleurs propres à chaque moteur, il est imposé par le couple de freinage demandé lequel détermine le glissement et, par voie de conséquence, les courants statoriques et la fréquence ; la commande MLI doit aussi, comme en traction, assurer un fonctionnement en U/F constant (sauf en pleine onde où les tensions interphases sont à leur maximum de 1700 Veff).

Cela fonctionne bien tant que les moteurs peuvent fournir au moins l'énergie nécessaire à la compensation des pertes sous 2200 V. Si l'effort de retenue doit être réduit ou si la vitesse devient insuffisante, la tension du filtre ne peut plus être maintenue et la récupération s'interrompt. Aux faibles vitesses ou pour des efforts réduits, la tension nécessaire aux onduleurs est alors fournie par le pont repéré "2" qui est alors débloquent et, fonctionnant en pont redresseur asymétrique comme en traction, se substitue aux moteurs pour compenser les pertes ; dans ce mode de fonctionnement, la tension aux bornes de CF est maintenue à 1800 V par réglage d'angle des thyristors de 2 bras du pont "2" (ceux des 2 autres bras sont commandés en diodes comme en traction).

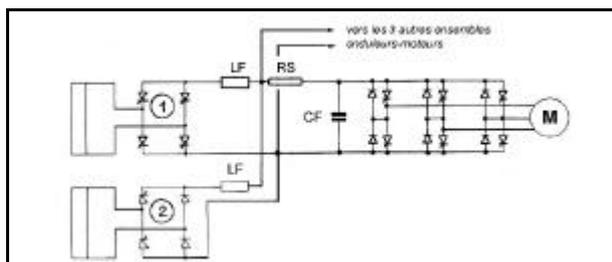


Figure 239 Configuration en freinage par récupération. Les 4 ensembles onduleur-moteur débitent en parallèle dans la caténaire par l'intermédiaire du pont "1" inversé, qui fonctionne alors en onduleur monophasé. Le pont "2", fonctionnant toujours en redresseur, n'est débloquent que lorsque l'énergie de freinage des moteurs devient inférieure aux pertes des onduleurs ; il maintient alors la tension filtre à 1800 V.

En absence de tension caténaire, la configuration en freinage par récupération ne peut fonctionner d'aucune façon ; on a alors recours au freinage sur résistances dit "freinage d'urgence". Dans cette configuration, les contacteurs TR et FR sont ouverts et l'on passe en configuration "pré-freinage" transitoire ;

puis, par la fermeture des contacteurs FU, on connecte une résistance RFu aux bornes des 2 ensembles [onduleur-moteur] d'un bogie (schéma de la figure 240). Les résistances RFu et RS vont alors dissiper l'énergie de freinage et, si l'on permet à la tension filtre d'atteindre 2200 V, il est possible, si la vitesse est suffisante, d'obtenir des efforts de retenue importants.

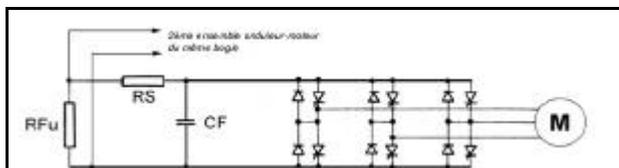


Figure 240 Configuration en "freinage d'urgence". En absence ou insuffisance de tension caténaire, lorsque la récupération n'est plus possible, ce sont des résistances (RFu et RS) qui absorbent l'énergie de freinage ; la tension filtre peut, à vitesse et effort de retenue suffisants, monter jusqu'à 2200 V.

Mais, lorsque la vitesse devient < 20 km/h, les pertes cumulées dans les résistances et les onduleurs sont supérieures à la puissance pouvant être fournie par les moteurs, on ne peut plus assurer une tension filtre suffisante et tout freinage électrique doit être interrompu.

Aspects technologiques :

C'est surtout de par l'importance des moyens utilisés pour leur refroidissement que l'on se rend compte que les thyristors de la BB 10003 étaient assez mal à l'aise dans le rôle que l'on voulait leur faire jouer.

En effet la commutation forcée, à la fréquence de 400 Hz, dans les onduleurs de tension nécessite des thyristors "rapides" dont les calibres en tension et en courant sont plus faibles que ceux des composants dits "lents", utilisés en redressement ou dans les onduleurs synchrones de courant ; pour une puissance donnée il faut donc en augmenter le nombre.

Pour les onduleurs de 1200 kW de la BB 10003, c'est le calibre en courant des thyristors principaux (de type "rapide" à tq de 55µs) qui a déterminé la tension continue de filtre de 2200 V, d'où la tension nominale du moteur, étudié en conséquence. Cette valeur élevée, quasi imposée, a eu évidemment des répercussions sur le dimensionnement et le comportement en service des condensateurs de commutation (par ailleurs déjà forts contraints en courant) mais aussi sur tous les composants périphériques des cellules, tels les circuits RCD individuels de protection et les circuits "bas niveau" de commande des thyristors (connectés directement sur la gâchette). Le tableau ci-contre donne la répartition des semi-conducteurs utilisés.

L'évacuation des pertes des 20 cellules "rapides" d'une phase d'onduleur (schéma de la figure 235) a donc posé un épineux problème au constructeur. La société Alstom-Atlantique, qui travaillait sur le refroidissement des semi-conducteurs par vaporisation d'un liquide frigorigène depuis le début des années 1970 (voir *La Revue 3EI* n° 36, p.69), a dû recourir à ce procédé particulièrement efficace.

Fonction	diam. pastille (mm)	tension (V)	type	nb. par fonc.	nb. par loc.
Th. redr.	77	3200	lent	16	32
TP	50	2000	rapide	24	96
DR	50	2000	"	24	96
TE	50	2000	"	12	48
DLcc	50	3000	lent	9	36
Th. écrêt. *	50	2000	rapide	3	12

* : 3 thyristors, montés en série, sont utilisés dans un écrêteur actif (auto-extinction par un circuit oscillant) sur résistance qui, monté aux bornes de chaque condensateur de filtre CF est déclenché en cas de surtension. L'extinction automatique des thyristors permet un écrêtage de la surtension et évite la décharge complète du condensateur CF.

Cependant, le choix de cette technique de refroidissement n'a été fait qu'en juin 1982, soit plus de 2 ans après le début des études ; et comme nous allons le voir, il s'agissait de réaliser des cuves "hors norme".

Il y avait 12 cuves (ou enceintes) "onduleur" et 2 cuves "redresseur", montées côte à côte dans le bloc central de la locomotive qui comportait 6 groupes moto-ventilateurs pour leur refroidissement (ainsi que celui des résistances de freinage). La figure 241 représente l'une de ces cuves extraite du bloc central.

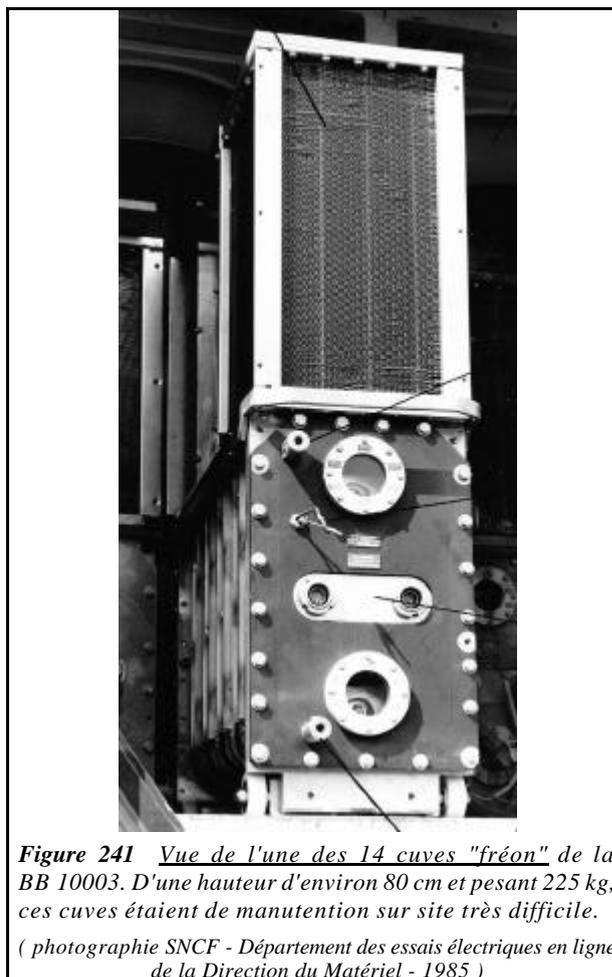


Figure 241 Vue de l'une des 14 cuves "fréon" de la BB 10003. D'une hauteur d'environ 80 cm et pesant 225 kg, ces cuves étaient de maintenance sur site très difficile. (photographie SNCF - Département des essais électriques en ligne de la Direction du Matériel - 1985)

Toutes sont constituées d'une cuve, proprement dite, de forme parallélépipédique, en acier inoxydable, qui contient environ 40 l de liquide caloporteur. Dans ce liquide, sont immergés, pour une phase "onduleur", toutes les cellules semi-conductrices (TP, TE, DR et DLcc), leurs composants périphériques ainsi que les selfs LE et Lp ; les condensateurs d'extinction TE et la self de protection Lcc sont installés à l'extérieur. Les 2 cuves "redresseur" contenaient les 16 thyristors du pont complet, leurs composants périphériques et des selfs de limitation en di/dt insérées dans chacun des 4 bras.

Contrairement aux cuves cylindriques "classiques" (du type BB 20011, 20012 et autres matériels ultérieurs) le refroidissement, donc la condensation de la phase vapeur du liquide caloporteur, n'était pas assuré par des ailettes concentriques à la cuve mais par 2 gros condenseurs, à tubes verticaux et ailettes transversales horizontales, montés en partie supérieure de la cuve de base. Pour faciliter son déplacement, celle-ci était munie de roulettes ; la hauteur totale d'un tel ensemble était de l'ordre de 80 cm et sa masse atteignait les 225 kg.

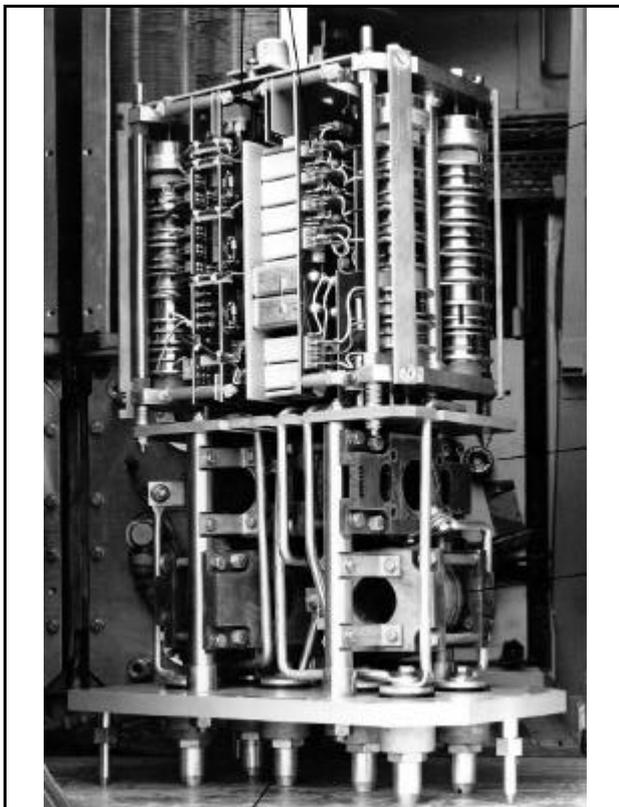


Figure 242 Vue de la partie interne de l'une des 12 cuves "onduleur" de la BB 10003. La complexité du montage des cellules et de leurs composants annexes apparaît nettement. (photographie SNCF - Département des essais électriques en ligne de la Direction du Matériel - 1985)

La vue de la *figure 242* donne un aperçu de la complexité interne d'une cuve "onduleur". L'imposant ensemble des éléments constitutifs est supporté par la platine verticale arrière de la cuve de base qui comporte les broches de connexion aux circuits de puissance extérieurs (l'ensemble, mis ici en position

verticale, repose sur ces broches de connexion) ; les connecteurs bas niveau de commande des thyristors et des points "tests" sont montés sur la platine avant (visible en partie supérieure de la photographie).

Les cellules semi-conductrices des cuves de la BB 10003 avaient la particularité d'être à pastille nue. Dans le but de réduire le plus possible les résistances thermiques, le constructeur avait, en effet, opté pour un contact direct entre la pastille de silicium et le liquide de refroidissement. Les cellules étaient donc démunies de leur boîtier classique et simplement comprimées entre des plots de cuivre qui, pour les thyristors, étaient munis d'un dispositif interne à ressort pour assurer le contact sur la zone de gâchette ; ils faisaient partie du dispositif complexe d'assemblage, de compression et de connexion des cellules. En fait, seule une étroite collerette de silicium en contact direct avec le liquide subsistait. Les avantages thermiques de cette disposition n'ont pas compensé les inconvénients que présentaient des pastilles nues pour leur stockage et surtout leur manipulation ; les boîtiers rainurés, choisis par la suite pour équiper les très nombreuses cuves "fréon" classiques des matériels ultérieurs de la SNCF, étaient aussi efficaces thermiquement et, quoique d'un coût élevé, ne possédaient pas ces inconvénients.

En ce qui concerne le comportement en service des cuves de la BB 10003, les cuves "onduleur" en particulier, on ne peut pas dire que les incidents furent rares. Les "casses" de thyristors et les amorçages en tous genres (y compris au niveau des circuits imprimés supportant les composants "bas niveau" de commande des thyristors) nécessitaient, pour leur réparation, l'ouverture de la cuve avariée. C'était une opération lourde et délicate, qui imposait la vidange du "fréon" puis le remplissage et réfection du vide à l'issue de l'intervention. Oui la BB 10003 fut une locomotive "difficile", dans plusieurs sens du terme ...

Déroulement des essais à poste fixe et en ligne :

- Les études préliminaires, les définitions et investigations de base se sont déroulées, entre fin 1979 et début 1982, dans les divers établissements Alstom-Atlantique et notamment à l'usine de Massy.
- Un ensemble comprenant : le transformateur principal de la locomotive, un pont redresseur, un filtre, un onduleur, 3 selfs additionnelles de phases et un moteur de traction, a été installé au début de 1982 au Laboratoire électrotechnique de la SNCF de Vitry / Seine. Divers essais des équipements de puissance et de mise au point des circuits électroniques de commande se sont succédés jusqu'à fin 1983.
- Le bloc central de la locomotive et son armoire électronique de commande sont venus remplacer les équipements de plateforme en fin d'année 1983. Les essais préalables à leur installation définitive sur la machine se sont terminés fin avril 1984.
- Après avoir reçu tous ses équipements et subi certains essais préliminaires, c'est en août 1984 que la BB 10003 a été mise sur ses bogies à l'usine de Belfort. Les premiers tours de roue ont eu lieu sur la voie

d'essais de l'usine en octobre 1984 ; les premiers essais en traction se sont poursuivis à Belfort (à $V < 60$ km/h) jusqu'en décembre.

- En janvier 1985, la locomotive a été incorporée à un train d'essais SNCF, comprenant une voiture de mesures électrotechniques, une rame de voitures de charge et une autre locomotive, placée en queue (permettant ainsi la réversibilité de la conduite du convoi). Les circulations jusqu'à la V max. de 120 km/h, ont eu lieu sur la ligne Verberie / Ormoy-Villers de la région Nord de Paris dont l'équipement de signalisation permettait d'évaluer la perturbation des circuits de voie.

- Puis, comme déjà mentionné précédemment, la BB 10003 a circulé entre Metz et Thionville de juin à juillet 1985 où elle a pu développer une puissance de 5000 kW, jusqu'à la vitesse max. de 160 km/h, en remorquant une rame de voitures de voyageurs ; puis, de juillet à septembre, le démarrage de trains lourds en rampe de 12 ‰, entre Thionville et Audun-le-Roman, a permis d'atteindre l'effort maximal de 35000 daN.

L'étude, la réalisation et la mise au point de cette puissante locomotive de 5000 kW à moteurs asynchrones alimentés par des onduleurs de tension à thyristors a donc duré 6 ans, et cela s'est fait avec beaucoup de difficultés ; il était bien sûr hors de question d'en envisager une version bi-courant.

Avant de clore ce long chapitre consacré à la BB 10003, on évoquera cependant brièvement les 2 expérimentations ultérieures qui ont utilisé cette machine particulière :

- fin 1986 : Après préparation aux ateliers SNCF d'Hellemmes, la locomotive a été accouplée à un engin diesel, la CC72031, dont l'alternateur alimentait, sous 1500 V redressé, les 4 onduleurs de traction connectés en parallèle sur un filtre d'entrée unique à condensateur de 10,8 mF ; les selfs additionnelles des moteurs avaient été supprimées. On ne disposait que d'une puissance de traction de l'ordre de 2000 kW et la BB 10003 devait tout de même être mise sous tension pour l'alimentation de ses auxiliaires.

Ce couplage expérimental était destiné à remorquer une rame de 10 voitures "corail" (donc équipées chacune d'un convertisseur statique à filtre d'entrée) en alimentant sa ligne de "chauffage train" sous 1500 V, en parallèle avec les circuits de traction de la BB 10003 mais avec interposition d'un filtre LC spécifique (5,2 mH et 6,8 mF) ; 320 A étaient disponibles sur cette ligne. Le but de ces essais était, bien sûr, d'analyser les perturbations introduites dans la ligne de "chauffage train" d'une future locomotive diesel à moteurs asynchrones alimentés par des onduleurs de tension MLI et de tester diverses configurations du filtre LC de la ligne de train.

Au cours des nombreuses circulations, entre Longueau et Lille, les onduleurs de la BB 10003 se sont très bien comportés (aucune avarie n'a eu lieu) ; il est vrai que les 1500 V d'alimentation et une puissance maximale de 2500 kW convenaient beaucoup mieux

aux thyristors rapides et aux condensateurs de commutation que les 2200 V et 5000 kW de la locomotive de 1985...

- au 2ème semestre 1990 : Dans le cadre des études de la chaîne de traction à moteurs asynchrones des TGV Transmanche (dits "TMST" et "Eurostar" par la suite), la locomotive reçut un bloc moteur expérimental à onduleurs de tension à GTO, fabriqué à l'usine GEC-Alsthom de Preston, prévu pour l'alimentation de 2 moteurs de traction asynchrones de 1020 kW (4000 tr/mn, 300 km/h) d'une rame TMST dont chacune des 2 motrices comporte 3 bogies bi-moteurs (la puissance totale de ces rames tri-courants est de 12200 kW en 25 kV-50 Hz).

Dans un premier temps, les onduleurs à GTO ont alimenté 2 des 4 moteurs AT55 d'origine de la BB 10003 puis ceux-ci ont été remplacés par des moteurs prévus pour les TMST (fabriqués par Brush) ; les essais se sont déroulés, sous 25 kV, entre Belfort et Mulhouse, puis par la suite, sous 3000 V= en Belgique. La commande de type vectoriel, était construite par l'usine GEC-Alsthom de Villeurbanne.

Alimentation des moteurs asynchrones par onduleur de courant

Il s'agit maintenant de revenir un peu plus amplement sur ce sujet de l'alimentation d'un moteur asynchrone par un onduleur de courant (voir *La Revue 3EI* n°39, p.86).

Nous en étions restés, en 1970, à propos des premiers essais en plateforme d'un moteur asynchrone de 100 kW alimenté par un onduleur asynchrone de courant, à la constatation de l'existence de couples pulsatoires créés par l'action des champs harmoniques (générés par les composantes des courants statoriques rectangulaires) sur les courants rotoriques induits ; ils sont inacceptables lors des démarrages, où leur basse fréquence est voisine de la fréquence propre de la transmission mécanique. L'onduleur asynchrone de courant avait donc été écarté des investigations de l'époque parce que la mise en oeuvre des moyens nécessaires à la réduction des pulsations de couple compliquait trop les choses.

En effet, en introduisant une sorte de sous-découpage MLI des créneaux de courants statoriques, selon une loi fonction de la vitesse, on parvient (en minimisant les harmoniques des rangs les plus gênants) à repousser la fréquence des couples pulsatoires au-delà de la fréquence propre de la transmission. L'utilisation d'onduleurs asynchrones de courant devient alors possible. Ce qui n'était pas envisageable avec les circuits électroniques de commande du début des années 1970, le devient 10 ans après, avec l'arrivée des circuits numériques évolués (micro-processeurs 16 bits, mémoires mortes, mémoires vives, etc.).

Mais il faudra aussi admettre un schéma d'onduleur un peu moins simpliste que celui à seulement 6 thyristors de l'onduleur synchrone, car nous ne sommes plus en présence d'un moteur synchrone dont l'excitation génère les contre-tensions

qui permettent, grâce à l'auto-pilotage, la commutation naturelle des thyristors onduleurs (sauf aux basses vitesses, où une certaine assistance est nécessaire). Dans les onduleurs asynchrones, il ne peut être question d'auto-pilotage, puisqu'il n'y a pas de synchronisme. Ici, l'aiguillage du courant débité par la source dans les phases du moteur est le "chef d'orchestre" car c'est lui qui crée le champ tournant statorique de référence et le rotor, tournant à une vitesse légèrement différente, ne peut en aucun cas générer des contre-tensions nécessaires aux commutations statoriques qui lui sont indépendantes.

Le schéma typique des onduleurs asynchrones de courant utilisés sur tous les matériels que nous allons décrire est représenté à la figure 243.

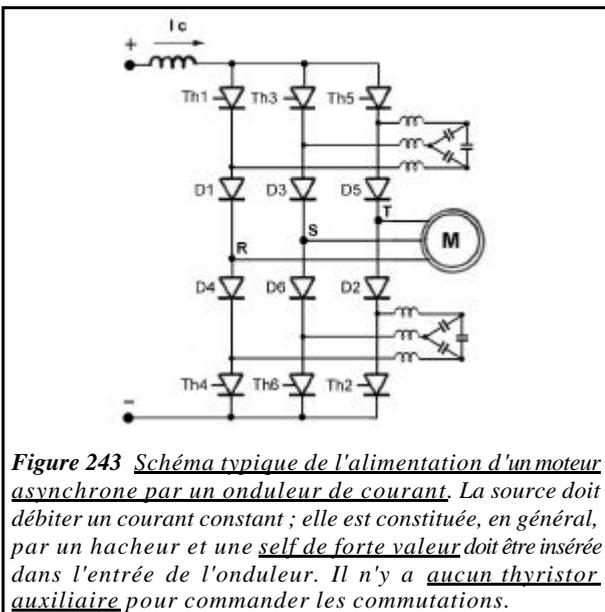


Figure 243 Schéma typique de l'alimentation d'un moteur asynchrone par un onduleur de courant. La source doit débiter un courant constant ; elle est constituée, en général, par un hacheur et une self de forte valeur doit être insérée dans l'entrée de l'onduleur. Il n'y a aucun thyristor auxiliaire pour commander les commutations.

On constate qu'il est tout de même bien plus simple que celui des onduleurs de tension car il ne possède que des thyristors principaux et la commutation d'un bras sur un autre est, comme sur les onduleurs synchrones en l'occurrence, provoquée par l'amorçage d'un thyristor de l'un des 2 autres bras ; interviennent seulement 6 condensateurs d'extinction et des diodes par lesquelles va circuler le courant de recharge des condensateurs consécutif à une extinction.

A titre d'exemple, on peut décrire de manière simplifiée et à l'aide des schémas séquentiels de la figure 244, la commutation du courant de Th1 sur Th3 ; on n'a considéré qu'un seul condensateur alors qu'en réalité les 2 autres interviennent de concert (la somme algébrique de leurs tensions respectives ne peut qu'être nulle à tout moment).

- en a) : Th1 est conducteur et C a les polarités indiquées. Th1 et D1 conduisent le courant de charge qui passe dans les phases R et T (dans le cas d'un couplage "étoile" du moteur).

- en b) : on amorce Th3 ce qui a pour effet d'appliquer la tension de C en inverse aux bornes de Th1 mais aussi de dériver le courant de Th1 au profit de Th3 qui se trouve favorisé car la tension de C vient se mettre en série avec celle de la source. Le condensateur se

décharge donc en inverse dans Th1 (le di/dt dans TH3 est limité par la self qui, d'ailleurs, participe aussi à l'oscillation) et provoque l'extinction de ce thyristor lorsque le courant de décharge de C atteint le courant, (à peu près constant) débité dans les phases, puis C se recharge sous le courant débité pour prendre les polarités inverses ; D1 continue de conduire.

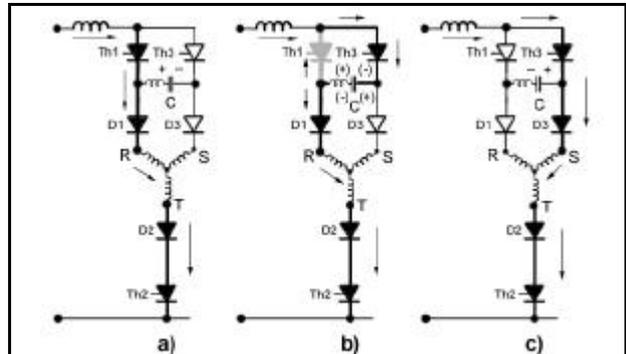


Figure 244 Représentation simplifiée des séquences de commutation d'un thyristor sur un autre. Comme sur les onduleurs synchrones auto-pilotés, c'est l'amorçage d'un thyristor qui provoque l'extinction de celui, du même bras, qui conduisait précédemment ; mais, ici, des condensateurs d'extinction sont indispensables dans tous les cas.

- en c) : Alors que la recharge et l'inversion des polarités de C se termine, le courant dans le condensateur s'est annulé et D1 se bloque tandis que D3, polarisée positivement par C, a pris le relais ; le courant de la source alimente maintenant les phases S et T. La commutation de Th1 sur Th3 est terminée.

Dans le cas présent, l'onduleur de courant n'a qu'un rôle d'aiguillage d'un courant constant (comme dans le cas du système synchrone) et il ne permet que le réglage de la fréquence de l'alimentation du moteur. Mais, comme dans le cas de l'alimentation en tension classique, le couple du moteur asynchrone est aussi fonction des courants statoriques.

Alors que l'onduleur de tension à commande MLI cumule les fonctions de réglage du glissement et indirectement celui des courants (par le biais de la tension qui génère le flux), l'onduleur de courant ne peut que faire varier le glissement ; le sous découpage "genre MLI" n'étant ici utilisé que pour réduire les couples pulsatoires. Il est donc nécessaire de régler le courant qu'il commute au niveau de sa source ; cette fonction est en général assurée par un hacheur qui possède, bien sûr, un filtre LC d'entrée.

Comme le principe de base est de fonctionner à courant constant, la présence d'une forte self est indispensable (elle est le pendant des importants condensateurs du filtre d'entrée indispensable aux onduleurs de tension). Ainsi que déjà évoqué, la lourdeur relative de cet organe et la nécessité d'installer les 6 condensateurs de commutation sur l'onduleur de courant amoindrissent passablement les avantages du dispositif qui, en fait, ne sera utilisé que sur des matériels de petite ou moyenne puissance (métros ou rames de banlieue) où la taille de ces organes est acceptable.

Les matériels à moteurs asynchrones et onduleurs de courant

C'est à partir de 1979 que la **RATP** s'est intéressée, à son tour, au moteur de traction asynchrone. Les constructeurs lui ont donc proposé diverses expérimentations en ce domaine :

- **en 1981** : Alstom-Atlantique monte sur une motrice du type MF 67 (M 10024), à 2 bogies mono-moteur, 2 onduleurs de tension MLI de 250 kW chacun, alimentés sous 750 V (3ème rail) et à fréquence maximale de 135 Hz pour 2650 tr/mn (80 km/h) ; les semi-conducteurs sont en cuves "fréon" et les circuits électroniques de commande sont classiques.

- **en 1982** : T.C.O. installe 2 onduleurs de courant de 280 kW, à hacheur de tête, sur une motrice MF 77 (M 30029) à 2 bogies mono-moteur ; la fréquence maximale est de 115 Hz pour 3300 tr/mn (100 km/h). La logique de commande est à microprocesseur (il y a un sous-découpage aux fréquences de démarrage) et les semi-conducteurs sont aussi en cuves "fréon".

- **en 1983** : Jeumont-Schneider équipe une motrice MF 77 (M 30125) de 2 onduleurs de courant de 250 kW, à hacheur de tête, qui alimentent 2 moteurs de traction en parallèle à la fréquence maximale de 180 Hz pour 5250 tr/mn (100 km/h) sans sous-découpage au démarrage ; les bogies mono-moteur d'origine ont donc été transformés en conséquence. Quant aux semi-conducteurs, ils sont montés sur refroidisseurs classiques à ventilation forcée.

Quant à la **SNCF**, toujours dans le cadre de ses expérimentations de chaînes de traction à moteurs asynchrones, elle a repris en 1983 le principe qui n'avait pas dépassé le stade des 100 kW en plateforme en 1970.

- 1985 : La Z 8895 de 1500 kW

C'est ainsi, qu'en 1983, la société TCO (reprise par Alstom-Atlantique) a étudié l'installation d'onduleurs de courant et moteurs asynchrones sur l'automotrice Z 8895. Les matériels bicourants de banlieue de la série Z 8800, à 2 motrices de 1400 kW (en monophasé), sont sortis entre 1984 et 1988 ; ils ont 8 moteurs à courant continu de 350 kW alimentés par des ensembles redresseurs-hacheurs.



Figure 245 Vue de la Z 8895 expérimentale (ici, au côté de la BB 10003 accouplée à une voiture de mesures électrotechniques). Cette automotrice bicourant de banlieue à 2 motrices de 1500 kW, avait 8 moteurs asynchrones de 375 kW alimentés par onduleurs de courant.

(cliché TRANSPHOT - Jean-Paul Demoy)

La Z 8895, représentée à la *figure 245*, est sortie début 1985. Elle avait des hacheurs et onduleurs proches de ceux de la motrice MF 77 (M 30029) du métro parisien mais d'une puissance unitaire de 375 kW. Le schéma d'une motrice de la *figure 246* montre, pour le fonctionnement en monophasé, un double pont à thyristors qui permet le redressement en traction (pont Th.RM) mais aussi le freinage par récupération par la commande en onduleur monophasé du pont Th.ON, monté en anti-parallèle.

Les équipements de traction des 2 bogies (ceux d'un seul bogie sont représentés), ainsi que le convertisseur auxiliaire et les circuits de chauffage, sont connectés derrière un filtre d'entrée L.FE - C.FE commun. Puis on trouve, pour chaque bloc moteur d'un bogie, un hacheur avec thyristor vernier Th.VE et 2 onduleurs de courant connectés en série, dont le schéma est celui de la *figure 243* ; ils sont alimentés par la source de courant constituée par la self intermédiaire L.F.INT.

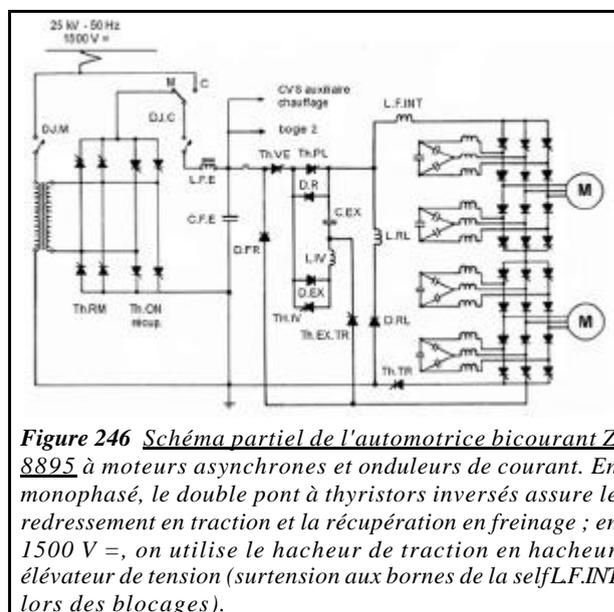


Figure 246 Schéma partiel de l'automotrice bicourant Z 8895 à moteurs asynchrones et onduleurs de courant. En monophasé, le double pont à thyristors inversés assure le redressement en traction et la récupération en freinage ; en 1500 V =, on utilise le hacheur de traction en hacheur élévateur de tension (surtension aux bornes de la self L.F.INT lors des blocages).

En ce qui concerne le hacheur, son schéma représenté à la *figure 246*, ressemble à celui utilisé sur les rames Z 8100 sorties entre 1979 et 1983 ; son fonctionnement ayant été décrit antérieurement (voir *La Revue 3EI* n°31, p.71), il est inutile de le détailler à nouveau. Cependant, il faut noter la présence des thyristors Th.EX.TR et Th.TR, ce dernier étant conducteur en permanence en traction.

Le passage de l'équipement en freinage commence par le blocage de Th.PL consécutif à l'inversion de la charge de C.EX, laquelle est commandée par l'amorçage de Th.IV qui appartient au circuit d'extinction du hacheur [C.EX, L.IV, Th.IV et D.EX] ; Th.VE se bloque à l'issue de la recharge de C.EX.

Puis, ce circuit d'extinction est à nouveau mis à contribution mais pour bloquer Th.TR. Pour cela, on commande à nouveau Th.IV pour inverser la charge de C.EX (Th.VE et Th.PL n'ayant pas, bien sûr, été réamorçés) et on amorce Th.EX.TR qui vient décharger C.EX en inverse dans Th.TR et D.RL par lesquels

circulait le courant de "roue libre", toujours débité par la source.

Dès que Th.TR est bloqué, la diode D.FR vient connecter les onduleurs en inverse sur le double pont redresseur qui, sous monophasé et par la commande des thyristors Th.ON, renvoie à la ligne le courant de freinage (via les diodes D.RL, les selfs L.RL et L.F.INT) ; en freinage par récupération sous monophasé, le hacheur n'est jamais réamorcé.

En courant continu 1500 V, la récupération se fait en commandant le hacheur principal qui, toujours par D.FR, vient ainsi court-circuiter les onduleurs de traction sur la self L.F.INT qui, emmagasinant l'énergie de freinage, la restituera à la caténaire lors des blocages du hacheur, sous forme de surtension s'ajoutant à la tension générée par les onduleurs. Le hacheur fonctionne donc en hacheur élévateur comme cela a déjà été vu précédemment (voir *La Revue 3EI* n°31, p.72).

Pour repasser en configuration traction, avec contrôle du courant par le hacheur, il suffit de réamorcer Th.TR (dont l'anode est connectée au + de la source par D.FR) ; le courant débité par les onduleurs se reboucle alors par lui et D.RL, ce qui provoque le blocage de D.FR.

On voit donc que, grâce au thyristor Th.TR et à la diode D.FR, les transitions traction-freinage se font de manière totalement statique, donc très rapidement ; cela sans nécessiter de circuit d'extinction supplémentaire ni aucun organe électromécanique. Cet aspect est très important sur des matériels de banlieue où l'on recourt très souvent au freinage électrique.

Concernant les moteurs asynchrones de traction utilisés sur la Z 8895, de type à 4 pôles et rotor en "cage d'écureuil", leur puissance de régime continu est de 375 kW à 1475 tr/min et leur vitesse maximale de 3300 tr/min (140 km/h) ; leur masse de 1380 kg est à rapprocher des 1830 kg des moteurs à collecteur de 350 kW qui équipent l'ensemble du parc des Z 8800.

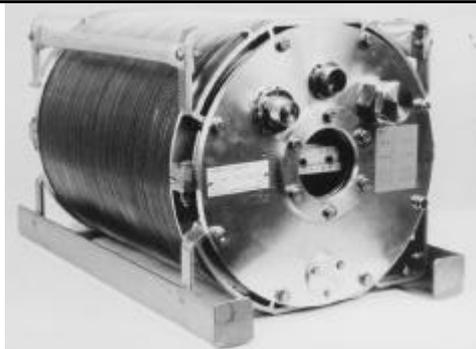


Figure 247 L'une des 4 cuves "fréon" d'un bloc moteur. Elles contiennent et refroidissent les semi-conducteurs du hacheur et des 2 onduleurs de courant ; leur masse est de 80 kg. (photographie TCO - Alstom-Atlantique)

Les blocs moteurs qui alimentent les 2 moteurs d'un bogie regroupent les organes de puissance, dont les 4 cuves "fréon" dans lesquelles sont répartis tous les semi-conducteurs du hacheur et des 2 onduleurs (l'une de celles-ci est représentée à la *figure 247*), ainsi que

les selfs et condensateurs de commutation du hacheur et des onduleurs. L'électronique de commande, placée en partie supérieure du bloc, utilise un micro-processeur du type 68000.

Si les équipements asynchrones de la Z 8895, dont les essais se sont terminés en juillet 1986, n'ont pas été essayés sur l'ensemble du parc Z 8800, ils ont été largement appliqués sur les générations d'automotrices à 2 niveaux de la SNCF qui ont suivi ; à savoir :

- **1988** : les 194 rames de la série Z 20500 (photographie de la *figure 248*) à 2 motrices de 1500 kW, sont construites pour la SNCF et utilisées sur son réseau d'Ile de France (les dernières sortiront en 1998) ; il faut leur ajouter 6 rames TER pour la région Nord - Pas de Calais.

- **1997** : c'est le début de la fabrication des 53 rames Z 22500, dites "Eole", à 2 motrices de 1600 kW, qui sont utilisées sur la ligne E du RER d'Ile de France. La RATP en a aussi fait construire une version spécifique pour la ligne A.



Figure 248 Vue d'une rame bicourant Z 20500 à 2 niveaux. Les 2 motrices de 1500 kW utilisent les équipements, à moteurs asynchrones et onduleurs de courant, expérimentés sur la Z 8895.

(cliché TRANSPHOT - Jean-Paul Demoy)

C'est donc avec le succès remporté par cette motorisation asynchrone à onduleurs de courant, mais installés sur des engins de puissance moyenne, que se termine notre tour d'horizon de l'application des thyristors en traction asynchrone. On peut dire que, s'ils ont beaucoup peiné sur la BB 10003 de 5000 kW, ils se sont bien "rattrapés" sur les onduleurs de courant de 1600 kW des automotrices.

Ce sont les GTO, mais aussi les circuits micro-électroniques puissants permettant les calculs rapides nécessaires au pilotage vectoriel, qui vont enfin permettre de faire de la grande (et petite) traction asynchrone à onduleurs de tension ; un nouveau chapitre de l'évolution des semi-conducteurs de puissance en traction ferroviaire va s'ouvrir ...

Bibliographie :

- *La Vie du Rail* - n° 1943, mai 1984 (article Ph.Hérisse)
- *Revue "Chemins de Fer"* n° 379, 1986/4 (article de J.Bonifas, ingénieur Alstom-Atlantique)
- document d'étude et plaquette Alstom-Atlantique
- documents SNCF - Direction du Matériel (Départements de la Construction et des Essais)

Capteurs de courant LEM

LEM FRANCE SARL, La Ferme de Courtaboeuf

- 19, avenue des Indes, F-91969 Courtaboeuf,

Tel : +33 1 69 18 17-57 - E-Mail jph@lem.com - Website: www.lem.com



HAIS

La mesure de courant n'a jamais été aussi facile et bon marché avec la série HAIS conçue pour un fonctionnement avec une alimentation unipolaire +5V, sur circuit imprimé. Les gammes de courants efficaces permanents disponibles sont 50A/100A/150A/200A/400A avec une plage de mesure jusqu'à $\pm 3 I_{PN}$.

Le capteur, très compact (33x29x14mm), possède un trou de passage pouvant accueillir des barres jusqu'à 8x15mm.

L180 HXS

- Montage en PCB avec boucle ouverte et ASIC,
- Faible encombrement à partir de 18,5x16,5x10 mm,
- Alimentation unipolaire +5V,
- 5, 10 ou 20 A_{eff} nominal pour le HXS 20-NP,
- 12,5, 25 ou 50 A_{eff} nominal pour le HXS 50-NP,
- Plage de mesure jusqu'à $\pm 3 I_{PN}$,
- modèle HXS 20-NP/SP3 permet une mesure différentielle afin de retrouver le courant de la troisième phase,
- modèle 20-NP/SP30 adapté aux systèmes hautes fréquences (engendrant des échauffements),
- -40°C à +85°C et même +105°C pour les modèles SP2.



L181 HTFS (200, 400 et 800) P

- Montage en PCB avec boucle ouverte et ASIC,
- Encombrement de 40x46x18 mm pour les 3 modèles,
- Alimentation unipolaire +5V,
- 200, 400 ou 800 A_{eff} ,
- Trou de passage de 22mm de diamètre,
- Spécial pour les systèmes de contrôle des entraînements de chari
- Offset ratiométrique,
- -40°C à +105°C.

L182 HFIS (40 et 70) P

- Montage en PCB avec boucle ouverte et ASIC,
- Encombrement de 22x20x4.7 mm pour les 2 modèles,
- Alimentation unipolaire +5V,
- 40 ou 70 A_{eff} ,
- Trou de passage de 4.6mm de diamètre ou rectangulaire de 7.2 x 2.6 mm,
- Ces produits sont dédiés aux applications basses tensions,
- Offset ratiométrique,
- -40°C à +125°C.



