

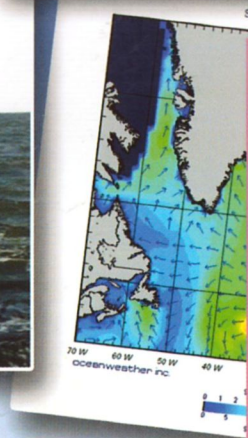
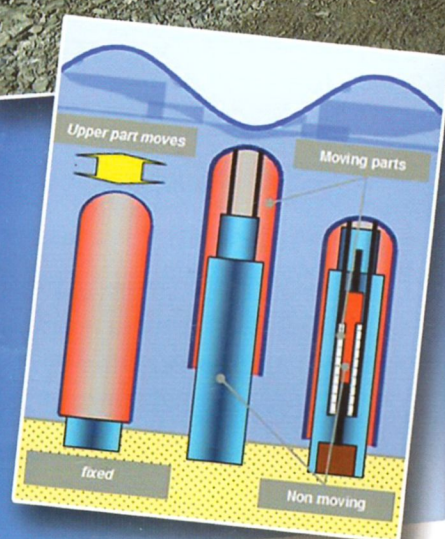
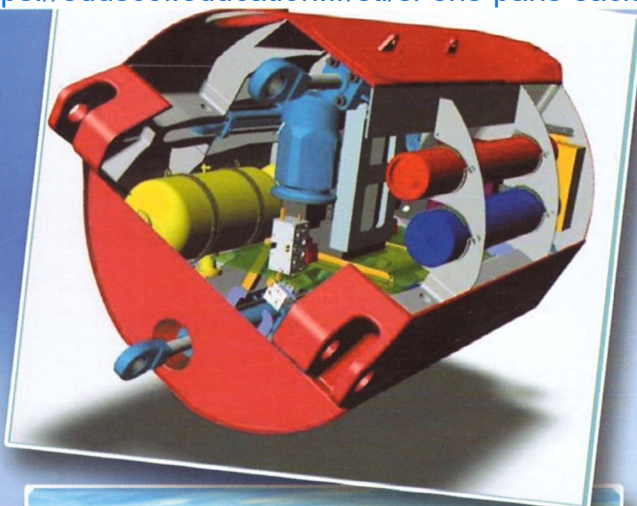
16e année

La Revue

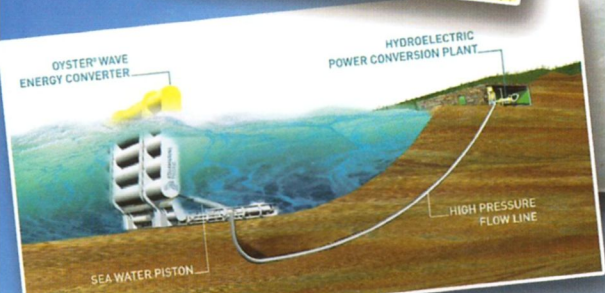


SEE.I

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



Energie des mers



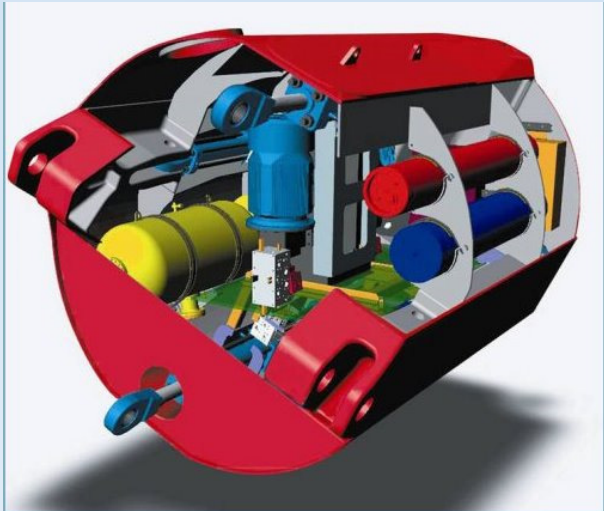
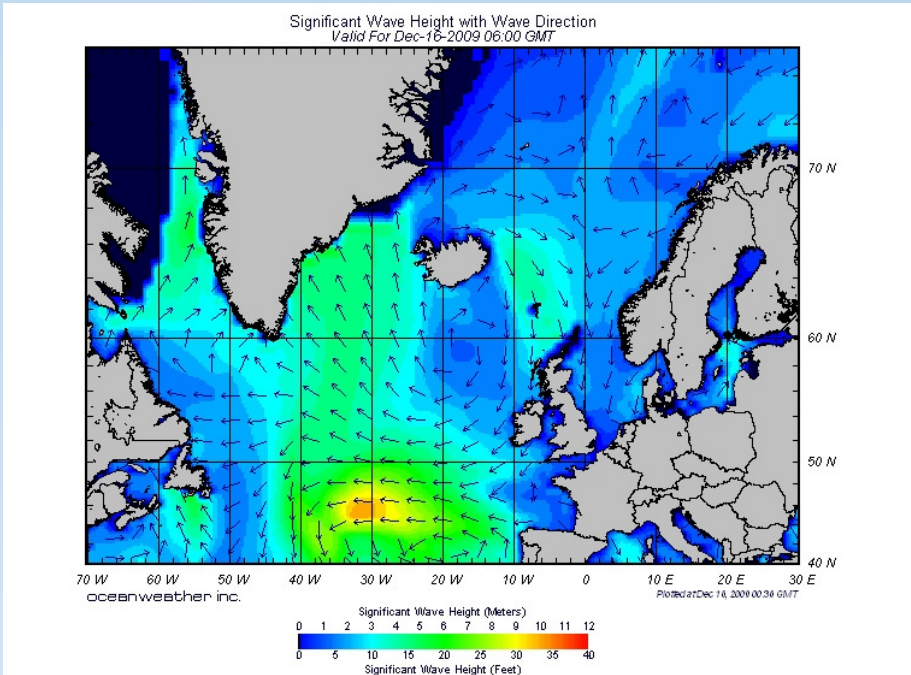
Publication trimestrielle du Cercle Thématique 13.01 de la SEE

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° 59 - Décembre 2009



PELAMIS—Source OPD



PELAMIS—Source OPD



La Revue 3EI

publication trimestrielle
du Cercle Thématique 13-01
de la SEE

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

17, rue de l'Amiral Hamelin, PARIS 75783 CEDEX 16
Tél : 01 56 90 37 00 Fax : 01 56 90 37 19
site web : www.see.asso.fr

SEE, association reconnue d'utilité publique par le décret du 7 décembre 1886
Siret 785 393 232 00042, APE 9412 Z, n° d'identification FR 44 785 393 232

3EI : Enseigner l'Électrotechnique et l'Électronique Industrielle

La Revue 3EI, Édition SEE,
17 rue de l'Amiral Hamelin
75783 PARIS Cedex 16

Directeur de la publication
Paul FRIEDEL
Président de la SEE

Rédactrice en Chef
Marie Michèle LE BIHAN

Adresser les propositions d'article à :
revue3ei.art@voila.fr

Communication
Micheline BERTAUX
communication@see.asso.fr
01 56 90 37 17

publicité au rapport

Abonnement (4 numéros par an)
déc. 2009, mars, juin, sept. 2010.

tarifs TTC :

Individuel :

France et CEE.....36 €
Pays hors CEE.....46 €

Collectivités

France et CEE.....52 €
Pays hors CEE.....65 €

Réalisation et impression

Repro-Systèmes
23, rue de Verdun 77181 Le Pin

Routage et Expédition

Départ Presse
ZI les Richardets
93966 Noisy le Grand

Dépôt Légal : Décembre 2009

Commission Paritaire 1212 G 78028
ISSN 1252-770X

Sommaire du n° 59

Thème : Energie des mers

- p. 2 **Éditorial**,
- p. 3 **Publications, Informations**
- p. 7 **Changement Climatique et Energie Renouvelables Marines**
M. GAUTHIER, R. ZAHARIA. Club des Argonautes
- p. 17 **La récupération de l'énergie de la houle, Partie 1 : Caractérisation de la ressource et bases de l'hydrodynamique.**
A. BABARIT⁽²⁾, JM. ROUSSET⁽²⁾, H. MOUSLIM⁽²⁾, J.I AUBRY⁽¹⁾, H. BEN AHMED⁽¹⁾
et B. MULTON⁽¹⁾
- p. 26 **La récupération de l'énergie de la houle, Partie 2 : Systèmes de récupération et aspects électriques.**
J. AUBRY⁽¹⁾, A. BABARIT⁽²⁾, H. BEN AHMED⁽¹⁾ et B. MULTON⁽¹⁾
(1). Laboratoire SATIE CNRS, ENS de Cachan, Site de Bretagne
(2). Laboratoire de Mécanique des Fluides CNRS, Ecole Centrale de Nantes
- p. 33 **EDF prépare le premier parc hydrolien pré-industriel de démonstration d'Europe au large de Paimpol-Bréhat**
C. ABONNEL Division Production Ingénierie Hydraulique d'EDF DPIH

Hors Thème

- p. 39 **Décharger des batteries, quelle drôle d'idée !**
R. CHRISTOPHE, A. GAVILA, D. POIZAC Lycée Rouvière 83000 TOULON
- p. 43 **Énergies renouvelables et habitat : nécessite de l'hybridation**
P. POULET⁽¹⁾⁽²⁾, R. OUTBIB⁽²⁾, M. BENSOAM⁽²⁾, P. MESTRE⁽²⁾
S. LAUNAY⁽³⁾, F. RIGOLLET⁽³⁾, C. SIERRA⁽³⁾
(1) Lycée du Rempart (MARSEILLE)
(2) Université Aix-Marseille, Laboratoire des Sciences de l'Information et des Systèmes(LSIS)
(3) Université Aix-Marseille, Institut Universitaire des Systèmes Thermiques Industriels (IUSTI)
- p. 50 **Mise en œuvre de régulateurs industriels**
C. SERMONDADE Lycée La Martinière –Diderot Lyon
- p. 54 **Piles à combustible**
R. DARDEVET Lycée Emmanuel Héré – CPGE ATS GC LAXOU
- p. 60 **Exercice sur la pile à combustible**
A. KETTOU, P. OREAL, A. SEN, Lycée Evariste Galois. Noisy-le-Grand
G. FELD ENS Cachan
- p. 63 **Gestion des congestions dans un réseau intégrant de l'énergie éolienne**
A. VERGNOL⁽¹⁾, J. SPROOTEN⁽¹⁾, B. ROBYNS⁽¹⁾, V. RIOUS⁽²⁾, J. DEUSE⁽³⁾
(1) Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP), Lille
(2) Supélec, Gif-sur-Yvette,
(3) Suez-Tractebel, Belgique

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).



François Boucher était rédacteur en chef de la revue 3EI depuis 2000 et participait à l'équipe de rédaction depuis sa création en Mai 1994.

Toujours actif, toujours en mouvement à la recherche de nouvelles pistes pour le choix des thèmes abordés par notre revue, il était très soucieux de transmettre les connaissances utiles aux enseignants de notre discipline, et de favoriser la communication entre le secteur

industriel, le domaine de la recherche et l'enseignement.

Il a été également co-organisateur des journées 3 EI qui se sont déroulées tous les deux ans de 1993 à 1999, et réunissaient à Supelec des auditeurs de ces trois horizons pour le bonheur de tous.

Accueillant et à l'écoute des nouveautés, il dirigeait l'équipe que nous formions avec une discrète efficacité.

Il ne comptait pas son temps.

Son engagement était indéfectible

Il nous a quittés trop vite et laisse un grand vide.

Nous présentons à son épouse, à ses filles et à ses petits enfants nos sincères condoléances et notre profonde amitié.

La Revue 3EI

Comité de publication

Hamid BEN AHMED

Jean BONAL

Arnaud BRUGIER

Jean FAUCHER

Gilles FELD

Jean-Philippe ILARY

Chérif LAROUCI

Marie Michèle LE BIHAN

Franck LE GALL

Pascal LOOS

Claude OBERLIN

Oviglio SALA

Jean-François SERGENT

Jean-Claude VANNIER

Pierre VIDAL

Pour l'année à venir, Décembre 2009 à Septembre 2010, la prévision des thèmes abordés est la suivante :

- **L'énergie des mers** en Décembre*
- **Les Standards des bus de communication** en Mars*
- **Les aspects thermiques dans les convertisseurs** en Juin*
- Le numéro académique de Septembre sera assuré par l'académie de **Versailles**.*

Nous remercions les auteurs d'articles spontanés qui sont toujours de grande qualité. Continuer à nous envoyer des articles pédagogiques : fiches de TP, TD, cours... Nous sommes toujours très intéressés par des articles présentant des études de systèmes avec une approche pluridisciplinaire et nous serons heureux de recevoir vos articles que vous aurez déposés dans la boîte aux lettres dont l'adresse e-mail est revue3ei.art@voila.fr.

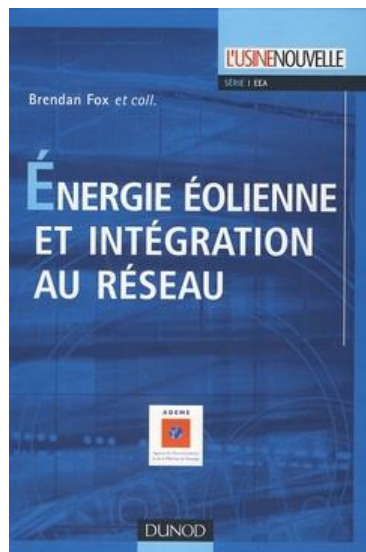
C'est à cette même adresse revue3ei.art@voila.fr que vous pouvez dorénavant nous faire parvenir vos idées, vos réactions ou vos suggestions.

Nous sollicitons également la participation des amoureux de l'histoire des Sciences. Les articles permettant d'alimenter cette rubrique sont les bienvenus. Pour que cette revue qui contribue à la transmission des connaissances puisse continuer de paraître, nous avons toujours besoin de votre aide. Nous comptons sur vous pour saisir toutes les occasions pour faire connaître et faire vivre notre revue. Une attention particulière doit être portée à l'information en direction des jeunes collègues que nous souhaiterions voir abonnés en plus grand nombre.

Bonne lecture.

Le Comité de Publication de la Revue3EI

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



Énergie éolienne et intégration au réseau

Brendan Fox et collaborateurs

Collection Technique et Ingénierie Dunod / L'Usine nouvelle

Depuis quelques années la production d'électricité d'origine éolienne croît rapidement en France. L'une des caractéristiques de cette source d'énergie est qu'elle est extrêmement variable dans le temps et difficile à planifier.

L'objectif de ce livre est précisément de poser les problèmes et donner un état de l'art des solutions pour intégrer de cette électricité "éolienne" au réseau national avec les autres sources d'électricité (nucléaire, thermique...).

Les auteurs rassemblent ici une solide culture générale sur la génération d'énergie éolienne, sur le raccordement aux réseaux des opérateurs et sur le marché européen de l'électricité.

Sommaire :

L'énergie éolienne. Aspects économiques. Intégration de l'énergie éolienne et variabilité. Principes fondamentaux de la production d'énergie. Les technologies de l'énergie éolienne. Turbines à vitesse constante. Turbines à vitesse variable. Intégration de l'énergie produite au réseau général. Gestion des systèmes de production d'énergie. Prévisions météo et anticipation de la production d'énergie éolienne.



Qualité des réseaux électriques et efficacité énergétique

Eric Félice, Philippe Révilla

Collection Technique et Ingénierie Dunod / L'Usine nouvelle

Cet ouvrage a pour objectif de proposer au lecteur une démarche de quantification, d'analyse et d'optimisation des installations électriques, démarche qui s'intègre aujourd'hui dans le contexte de l'« efficacité énergétique » :

- Les premiers chapitres permettent d'entrer dans le détail des notions de charges déformantes et de pollution harmonique. Les effets néfastes de cette pollution sont décrits ainsi que les méthodes pour en déterminer les causes.

- Le quatrième chapitre porte sur les normes et les contrats qui ont trait à la qualité des réseaux. Les techniques de filtrage sont ensuite décrites en détail.

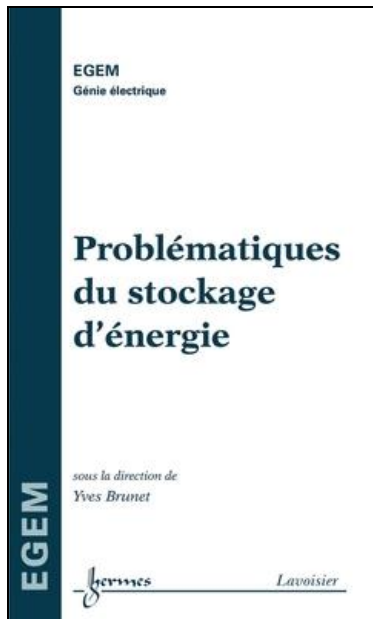
- Les méthodes et les outils de mesure, ainsi que l'analyse des données font l'objet du sixième chapitre.

- Le septième chapitre permettra d'établir un diagnostic d'analyse de la qualité d'un réseau.

- Enfin le dernier chapitre apporte les informations nécessaires pour l'application d'une démarche d'efficacité énergétique au service des réseaux électriques.

Sommaire :

Une utilisation croissante de l'électronique. Origine et caractérisation des charges déformantes. Les effets néfastes de la pollution harmonique. Les enjeux de la qualité. Les techniques de filtrage : une solution aux perturbations harmoniques. La mesure de la qualité. Etablir un diagnostic d'analyse de qualité réseau. L'efficacité énergétique au service des réseaux électriques.



Problématiques du stockage d'énergie

BRUNET Yves

EGEM, série Génie électrique Hermes Science

Cet ouvrage fait le point sur les avantages et inconvénients des différents types de stockage de l'énergie, en dehors des énergies fossiles classiques (pétrole, uranium, gaz), et détaille les technologies développées en vue d'une utilisation sous forme électrique. Le stockage est un des points les plus critiques pour le développement des nouvelles technologies de l'énergie, en particulier celles qui utilisent le vecteur Electricité tout au long de la chaîne source énergétique, génération, production, transport, utilisation. Le stockage est important non seulement pour les applications isolées ou indépendantes, utilisant ou non les énergies renouvelables, souvent intermittentes, mais aussi pour sécuriser les systèmes couplés comme les réseaux de transport et de distribution. Le développement et le choix des technologies de stockage les plus pertinentes sont tributaires de paramètres technico-économiques, il peut aussi apporter de nouveaux services, en particulier dans le cadre des nouveaux marchés de l'électricité.

Sommaire :

Chapitre 1. Stockage d'énergie pour les systèmes électriques. Chapitre 2. Transport : rail, route, avion, navire. Chapitre 3. Le stockage de l'énergie des systèmes photovoltaïques. Chapitre 4. Applications nomades et micro-sources. Chapitre 5. Stockage de l'hydrogène. Chapitre 6. La pile à combustible : principe et fonctionnement. Chapitre 7. Piles à combustible : aspects système. Chapitre 8. Stockage électrochimique : piles et batteries. Chapitre 9. Supercondensateurs : principes, dimensionnement, interfaces de puissance et applications. Index



Technologies du stockage d'énergie

BRUNET Yves

EGEM, série Génie électrique Hermes Science

Sommaire

Chapitre 1. Condensateurs film de puissance pour le stockage d'énergie. Chapitre 2. Stockage magnétique - SMES. Chapitre 3. Stockage d'Énergie sous forme d'Énergie Cinétique. Chapitre 4. Stockage par air comprimé (CAES). Chapitre 5. Stockage hydropneumatique. Chapitre 6. Stockage de l'électricité sous forme thermique à haute température. Chapitre 7. Stockage gravitaire hydraulique. Chapitre 8. Électronique de puissance pour le stockage de l'énergie.

Journées EEA 2010

17 et 18 mars 2010 BELFORT

Les prochaines Journées Electrotechniques du club EEA se dérouleront à les 17 et 18 Mars 2010 à Belfort.

Elles rassemblent chaque année les enseignants, enseignants-chercheurs, chercheurs et étudiants de 3e cycle, dans les disciplines de l'électrotechnique, l'électronique, l'automatique et le traitement du signal mais aussi les professionnels du domaine (fabricants de composants de stockage, de génération décentralisée d'énergie électrique)

Ce colloque s'appuiera sur une quinzaine de conférences invitées relatives au stockage de l'énergie électrique qui seront animées par des orateurs issus des milieux académique et industriel.

Cette thématique représente un verrou technologique fondamental pour le développement de filières propres et durables tant dans le domaine des transports que pour la génération décentralisée d'énergie électrique.

Les domaines abordés seront les suivants :

- stockage mécanique et pneumatique (volant d'inertie et air comprimé)*
- stockage électrique (batterie, supercondensateur et bobine supraconductrice)*
- production décentralisée et stockage (panneau photovoltaïque et éoliennes)*
- filière hydrogène (électrolyseur, stockage de l'hydrogène, pile à combustible)*

Un appel à posters est également lancé et déclinera la thématique sur le plan recherche mais également enseignement.

Vous pourrez très prochainement vous inscrire à ces journées sur le site en suivant le lien <http://www.femto-st.fr/clubEEA> et y trouver toutes les informations logistiques utiles à votre venue.

Journées CETSIS 2010

8 - 10 Mars 2010 GRENOBLE

Thèmes

CETSIS a pour objectif de favoriser l'échange sur les dispositifs et expériences pédagogiques, en s'intéressant particulièrement à l'ingénierie pédagogique, ainsi qu'aux nouveaux modes d'enseignement, aussi bien au niveau des approches (apprentissage par projet, développement de la créativité, ...) qu'aux nouvelles technologies (TICE, campus numérique, enseignement à distance, ...).

Les thèmes privilégiés pour 2010 concernent :

- les micro-nano technologies,
- les énergies,
- les réseaux d'information et les télécom*.*

En rapport avec ces thèmes, un certain nombre de sujets pourront être abordés lors de ce colloque :

- **Micro et Nano technologies** et nouveaux champs disciplinaires : qu'en est-il de la formation, des moyens pédagogiques qui peuvent être mis en place, de la sensibilisation à l'éthique, des débouchés ?
- **L'enseignement de l'EEA** pour la physique et plus généralement, l'interdisciplinarité.
- **La continuité de formation** entre l'enseignement secondaire et l'enseignement supérieur. Comment faciliter la connaissance des dispositifs pré et post BAC ? Comment améliorer la collaboration entre des équipes pédagogiques de culture différente ?
- **Formation tout au long de la vie** : l'offre au public et aux partenaires (entreprises, fonction publique,)
- **Sciences Humaines et EEA** : Diffusion de la culture scientifique vers le grand public, Art et Sciences, Egalité des Chances, Société des Connaissances.

Lieu du Colloque

Ense³ Grenoble

Ecole Nationale Supérieure de l'Energie, l'Eau et l'Environnement

Site Ampère

rue de la Houille Blanche Domaine Universitaire

38402 Saint Martin d'Hères cedex France

Secrétariat :

IPSA-lab (Grenoble Image Parole Signal Automatique)

B.P.46, 38402 Saint Martin d'Hères Cedex – France

Tél. : 33(0)4.76.57.43.50

Fax. : 33(0)4.76.57.47.90

Email : cetsis2010@gipsa-lab.grenoble-inp.fr

Site internet :

www.cetsis.org

Changement Climatique et Energies Renouvelables Marines

Michel GAUTHIER, Raymond ZAHARIA

Club des Argonautes

michel.gauthier3@wanadoo.fr, raymond.zaharia@wanadoo.fr

Résumé : Afin de limiter les effets du réchauffement climatique, il devient urgent de chercher des sources d'énergies renouvelables non émettrices de gaz carbonique. Dans cette optique, Les ERM (énergies renouvelables marines) semblent incontournables. Cet article présente les différentes sources d'ERM et dresse un bilan de ce qu'il serait envisageable de faire afin que l'exploitation de celles-ci ait un impact le plus réduit possible sur l'environnement.

Introduction

Notre planète se réchauffe, ou plus précisément notre biosphère... cette fine pellicule de terre, d'air, et d'eau où la vie a pu se développer. C'est le constat récent des scientifiques.

De combien ? Depuis quand ? Pourquoi ? Quels seront les effets de ce réchauffement sur la biosphère ? Avec quelles conséquences pour les êtres vivants ? Voilà les questions auxquelles les scientifiques s'efforcent d'apporter des réponses de plus en plus précises.

Comment limiter l'ampleur d'effets qui risquent de précariser les conditions de vie des générations à venir ? Techniquement plusieurs voies sont possibles et complémentaires mais dans le long terme le recours à de nouvelles ressources renouvelables, dont celles puisées dans l'océan, semble inéluctable.

Quant aux moyens à mettre en œuvre et au prix à payer pour comprendre et agir « au mieux », ils dépendent de choix politiques que seule la communauté internationale représentative de l'ensemble de l'espèce humaine peut faire.

1 - La température moyenne de notre biosphère augmente.

Au cours des 400.000 dernières années, la température moyenne de l'air a varié plusieurs fois, oscillant entre - 8°C et +2°C autour de la valeur moyenne de l'année 1980 prise comme référence, avec alternance de périodes "froides" et de périodes "chaudes" tous les 110 000 ans environ. Depuis 12 000 ans, une période de grande stabilité s'est établie succédant à la dernière période de grande glaciation qui avait entraîné la baisse du niveau de l'océan d'environ 120 mètres. Ce niveau, après avoir remonté au rythme moyen de 5 mm par an, après s'être stabilisé pendant les 6000 dernières années, s'est à nouveau relevé au rythme moyen de 1,5 mm par an au début du XX^e siècle.

D'après les mesures d'altimétrie spatiale, disponibles depuis le lancement du satellite TOPEX-Poséidon en 1992, l'élévation moyenne du niveau de l'océan est désormais de 3 mm /an. La communauté scientifique attribue cette élévation principalement à la dilatation thermique de l'océan, provoquée par l'accroissement de sa température, et à la fonte des glaces continentales. Un autre signe du changement en cours est l'augmentation de la température moyenne de l'atmosphère d'environ 0,7°C depuis le milieu du 19^e siècle.

Ce réchauffement entraîne des perturbations qui sont autant de signes de changement pour des systèmes physiques ou biologiques comme :

- le retrait des glaciers de montagne,
- la réduction de l'étendue et de l'épaisseur de la glace de mer arctique en été,
- les floraisons précoces et l'allongement des périodes de croissance des plantes et de reproduction des animaux dans l'hémisphère nord, (ainsi que l'arrivée précoce et le départ tardif des oiseaux migrateurs),
- la migration en latitude et en altitude des plantes, des poissons, des oiseaux et des insectes,
- le blanchiment des coraux.

Un changement climatique global est en cours. En dépit des incertitudes sur son amplitude et ses effets régionaux à venir, ce n'est plus une hypothèse, c'est un fait.

2 - Quelles sont les causes de ce changement ?

Deux éléments déterminent la température et les climats de notre planète à l'échelle de temps de l'inter annuel à quelques milliers d'années :

- 1- l'équilibre entre le flux d'énergie reçu du soleil et celui renvoyé par la Terre dans l'espace,
- 2- la redistribution de cette énergie entre les composantes de la biosphère, principalement l'océan et l'atmosphère.

Les études du climat sur les 400 000 dernières années montrent que les variations de température sont directement liées à celles des paramètres de l'orbite terrestre. Elles montrent aussi que ces variations sont d'autant plus grandes que la teneur de l'atmosphère en gaz carbonique, qui varie en fonction de la réponse de la biosphère à ces variations naturelles, est élevée. La teneur en gaz carbonique, qui était restée comprise entre 180 et 270 ppmv (parties par million en volume) pendant 400 000 ans, a maintenant largement dépassé la limite supérieure de cet écart naturel pour atteindre 350 ppmv en 2001, c'est à dire environ 150 ans après le début de l'ère industrielle fondée sur la combustion du charbon, puis du pétrole, et la production correspondante de gaz carbonique relâché dans l'atmosphère. (Figure 1)

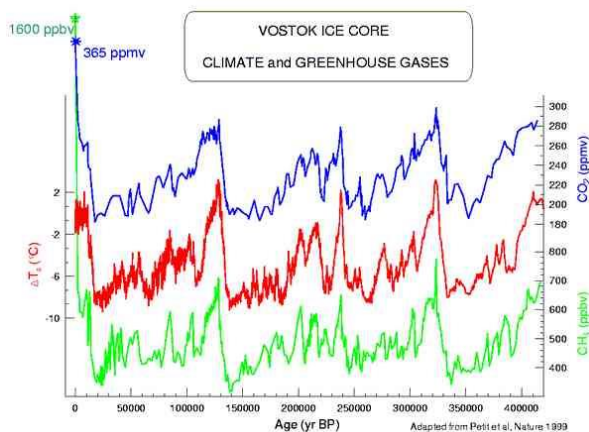


Figure 1 : Corrélation entre le climat de notre planète et la teneur en Gaz à Effet de Serre (GES), de son atmosphère

Les émissions de gaz carbonique causées par l'usage de combustibles fossiles ont augmenté à une vitesse qui dépasse la capacité d'absorption de ce gaz par la biosphère, c. à d. par l'océan et la végétation continentale. La nature ne peut plus suivre ! Elle doit s'adapter aux perturbations introduites par les hommes dans les équilibres qui déterminent le climat.

3 - Sur quelles « garanties » scientifiques s'appuie-t-on pour faire ce constat ?

Le climat de la Terre change. Les effets de ce changement sont sensibles à l'échelle humaine et nos activités industrielles en sont la cause principale. Il est légitime que certains posent la question de la crédibilité de ces affirmations.

Les connaissances scientifiques des mécanismes responsables du changement climatique ont considérablement augmenté au cours des cinquante dernières années grâce au renforcement quantitatif des équipes scientifiques et des budgets consacrés à l'observation de la Terre, et à l'organisation de la coopération internationale. Depuis 1958, avec l'« Année Géophysique Internationale », les programmes internationaux de recherche se sont multipliés entraînant des flots toujours croissants d'échanges de données et d'idées entre chercheurs. Les connaissances se sont aussi améliorées grâce au développement des systèmes d'observation et de mesure embarqués à bord de satellites, et des modèles de simulation numérique exploités sur des ordinateurs de plus en plus puissants.

Cet arsenal de moyens et de compétences, même s'il ne permet pas encore de prévoir avec précision l'ampleur des effets locaux qui résulteront dans les décennies, voire les siècles, à venir d'une élévation plus ou moins grande de la teneur de gaz carbonique dans l'atmosphère, apporte au moins l'indication factuelle qu'un réchauffement est en cours.

Depuis 1988, dans ce contexte multinational et à l'initiative de l'OMM et du PNUE, des chercheurs, parmi les plus éminents dans les domaines concernés par le climat, sont regroupés au sein du GIEC pour expliquer les mécanismes du changement climatique, en cerner plus précisément les effets, et proposer des stratégies qui permettraient aux générations à venir de s'y adapter.

Il est encore temps de réagir pour éviter le pire, mais le temps presse, car la principale incertitude est... la plus ou moins grande sagesse dont l'humanité va faire preuve, face aux avis et propositions du GIEC !

4 - Limiter les effets à long terme d'un changement climatique amorcé.

L'hypothèse scientifique énonce que les êtres humains, qui ont su construire des engins pour aller sur la Lune, (mais aussi... des armes capables d'éteindre l'espèce), sauront trouver les moyens d'éviter, de limiter ou de pallier, les effets pervers d'un changement climatique dont ils sont responsables !

Cependant, à ce jour, on n'a pas encore trouvé de dispositif crédible et universel répondant à cet espoir. Il n'existe qu'un ensemble d'options technologiques et culturelles plus ou moins explorées, et plus ou moins prometteuses, selon que l'on se place à moyen ou long terme, dans les pays riches ou dans les pays pauvres.

A court terme, dans les pays riches comme ceux de l'Union Européenne et des autres membres de l'OCDE, où chaque habitant consomme en moyenne 6 fois plus

que dans les pays plus pauvres et cinq fois plus peuplés, l'urgence est de réduire les émissions de gaz carbonique, de consommer moins et plus intelligemment, et aussi de développer des filières de production moins polluantes. Les mesures prises sous l'égide des Nations Unies, avec le protocole de Kyoto, vont en ce sens.

A moyen terme l'exploitation de ressources renouvelables comme l'éolien, l'hydraulique, la production végétale de combustible, (dit agro-carburant), et certaines formes de géothermie et de solaire dont les technologies sont maîtrisées, devrait se développer et contribuer de façon significative à l'approvisionnement des pays privilégiés par leur géographie. D'autres options, favorables au développement de la filière nucléaire de fission sont avancées, malgré les incertitudes et les craintes qu'elles suscitent.

Pour le long terme, le recours à des filières énergétiques nouvelles deviendra indispensable pour couvrir les besoins engendrés par la conjonction de la raréfaction des ressources fossiles en général, et de la croissance de la population mondiale qui, de 6 milliards d'individus à la fin du siècle dernier pourrait atteindre 8 milliards en 2020 et 9 milliards en 2050. Ces filières nouvelles et renouvelables seront pour l'essentiel d'origines marines et géothermales. On les sait techniquement exploitables, mais leurs technologies sont à des stades divers de développement. Elles bénéficient d'un a priori favorable du public en général. Reste donc à mettre en œuvre les moyens de recherche susceptibles d'en rendre l'exploitation possible à des coûts sociaux et environnementaux acceptables.

Quant à la filière nucléaire de fusion c'est une formidable espérance dont la faisabilité reste problématique après déjà un demi siècle de coûteux efforts de recherche.

5 - Le recours aux énergies nouvelles et renouvelables. Lesquelles, et dans quelles limites ?

Dans ses statistiques, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), estime qu'en 2003 la consommation mondiale d'énergie avait atteint l'équivalent de 10,6 milliards de tonnes de pétrole, (dont ~40% de «vrai pétrole»), avec une contribution de 13,3 % des énergies renouvelables, dont 10,6 % proviennent de la combustion de bois et de déchets, 2,2 % de l'hydroélectricité, et le solde (soit 0,5 %), de filières que l'on qualifie parfois d'émergente: la géothermie pour 0,416 %, l'éolien pour 0,051 %, le solaire photovoltaïque pour 0,039 % et enfin, pour 0,0005%, de l'énergie marée-motrice. Ces chiffres, dont la

précision ne doit pas masquer qu'ils ne sont que des ordres de grandeurs, montrent la navrante réalité : la contribution (0,5 %) de ces énergies renouvelables « émergentes » aux besoins du monde est encore très proche de zéro et presque tout reste donc à faire, en commençant par leur inventaire et l'évaluation de leurs potentiels exploitables durablement.

Parmi ces énergies, celles offertes par l'océan ont un potentiel important. L'océan est en effet un immense capteur, et un vaste réservoir d'énergie, qui se manifeste sous des formes diverses comme celles des vents, des vagues, des courants, et des marées ; autant de phénomènes dont les hommes ont depuis fort longtemps déjà cherché à maîtriser la puissance. A l'exception des marées, dont l'origine est gravitationnelle, (attraction de la lune et du soleil), les Energies Renouvelables Marines (ERM) puisent leur énergie dans celle reçue du soleil, et stockée sous forme de chaleur dans l'eau de l'océan. Ce sont en effet les échanges de chaleur entre l'océan et l'atmosphère qui sont à l'origine des vents, (lesquels sont à l'origine de la houle), et des grands courants comme le Gulf Stream.

C'est l'énergie mécanique du vent, et à un moindre degré celle des vagues de la houle, qui suscitent actuellement le plus d'intérêt. Les technologies pour convertir ces forces naturelles en énergie utile à l'homme existent, mais sont encore l'objet de recherches et d'expériences pour réduire leurs nuisances éventuelles et leurs coûts. Une fraction de cette énergie serait convertible en électricité avec un potentiel exploitable équivalent à 17% de la demande mondiale actuelle en énergie. Nous donnons ci-dessous un extrait du chapitre 7, issu de l'ouvrage « Les Nouvelles Technologies de l'Energie » [MUL 06], qui fait un bilan de ces différentes énergies récupérables :

Chaleur solaire.

Les océans et les mers constituent un immense capteur du rayonnement solaire qui stocke et transfère de gigantesques quantités de chaleur, contribuant ainsi significativement aux équilibres thermiques de la planète. On peut envisager d'exploiter une part, (la plus faible possible pour minimiser l'impact), de ce gisement d'énergie dans les zones où il existe des écarts de température suffisamment élevés pour envisager de faire fonctionner des machines thermodynamiques au meilleur coût. C'est dans les zones équatoriales et tropicales que l'on trouve des gradients de température suffisants. Les températures de surface y atteignent des valeurs comprises entre 25 et 30°C sur une couche de 100 à 200 m d'épaisseur et varient peu en fonction des saisons peu marquées.

Entre 200 et 400 m de profondeur, la température diminue brutalement (barrière thermique) pour atteindre ensuite progressivement 4°C à 1000 m. On peut trouver des cartes [LEN 05] qui montrent les écarts de température entre les eaux de surface et celles à 1000 m de fond. La ressource brute de l'énergie solaire captée annuellement par les océans est énorme, de l'ordre de 400 10¹⁵ kWh, mais seule une infime partie est accessible et, comme nous l'avons déjà dit, il n'est pas question de puiser massivement dans ce cycle naturel au rôle crucial dans la stabilité climatique. En considérant le débit global de l'ensemble des courants froids en profondeur (30 Mm³/s), le fait que les machines thermodynamiques envisageables nécessitent un débit d'eau froide très élevé (environ 2 m³/s par MW) et de faibles rendements de conversion de l'ordre de 3%, (principalement dus au faible écart de température entre sources chaude et froide), on atteint un potentiel annuel maximal de 80 000 TWh, renouvelable [AVE 02] [AVE 94]

Energie éolienne.

Le vent dissipe à la surface des mers une énergie estimée à 500.10¹² kWh. Là encore, on pressent qu'il existe une limite d'exploitation à ne pas dépasser pour ne pas influencer sur la circulation atmosphérique et le climat. Le potentiel offshore mondial [BES 02] est estimé à 37 000 TWh (sites compris entre +/- 72° latitude et à moins de 30 m de profondeur) soit presque 3 fois la production mondiale d'électricité. En Europe, le potentiel net (énergie électrique convertie par des aérogénérateurs d'environ 100 m de diamètre, à raison d'une unité par km²) a été estimé [MAT 95] à environ 3000 TWh en considérant les zones où les fonds sont à moins de 40 m de la surface et à moins de 40 km des côtes. Cette hypothèse a été revue à la baisse, en réduisant les contraintes [EWE 99], à environ 310 TWh annuels, ce qui reste considérable par rapport à une production européenne d'environ 2600 TWh. Pour comparaison, le potentiel européen terrestre était, quant à lui, estimé à 630 TWh dans cette même étude. C'est en zone offshore que l'accroissement de production le plus significatif est attendu sur le long terme. La production en mer présente en effet deux avantages considérables : une meilleure productivité (vents plus forts, plus réguliers et plus énergétiques, de 3000 à plus de 4000 heures équivalentes à pleine puissance) et une réduction de l'impact visuel. En revanche, elle nécessite, comme les autres ressources marines, le transport de l'électricité à terre vers les lieux de consommation, ce qui représente un surcoût élevé, d'où la limitation à 40 km de la distance des côtes. En 2005, les deux plus grands parcs éoliens

offshore du Danemark sont Horns Rev et Nysted qui totalisent 160 MW et 158 MW, respectivement sur un total installé en mer de 785 MW. Le plan d'énergie danois, Energi 21, élaboré en 1996, a fixé comme objectif l'installation de 4000 MW offshore d'ici l'an 2030. Ils fourniraient alors l'équivalent d'environ 40 % de la consommation électrique danoise.

Energie houlomotrice.

Résultante de l'effet du vent sur les surfaces marines (la puissance des vagues est sensiblement proportionnelle à la puissance 5 de la vitesse du vent), l'énergie des vagues représente, d'après le World Energy Council (WEC) [THO 04], une quantité nette disponible de 140 à 700 TWh/an, soit 1 à 5 % de la demande annuelle mondiale en électricité. L'énergie récupérable pourrait atteindre même 2000 TWh/an avec des systèmes de conversion plus efficaces. On peut trouver dans [THO 04] des cartes du monde précisant les ordres de grandeurs de puissance moyenne annuelle de la ressource houlomotrice brute quantifiée en kilowatts par mètre de front de vague avec des ordres de grandeurs compris entre 10 et 100 kW/m (Cap Horn). Il faut cependant considérer le rendement de conversion assez faible (de l'ordre de 10% sur les moyennes annuelles) des systèmes de récupération actuels. Les côtes européennes de l'Atlantique sont particulièrement bien exposées avec des valeurs de 30 à 60 kW/m.

Courants de marée.

L'ordre de grandeur de l'énergie dissipée annuellement par les marées est évalué à 22 000 TWh. Quant à la part récupérable dans des systèmes à barrage, elle est estimée à 600 TWh/an dont 48 en Europe et 10 TWh/an en France [BOU 04], [FER 06]. A eux seuls, une dizaine de sites d'estuaires permettraient de produire annuellement près de 200 TWh, dont plus de 100 TWh en mer d'Okhotsk sur la côte est de la Sibérie. Aujourd'hui, dans le monde, 3 usines marémotrices produisent annuellement 0,57 TWh. La récupération de l'énergie cinétique des courants marins par des turbines accroît encore le potentiel récupérable car il n'est plus nécessaire de construire des barrages, dont les impacts environnementaux sont contestés ; les sites sont alors beaucoup plus nombreux. Le potentiel mondial n'a pas été encore complètement évalué, mais il est sans doute très supérieur à celui des systèmes à barrage. Rien qu'en Europe, on l'estime à environ 50 TWh, en ne considérant que les zones à proximité des côtes, là où les courants sont suffisamment rapides pour un dimensionnement technico-économique acceptable des turbines.

Courants océaniques continus.

Ces courants, à différencier des courants de marées, résultent d'un complexe brassage des eaux océaniques principalement dû aux gradients de température et de salinité. Compte tenu des débits et du volume global, on peut considérer qu'il faut environ mille ans pour qu'un brassage complet des eaux océaniques soit effectué [BON 98]. Seuls quelques courants sont suffisamment rapides pour qu'une exploitation soit envisageable, c'est le cas du Gulf Stream qui offre un débit moyen de 30 Mm³/s avec des vitesses comprises entre 1,2 et 2,7 m/s, tandis que les courants équatoriaux possèdent des vitesses plutôt comprises entre 0,2 et 0,3 m/s. La ressource globale est difficile à évaluer. Le Gulf Stream offre à lui seul une puissance cinétique de plus de 30 GW et environ 300 TWh annuels. Mais il n'est pas question de prélever massivement son énergie sans conséquences climatiques graves.

Energie osmotique.

La recombinaison de l'eau douce avec l'eau de mer salée donne lieu à un phénomène de diffusion (osmose) qui peut libérer de l'énergie. L'utilisation d'une membrane spécifique peut permettre d'obtenir une pression osmotique due à la diffusion de l'eau douce vers l'eau de mer, pression exploitable pour entraîner une turbine. Les moyens de conversion [JON 03], imaginés au début des années 1970, sont encore à l'état de projets très peu avancés, (société norvégienne StatKraft Hydropower Company), et nous avons choisi de ne pas les présenter. Cette source d'énergie est renouvelable car c'est l'énergie solaire, au moment de l'évaporation de l'eau de mer, qui assure le cycle naturel d'évaporation, condensation, retour de l'eau douce vers l'océan salé. En termes d'impact environnemental, on sait aujourd'hui que l'arrivée dans les océans d'eau douce et des nutriments associés joue un rôle important pour la faune marine, il faut

donc évaluer le seuil de prélèvement acceptable. Le gisement énergétique mondial est difficile à évaluer, car il dépend des fleuves exploitables et de la variabilité annuelle de leur débit. La quantité d'eau annuelle qui s'écoule des terres vers les océans représente environ 40.10¹² m³ [BON 98] soit un débit moyen de 1,3 Mm³/s. La ressource osmotique mondiale brute annuelle serait, sur cette base, de 30.10¹² kWh. Par exemple, le Mississippi, dont le débit moyen est de 18 000 m³/s conduit à une ressource brute de 420 TWh, dont 160 TWh seraient récupérables avec les solutions technologiques actuellement entrevues [THO 00]. En admettant un écrêtage des débits en période de crues et une exploitation plus partielle du gisement tenant compte du fait que les eaux charrient une grande quantité de matériaux solides et organiques, le seul fleuve Mississippi a la capacité de générer une énergie annuelle colossale. On retrouve les mêmes ordres de grandeurs sur d'autres fleuves comme l'Amazone, le Gange, le Danube...

Biomasse océanique.

La phytomasse ou biomasse végétale océanique représente une production brute primaire d'environ 450.10¹² kWh (600 en zone terrestre) [BON 98]. Sur terre, on estime la part primaire, exploitable de façon réaliste, à environ 7000 TWh soit 1,5% de la production brute, et ce sont environ 1000 TWh qui sont réellement exploités. La biomasse marine n'est pas encore exploitée et il est assez difficile de déterminer ce qui serait vraiment récupérable de façon écologiquement et économiquement acceptable.

BILAN.

Le tableau 1 ci dessous effectue un bilan global des ressources océaniques. Les chiffres sont à ne surtout pas prendre au pied de la lettre, il s'agit d'ordres de grandeur. Les parts récupérables sont souvent très critiquables, le texte précédent permet de se faire une idée des marges d'incertitude. Pour comparaison, la production mondiale annuelle d'électricité en 2005 était de 17 000 TWh.

Energies annuelles 10 ¹² kWh (10 ³ TWh)	Solaire océans	Courants océaniques continus	Biomasse marine	Cycles hydrologiques			Marées	
				Eolien offshore	houle	Osmotique	Estuaires	Courants
estimation globale	400 000	?	450	>> 500	80	30	22	
part primaire exploitable	4 000	1 ?	4 (1/100 ^{ème})	100	2	0,3 ?	0,6	1,8
énergie électrique récupérable	80 (η 2%)	0,3 ? (η 30%)	1 (η 25%)	37 (η 37%)	0,75 (η 35%)	0,1 ? (η 30%)	0,6	0,9

Tableau 1. Ordres de grandeurs des ressources d'énergie renouvelables et de leur part exploitable en énergie primaire, puis électrique avec des moyens de production dont les rendements (η) sont précisés.

On peut retenir de cette évaluation approximative que :

- la contribution des énergies marines disponibles sous forme mécanique, (sans nécessité d'une conversion thermodynamique), pourrait devenir substantielle, et il faut donc encourager leur exploitation dans les régions où le « gisement » de vent, de houle, ou de courants, est abondant,
- elles ne pourront à elles seules satisfaire les besoins.

Faisons en passant la remarque que c'est aussi l'énergie thermique contenue dans l'océan qui est à l'origine des transformations naturelles qui perpétuent le cycle de l'eau dans la biosphère. En effet, l'évaporation de l'eau au dessus de l'océan tropical, puis la formation des nuages et des précipitations sur les terres émergées, sont à l'origine de la ressource hydraulique traditionnelle - bien que celle-ci soit exploitée à terre avec la construction de barrages. Le potentiel exploitable de la ressource mondiale hydraulique serait proche de celui de la ressource éolienne.

6 - L'Énergie Thermique des Mers, l'ETM

(En anglais: Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC)

A chaque extrémité de l'océan Atlantique, l'eau de surface circulant vers les régions polaires, est soumise à l'évaporation, puis à la formation de glace de mer, deux phénomènes qui augmentent sa salinité et diminuent sa température. Ainsi devenue plus dense que les masses d'eau environnantes, cette eau de surface plonge par « bouffées » vers le plancher océanique qu'elle va parcourir en plusieurs siècles (avec des courants profonds de quelques mm/seconde). En moyenne, le débit de cette formation d'eau froide d'origine polaire, qui tapisse tout le plancher océanique, est de l'ordre de 25 millions de m³ par seconde, (~25 fois le débit de l'ensemble des fleuves du monde), dont un peu plus de la moitié au nord de l'océan Atlantique, et le reste en mer de Wedel (Atlantique Sud).



Variation de la température de l'eau de l'océan avec la profondeur

Parvenue dans la zone intertropicale, l'eau froide profonde est à l'origine d'un gradient de température avec les eaux de surfaces réchauffées par le soleil.

Un gradient thermique dépassant 20 degré, est présent sur de vastes provinces océaniques (60 millions de km², environ 120 fois la France), et constitue un autre phénomène marin que l'on doit ajouter à la liste des énergies marines.

Il est connu qu'en chauffant dans un évaporateur un liquide approprié jusqu'à sa température d'ébullition, il se transformera en vapeur. Si l'on fait passer cette vapeur dans une turbine couplée à un alternateur puis dans un condenseur pour qu'elle s'y refroidisse et redevienne liquide, on aura produit de l'énergie électrique. C'est le procédé bien connu de la turbomachine à vapeur utilisé dans nos centrales thermiques traditionnelles, avec transfert de chaleur entre une « source chaude » et une « source froide ».

Le procédé ETM est similaire. Seules changent les conditions de température et de pression.

Dans les centrales traditionnelles, un apport de chaleur à la source chaude est nécessaire ; il provient de la combustion du charbon, du pétrole ou de la décomposition radioactive d'uranium, tandis que le refroidissement est effectué grâce à de l'air atmosphérique, de l'eau des fleuves, ou celle de la mer.

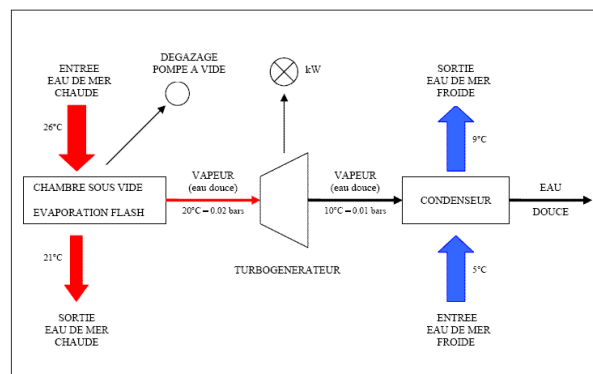


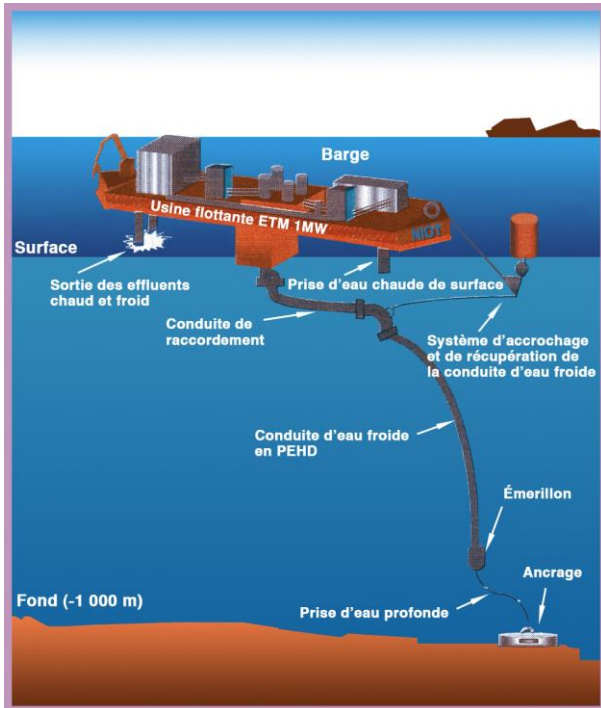
Schéma de fonctionnement d'une centrale OTEC

Dans le procédé ETM, la chaleur est extraite de l'eau de surface des régions les plus chaudes de l'océan où sa température peut atteindre 25 à 28 °C, tandis que le refroidissement se fait avec de l'eau pompée en profondeur, sous la thermocline, où sa température atteint presque uniformément 4°C à 1000 mètres de profondeur.

Le procédé ETM est donc semblable à celui de nos centrales thermiques traditionnelles à combustibles fossiles ou nucléaire. Seules les conditions de fonctionnement changent. Le faible écart de température disponible dans l'ETM rend le procédé moins efficace et plus lourd en investissement.

La démonstration expérimentale que le procédé était viable a été faite dans les années 1930 par le français

G.Claude, un ingénieur et un précurseur talentueux qui s'interrogeait déjà sur le déclin des réserves de combustible, le charbon à l'époque. Le procédé ETM proposé par G.Claude est dit « en cycle ouvert » car, comme décrit par le schéma de fonctionnement ci-dessus, c'est l'ébullition sous vide de l'eau de mer qui produit la vapeur nécessaire au fonctionnement de la turbine. D'autres solutions existent - selon le « fluide de travail » choisi – chacune avec ses avantages et ses inconvénients.



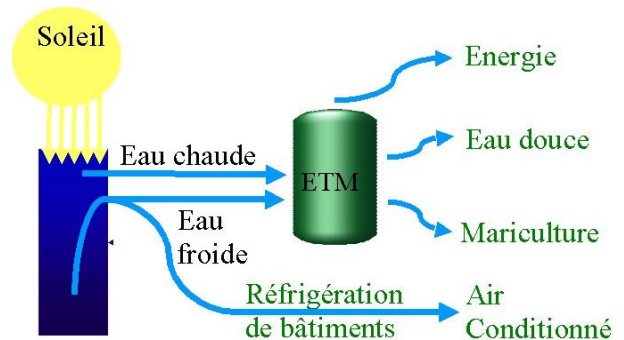
Vue d'artiste d'une petite usine ETM flottante. L'usine de production d'électricité est installée sur une barge flottante. Elle est alimentée en eau de surface et en eau pompée à plusieurs centaines de mètres de profondeur. La tenue à la mer de la conduite profonde est une préoccupation majeure pour les concepteurs. Un câble électrique sous marin - non représenté sur le dessin - assure le transport de l'énergie aux utilisateurs côtiers. La première expérience de ce type a été construite à Hawaï en 1979 par Lockheed et Dilligaham Corporation. Equipée d'une turbo-machinerie utilisant l'ammoniac comme fluide de travail et d'une conduite profonde en polyéthylène de 60 centimètres de diamètre, la puissance électrique nette était de 18 kilowatt. On rappelle ici que la première démonstration de la faisabilité de l'ETM fut réalisée en 1930 par le Français George Claude ; l'expérience était montée "à terre" avec une conduite d'eau froide en acier de 2 mètres de diamètre et longue de 2 kilomètres.

Il fallut la crise pétrolière de 1973 et l'évidente vulnérabilité des approvisionnements des pays non producteurs pour relancer la recherche pour le développement de l'ETM. De nombreux projets furent étudiés, dont une usine pilote pour la Polynésie

Française. Aux USA et au Japon, plusieurs centrales expérimentales furent construites et essayées avec succès. Le retour à une certaine régulation du marché pétrolier en 1986 remit ces travaux en question ; la France, pays de naissance de cette filière de production d'énergie, cessa d'y contribuer, abandonnant le leadership de l'ETM aux USA et au Japon.

Depuis près de vingt ans, ces deux pays ont réussi à maintenir un certain dynamisme pour la recherche de solutions techniques et d'options économiques rendant l'exploitation de l'ETM de plus en plus attrayante. Ils ont optimisé les performances des composants, (échangeurs et turbines), conforté le degré de confiance pour la construction et la tenue à la mer des conduites d'aspiration d'eau profonde.

Ils ont développé le concept d'usines ETM, dites "multi-produits", qui valorisent mieux la ressource Eau Froide Profonde, associant production d'énergie, conditionnement d'air, production d'eau douce et de produits aquacoles. (Concept plus particulièrement adapté aux besoins de petites communautés insulaires isolées).



Concept ETM multiproduits

Ils ont étudié l'extrapolation de la filière ETM à des usines de plusieurs centaines de MW pour la production en mer de combustibles liquides synthétiques, (hydrogène, ammoniac, et méthanol), transportables par tankers pour répondre au besoin des pays industrialisés éloignés des zones où la ressource est disponible.

Cette perspective à long terme montre un autre intérêt de la ressource ETM, (qui est stable et disponible 24 heures sur 24 en toute saison), et dont une large part se situe dans les eaux internationales : elle est géographiquement accessible à tous les pays, donc, avec un risque limité de conflit d'approvisionnement. Pendant le fonctionnement de leurs usines expérimentales, américains et japonais ont aussi acquis des données sur les effets des effluents rejetés dans le milieu naturel - notamment ceux d'eau profonde,

encore froids et riches en sels minéraux - et abordé l'étude des limites de l'exploitation durable de la ressource. Sur cet aspect, le Club des Argonautes a proposé en 2006 les grandes lignes d'un programme scientifique d'évaluation des impacts d'une éventuelle exploitation intensive de l'ETM (voir : <http://www.clubdesargonautes.org/energie/etmupwellings.htm>)

L'océan est alimenté en chaleur par un flux d'énergie solaire dont la puissance est telle qu'il suffirait d'en transformer quelques dix millièmes en énergie électrique - soit quelques pour cents d'un pour cent-pour répondre à nos besoins actuels. Cela sera-t-il possible ? Techniquement, pourquoi pas ? Mais à quels prix ? C'est là une question encore sans réponse, notamment parce que l'évaluation des effets qu'aurait à long terme l'exploitation intensive de l'ETM est encore embryonnaire. Mais ceci est valable pour toutes les filières du futur : quelles que soient les nouvelles ressources exploitées, elles auront leurs limites.

7 - Potentiels techniquement exploitables des ERM (Energies Renouvelables Marines).

En octobre 2005, le Club des Argonautes a publié une première estimation des potentiels respectifs de diverses ERM. Voir : <http://www.clubdesargonautes.org/energie/potentiels.htm>

Les ordres de grandeur déterminés il y a 4 ans ont depuis été confirmés dans le chap. 7 du livre « Les Nouvelles Technologies de l'Énergie » [MUL 06] paru en 2006 (dont un extrait a été donné ci-dessus au § 5), ainsi que par un rapport publié par l'Ifremer en 2008.

Il ressort de notre analyse que la production annuelle d'énergie primaire que l'on pourrait extraire des énergies marines serait de l'ordre de 120 000 TWh d'électricité.

Ceci est équivalent à la totalité de l'énergie primaire consommée par l'humanité en l'an 2000 (et environ 10 fois la consommation annuelle d'électricité des pays de l'OCDE qui était de 10000 TWh en 2000 avec 15 % de production renouvelable, (pour l'essentiel d'origine hydraulique).

Les contributions respectives des procédés de conversion des phénomènes marins à cette production seraient de :

- 800 TWh pour l'énergie des marées,
- 1400 TWh pour celle de la houle,
- 18450 TWh pour l'énergie éolienne,
- 100000 TWh pour la conversion par ETM

Ces contributions entraîneraient des perturbations :

- pour l'ETM, de 0,02 % du flux de chaleur solaire absorbé par l'océan,
- de 4 % de l'énergie mécanique du vent « offshore »,
- de 2% de l'énergie mécanique dissipée par la marée.

Conclusion.

Le recours à de nouvelles énergies, renouvelables et propres, s'impose comme une nécessité ; non plus seulement pour pallier de possibles ruptures d'approvisionnements en combustibles traditionnels, du fait d'embargos d'origine politique ou de la raréfaction des ressources, mais pour réduire autant que faire se peut les dégradations graves et irréversibles que leur combustion cause à notre environnement, notamment en augmentant la teneur en gaz carbonique de l'atmosphère.

A cette exigence environnementale s'ajoutent celles, économique et politique, qu'implique le changement amorcé de la répartition des ressources énergétique entre pays riches et pays pauvres. Depuis le début de l'ère industrielle jusqu'à aujourd'hui, ce sont les pays les plus riches qui furent à la fois les plus gros consommateurs d'énergie et les plus gros pollueurs. Demain, ce seront des pays émergents, comme le Brésil, l'Inde et la Chine, (une triade que l'on nomme parfois BRIC), qui devraient le devenir, du fait de la conjonction de la croissance de leurs populations et de l'amélioration de leurs conditions de vie.

Assurer l'approvisionnement en énergie de façon à satisfaire durablement les besoins des générations à venir est un défi à la capacité d'adaptation de l'humanité. A d'autres époques de l'histoire humaine, des sociétés confrontées à la pénurie locale de leurs ressources ont été forcées de conquérir des espaces nouveaux pour ne pas disparaître. Le défi d'aujourd'hui est de nous adapter à la finitude des ressources d'un espace lui même fini, borné aux limites physiques de notre planète. Nous sommes à un tournant de l'histoire de l'évolution des sociétés modernes. L'exploitation de l'énergie thermique des mers, pourrait contribuer à cette évolution.

Bibliographie

- [ABO 04] C. Abonnel et al., "Energie des Mers", publié au nom d'ECRIN à une conférence pour l'OPECST (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques), Paris (Assemblée Nationale) le 20 octobre 2004, 22 pp.
- [ABO 05a] C. Abonnel et al., "Some Aspects of EDF Modelling and Testing Activities, within its Marine Current Energy Research and Development Project Hydroliennes en mer", Work Shop Aalborg Apr. 2005.
- [ABO 05b] C. Abonnel, "Some Aspects of the RanceBulb Turbines after almost 40 years'service –Feedback of experience", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.
- [AVE 02] W. H. Avery, "Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", Encyclopedia of Physical Science and Technology, Vol 11, 2002, pp. 123-160.
- [AVE 94] W. Avery, C. Wu, "Renewable energy from the ocean. A guide to OTEC", Oxford Univ. Press, 1994.
- [BAB 05] A. Babarit, "Optimisation hydrodynamique et contrôle optimal d'un récupérateur d'énergie des vagues", Thèse de Doctorat de l'Ecole Centrale de Nantes, soutenue le 27 octobre 2005.
- [BAH 04] A.S. Bahaj, L. Myers, "Analytical estimates of the energy yield potential from the Alderney Race (Channel Islands) using marine current energy converters", Renewable Energy 29 (2004), Elsevier, pp.1931-1945.
- [BAN 97] M. Banal, "L'énergie marémotrice", REE n°8, sept.97, pp.6-7.
- [BED 05a] R. Bedard, G. Hagerman, M. Previsic, O. Siddiqui, R. Thresher, B. Ram, "Offshore Wave Power Feasibility Demonstration Project", E2I report, EPRI Global WP009 – US Rev 1 (Electric Power Research Institute) 14 jan. 2005, 34 p.
- [BED 05b] R. Bedard et al., "Survey and characterization tidal in stream energy conversion (TISEC) devices", EPRI report TP-004 NA, nov. 2005.
- [BES 02] G. Beslin, "Eolien offshore : attentes, espoirs et réalités", colloque GEVIQ'2002, Marseille, pp.43-46, 12-13 juin 2002.
- [BON 98] J.F. Bonnet, "Les apports solaires implicites dans les activités humaines." Thèse de doctorat, ENSAM, Centre de Bordeaux, 395 p, 1998.
- [BOU 04] M. Le Boulluec, "L'exploitation de la ressource hydrocinétique : état de l'art", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.
- [BUR 05] M. Burger, F. Gardner, "A wave energy converter performance standard WPS", Second CA-OE (Coordination Action on Ocean Energy) Work Shop, 5-6 April 2005, Aalborg Denmark.
- [BUS 01] G.J.W. Van Bussel, A.R. Henderson, "State of the Art and Technology Trends for Offshore Wind Energy : Operation and Maintenance Issues", Proc. offshore wind energy special topic conf., Brussels, 10-12 December 2001. pp. 1-4.
- [CLE 02a] A. Clément et al. "Wave energy in Europe : current status and perspectives", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Pergamon, 6 (2002), pp.405-431.
- [CLE 02b] A. Clément. : "Propagation des ondes de gravité". Cours de l'Ecole Centrale de Nantes, 2002.
- [COUR 02] J. Courault, "Energy Collection on Offshore Wind Farm", GIRCEP, march 2002.
- [DAH 00] M. Dahlgren, H. Frank, M. Leijon, F. Owman, L. Walfridsson, "Windformer. Production à grande échelle d'électricité éolienne", Revue ABB n°3-2000, pp.31-37.
- [DAV 04] J.F. Daviau, H. Majastre, F. Guena, J. Ruer, "Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.
- [EB 02] Engineering Business Ltd, "Research and development of a 150 kW tidal stream generator", contract report n°1, ETSU T/06/00211/00/REP, 2002.
- [EB 03] Engineering Business Ltd, "Stingray tidal stream energy device – Phase 2", contract report n°2, ETSU T/06/00218/00/REP, 2003.
- [EB 05] Engineering Business Ltd, "Stingray tidal stream energy device – Phase 3", contract report n°2, ETSU T/06/00230/00/REP, 2005.
- [EWE 99] EWEA (European Wind Energy Association), "Wind Force 10. A blue print to achieve 10% of the world electricity from wind power by 2020", report 1999.
- [FER 06] B. Dal Ferro, "W&T : scale of the opportunity", Séminaire franco-britannique sur les Énergies Marines, CDRM proc, Le Havre, 19-20 janv. 06.
- [FOL 05] M. Folley, R. Curran, C. Boake, T. Whittaker, "Performance investigations of the LIMPET counter-rotating Wells turbine", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.
- [FRA 04] P. Fraenkel, "Marine Current Turbines : feedback on experience so far", Seatech Week, Brest, CDRM proc., 20-21 oct. 2004.
- [GAU 04] M. Gauthier, "L'énergie thermique des mers", revue trimestrielle du réseau ECRIN (<http://www.ecrin.asso.fr>), n°57, sept. 2004, pp.16-19.
- [GOD 00] Y. Goda, "Random Seas and Design of Maritime Structures" Advanced Series on Ocean Engineering- Vol15. World Scientific, 2nd edition, July 2000.
- [GUI 01] E. Guyon, J.P. Hulin, L. Petit, "Hydrodynamique physique", EDP sciences, 2001.
- [HAR 05] G. P. Harrison, A. R. Wallace, "Climate sensitivity of marine energy", Renewable Energy 30 (2005), Elsevier, pp.1801-1817.
- [HEN 02] A. R. Henderson, R. Leutz, T. Fujii, "Potential for Floating Offshore Wind Energy in Japanese Waters",

Proceedings of The Twelfth (2002) International Offshore and Polar Engineering (ISOPE) Conf., Kitakyushu, Japan, May 2002.

[HEN 05] R. Henderson, "State of the Art Hydraulics for the Pelamis Wave Energy Converter", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.

[HOO 05] M. Hoover, "The Gulf Stream Energy Project: Thinking Outside the Gearbox", Workshop on Alternative Energy Tech. Savannah, US, 12-13 may 2005.

[JON 03] A.T. Jones, W. Finley, "Recent development in salinity gradient power", IEEE OCEANS 2003 Proceedings, Vol. 4, 22-26 Sept. 2003, pp.2284-2287.

[LEN 05] D. Lennard, "Ocean Thermal Energy Conversion", Survey of Energy Resources, Site web 2005 du World Energy Council, www.worldenergy.org.

[MAC 04] G. Mackie, "Wavepower an operator experience", Seatech Week, Brest, CDROM proc., 20-21 oct. 2004.

[MAR 80] P. Marchand, "L'énergie thermique des mers", dans La recherche sur les énergies nouvelles, Le Seuil 1980, ISBN 2.02.005617-8.

[MAR 97] J. Martin, "Énergies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, Traités Énergétique B8585, 1-1997, 22p.

[MAT 95] H.G. Matthies et al. "Study of Offshore Wind Energy in the EC (Joule I project)", Verlag Natürliche Energie, Brekendorf, Germany, 1995.

[MUL 04] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, "Aérogénérateurs électriques", Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3960, novembre 2004, 20p.

[MUL 06] B. MULTON, A. CLÉMENT, M. RUELLAN, J. SEIGNEURBIEUX, H. BEN AHMED, « Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines », Chapitre 7 du tome 1 du livre « Les Nouvelles Technologies de l'Énergie », dirigé par J.C. Sabonnadière, Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006, 45p.

[MOR 04] C. Morgan, "Offshore Wind - State of the Art", Seatech Week Conf. Brest, oct. 04.

[PEL 02] R. Pelc, R. Fujita., "Renewable energy from the ocean", Marine Policy Revue (Elsevier) n°26 (2002) p.471-479.

[PIZ 00] D.J. Pizer, C.H. Retzler, R.W. Yemm, "The OPD Pelamis: Experimental and numerical results from the hydrodynamic work program", Wave Energy Conferences, Alborg 2000.

[RAV 02] M. Ravindran, A. Raju, "The Indian 1 MW demonstration OTEC plant and the development activities", IEEE Oceans apos, Vol. 3, 29-31 Oct. 2002 pp. 1622-1628.

[RUE 04] J. Ruer, W. Pimenta De Miranda, "Influence des conditions locales de site sur la conception des éoliennes offshore. Etude ADEME pour des éoliennes ancrées au fond et perspectives pour des éolienne flottantes", Seatech Week Conf. Brest, oct. 2004.

[RUE 05] M. Ruellan, B. Rozel, H. Ben Ahmed, B. Multon, A. Babarit, A. Clément, "Predesign of direct electrical PTO for the SEAREV wave energy device", Second CA-OE (Coordination Action on Ocean Energy) Workshop, Uppsala, 2-3 Nov. 2005.

[SOE 04] H.C. Soerensen, "World's first offshore wave energy converter Wave Dragon connected to the grid", proc. of 19th World Energy Congress, Sydney, Sept. 04, 12p.

[SOE 05] H.C. Soerensen, E.F. Madsen, L. Christensen, J.P. Kofoed, P. Frigaard, W. Knapp, "The results of two years testing in real sea of Wave Dragon", proc. of 6th European Wave and Tidal Energy Conference, Glasgow, aug. sept. 2005.

[SCH 05] R. Schilling, "Water Turbines for Overtopping Wave Energy Converters", Second CA-OE, Work Shop, nov. 2005, Uppsala.

[SEA 05] "Seaflo. Pilot project for the exploitation of marine currents", European Commission Report n°EUR21606, 2005

Chapitre 7 du tome 1 de l'ouvrage « Les Nouvelles Technologies de l'Énergie », Hermès Publishing, ISBN 2-7462-1376-1, 2006 45

[STE 05] T. Stenzel et al., "Offshore wind experiences", International Energy Agency Report, june 2005

[TAY 03] Taylor G.W. (Ocean Power Technologies, Inc.), "Wave Energy Commercialisation" London Energy Group, 3rd Annual Alternative Energy Seminar, 10 dec. 2003.

[THO 00] T. Thorsen, "Salinity Energy", publication en ligne sur le site United Nations Atlas of the Oceans <http://www.oceansatlas.org/>

[THO 04] T. Thorpe, "Wave Energy", chap. 15 of 2004 Survey of Energy Resources, World Energy Council 2004, p.401-417.

[VEG 99] L. A. Vega, "Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", OTEC- December 1999, 24p.

[WAV 03] Wavenet report, "Results from the work of the European Thematic Network on Wave Energy", ERK5-CT-1999-2001, 2000 – 2003, march 2003, téléchargeable à : www.wave-energy.net/index3.htm.

[WDK 01] Rapport danois "Bølgekraftforeningens Konceptkatalog" (revue des concepts de générateurs fonctionnant à partir de la houle), avril 2001, www.waveenergy.dk.

[YEM 00] R W Yemm, R M Henderson, C A Taylor, "The OPD Pelamis WEC: Current Status and Onward Programme", Wave Energy Conferences, Alborg 2000.

La récupération de l'énergie de la houle, Partie 1 : Caractérisation de la ressource et bases de l'hydrodynamique.

Aurélien BABARIT², Jean-Marc ROUSSET², Hakim MOUSLIM², Judicaël AUBRY¹, Hamid BEN AHMED¹ et Bernard MULTON¹

1. Laboratoire SATIE CNRS, ENS de Cachan, Site de Bretagne
Campus de Ker Lann, 35170 BRUZ
nom@bretagne.ens-cachan.fr

2. Laboratoire de Mécanique des Fluides CNRS, Ecole Centrale de Nantes
1 rue de la Noë, 44 321 Nantes Cédex 3
aurelien.babarit@ec-nantes.fr

Résumé : Cet article traite, en deux parties, de la problématique de récupération de l'énergie de la houle. La première partie est consacrée à la caractérisation de la ressource énergétique que constitue la houle, et dans un second temps, à la modélisation physique de l'interaction d'un fluide avec une structure, problème physique typique dans la récupération de l'énergie des vagues. Dans la seconde partie, un panorama de plusieurs récupérateurs de l'énergie de la houle, aussi appelés houlogénérateurs, sera présenté mais ne saurait être exhaustif étant donnée la diversité de principes qui existent. Le dernier chapitre mettra en avant les problématiques de génie électrique spécifiques à de tels systèmes.

Introduction

Les perspectives d'exploitation des énergies marines, dans le panel des énergies renouvelables, ne cessent de prendre de l'importance, notamment dans les pays disposant d'une exposition favorable mais également tenant compte du fait que les populations continentales ont une tendance naturelle à migrer vers les zones côtières. Au point de vue politique de la France, les engagements pris lors du Grenelle de la mer, en juillet 2009, en sont la preuve. « Soutenir et planifier le développement durable des énergies marines », « Engager une politique industrielle volontariste pour les énergies marines », « Agir en priorité en Outre-mer pour développer et produire de l'énergie renouvelable », ce sont les trois engagements pris par le gouvernement à propos des énergies marines. Cette prise de position politique était nécessaire car les énergies marines ont besoin, pour leur développement, d'un cadre législatif clair mais aussi d'un soutien aussi bien industriel que financier.

Sous le vocable Énergies Marines Renouvelables, on a pris l'habitude de regrouper à la fois l'énergie marémotrice et des courants marins, l'éolien offshore, l'énergie thermique des mers, celles des gradients de salinités, et également l'énergie des vagues à laquelle on s'intéresse plus en détail ici [Multon (Partie 2)]. Depuis une trentaine d'années, nombre de systèmes houlogénérateurs (systèmes de récupération de l'énergie des vagues) ont été proposés et étudiés, de par le monde mais principalement en Europe. On distingue plusieurs types de houlogénérateurs : les colonnes

d'eau oscillantes, les rampes à déferlement et les systèmes à corps mus par la houle. Ainsi, les plus récents (Pelamis, AWS, CETO, SEAREV, Wavebob...) font partie de ces systèmes actionnés directement par les vagues. Ils sont également, pour la plupart « offshore », c'est-à-dire situés loin de la côte, là où la ressource énergie des vagues est meilleure et où l'impact visuel est réduit.

Nous présentons dans cette première partie, la caractérisation énergétique et physique de la ressource houlotrice ainsi que les outils de bases de l'hydrodynamique permettant de traiter le problème de l'interaction fluide-structure de ces systèmes de récupération de l'énergie des vagues.

1 Caractérisation de la ressource houlotrice.

1.1 Origine de la houle

La houle est générée par l'effet du vent sur la surface des océans. Plus il souffle fort, longtemps et sur une grande distance, et plus la hauteur des vagues générées va être importante. Ces vagues, ondes de gravité, ont la particularité de se propager sans dissipation d'énergie et peuvent donc voyager sur de longues distances avant d'être dissipées sur les côtes. La houle est donc un concentré d'énergie éolienne, certains journalistes l'ont surnommée « houille bleue ».

1.2 Physique d'une vague

Du point de vue de la mécanique des fluides, la physique de l'écoulement associé à la houle est incompressible et irrotationnel, i.e :

$$\text{div} \vec{V} = 0$$

$$\text{rot} \vec{V} = \vec{0}$$

Où \vec{V} est la vitesse du fluide.

La divergence du champ de vitesses peut être vue dans le contexte de la mécanique des fluides, comme le taux relatif de variation de volume de la particule de fluide considéré (Note : une particule fluide est un ensemble fermé, de masse constante, et de taille mésoscopique, c'est-à-dire contenant un grand nombre de molécules d'eau, mais assez petit pour considérer des grandeurs comme constantes, par exemple la température, la masse volumique ou la pression). Considérer un fluide comme incompressible se traduit donc par une divergence nulle de son champ de vitesse.

La notion de rotationnel de la vitesse décrit en mécanique des fluides une rotation de la particule fluide. Dans un écoulement irrotationnel, le rotationnel de vitesse est nul en tout point, et on peut écrire à l'aide du théorème de Stokes que la vitesse dérive d'un potentiel Φ :

$$\vec{V} = \text{grad} \varphi$$

En combinant cette dernière équation avec celle traduisant l'incompressibilité, on montre que ce potentiel est gouverné dans tout le domaine fluide par l'équation de Laplace :

$$\Delta \varphi (M,t) = 0 \quad \forall M \in \Omega$$

On retrouve un tel formalisme en magnétostatique avec le potentiel magnétique scalaire.

Comme nous l'avons évoqué, c'est le vent, soufflant à l'interface air-mer, qui déforme celle-ci. Cette déformation induit alors un écoulement en volume qui tend à faire revenir cette interface à l'équilibre (interface horizontale). C'est la gravité qui engendre ce retour à l'équilibre et c'est pourquoi la houle est qualifiée d'onde de gravité.

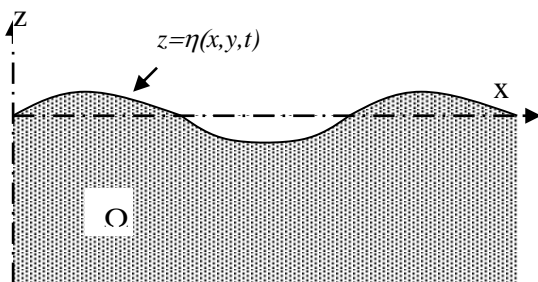


Figure 1 : Définition du domaine fluide

Pour calculer cet écoulement, il convient, à l'instar de la magnétostatique, d'écrire des conditions aux limites du domaine fluide, les plus intéressantes s'écrivant sur la surface libre, dont la position est définie par :

$$z = \eta(x,y,t)$$

Ces conditions aux limites sont :

$$\begin{cases} \frac{\partial \varphi}{\partial z} = \frac{\partial \eta}{\partial t} + \frac{\partial \varphi}{\partial x} \frac{\partial \eta}{\partial x} + \frac{\partial \varphi}{\partial y} \frac{\partial \eta}{\partial y} \\ \eta = -\frac{1}{g} \left(\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \frac{1}{2} |\text{grad} \varphi|^2 \right) \end{cases} \quad z = \eta(x,y,t)$$

La première est la condition cinématique de surface libre, qui traduit le fait que la surface libre est une frontière physique, la seconde est la condition dynamique de surface libre, qui traduit la continuité de pression à la traversée l'interface (les effets de tension superficielle étant négligés à l'échelle de la houle).

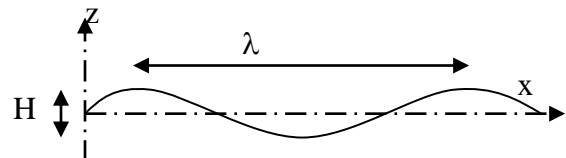


Figure 2 : définition de la longueur d'onde et de la hauteur (crête à creux) de vagues.

Comme on peut le voir, les deux conditions sur la surface libre sont non linéaires et il est donc difficile d'aller beaucoup plus loin analytiquement avec ces formulations. Cependant, la hauteur des vagues H étant en général petite devant leur longueur d'onde λ , on peut procéder au développement en série de perturbations $\varepsilon = H/\lambda$ des quantités liées à l'écoulement :

$$\begin{cases} \eta = \varepsilon \eta_1 + \varepsilon^2 \eta_2 + \dots + \varepsilon^{n-1} \eta_{n-1} + O(\varepsilon^n) \\ \varphi = \varepsilon \varphi_1 + \varepsilon^2 \varphi_2 + \dots + \varepsilon^{n-1} \varphi_{n-1} + O(\varepsilon^n) \end{cases}$$

Ce développement s'appelle le développement de Stokes. On appelle la houle associée à l'ordre de troncature n Houle de Stokes d'ordre n . Dans le cas où l'on néglige les effets d'ordre supérieur à 1, les conditions aux limites se linéarisent, ce qui permet de trouver une solution analytique au problème en utilisant la méthode de séparation des variables.

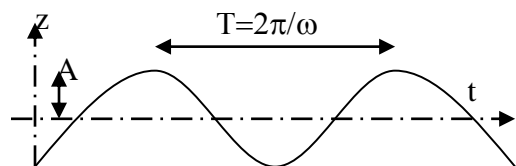


Figure 3 : Définition de la période (temporelle) et de l'amplitude de la houle régulière.

Considérons ainsi le cas particulier d'une houle régulière de pulsation ω , d'amplitude A (la moitié de la hauteur crête à creux H) et se propageant dans la direction des x positifs dans un milieu de profondeur infinie (houle de Stokes de 1^{er} ordre aussi appelé houle d'Airy). On peut montrer que son potentiel s'écrit :

$$\varphi(x, y, z, t) = \text{Im} \left(A \frac{ig}{\omega} e^{k(z-ix)} e^{i\omega t} \right)$$

avec :

- g l'accélération de la gravité.
- k le nombre d'onde, défini par $k=2\pi/\lambda$, où λ est la longueur d'onde de la houle (typ 100m).

Notons que les conditions de surface libre imposent une relation entre le nombre d'onde k et la pulsation ω qui s'appelle relation de dispersion :

$$kg = \omega^2$$

1.3 Puissance linéique d'une vague

En tout point du domaine fluide, la pression peut être calculée en utilisant la relation de Bernoulli :

$$\frac{p}{\rho} = -gz - \frac{\partial \varphi}{\partial t}$$

Et on rappelle que la vitesse du fluide s'obtient en dérivant le potentiel :

$$\vec{V} = \text{grad } \varphi$$

Considérons à présent une surface élémentaire dS perpendiculaire à la direction de propagation ($x>0$). Le flux d'énergie à travers cette surface s'écrit :

$$f = p \vec{V} \cdot d\vec{S}$$

$$f = -\rho g z \vec{V} \cdot d\vec{S} - \rho \frac{\partial \varphi}{\partial t} \frac{\partial \varphi}{\partial x} dS$$

Considérons à présent la moyenne temporelle de ce flux sur une période de houle. On montre facilement que la contribution de la pression hydrostatique $-\rho g z$ est nulle et il ne reste que la contribution de la pression dynamique. Tout calcul fait, on obtient :

$$F = -\frac{1}{T} \int_0^T \rho \frac{\partial \varphi}{\partial t} \frac{\partial \varphi}{\partial x} dt$$

$$F = \frac{1}{2} \rho A^2 g \omega e^{2kz}$$

Intégrons à présent ce flux à travers une surface délimitée verticalement par le fond de l'océan et la surface libre, et de largeur 1 m. En s'aidant là encore de la relation de dispersion, on obtient la puissance moyenne transportée par mètre de largeur de vagues :

$$P = \frac{1}{8\pi} \rho g^2 A^2 T \quad (W \cdot m^{-1})$$

$$P \approx H^2 T \quad (kW \cdot m^{-1})$$

On exprime usuellement cette quantité en kW/m de front d'onde. Il est intéressant de constater que l'énergie transportée par les vagues est proportionnelle au carré de l'amplitude, mais est également proportionnel à la période des vagues. Ainsi, paradoxalement pour un électricien habitué à des puissances proportionnelles à la fréquence, plus le mouvement de la houle est lent, et plus l'énergie transportée est importante. Les mouvements rapides étant d'habitude les plus énergétiques, ceci est suffisamment inhabituel pour être remarqué.

1.4 Aspect fréquentiel : houle réelle

La houle d'Airy est une solution régulière (i.e. monochromatique et monodirectionnelle) du problème de la propagation de la houle à la surface des océans. En pratique, la houle est irrégulière, c'est-à-dire qu'elle est à la fois multidirectionnelle et multi fréquentielle, et les enregistrements temporels en provenance de mesures en mer peuvent laisser à penser que l'on a affaire à un phénomène parfaitement aléatoire.

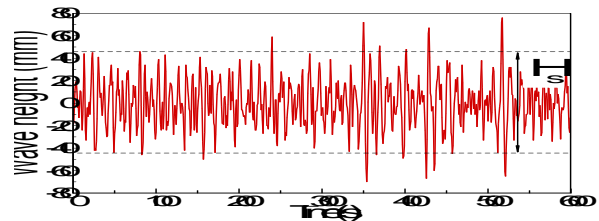


Figure 4 : Enregistrement temporel de houle mesuré en mer.

Heureusement, lorsqu'on s'intéresse au contenu spectral de la houle irrégulière, on s'aperçoit qu'il est relativement stationnaire sur des durées de l'ordre de l'heure, et qu'il présente, que ce soit pour un léger clapot ou une mer de tempête, une forme caractéristique. Cette forme peut être approchée par une fonction mathématique, dépendante de quelques paramètres statistiques, et que l'on appelle spectre de houle.

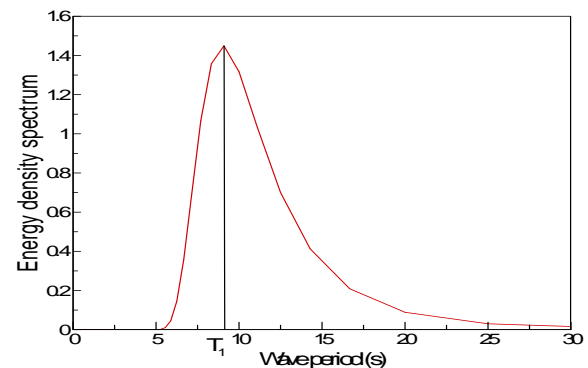


Figure 5 : Exemple de spectre de houle (spectre de Pierson-Moskowitz).

L'un des plus utilisés est le spectre de Pierson-Moskowitz :

$$S(f) = \frac{5}{16} \frac{H_s^2}{T_1^5 f^5} e^{-\frac{5}{4} \frac{1}{T_1^4 f_1}}$$

Il est caractérisé par deux grandeurs :

- La période de pic du spectre T_1 , pour laquelle le spectre est maximum.
- La hauteur significative H_s . A cette dernière grandeur correspond une définition statistique exacte, mais il est plus simple de retenir qu'elle correspond également assez bien avec la hauteur ressentie par les gens de mer.

En considérant la houle irrégulière comme une superposition de houles régulières dont les amplitudes élémentaires sont données par le spectre, on peut à nouveau calculer la puissance transportée par les vagues. On peut constater que la « chute » de puissance linéique par rapport à une houle régulière est de 60%.

$$P = 0.4H_s^2 T_1 \text{ kW/m}$$

Le tableau suivant donne quelques exemples de cette puissance transportée pour des valeurs typiques de H_s et T_1 . On peut voir que le niveau d'énergie transportée par les vagues est très variable en fonction de l'état de la mer, et peut atteindre des niveaux de puissance considérable dans les cas de fortes tempêtes.

Echelle de Beaufort	4	5	6	8
H_s (m)	1	2	3	5.5
T_1 (s)	6	8	10	14
P (kW/m)	2.4	12.8	36	170

1.5 Répartition géographique

A partir de mesures en mer, où à l'aide de modèles océano-météorologiques, on peut déterminer les états de mer qui existent en un site donné et leur densité de probabilité. En sommant les produits de cette densité de probabilité avec la puissance transportée dans l'état de mer correspondant, on peut calculer la puissance moyenne disponible en différents endroits.

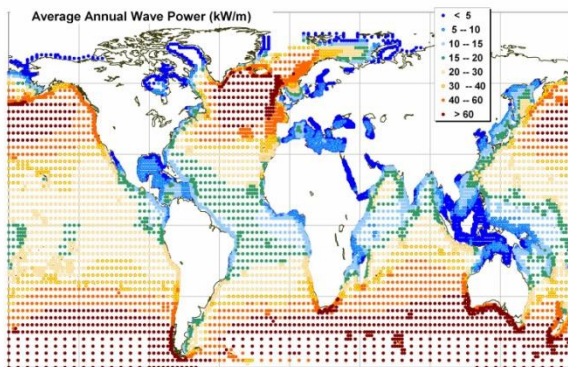


Figure 6 : Carte mondiale de la ressource énergie des vagues (Source : Douglas Westwood).

Sur la figure (6) sont ainsi portées les moyennes annuelles du flux d'énergie des vagues à l'échelle de la planète. On peut voir, avec des niveaux de ressource de l'ordre de 40 kW/m, que les zones les mieux exposées sont :

- Dans l'hémisphère nord, la côte ouest des Etats-Unis et du Canada, la façade atlantique européenne ainsi que les îles d'Hawaii.

- Dans l'hémisphère sud, la côte chilienne, sud africaine, australienne et néo zélandaise. Les îles du Pacifique présentent également des niveaux de ressource très intéressants.

D'après l'Agence Internationale de l'Energie, la ressource exploitable 'Energie des vagues' à l'échelle mondiale représenterait environ 20 000 TWh par an, soit un sixième de la consommation mondiale d'énergie primaire.

2 Méthodes d'évaluation de l'hydrodynamique des systèmes de récupération de l'énergie des vagues.

Lorsqu'il s'agit d'évaluer les performances d'un système de récupération de l'énergie des vagues, il est nécessaire de prendre en compte les effets d'interaction des vagues avec la structure. Il s'agit là d'un problème très complexe pour lequel il n'est pas possible d'obtenir de réponse analytiquement, à part dans des cas très simples et sous un grand nombre d'hypothèses. Historiquement, la seule possibilité d'obtenir des réponses a donc été d'avoir recours à l'expérimentation sur des maquettes à échelle réduite en bassin d'essai. Ces bassins sont essentiellement de grandes piscines, équipés d'un côté de volets mobiles pour générer de la houle, et de l'autre côté d'une plage artificielle, afin de dissiper la houle et d'éviter les réflexions.



Figure 7 : Le bassin de génie océanique de l'Ecole Centrale de Nantes.

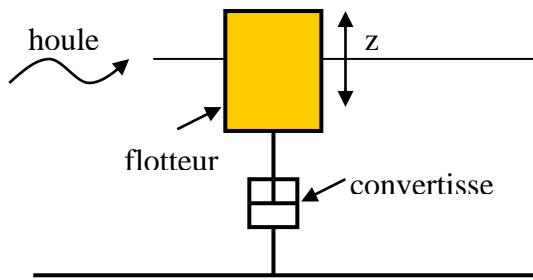
Avec l'essor de la puissance de calcul informatique, on a assisté depuis une vingtaine d'années à l'apparition de bassins virtuels, pendant numérique des bassins physiques. Ce ne sont ni plus moins que des outils de simulation numérique en hydrodynamique et il en existe à présent un grand nombre. Ils se différencient les uns des autres par les hypothèses sur lesquels ils sont bâtis, la précision de leurs résultats et leur rapidité d'exécution.

Dans la suite de cet article, on présente dans un premier temps les méthodes numériques utilisées usuellement pour traiter le problème de l'interaction fluide-structure de système de récupérations de l'énergie des vagues, puis les méthodes expérimentales utilisées notamment pour valider les prévisions de ces modèles numériques.

2.1 Méthodes numériques.

Dans le cas de la récupération de l'énergie des vagues, on utilise essentiellement des outils basés sur une théorie potentielle linéarisée, principalement pour des raisons de rapidité et de précision dans la représentation de la houle. On peut noter que ce type de méthodes est utilisé également de manière très courante dans l'industrie offshore.

2.1.1 Présentation du problème



Considérons le cas d'un système de récupération de l'énergie des vagues très simple, composé d'un cylindre vertical flottant. On suppose tous ses degrés de liberté bloqués, sauf le pilonnement (mouvement de translation vertical z). On suppose également que ce système est relié au fond de la mer par un convertisseur d'énergie (par exemple un vérin hydraulique), qui amortit le mouvement de la bouée en le transformant en une autre forme d'énergie (huile sous pression dans le cas du vérin ou électrique dans le cas d'un générateur linéaire).

2.1.2 Bilan des forces

En appliquant le principe fondamental de la dynamique à ce système, on peut écrire :

$$m\ddot{z} = f_{FS} + f_{gravité} + f_{Convertisseur}$$

Où :

- $f_{Convertisseur}$ représente la force exercée par le convertisseur sur le flotteur.
- $f_{gravité}$ est la force due à la pesanteur, égal à $-mg$.
- f_{FS} représente la force associée à l'interaction fluide structure. Elle correspond simplement à l'intégration de la pression p sur la surface mouillée S du flotteur.

En faisant les mêmes hypothèses que pour la description de la houle, on se place à nouveau dans le cadre d'un écoulement dérivant d'un potentiel Φ . En utilisant la relation de Bernoulli pour exprimer la pression, on peut montrer :

$$f_{FS} = \int_S p \vec{n} \cdot \vec{z} dS$$

$$f_{FS} = -\rho g \int_S z \vec{n} \cdot \vec{z} dS - \rho \int_S \frac{\partial \Phi}{\partial t} \vec{n} \cdot \vec{z} dS$$

où \vec{n} est un vecteur normal à la surface du flotteur.

Dans cette dernière équation, le premier terme est simplement l'intégration de la pression hydrostatique que la surface du flotteur. Il correspond à l'**effort hydrostatique**, mieux connu sous le nom de Poussée d'Archimède. Le second est la partie dynamique de la pression, c'est l'**effort hydrodynamique**.

2.1.3 Effort hydrostatique

Supposons à présent que l'amplitude du mouvement est petite par rapport aux dimensions du corps. On peut alors montrer que la somme de l'effort hydrostatique et de l'effort de gravité se réduit à un effort de raideur :

$$-mg - \rho g \int_S z \vec{n} \cdot \vec{z} dS = -Kz$$

Ainsi, la somme des efforts dus à la poussée d'Archimède et à la gravité est équivalente à un ressort de coefficient K .

Soit A la surface associée à l'intersection du plan $z=0$ avec le volume défini par la surface du flotteur. Le coefficient de raideur K est donné par :

$$K = \rho g A$$

2.1.4 Efforts hydrodynamiques

Usuellement, on représente le potentiel de l'écoulement comme la superposition de trois composantes :

$$\Phi = \Phi_I + \Phi_D + \Phi_R$$

Cette décomposition s'appelle la décomposition de Haskind. Chacun des termes correspond à un phénomène particulier :

- Le premier terme Φ_I correspond au potentiel de la houle incidente, se propageant en l'absence de corps (cf paragraphe 1). Les efforts de pression hydrodynamique associés à ce terme sont les **efforts de Froude-Krylov**.
- Le second terme Φ_D est appelé potentiel de houle diffractée. Il correspond au champ de houle qui serait réfléchi par le flotteur si celui était fixe (on peut penser au champ renvoyé par une digue). Les efforts de pression hydrodynamique associés à ce terme sont les **efforts de diffraction**.
- Le troisième terme Φ_R est appelé potentiel de radiation. Il correspond au champ de houle qui est émis par le flotteur lorsque celui-ci bouge en eau calme (on peut penser au champ de vagues créé par un caillou jeté dans un lac).

Les efforts de pression hydrodynamique associés à ce terme sont les **efforts de radiation**.

2.1.4.1 Effort d'excitation et de diffraction

On appelle efforts d'excitation les efforts dus aux termes de houle incidente et de diffraction :

$$f_{ex} = -\rho \int_S \frac{\partial(\Phi_I + \Phi_D)}{\partial t} \vec{n} \cdot \vec{z} dS$$

2.1.4.2 Effort de radiation

En ce qui concerne les efforts de radiation, on peut montrer, dans le domaine fréquentiel, que :

$$f_{rad} = -\rho \int_S \frac{\partial \Phi_R}{\partial t} \vec{n} \cdot \vec{z} dS$$

$$f_{rad} = -CM(\omega)\ddot{z} - CA(\omega)\dot{z}$$

En d'autres termes, les efforts de radiation sont la somme de deux parties, l'une proportionnelle à l'accélération et l'autre à la vitesse du flotteur. Le coefficient associé à l'accélération à la dimension d'une masse, on l'appelle **masse d'eau ajoutée**. Le terme proportionnel à la vitesse est le **coefficient d'amortissement de vagues**. Il correspond au transfert d'énergie mécanique du flotteur dans le champ de vagues rayonné.

2.1.5 Équation du mouvement dans le domaine fréquentiel

Finalement, l'équation du mouvement d'un flotteur dans la houle s'écrit, dans le domaine fréquentiel :

$$(m + CM(\omega))\ddot{z} + (CA(\omega) + B)\dot{z} + \rho gAz = f_{ex}(\omega)$$

Où le terme $B\dot{z}$ représente l'effort du convertisseur d'énergie (dans le cas d'un effort de type visqueux). On constate que cette équation est similaire à celle d'un oscillateur mécanique simple (système masse – ressort par exemple), mais dont les coefficients varieraient avec la fréquence.

En pratique, les coefficients CM , CA et f_{ex} sont calculés à l'aide de logiciels dédiés (WAMIT, Aquaplan par exemple) et basés sur des méthodes aux éléments frontières. Une fois ce calcul fait, la vitesse du flotteur s'obtient très simplement par :

$$\dot{z} = \frac{f_{ex}}{(CA + B) + i[(m + CM)\omega - K/\omega]}$$

Et la puissance moyenne produite par ce récupérateur de l'énergie des vagues pour une houle de pulsation ω est :

$$P = \frac{1}{2} B |\dot{z}|^2$$

La figure 8 présente la fonction de transfert et la puissance moyenne produite ainsi obtenues pour le cas d'un flotteur cylindrique de 10 m de diamètre et 10 m de tirant d'eau (hauteur moyenne mouillée du flotteur).

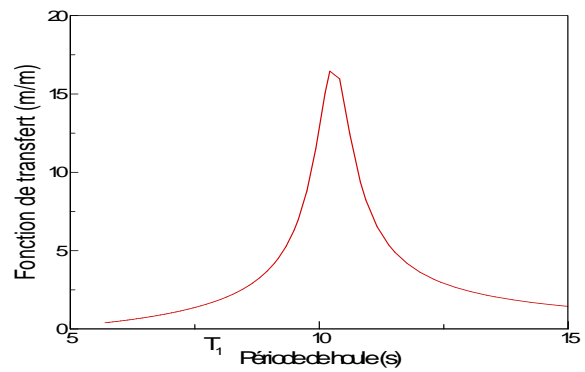


Figure 8 : Fonction de transfert d'un flotteur cylindrique, en mètre de réponse par mètre d'amplitude de houle incidente.

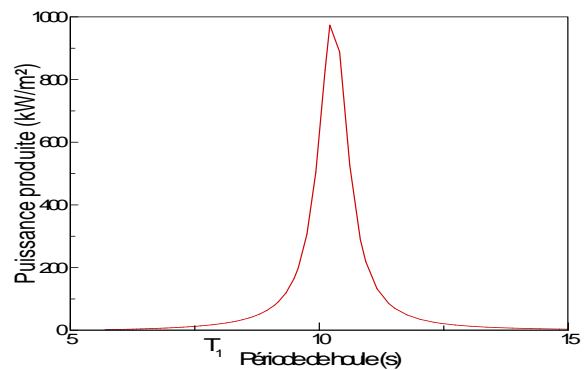


Figure 9 : Puissance absorbée par le système de récupération de l'énergie des vagues, en kW par mètre d'amplitude de vagues au carré.

Comme on pouvait s'y attendre vu l'allure de l'équation du mouvement de ce système de récupération de l'énergie des vagues, on observe une résonance dans la fonction de transfert. Cette période de résonance correspond également au maximum de production d'énergie qui atteindrait, d'après le modèle, presque 1MW dans le cas d'une houle régulière d'amplitude 1m.

Ces résultats sont des résultats théoriques, issus de modèles numériques basés sur des hypothèses qui peuvent être mis en défaut dans la pratique. C'est pourquoi on est amené à effectuer des essais en bassin, afin de vérifier la validité de ces modèles.

2.2 Méthodes expérimentales

2.2.1 Bassins de houle

L'objectif principal pour mettre en œuvre des essais bassin sur un dispositif de récupération de l'énergie des vagues est l'étude du comportement de la machine et l'estimation de ses performances à l'aide d'un modèle réduit placé dans des conditions environnementales simulées et contrôlées. Il s'agit ainsi de reproduire au mieux et de façon réaliste le dispositif récupérateur d'énergie, de mesurer des grandeurs physiques permettant de décrire le système puis de comparer ces données aux résultats des études numériques. Dans ce

contexte, le bassin d'essais le plus approprié se trouve alors être un bassin dit de génie océanique.

Un bassin de génie océanique est une cuve contenant habituellement de l'eau douce et doté sur un côté d'un dispositif de génération de vagues. Les vagues peuvent se propager selon une seule direction (dans l'axe du bassin) ou selon plusieurs directions (houles multidirectionnelles). Elles sont absorbées à l'extrémité du bassin généralement par un système se comportant comme une plage sur laquelle les vagues déferlent. Certains bassins peuvent être en eau de mer, d'autres peuvent être aussi dotés de dispositifs générant du vent au-dessus de la surface libre ou du courant mobilisant toute ou partie de la colonne d'eau. On peut citer pour l'exemple le bassin de génie océanique de l'Ecole Centrale de Nantes qui est le plus grand en France. Long de 50 m, large de 30 m avec une profondeur constante de 5m, ce bassin en eau douce est doté de 48 volets qui permettent de générer des houles multidirectionnelles de plus de 1 mètre crête à creux.

Le choix de l'échelle de réduction est une première étape cruciale dans la préparation des essais car elle doit être compatible notamment avec les dimensions et les capacités techniques du bassin et les caractéristiques mécaniques du modèle réduit.

Afin de modéliser physiquement et de façon pertinente ces caractéristiques, il s'agit le plus souvent de respecter le rapport des forces extérieures appliquées au système étudié sur les forces de gravité : la valeur de ce ratio doit rester identique qu'elle que soit l'échelle considérée. Cette démarche correspond à un respect de la similitude de Froude : les dimensions sont alors réduites d'un facteur géométrique λ . Toutefois cette similitude implique également que le temps et la vitesse de la maquette sont dans un rapport de racine carrée de λ , les forces dans un rapport de λ au cube par rapport au prototype. Exemple : une machine réelle (appelée couramment prototype) qui est étudiée à l'échelle du 25ème voit ses dimensions divisées par 25, sa vitesse par 5 et ses forces divisées par $25^3=15\ 625$.

Mais que ce soit pour le prototype ou pour la maquette, les caractéristiques de l'eau sont quasiment identiques (en première approximation) : il en résulte une distorsion d'une autre similitude, dite de Reynolds, qui caractérise les effets de la viscosité de l'eau sur les écoulements autour du système étudié. Le nombre de Reynolds ne pouvant être respecté à la fois avec le prototype et la maquette, il s'agit alors de s'assurer que le régime des écoulements reste quand même identique ce qui revient à s'assurer la plupart du temps que les écoulements restent turbulents localement, à proximité de la maquette. Cette démarche conduit parfois à ajouter une faible rugosité sur des éléments de la maquette (bande de sable collée sur des profils, etc.) pour générer de la turbulence sur les parois.

Le choix de l'échelle de réduction doit également tenir compte des contraintes apportées par le bassin d'essai lui-même : les caractéristiques des houles générées, la taille et les coûts de fabrication de la maquette, etc. Dans le cas d'un système houlomoteur, il est courant de dissocier son comportement en situation opérationnelle normale, c'est à dire en situation de production pour des conditions environnementales usuelles (direction, hauteurs et périodes de houle, vitesse et direction du vent, du courant, etc.), de son comportement en situations extrêmes proches de son état limite ultime. On parle alors d'essais de survivabilité. Il est ainsi parfois nécessaire de réaliser deux maquettes d'échelles différentes pour étudier ces deux cas. Les dimensions de la configuration « production » sont alors choisies les plus grandes possibles afin de limiter les effets d'échelle qui peuvent fausser les extrapolations des données maquette aux données prototype. Ces effets d'échelle peuvent être observés dans des situations complexes au cours desquelles les phénomènes physiques ne sont pas correctement modélisés soit par méconnaissance initiale de ceux-ci, soit par la différence des milieux considérés (mer ouverte et milieu « infini » pour le prototype, parois et milieu « fini » pour la maquette).

Les essais en bassin de génie océanique impliquent donc la mise en oeuvre d'une maquette sur la quelle de nombreuses catégories de mesures peuvent être réalisées. Citons tout d'abord les mesures liées à l'environnement de la maquette : la mesure des élévations de la surface libre donnant après analyse les caractéristiques statistiques et spectrales des houles (hauteurs, périodes, direction), les mesures du vent (module de vitesse, direction), celles des courants etc.

Les autres mesures correspondent à la caractérisation du comportement et des performances du système étudié. On peut citer notamment (liste non exhaustive) :

- les mouvements de la maquette dans la houle (les six degrés de liberté) obtenus par trajectographie ou par centrale inertielle ;
- les efforts globaux et locaux par des capteurs dynamométriques et des capteurs de pression ;
- les efforts d'ancrages si le système est flottant ;
- les efforts internes dans les matériaux par des jauges de contraintes ;
- les caractéristiques physiques permettant d'estimer les performances du convertisseur d'énergie (mesure de couple, de vitesse, de déformation, de courant électrique ou autre, en fonction de la technologie employée).

La diversité des machines à tester en modèle réduit implique de mettre en place au niveau international des méthodologies adoptées, approuvées et suivies par les différents protagonistes (concepteurs, chercheurs, responsables des bassins d'essais, etc.). Une démarche similaire a été initiée il y a très longtemps, près d'un siècle maintenant, dans le domaine de l'hydrodynamique navale et des bassins d'essais des carènes : elle est toujours active et les améliorations sont continues en particulier au sein de l'International Towing Tank Conference (ITTC). Le domaine des énergies marines étant juste émergent, les méthodologies d'essais ne sont pas encore totalement validées et approuvées.

2.2.1 Site d'expérimentation en mer

Le développement par jalons des nouvelles technologies de production d'énergie à partir de la houle nécessite une évaluation de la faisabilité technique et une estimation des coûts de production de l'énergie. Le passage par des campagnes d'essais de prototypes en conditions réelles précède les phases de commercialisation.

L'expérimentation en mer ouverte est une étape de validation du comportement de la machine de récupération de l'énergie des vagues et de ses performances en conditions d'exploitation opérationnelles. Cette étape peut correspondre à une démonstration du fonctionnement et de l'interaction de l'ensemble des composants du système lorsque c'est le cas d'un prototype. Les moyens de fabrication, d'installation et de démantèlement des systèmes font aussi l'objet d'essais en mer.

L'expérimentation en mer d'un système houlomoteur de production d'énergie nécessite l'accès au domaine maritime pour la réalisation des essais et aux infrastructures du réseau d'électricité. Le recueil des données mesurées et la conduite des campagnes d'essais nécessitent l'accès à une base terrestre depuis laquelle seront opérées les prototypes en essais.

Les essais en mer de systèmes houlogénérateurs se font à des échelles significatives des prototypes par rapport aux caractéristiques des vagues rencontrées en conditions réelles. Typiquement, les prototypes testés en mer sont étudiés à des échelles allant du 1:3 à l'échelle 1:1. Ces prototypes intègrent la chaîne de conversion de l'énergie (Power Take Off) à bord et une multitude de capteurs et d'instruments de mesure qui permettront de relever l'état du système pendant les essais.

Les essais ont pour objectifs de tester et de valider les points suivants :

- Les procédures d'opérations en mer
- La qualité du courant électrique produit
- L'intégration au réseau électrique
- Les rendements de la chaîne de conversion
- L'efficacité des stratégies de contrôle
- La tenue des structures

Dans le cas des systèmes houlogénérateurs, ces essais peuvent s'effectuer sur des infrastructures dédiées dites Sites d'Expérimentations en Mer. Ces sites d'essais en mer sont des infrastructures qui permettent l'accès au domaine public maritime afin d'y effectuer des campagnes à caractère temporaire de caractérisation du prototype en mer. Le site d'essais en mer offre un accès à une zone balisée par des bouées de signalisation adaptées à la réglementation marine locale. La durée des campagnes d'essais en mer se prévoit entre 3 mois et 1 an. De telles infrastructures existent ou sont en cours de développement dans le monde. On peut citer par exemple en Ecosse le site « *European Marine Energy Centre* » (EMEC) construit en 2004 ou encore le SEM-REV, projet en construction porté par l'Ecole Centrale de Nantes au large du Croisic en France. Les sites d'essais disposent également de l'infrastructure électrique d'évacuation de l'énergie produite. Cela se traduit par la présence d'un câble haute tension statique posé ou enfouit sous le fond marin et d'un poste de livraison électrique possédant des cellules de raccordement et de protection des machines. Selon les tensions utilisées, les postes de livraison peuvent être équipés de transformateurs élévateurs de tension. Les essais électriques des systèmes houlogénérateurs correspondent aux analyses de système suivantes :

- Etats de charge du convertisseur selon les conditions d'opération
- Stabilité électrique
- Recueil des niveaux de production d'énergie et de seuillage
- Qualité du courant (tension en état permanent, flicker, variations lors des mises sous tension, harmoniques, puissance réactive, filtrage et comportement sur défaut)

Ces mesures s'effectuent au niveau du poste électrique de livraison et au sein du système de conversion d'énergie du prototype. Les données recueillies en mer transitent par fibre optique ou par haute fréquence jusqu'à la terre. Les mesures électriques se font selon les dispositions IEC en utilisant des instruments de qualimétrie électrique adéquats.

Tout comme les essais en bassin de génie océanique, les essais en mer requièrent une caractérisation de l'environnement à l'aide de mesures des paramètres océano-météorologiques. Ces mesures en milieu océanique se font à l'aide des instruments suivants :

- Bouée houlographe de mesure de houle directionnelle
- Courantomètres à effet doppler
- Capteurs PUV (pression et vitesses)
- Mesure 3D de vent en mer
- Marégraphes

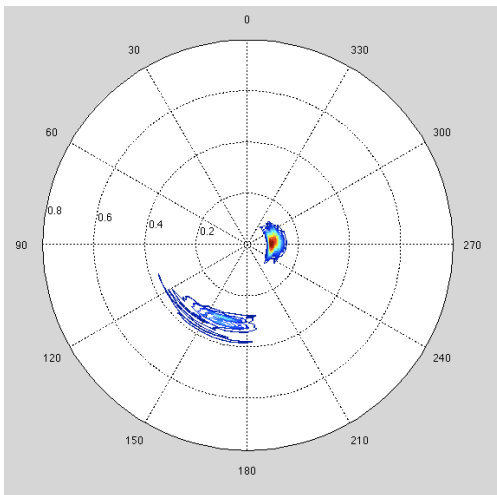


Figure 10 : Mesures de l'environnement, Spectre directionnel de houle au SEM-REV le 01/06/09 à 9h

Les mesures de mouvements du système se font à l'aide de différentes technologies de mesures inertielles embarquées à bord du prototype. Des tensiomètres peuvent être déployés sur les lignes d'amarrage afin de caractériser les efforts de chargement et la réponse des lignes.

Conclusion

Dans la première partie de cet article, on a tout d'abord exposé les outils de base pour modéliser la houle d'un point de vue mathématique. Notamment, ces modèles nous ont permis d'exprimer le flux d'énergie transportée par les vagues, ce qui nous a

permis de mettre en évidence le gisement considérable d'énergie renouvelable que représente cette ressource.

Ensuite, on s'est intéressé au problème de la tenue à la mer de systèmes flottants, dont font partie bon nombre de systèmes de récupération de l'énergie des vagues. On a présenté les notions fondamentales en hydrodynamique d'efforts hydrostatique et hydrodynamique (en particulier les notions d'efforts de diffraction, radiation, masse d'eau ajoutée et amortissement de vagues), pour finir avec l'équation fondamentale de la tenue à la mer d'un corps flottant dans la houle, dans le domaine fréquentiel.

Enfin, on a présenté les moyens d'essai qui peuvent être utilisés pour tester les structures offshore telles que les récupérateurs de l'énergie des vagues, tant à échelle réduite qu'à grande échelle.

Pour finir, notons que ce qui a été présenté ici ne saurait constituer plus qu'une introduction aux aspects hydrodynamiques de la récupération de l'énergie des vagues. Au lecteur curieux d'en savoir plus, on conseille la lecture des ouvrages suivants :

B. Molin (2002) Hydrodynamique des Structures Offshore, Editions Technip.

J. Falnes (2000) Ocean Waves and Oscillating Systems : linear interaction including wave-energy extraction, Cambridge University Press.

J. Cruz (2008) Ocean Wave Energy – Current status and Future Perspectives, Springer.

Rappels

Les opérateurs vectoriels, divergence et rotationnel s'expriment pour un champ vectoriel ayant seulement deux composantes (suivant x et y) et dans une base cartésienne, par :

$$\text{div } \vec{V} = \frac{\partial V_x}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial V_y}{\partial y} \vec{j}$$

$$\text{rot } \vec{V} = \left(\frac{\partial V_y}{\partial x} - \frac{\partial V_x}{\partial y} \right) \vec{k}$$

où i, j, k sont les trois vecteurs unitaires de la base cartésienne.

La récupération de l'énergie de la houle, Partie 2 : Systèmes de récupération et aspects électriques.

Judicaël AUBRY¹, Aurélien BABARIT², Hamid BEN AHMED¹ et Bernard MULTON¹

1. Laboratoire SATIE CNRS, ENS de Cachan, Site de Bretagne

Campus de Ker Lann, 35170 BRUZ

nom@bretagne.ens-cachan.fr

2. Laboratoire de Mécanique des Fluides CNRS, Ecole Centrale de Nantes

1 rue de la Noë, 44 321 Nantes Cédex 3

aurelien.babarit@ec-nantes.fr

Cet article traite, en deux parties, de la problématique de récupération de l'énergie de la houle. La première partie est consacrée à la caractérisation de la ressource énergétique que constitue la houle, et dans un second temps, à la modélisation physique de l'interaction d'un fluide avec une structure, problème physique typique dans la récupération de l'énergie des vagues. Dans la seconde partie, un panorama de plusieurs récupérateurs de l'énergie de la houle, aussi appelés houlogénérateurs, sera présenté mais ne saurait être exhaustif étant donnée la diversité de principes qui existent. Le dernier chapitre mettra en avant les problématiques de génie électrique spécifiques à de tels systèmes.

1 Les systèmes de récupération de l'énergie de la houle

Récupérer l'énergie de la houle est une idée ancienne. Le premier brevet relatif à cette idée provient des frères Girard et date de 1799. Plus récemment, la crise pétrolière de 1973, a relancé cette idée et les premiers systèmes réalistes destinés à récupérer cette énergie sont nés. Au fur et à mesure des avancées technologiques, ces systèmes se sont éloignés de la côte. Pour la plupart d'abord « onshore », les systèmes ont migrés au voisinage des côtes dans une zone que l'on appelle « nearshore » ou en pleine mer pour devenir « offshore ». L'intérêt de cette migration est la diminution de l'impact visuel, environnemental voire sonore mais aussi la possibilité d'exploiter une ressource plus forte car la majeure partie de l'énergie de la houle est dissipée à l'approche des côtes lorsque la bathymétrie remonte. Les systèmes « onshore » ont aussi l'inconvénient de devoir s'adapter à la topologie de la côte tandis que la technologie « offshore » permet de standardiser plus facilement les systèmes. La maintenance devient par contre beaucoup plus problématique quand le houlogénérateur est situé à quelques kilomètres des côtes et qu'il faut des conditions climatiques particulières (mer calme, pas de vent...) pour pouvoir intervenir. Dans certaines zones « bien exposées », on estime à seulement quelques jours, la fenêtre annuelle de temps disponible pour la maintenance.

1.1 Les colonnes d'eau oscillantes

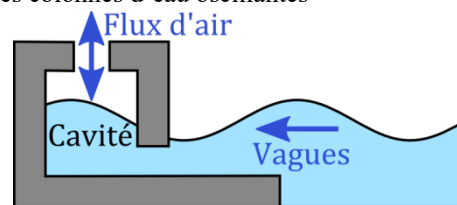


Figure 1 : Principe d'une colonne d'eau oscillante

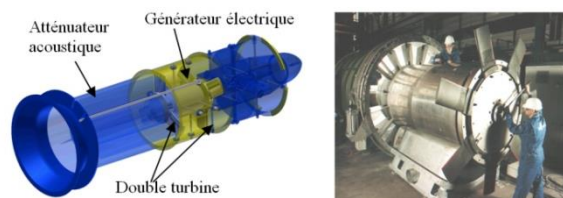


Figure 2 : Turbogénérateur Wavegen à turbines Wells en cours de montage (groupe de 500 kW), courtesy of Wavegen

Le principe de ces systèmes (cf figure 1) est de se servir des variations de hauteur de la surface libre de la mer comme d'un piston. Les oscillations de la surface libre créent, dans une cavité, des variations de pression avec l'extérieur. Le flux d'air ainsi créé à travers un orifice permet d'entraîner une turbine reliée à un alternateur. La turbine est conçue de telle manière que son sens de rotation soit indépendant du sens de circulation du flux d'air (Turbine Wells (cf figure 2) ou Deniss-Auld).



Figure 3 : Limpet et Oceanlinx (Source Wavegen et Oceanlinx)

Installé à Islay, en Écosse, depuis 2001, le prototype **Limpet (UK)** (cf figure 3) (Land Installed Marine Powered Energy Transformer) (cf figure 3), de la société Wavegen, et d'une puissance de 500kW, est raccordé au réseau électrique du Royaume-Uni. Il exploite trois colonnes d'eau permettant d'atteindre une surface de captation de 169m² (surface interne de la cavité). Le turbogénérateur est constitué de deux turbines Wells, entraînant chacune une génératrice à double alimentation de 250kW.

Oceanlinx (AU) (anciennement Energetech) est une compagnie australienne ayant mis au point un système offshore à base de colonne d'eau oscillante à turbine Deniss-Auld (cf figure 3). Il est prévu pour fournir à la fois de l'électricité avec une puissance maximale de 1.5MW mais aussi de l'eau désalinisée. Cette double production est très intéressante pour des sites isolés comme des îles. Plusieurs projets sont d'ailleurs en cours, notamment sur les îles d'Hawaï. Ces dispositifs flottants peuvent être aussi utilisés comme "brises-vagues" afin de protéger des sites côtiers comme par exemple des ports ou des sites de pisciculture.

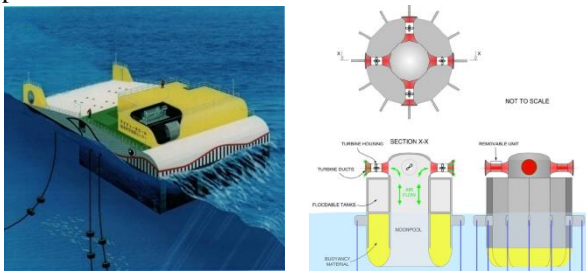


Figure 4 : Mighty Whale et Sperboy (Source Jamstec et Sperboy)

La **Mighty Whale (JP)** (cf figure 4) (Jamstec : Japan Marine Science and Technology Center) est un navire prototype de 50 m sur 30 m et 12 m de profondeur, mis en service en 1998. La puissance maximale est de 110 kW pour $H_s = 8$ m et $T_p = 10$ à 15 s. Le système de conversion comprend 3 chambres à colonnes oscillantes associées à 3 groupes turbines Wells génératrices asynchrones (1 x 50 kW et 2 x 30 kW) à vitesse variable (300 à 1800 tr/min).

Le **Sperboy (UK)** (cf figure 4) constitué d'un flotteur de 4 m de diamètre sous lequel se trouvent des tubes (colonnes d'eau oscillantes) descendant à 12 m sous la surface et au-dessus duquel se trouve le système

de conversion contenant les chambres de compression et un ensemble de 4 turbines génératrices horizontales délivrant une puissance totale maximale de 140 kW.

1.2 Les systèmes à déferlement

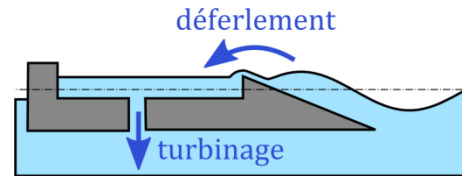


Figure 5 : Principe des systèmes à déferlement

Dans ces dispositifs (cf figure 5), l'eau déferle sur une pente douce pour remplir un réservoir situé au dessus du niveau de la mer. L'eau stockée est alors évacuée entraînant dans le même temps une turbine reliée à un générateur électrique. Le principal avantage de ces systèmes est de lisser naturellement la puissance récupérée. Le réservoir joue le rôle de capacité dans laquelle on stockerait de l'énergie potentielle de pesanteur. Certains dispositifs sont fixés à la côte et subissent l'effet des marées. D'autres systèmes sont amarrés en pleine mer, et sont libres de monter et descendre aux rythmes des marées. Ils récupèrent donc l'eau de manière optimale tout au long de la journée et ne sont pas influencés par les marées.

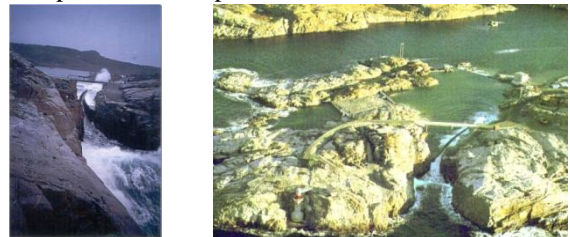


Figure 6 : Tapchan

Le **Tapchan (NO)** (cf figure 6) (pour Tapered Channel : Canal fuselé). Construit en 1985 sur la côte Norvégienne, à Toftstallen, il a fonctionné pendant six ans puis fut arrêté à la suite d'une tempête. Il fournissait une puissance de 350kW. De tels systèmes côtiers, sont assez intrusifs du point de vue environnemental et ne sont réalisables que sur des sites présentant une morphologie adaptée.



Figure 7 : Wave Dragon (Source Wave Dragon)

Le **Wave Dragon (DK)** (cf figure 7) est un dispositif offshore, flottant et amarré. Il possède des chambres de lestage permettant d'ajuster sa ligne de flottaison en fonction de la houle incidente. Il est équipé de 16 turbines basse chute (type Kaplan)

permettant d'évacuer l'eau du réservoir, transformant ainsi l'énergie potentielle accumulée en énergie électrique. L'utilisation de plusieurs turbines permet de mieux optimiser le rendement global du système en fonction du débit. Les turbines Kaplan entraînent ainsi des génératrices synchrones à aimants permanents en entraînement direct. Les dimensions de la version échelle 1 sont 300 m (distance entre extrémités des bras), 170 m (longueur) et 17 m de hauteur dont 3 à 6 m au-dessus du niveau de la mer. La masse totale est de 33 000 tonnes avec un réservoir d'une capacité de 8000 m³. Sa puissance maximale est de 7 MW avec une productivité annuelle de 20 GWh pour une ressource moyenne de 36 kW/m. Ainsi le nombre d'heures en équivalent à pleine puissance atteint 2800.

1.3 Les systèmes à corps mus par la houle

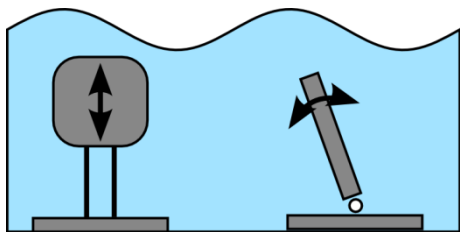


Figure 8 : Les systèmes à corps mus par la houle à référence externe

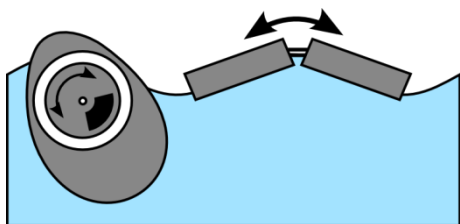


Figure 9 : Les systèmes à corps mus par la houle à référence interne

La houle anime ici un mouvement relatif entre plusieurs corps (cf figure 9). Un des corps peut être amarré (cf figure 8). Le mouvement créé est souvent simple, une translation ou une rotation, mais peut être aussi plus complexe. Ce mouvement est amorti afin de récupérer de l'énergie. Le générateur électrique peut constituer lui même l'amortisseur, on parle alors d'entraînement direct. Le mouvement peut aussi être amorti par un système hydropneumatique ou oléopneumatique associé alors à un moteur hydraulique entraînant une génératrice électrique.

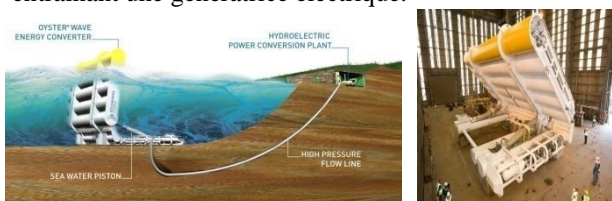


Figure 10 : Oyster (Source Aquamarine)

Le système **Oyster (UK&IR)** (cf figure 10) de la compagnie Aquamarine Power, développé en collaboration avec l'université Queen's de Belfast, consiste en un panneau de 18m sur 12 qui oscille avec les vagues. Son mouvement vient comprimer un fluide (eau) au travers de deux pistons. Le fluide mis sous pression alimente une turbine hydro-électrique au travers d'un conduit l'amenant au niveau de la côte. C'est un dispositif à référence externe, conçu pour être "nearshore" et fonctionner avec une bathymétrie de 10 à 12m. La puissance crête d'une "Oyster" (huître en anglais) est comprise entre 300kW et 600kW. Son poids est quant à lui de 194 tonnes. Ce système est actuellement en phase de déploiement sur le site de l'EMEC en Ecosse (cf. Partie 1 : Sites d'expérimentation en mer).

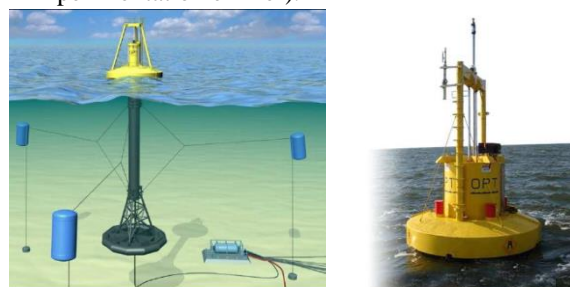


Figure 11 : PowerBuoy (Source OPT)

Le système **PowerBuoy (USA)** (Ocean Power Technologies, Inc) (cf figure 11) est une bouée immergée, avec une partie fixe, un ancrage tendu et une partie oscillante au rythme de la houle, le mouvement relatif est amorti pour être converti en électricité. Seule une balise indique la présence du système sous l'eau pour la navigation. Ce système, dont la fréquence propre rend ses performances très sensibles à la période de houle, nécessite un contrôle spécifique pour maximiser l'extraction de l'énergie, incluant notamment une composante prédictive. Le dispositif de conversion comprend une pompe, un accumulateur et un moteur hydrauliques, ce dernier entraînant une génératrice électrique.

Un modèle de 40 kW a été testé entre 1997 et 2002 : il fait 9 m de haut pour un diamètre de 1,5 m au niveau du flotteur, avec une masse de 2140 kg. Des modèles de 150 et 250 kW sont envisagés.

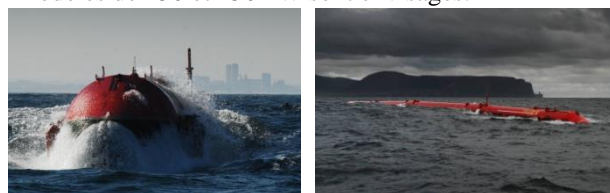


Figure 12 : Pelamis (Source OPD)

Pour le **Pelamis (UK)** (cf figure 12), les corps en mouvement sont ici des cylindres reliés entre eux par des articulations à deux degrés de liberté (type sphérique à doigt). Le mouvement est amorti par des vérins hydrauliques. L'énergie est stockée sous forme

pneumatique dans des cavités remplies de gaz et mises sous pression par de l'huile. Six moteurs hydrauliques entraînent chacun une génératrice asynchrone de 125kW. Le stockage intermédiaire sous pression permet au Pelamis de fournir une énergie électrique de manière relativement continue malgré une ressource très pulsatoire. C'est à l'heure actuelle le système le plus abouti. Une ferme de 3 Pelamis a été installée au nord du Portugal. La puissance installée est de 2.25MW. Le coût annoncé du kWh pour cette ferme d'Aguçadoura est de 0.23€/kWh. La production annuelle estimée est de 2.7GWh par unité pour une ressource de 55kW/m, soit 3600 heures à pleine puissance. Plusieurs projets de fermes sont envisagés notamment en Écosse et en Cornouaille. Les principaux inconvénients de ce système restent sa sensibilité au milieu marin, très corrosif, et sa résistance à la fatigue mécanique en cyclage.

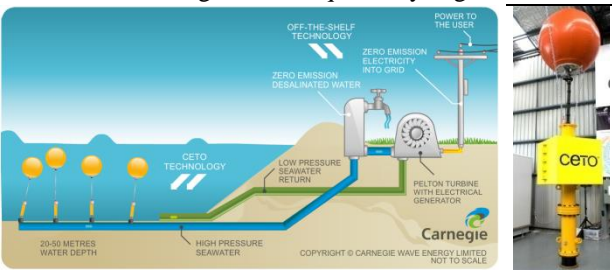


Figure 13 : CETO (Source Carnegie)

CETO (AU) est ce que l'on appelle un « point absorber », c'est-à-dire un système pilonnant (qui effectue des mouvements verticaux). Il est conçu pour être totalement submergé et comprimer de l'eau de mer. Cette eau sous pression est acheminée à terre pour être utilisée dans un osmoseur inverse pour la production d'eau désalinisée et entrainer une turbine Pelton pour la production d'électricité.

EDF Energies Nouvelles, qui a acquis en janvier 2008 un droit exclusif d'utilisation de cette technologie dans l'hémisphère nord et à La Réunion, prévoit d'installer à l'île Maurice, 200 MW sur 5 sites expérimentaux de 40 MW chacun, soit l'équivalent de 50% des besoins électriques de l'île.

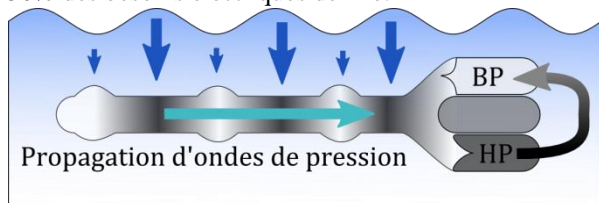


Figure 14 : Principe de fonctionnement de l'Anaconda (Source Checkmate)

L'**Anaconda (UK)** est un récupérateur de l'énergie des vagues exploitant ce que l'on appelle les ondes de renflement. Ce sont des ondes de pression générées à l'intérieur d'un tube de caoutchouc long de 200m avec un diamètre de 7m. Les ondes de pression, composées d'alternances de surpression et de

dépression, viennent s'accumuler dans deux réservoirs situés à l'extrémité du tube (un réservoir pour la haute pression, un pour la basse). L'énergie électrique est ensuite produite en exploitant la différence de pression entre ces deux réservoirs.

La puissance maximale annoncée pour le système à l'échelle 1 est de 1MW pour un poids de 110 tonnes (principalement de caoutchouc). Le coût du kWh envisagé est de 0,7 centimes d'euros.

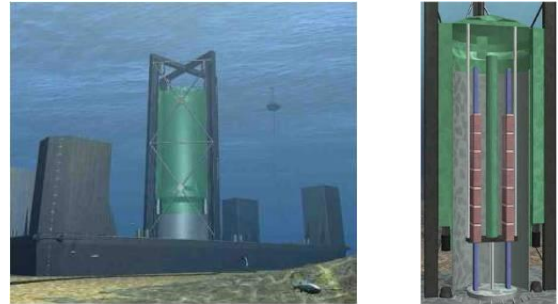


Figure 15 : AWS (Source AWS)

L'idée de l'**AWS (UK)** (Archimede Wave Swing) est d'exploiter le mouvement de pilonnement (vertical) d'une bouée immergée. Une unité de production est constituée d'un flotteur cylindrique qui coulisse sous l'effet de la houle autour d'un autre fixé sur le fond de la mer. Le mouvement créé actionne un générateur électrique linéaire en entraînement direct. La version pilote, testée en 2004, au large du Portugal, était dimensionnée pour une puissance crête de 2MW et une puissance nominale de 1MW. Le générateur linéaire est une machine à aimants permanents déposés en surface. Le système n'ayant qu'un seul degré de liberté, la modélisation hydrodynamique et mécanique du système se ramène à une équation différentielle du second ordre. Le terme de rappel (proportionnel à la position) est dû au fait que le flotteur agit comme un piston. Lors de son mouvement il comprime et détend de l'air dans une chambre étanche mais aussi de l'azote dans des pistons. La pression de l'azote dans ces pistons est ajustable et ce terme de rappel peut donc être ajusté afin d'ajuster la fréquence de résonance du système aux différentes fréquences d'excitation rencontrées. Cela permet de récupérer le maximum d'énergie sur une plage de périodes de houle assez élevée (entre 5 et 15s). L'effet de résonance permet d'atteindre des amplitudes de mouvement jusqu'à sept fois plus grande que l'amplitude de la variation de hauteur de la surface de la mer. L'énergie annuelle récupérée annoncée est de 1.64GWh sur le site pilote portugais, soit 1640 heures à puissance nominale. Sur la version pilote et pour des raisons de coût, la partie mobile du générateur linéaire est plus longue de seulement trois mètres que la partie fixe. Cela grève évidemment les capacités du système sur les mouvements de forte amplitude. Pour éviter d'avoir des mouvements d'amplitude trop importante, le système est prévu avec des butées mécaniques. Le système

possède des amortisseurs hydrauliques eux aussi prévus pour limiter les mouvements. Cela évite au générateur linéaire de devoir fournir des forces trop importantes pour avoir des mouvements raisonnables, mais l'énergie récupérée est en contre partie plus faible.

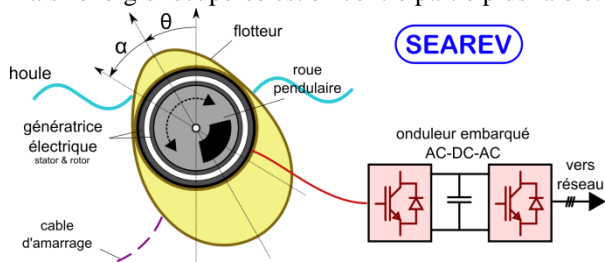


Figure 16 : Schéma de principe du SEAREV avec chaîne de conversion directe

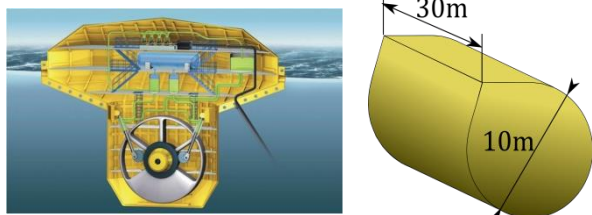


Figure 17 : Ancienne géométrie avec chaîne de conversion indirecte (à gauche) et nouvelle géométrie du SEAREV (Source Ecole Centrale de Nantes)

Le principe du **Searev (FR)** a été élaboré au Laboratoire de Mécanique des Fluides (LMF) de l'Ecole Centrale de Nantes [Searev, Babarit]. Une collaboration est en place depuis 2003 avec le laboratoire SATIE afin d'étudier une solution de conversion d'énergie composée d'une génératrice en entraînement direct associée à un convertisseur électronique et une stratégie de pilotage en lieu et place d'une solution oléopneumatique [Ruellan]. Le Searev est constitué d'un flotteur mis en mouvement par la houle. A l'intérieur de celui-ci, une roue à masse excentrée, pendule par rapport au flotteur. Une génératrice électrique (type machine synchrone à aimants par exemple) en entraînement direct, permet de convertir l'énergie mécanique de la roue pendulaire en énergie électrique et amortit alors le mouvement relatif entre ces deux parties. Le contrôle de ce dernier permet d'imposer à chaque instant le couple qu'oppose le générateur au pendule.

Nous présentons à titre d'exemple à la figure 18 le profil de variation de la puissance électrique récupérée pour une houle donnée : $T_p=8s$, $H_s=3m$. Le contrôle du couple de récupération est de type amortissement visqueux avec un écrêtage de la puissance.

Il en résulte deux paramètres de contrôle, le coefficient d'amortissement visqueux et la puissance d'écrêtage, en fonction desquels nous traçons, sur la figure 19, la puissance mécanique récupérée pour la même houle que précédemment. Nous pouvons remarquer, qu'à puissance d'écrêtage donnée, il existe une valeur du coefficient d'amortissement visqueux qui

maximise la puissance mécanique (points blancs). Jusqu'à une puissance d'écrêtage de 1.5 MW, la puissance mécanique maximale est peu affectée (la durée cumulée dans la zone d'écrêtage est faible). Au-delà, on constate une diminution de la puissance mécanique récupérable qui va de pair avec une augmentation du coefficient d'amortissement optimal.

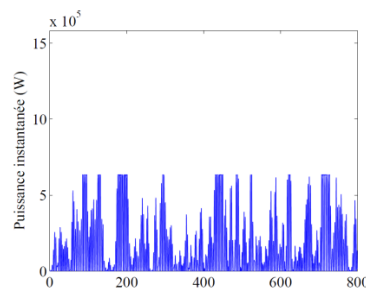


Figure 18 : Exemple de puissance électrique écrêtée et récupérée pour une houle de $H_s=3m$, $T_p=8s$

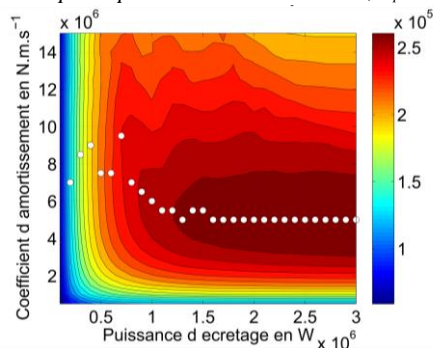


Figure 19 : Cartographie de la puissance mécanique (avant conversion électrique) en fonction des deux paramètres de contrôle du couple de récupération pour une houle de $H_s=3m$, $T_p=8s$

2 Quelques problématiques « Génie électrique » dans les houlogénérateurs.

2.1. Entraînement direct ou indirect

Le but premier des convertisseurs d'énergie des vagues (Wave Energy Converters ou WEC) est de transformer une énergie mécanique en énergie électrique. Quelle que soit la manière dont cette conversion est faite, il y aura forcément un maillon de la chaîne de conversion où des compétences électrotechniques seront requises. Cependant selon les systèmes, la conversion électromécanique ne remplit pas le même cahier des charges. Dans le cas du Pelamis, le mouvement est amorti par des vérins et l'énergie est stockée sous forme hydraulique. L'énergie électrique est alors produite dans un second temps. On parle de conversion indirecte. Dans le cas de l'AWS (ancienne version), le mouvement est directement amorti par un générateur électrique. Il n'y a pas de passage par une autre forme d'énergie. On parle alors de conversion directe (Direct Drive) [Mueller].

La conversion directe est à l'heure actuelle assez peu envisagée. Elle offre pourtant des avantages

importants en termes de fiabilité et de maintenance, points cruciaux dans des systèmes « offshore », mais aussi d'un point de vue rendement de conversion. En limitant le nombre d'étages de conversion, on limite les multiples sources de pertes.

Elle a malgré tout ses inconvénients. Elle nécessite de développer des génératrices électriques non standards et donc plus coûteuses et la puissance produite est naturellement pulsante au rythme des vagues. Dans le cas de la conversion directe, le travail de conception de la chaîne de conversion électrique est également plus complexe. Le cahier des charges est tel que le générateur ne peut se trouver dans un catalogue fabricant. A l'heure actuelle, peu de systèmes utilisent la conversion directe et parmi eux, tous (à notre connaissance) utilisent un générateur linéaire, a priori plus adapté à la récupération de l'énergie des vagues lorsque les mouvements sont linéaires. L'inconvénient du générateur linéaire est qu'il y a toujours une partie active inutilisée, alors que les générateurs tournants ne présentent pas cet inconvénient. Seul le projet SEAREV, envisagé à l'heure actuelle, l'utilisation d'un générateur tournant en entraînement direct. Quelles soient linéaires ou tournantes, ce sera principalement des machines lentes et donc de taille et de masse importantes [Mc Donald].

2.2. Lissage de la production électrique

La houle est une forme d'énergie naturellement pulsante : à l'échelle de la vague mais aussi à l'échelle de ce que l'on appelle les « bouffées » de vagues (voir figure 4 de la première partie). C'est aussi une source d'énergie que l'on qualifie d'intermittente, au même titre que l'énergie éolienne ou solaire, mais son intermittence (variabilité à l'échelle de l'heure et de la journée) est plus prédictible que celle des deux énergies précédemment citées, notamment grâce au fait que la houle est un sous-produit du vent et que la mesure de ce dernier permet de prévoir la ressource houlomotrice au moins à court terme.

Un des enjeux pour la pénétration de l'énergie des vagues dans un réseau électrique est de pallier cet aspect pulsatoire. Les systèmes à déferlement passant naturellement par une forme de stockage gravitaire, permettent de produire une puissance « lissée ». Dans les systèmes à colonnes d'eau oscillante, la pulsation de la puissance produite est double de celle des vagues. Pour les systèmes à corps mus par la houle, le choix d'une conversion indirecte offre une forme d'énergie intermédiaire permettant le lissage de la puissance, mais la conversion directe peut nécessiter de faire appel à des moyens de stockage.

Ce système de stockage doit être dimensionné en tenant compte du vieillissement en cyclage. En effet, si l'on considère une vague toutes les 8s en moyenne, cela fait sur 10ans environ 40 millions de cycles. A

l'heure actuelle, même s'il reste des avancées technologiques à effectuer, la seule technologie capable d'envisager de supporter un cyclage aussi important est celle des supercondensateurs [Murray]

2.3. Le transport de l'énergie électrique

Tous les houlogénérateurs récents sont conçus pour fonctionner au large. La question de l'acheminement de la puissance récupérée sur la côte doit donc être posée. Certains systèmes, comme le CETO, ne transmettent à terre que de l'eau sous pression. Mais d'autres génèrent l'électricité à bord.

Pour des raisons économiques, il peut être prévu, à l'instar des éoliennes offshore, de mutualiser le câble électrique d'acheminement pour une ferme de houlogénérateurs, voire des moyens marins différents (éolien, hydrolien et houle). Les « hubs », où viendraient se brancher les différents systèmes, seraient le point de raccordement commun.

2.4. Le dimensionnement sur cycle de la chaîne de conversion

Les systèmes de production électrique classiques (alternateur, turbo alternateur pour centrales thermiques ou nucléaires) sont conçus pour fonctionner sur un point nominal. Leurs dimensionnements est donc aussi fait de manière classique en ne considérant qu'un seul point de fonctionnement. On parle ainsi de couple quadratique, censé représenter le couple « dimensionnant ». Cette approche traditionnelle relie le couple quadratique au courant efficace, donc aux pertes Joule et enfin à l'échauffement de la machine.

Dans le contexte de la récupération de l'énergie de la houle mais c'est aussi vrai dans les éoliennes, et principalement dans les systèmes où la conversion directe est envisagée, la notion d'un point de fonctionnement nominal devient caduque. Il convient alors de définir une démarche de dimensionnement « sur cycle » dans laquelle la notion de point de fonctionnement nominal n'est pas nécessaire à la construction du cahier des charges.

Afin d'illustrer ce principe de l'optimisation sur cycle d'une chaîne de conversion électrique, le lecteur pourra se reporter aux références [Aubry, Ruellan] disponibles sur Internet.

Conclusion

Dans cette deuxième partie de l'article consacré à la récupération de l'énergie de la houle, nous avons dans un premier temps présenté les différents types de houlogénérateurs : les colonnes d'eau oscillantes, les rampes à déferlement, les systèmes à corps mus par la houle.

Nous avons ensuite évoqué les problématiques du génie électrique liés à ces houlogénérateurs et qui en font des contextes de recherche intéressants.

Références

Colonnes d'eau oscillantes :

Wavegen : <http://www.wavegen.co.uk/>

Oceanlinx : <http://www.oceanlinx.com/>

Jamstec : <http://www.jamstec.go.jp>

Sperboy : <http://www.sperboy.com/>

Systèmes à déferlement :

Wave Dragon : <http://www.wavedragon.net/>

Systèmes à corps mus par la houle :

Aquamarine : <http://www.aquamarinepower.com/>

OPD : <http://www.pelamiswave.com/>

OPT : <http://www.oceanpowertechnologies.com/>

Checkmate : <http://www.checkmateuk.com/seaenergy/>

Ceto : <http://www.carnegiecorp.com.au/>

AWS : <http://www.awsocan.com>

[Aubry] J. Aubry, B. Multon, H. Ben Ahmed, M. Ruellan, – Optimisation en couplage fort du pilotage et de la chaîne de conversion tout-électrique du houlogénérateur Searev, Conférence Electrotechnique du Futur 2009, Disponible sur <http://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00439646>

[Babarit] A. Babarit, – Optimisation Hydrodynamique et Contrôle Optimal d'un récupérateur de l'Énergie des Vagues. . Thèse de doctorat de l'université de Nantes, 2005

[Mc Donald] A. S. Mc Donald, – Structural analysis of low speed, high torque electrical generators for direct drive renewable energy converters. . Thèse de doctorat de l'université d'Edimbourg, 2008

[Mueller] M. A. Mueller, H. Polinder, N. Baker – Current and Novel Electrical Generator Technology for Wave Energy Converters, Electric Machines & Drives Conference, 2007. IEMDC '07. IEEE International

[Multon] B. Multon, A. Clément, M. Ruellan, J. Seigneurbieux, H. Ben Ahmed – Systèmes de conversion des ressources énergétiques marines , Chapitre 7 du tome 1 du livre « Les Nouvelles Technologies de l'Énergie », Hermès Publishing, 2006.

[Murray] D. B. Murray, M.G. Egan, J. G. Hayes et D. L. O'Sullivan – Applications of Supercapacitor Energy Storage for a Wave Energy Converter System, Proceedings of the 8th European Wave and Tidal Energy Conference, Uppsala, Sweden, 2009

[Ruellan] M. Ruellan – Méthodologie de dimensionnement d'un système électromagnétique de récupération de l'énergie des vagues. Thèse de doctorat de l'École normale supérieure de Cachan, 2007, Disponible sur <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00239367/fr/>

[Searev] A. Clément, A. Babarit, G. Duclos, – Appareil pour convertir l'énergie des vagues en énergie électrique. Brevet d'invention français, N° d'enregistrement national : 0410927

EDF prépare le premier parc hydrolien pré-industriel de démonstration d'Europe au large de Paimpol-Bréhat

CYRILLE ABONNEL

Division Production Ingénierie Hydraulique d'EDF DPIH, Cap Ampère, 1, Place Pleyel 93282 St Denis Cedex

Résumé : Cet article présente le contexte technique, socio-économique et réglementaire de l'implantation du premier parc hydrolien pré-industriel de démonstration d'Europe. Il fait la synthèse de l'ensemble des connaissances qui doivent être acquises afin d'éclairer les décisions futures sur cette filière hydrolienne émergente.

1. Contexte du projet

1.1. L'énergie hydrolienne : une énergie marine, nouvelle et renouvelable

La mer présente un potentiel énergétique significatif, que cette énergie soit mécanique (marées, vagues, courants...) ou thermique, et l'idée d'exploiter l'énergie marine existe depuis longtemps. EDF a d'ailleurs été l'une des pionnières du domaine, avec la construction de l'usine marémotrice de La Rance (240 MW, 500 GWh/an) en 1966, qui reste le seul exemple industriel de ce type à ce jour. Avec la montée en puissance des objectifs de production d'ENR, mais aussi de l'image positive véhiculée, les projets d'exploitation de l'énergie marine se multiplient.

Depuis quelques années, la R&D et l'ingénierie d'EDF étudient l'énergie hydrolienne, dont le principe consiste à récupérer l'énergie cinétique des courants de marée au moyen de turbines immergées. Cette énergie renouvelable est en effet attractive :

- prédictible (les courants de marées peuvent être calculés à l'avance en intensité et en direction) ;
- dense (la densité de l'eau permet d'utiliser des turbines plus compactes, plus performantes et d'emprise moindre qu'une éolienne de même puissance) ;
- d'impact visuel limité voire nul pour des machines complètement immergées.

Le potentiel hydrolien en Europe est estimé entre 18 et 35 TWh/an, pour 6 à 8 GW installés. Le Royaume-Uni possède environ 75% de cette ressource, et la France quelques 20%, répartis entre la Bretagne et le Cotentin. D'après les évaluations d'EDF R&D, en France, la proportion envisageable au niveau technico-économique serait de :

- 400 à 500 MW, produisant 1 à 1,5 TWh/an, en faible profondeur (jusqu'à 40 m) à moyen terme,

- puis à plus long terme de 1500 MW supplémentaires pour des profondeurs supérieures (40 à 100 m) produisant 3,5 à 4 TWh/an.

1.2. Une filière au seuil de la maturité

Parmi les quelques dizaines de technologies en cours de développement dans le monde, aucune n'a franchi le seuil industriel à ce jour. Cette filière a donc besoin de prouver qu'elle peut contribuer au développement de la production d'électricité aux côtés des autres sources renouvelables : cela passe d'abord par la réalisation de démonstrateurs en mer.

Les technologies les plus avancées atteignent actuellement ce stade du test en mer d'une machine unique, à l'instar de MCT avec sa machine SEAGEN (1,2 MW) en Irlande du Nord, ou OpenHydro et sa turbine de 1ère génération (250 kW) au Centre Européen des Energies Marines, en Ecosse. Aucun projet de parc d'hydroliennes n'est donc encore déployé, avec les problématiques spécifiques induites.

Lors de la conférence internationale sur les énergies marines (ICOE 2008) co-organisée par EDF et Ifremer en octobre 2008 à Brest, la plupart des grands électriciens européens – E.On, npower (RWE), Iberdrola, Statkraft – étaient présents avec des projets.

1.3 Une volonté de l'Etat et des collectivités (régions) qui s'affirme

L'Etat souhaite inciter au développement des énergies marines, tant sur le plan technologique (émergence de fournisseurs français d'hydroliennes) qu'énergétique (production de MWh en eaux françaises).

Début 2008, le Grenelle de l'Environnement a identifié les énergies marines comme l'une des composantes pour atteindre l'objectif de développement de 20 MTep d'énergies renouvelables d'ici 2020. Le rapport du Comité Opérationnel ENR cite une contribution de l'ordre de 0,2 à 0,5 MTep (2 à 5 TWh pour 1 à 2 GW

installés), et pointe le rôle clé des démonstrateurs dans le processus d'innovation. Une expérimentation grande échelle d'un parc hydrolien est demandée.

Le Grenelle de la mer, dont les conclusions ont été rendues en juillet 2009, a confirmé et précisé cette ambition. Il propose de soutenir et planifier le développement des énergies marines, en s'appuyant sur l'initiative IPANEMA¹, en définissant un cadre de planification, d'évaluation et de recherche, en finançant des centres d'essais et en clarifiant la réglementation.

2. Objectifs et présentation du projet

2.1. Une première en France : un parc pilote hydro-lien pré-industriel hydrolienne

Entre 2004 et 2007, EDF a étudié, dans le cadre d'un projet de R&D baptisé « Hydroliennes en mer », la faisabilité d'un parc de démonstration dans les eaux françaises : après avoir identifié des sites pilotes en France métropolitaine, dans les zones à potentiel que sont la Basse-Normandie et la Bretagne, les zones de Barfleur et Bréhat ont été respectivement retenues pour l'étude d'une première implantation (ces sites ne sont pas trop exposés au plan océano-météorologique).

Ces études ont notamment comporté un pré-diagnostic environnemental, une caractérisation des technologies les plus performantes et les plus prometteuses, le lancement des premières concertations avec les principaux usagers de la mer. Les résultats de ces premières études ont conduit à définir un périmètre de projet et d'investissement en phase avec le caractère très amont de la filière, pour initier un mouvement d'apprentissage partagé avec l'ensemble des parties prenantes.

Des analyses plus détaillées ont alors été menées en 2008 pour effectuer deux choix essentiels pour véritablement lancer le projet :

- Le site, à choisir entre celui de Paimpol-Bréhat en Bretagne, et Barfleur en Basse-Normandie. C'est le site de Paimpol-Bréhat qui a été retenu par EDF et l'ensemble des parties prenantes lors d'une réunion de concertation au lycée maritime de Paimpol en juillet 2008.
- La technologie d'hydrolienne, à choisir sur une base multicritères parmi des candidates européennes qui avait un niveau de développement

compatible avec les échéances du projet à ce moment-là. C'est la technologie d'OpenHydro qui a été retenue par EDF, sélection annoncée à l'occasion de la Conférence Internationale sur les Energies Marines (ICOE2008²) à Brest en octobre 2008.

2.2. Les objectifs techniques, socio-économiques et réglementaires

Les choix du site et de la technologie effectués, les objectifs du projet de parc pilote hydrolien pré-industriel ont pu être fixés dans les domaines socio-économiques, réglementaires et techniques, en phases d'études, de travaux, puis d'exploitation.

Objectifs techniques

- validation de la capacité à concevoir et fabriquer les hydroliennes et le convertisseur sous-marin (palier technologique) ;
- optimisation des technologies offshore pour l'installation/maintenance du parc hydrolien ;
- exploitation, en conditions réelles, du parc d'hydroliennes : conversion et évacuation de l'énergie extraite, effets de sillage ...
- consolidation des modèles numériques hydrodynamiques pour la prévision de production ;
- évaluation des impacts environnementaux en phase d'installation, puis d'exploitation.

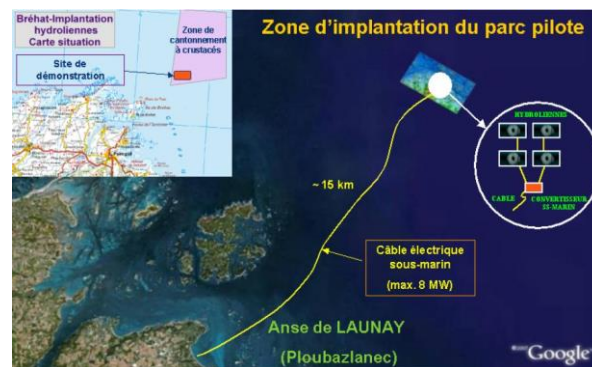


Figure 1 : Carte de situation du parc pilote pré-industriel de Paimpol-Bréhat

Objectifs socio-économiques et réglementaires

- évaluation des conditions d'acceptabilité par les parties prenantes ;
- clarification du contexte réglementaire, administratif et fiscal ;
- acquisition de données technico-économiques réelles pour faire aux pouvoirs publics de nouvelles propositions de mécanismes de soutien.

¹ IPANEMA = Initiative PARtenariale Nationale pour l'émergence des Energies Marines (www.ipanema2008.fr)

² www.icoe2008.com

Le parc pilote de démonstration d'hydroliennes sera situé au large de Paimpol-Bréhat, en Bretagne nord (carte en Figure 1). Soutenu par la Région Bretagne, l'Etat et l'Europe, il sera opérationnel en 2012.

2.3 Le site de Paimpol – Bréhat

C'est une zone remarquable, tant du point de vue touristique qu'environnemental (extension zone Natura 2000 marine), ce qui renforce le caractère démonstratif pour lancer la technologie et prouver ses capacités à s'intégrer en environnement très contraint.

Le site du projet a été retenu en concertation avec le Comité Local des Pêches Maritimes et des Élevages Marins de Lannion Paimpol, dans une zone de fort courant, à l'intérieur et au Sud-Ouest de la zone de cantonnement à crustacés, au Nord-Est du plateau de la Horaine. Cet emplacement bénéficie :

- d'un effet d'accélération des courants dû au contournement de la Horaine ;
- de profondeurs compatibles avec l'implantation d'hydroliennes ;
- d'une situation perturbant peu les activités de pêche (mise à part la pêche à la ligne, toute pêche y est interdite).

Une première proposition de site d'implantation d'hydroliennes a été faite par le président du Comité Local des Pêches Maritimes et des Élevages marins de Lannion Paimpol en septembre 2007 ; il s'agissait d'un losange d'aire approximative 1 km². La localisation du site d'intérêt a été affinée par une étude préliminaire menée grâce à un modèle numérique hydrodynamique de la zone, réalisé grâce au logiciel Telemac-2D outil propriétaire d'EDF R&D. Cet outil permettra également d'optimiser le positionnement fin des hydroliennes.

Plusieurs campagnes de reconnaissance en mer ont permis de mieux connaître le site. On sait ainsi que les vitesses maximales sont plus importantes à marée montante qu'à marée descendante en général, et ce, d'autant plus que le coefficient de marée est grand. La vitesse maximale en surface mesurée a été de 3,05 m/s à marée montante (et environ 2,3 m/s à marée descendante). Les vitesses sont homogènes sur la verticale, avec néanmoins une légère augmentation des vitesses vers la surface (profil classique, dû aux frottements sur le fond et aux effets du vent en surface).

L'écoulement est bidirectionnel avec deux directions prépondérantes bien marquées (vers 120° et vers 320° par rapport au Nord). Le courant porte vers 120° à marée montante et vers 320° à marée descendante. Les directions du courant sont peu cisailées sur la

verticale. Les durées des marées sont assez stables, entre 6h et 6h30.

2.4 Description du parc pilote

Ce parc d'hydroliennes sera composé des installations suivantes (voir Figure 2) :

- 4 turbines sous-marines de technologies OpenHydro d'une puissance unitaire de 0,5 MW avec un diamètre extérieur de venturi de 16m, une hauteur de 21 m et un poids total de l'ordre de 500 tonnes. Les machines seront à 35 m de fonds en moyenne, dans des courants de marée pouvant atteindre 3 m/s. De telles vitesses permettent d'envisager une production du parc de l'ordre de 3 GWh/an.
- une installation électrique sous-marine de conversion de l'électricité en courant continu, à laquelle les hydroliennes seront connectées par des ombilicaux.
- un câble à courant continu pour évacuer la production jusqu'à un poste de livraison électrique à terre assurant le raccordement au réseau de distribution d'électricité. Cet atterrissage se fera à Ploubazlanec, distante d'environ 15 km du parc pilote.

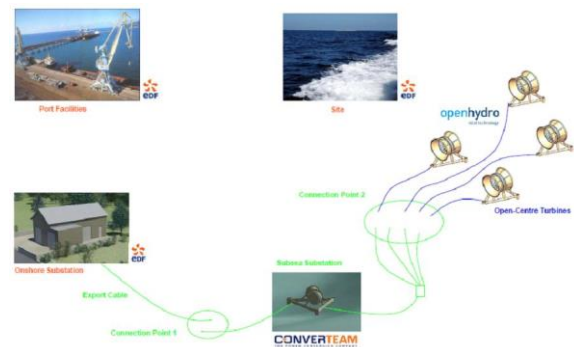


Figure 2 : Car schéma du parc pilote

3. Les hydroliennes

3.1 La démarche de sélection de la technologie d'hydroliennes en 2008

Le choix de la technologie à installer sur le site de démonstration s'est basé, à l'automne 2008, sur une étude comparative multicritères. La démarche a consisté à sélectionner les technologies, en se basant sur un travail de veille technologique, et en restreignant le choix aux technologies européennes (pour assurer l'éligibilité aux financements européens et pour faciliter les relations commerciales en terme d'expertises et de réunions de travail) qui avait un niveau de développement compatible avec les échéances du projet à ce moment-là.

L'ensemble des informations a été recensé sur la base des données recueillies lors de différents rencontres.

L'analyse méthodique de la somme d'informations collectées a consisté à vérifier l'adéquation de la technologie à nos besoins, en procédant par élimination :

- L'éligibilité du constructeur avec une estimation de ses capacités à poursuivre son développement ;
- L'éligibilité de la technologie (composants éprouvés vs nouvelles technologies, méthodes d'ingénierie suivies, brevets, caractéristiques techniques complètes des machines.
- L'adéquation de la technologie avec le projet Paimpol-Bréhat (caractéristiques techniques, moyens de fabrication et d'installation, contraintes de raccordement).
- Les autres projets industriels, permettant de les situer avec nos délais et de détecter d'éventuelles incompatibilités.
- Les critères économiques, pour permettre l'inter-comparaison (performances des machines, estimations de productible, contraintes d'installation et maintenance, coûts d'investissement et de fonctionnement).
- Les renseignements sur la société, permettant de récapituler les données administratives, les interlocuteurs, les partenaires déclarés...

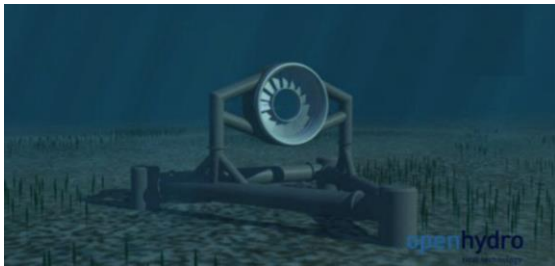


Figure 3 : Vue d'artiste d'une hydrolienne de 250 kW de puissance d'OpenHydro

3.2 Principales caractéristiques des hydroliennes retenues par EDF

C'est la société OpenHydro qui a été retenue par EDF à l'automne 2008. Cette société bénéficie d'une expérience intéressante puisqu'un prototype est à l'essai depuis 2006 dans le site expérimental de l'EMEC (Iles Orcades au nord de l'Ecosse) avec un raccordement effectif au réseau de distribution local, et qu'une nouvelle machine vient d'être déployée au Canada fin 2009. Ce qui constitue néanmoins l'atout majeur de cette technologie est le concept épuré qui réduit à son strict minimum les pièces pouvant nécessiter de la maintenance (voir figure 3). La machine ne comporte en effet pas de multiplicateur, de

système de refroidissement, de transmission mécanique ou d'électronique de puissance.

OpenHydro dispose également de sa propre barge d'installation (voir figure 4) pour déployer ses hydroliennes, ce qui ne rendra pas le projet dépendant de moyens offshore coûteux et très sollicités par les projets d'éolien en mer ou pétroliers en mer du nord.

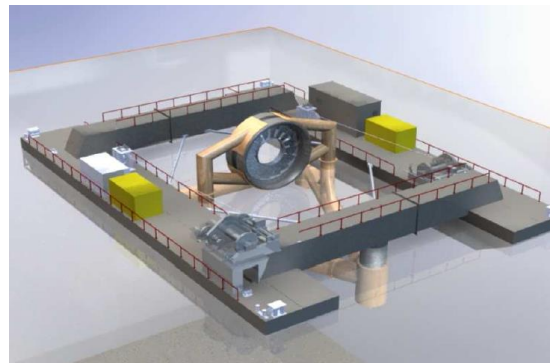


Figure 4 : Vision d'artiste de la barge d'installation d'une hydrolienne (source : OpenHydro)

4. La conversion et l'évacuation d'énergie sur le réseau

Quelles que soient la technologie d'hydrolienne considérée, les enjeux sont importants vus d'un industriel comme EDF potentiel exploitant pour une durée de 20 à 30 ans de tels parcs qui pourraient comporter plusieurs dizaines de machines à terme : topologie de raccordement, contrôle-commande et exploitation du parc, protection de celui-ci et du réseau d'électricité, maintenance, évacuation de l'énergie en minimisant les pertes tout en permettant d'optimiser la production...

La problématique consiste à définir les modalités de raccordement d'un parc d'hydroliennes au réseau de distribution, en tenant compte des différents types de liaisons entre les machines, le poste de conversion en mer et le poste de raccordement à terre, que ces liaisons soient de puissance (évacuation d'énergie ou alimentation des auxiliaires), de contrôle-commande filaire en courant faible (commandes d'urgences, supports de réseau de communication...) ou de contrôle-commande en fibres optiques (contrôles, communications...).

Pour ce faire, l'ingénierie d'EDF étudie la topologie de raccordement, définit les différents besoins pour chaque ensemble, avec les flux d'énergie ou d'informations associés. Plusieurs topologies de raccordement des machines sont envisageables :

- Individuellement et séparément jusqu'au poste de conversion,
- En série, scindées éventuellement en plusieurs grappes,
- Raccordées individuellement sur un concentrateur local.

Le choix entre ces topologies dépend de différents facteurs :

- La disposition finale des machines,
- Les contraintes imposées par la puissance à transférer,
- Les contraintes imposées par la continuité des informations de contrôle-commande à transmettre correctement aux machines (notamment en fibre optique),
- Les contraintes liées à la maintenance.

D'autre part, la mise en place du câble d'atterrage est une phase critique du projet. Bien que les opérations de pose du câble sous-marin soient réduites dans la durée (environ deux jours), les moyens techniques nécessaires à ces opérations sont très coûteux. Ainsi, on envisage que sur le lot complet (conception, fourniture, pose et tests), le poste pose représente plus de 60% du prix du lot, estimé à plusieurs millions d'euros. Il est donc crucial de supprimer en amont toutes les incertitudes sur les conditions de pose.

5. Acceptabilité

Entre 2004 et 2008, EDF a initié la concertation avec les principales parties prenantes. D'une façon générale, les hydroliennes étaient bien perçues et recevaient un accueil favorable. Ce résultat aura été la conséquence d'un travail systématique d'information et de consultation de l'ensemble des parties prenantes.

Ainsi, la délégation régionale d'EDF a rencontré entre septembre 2007 et juin 2008 l'ensemble des services de l'Etat, les collectivités locales et territoriales, les grands élus, les différentes administrations impliquées dans un projet devant occuper le domaine maritime (Préfecture maritime, Direction départementale des affaires maritimes, Préfecture, Sous-préfecture, Diren, Drire,...), les associations d'usagers de la mer (pêcheurs professionnels, plaisanciers, plongeurs,...), les associations environnementales (Côtes d'Armor nature environnement, Bretagne vivante, Vivarmor,...), etc...

Ces institutions représentatives se sont toutes exprimées favorablement en regard de ce projet, et notamment en ce qui concerne les retombées économiques et d'image. D'ailleurs, certaines se sont explicitement prononcées :

- le Président du Conseil Régional s'est exprimé par courrier du 10 juillet 2008 en annonçant une subvention pour soutenir le plan de financement du démonstrateur.

- au mois de juillet 2008, la communauté de communes de Paimpol-Goëlo a pris à l'unanimité, une délibération favorable.
- suite à une enquête menée par le comité local des pêches de Lannion-Paimpol auprès de ses adhérents, une délibération a été prise sur l'initiative de son Président : elle a été adoptée par 87% des bulletins exprimés, ce qui est un résultat significatif.

Convaincu par cet accueil très favorable, la direction d'EDF a décidé d'annoncer le 15 juillet 2008, lors d'une réunion de concertation, devant une centaine de représentants des parties prenantes, l'implantation du démonstrateur à Paimpol-Bréhat. En conclusion de cette réunion, un « groupe de liaison » a été créé, en charge de recevoir les informations liées à la réalisation du programme, et susceptibles de conseiller des prises de décision les plus proches possibles d'un compromis acceptable entre les contraintes du projet et les attentes des parties prenantes. Ce groupe de liaison s'est réuni quatre fois depuis le 30 septembre 2008, rassemblant entre 30 et 50 participants à Loguivy de la Mer pour écouter l'équipe technique, puis poser des questions et conseiller des décisions (par exemple, la position optimum des hydroliennes dans la colonne d'eau a été prise en débat public).

6. Environnement

L'évaluation des impacts environnementaux des matériels déployés pour ce parc pilote, en phases d'études, de travaux, d'exploitation, est un des axes majeurs de ce projet, mené avec des spécialistes du domaine.

6.1. Mesures de suppression ou de réduction d'effets dommageables

Au fur et à mesure de sa conception, le projet a intégré diverses décisions conceptuelles ou de planning, dont certaines ont été décidées vis à vis des critères environnementaux, en vue de supprimer ou réduire l'impact du projet.

Ces choix sont résumés ci-dessous :

- Technologie : pose gravitaire, pas de produit toxique ou polluant.
- Site d'atterrage : sélection du site le moins sensible du point de vue environnemental (pas d'espèces protégées), mais qui se trouve être le plus éloigné du parc pilote.
- Câble : modification du tracé pour éviter une zone de maërl ;
- Poste de livraison : traitement architectural, intégration paysagère, protections anti-bruit.

- Période de chantier à terre : choix d'une période réduisant le dérangement des usages de la mer et de l'avifaune.

Chantier : déplacement des laisses de mer avant le chantier sur le cordon de galets sur la bande concernée. Remise en état complète du site à l'issue des travaux.

6.2. Compensation et accompagnement

Les mesures compensatoires proposées dans le cadre du projet sont indiquées ci-après.

Usagers

L'exploitation de certaines concessions ostréicoles sera soit gênée temporairement lors des travaux soit modifiée à plus long terme du fait de l'ensouillage du câble. Des prises en charge financières et techniques seront proposées aux concessionnaires.

L'ensouillage du câble dans le banc de praires va entraîner de fait une interdiction de dragage à terme d'une partie de ce banc (2 km de long par 1m de large, soit moins de 1% du banc) ; d'autre part les activités de pêche à la ligne / palangre seront également empêchées localement au droit du parc hydrolien. Dans les deux cas, ceci entraînera des modifications des pratiques habituelles pour les pêcheurs concernés. Il a donc été proposé de participer financièrement aux opérations de soutien de la productivité des « stocks » de certaines des ressources halieutiques locales importantes dans l'économie locale.

Milieu naturel

L'ensouillage du câble dans l'anse de Launay va entraîner la destruction d'une partie des herbiers de zostères naine et marine. Il est proposé de reconstituer les herbiers de zostères au niveau du tracé du câble et sur les secteurs potentiellement favorables de l'anse de Launay d'où ils sont actuellement absents et où les usages n'empêcheraient pas a priori, leur maintien ultérieur.

Les connaissances sont encore très limitées concernant l'impact potentiel des hydroliennes sur les mammifères marins et des poissons. On dispose également de peu d'études relatives au benthos, et notamment aux impacts potentiels du câble. Il est proposé de réaliser du suivi par acoustique passive de la fréquentation du parc hydrolien par les dauphins et marsouins et de le comparer à une situation antérieure. Il est aussi proposé de réaliser un suivi du benthos au droit du parc hydrolien et au niveau de l'anse de Launay.

7. Procédures administratives

Il n'existe pas aujourd'hui de cadre juridique global qui régule les usages de la mer. Ainsi, il n'existe pas de disposition réglementaire spécifique pour les hydroliennes en mer : une superposition de plusieurs régimes juridiques complexes s'applique. Un apprentissage collectif avec les différents services de l'administration aura lieu sur ce projet.

Les principales procédures à mettre en œuvre pour le projet sont donc les suivantes :

- A – Autorisation au titre de la « loi sur l'eau » - rubrique n°4.1.2.0. de l'article R. 414-1 du Code de l'environnement.
- B – Autorisation d'exploitation au titre de la loi du 10 février 2000 modifiée, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
- C – Concession d'occupation du domaine public maritime.
- D – Soumission de l'opération à une enquête publique préalable à travaux
- E – Permis de construire
- F – D'autres autorisations administratives au titre du code de l'urbanisme
- G – Circulation et sécurité maritime
- H – Servitudes aéronautiques
- I – Convention de raccordement (ERDF)
- J – D'autres dispositions spécifiques à respecter : protection du littoral, protections & inventaires de l'espace naturel, prise en compte du SDAGE...

8. Conclusion

Avec ce projet de parc pilote pré-industriel hydrolien, situé à Paimpol-Bréhat, EDF et ses partenaires techniques s'engagent à produire non seulement de l'électricité renouvelable à partir de 2012, mais aussi depuis 2008 de la connaissance partagée avec les autres partenaires (« groupe de liaison », Région Bretagne, Etat, Europe...) sur les aspects techniques, environnementaux et socio-économiques qui éclaireront les décisions futures sur cette filière hydrolienne émergente.

Décharger des batteries, quelle drôle d'idée !

Romain CHRISTOPHE professeur agrégé de physique appliquée

André GAVILA professeur certifié de génie électrique

Daniel POIZAC professeur agrégé de génie électrique

Lycée Rouvière 83000 TOULON

Résumé : depuis de nombreuses années le lycée Rouvière est engagé dans des collaborations fructueuses avec l'IFREMER. Ce qui a notamment débouché sur la conception et la réalisation des épreuves écrites et pratiques du concours général électrotechnique pour la session 2003.

L'article présenté décrit une de ces collaborations.

Avertissement : la réalisation présentée ne s'inscrit plus directement dans le cadre du nouveau référentiel du BTS électrotechnique.

I. PRÉSENTATION DE L'IFREMER

L'IFREMER, Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer, est un établissement public placé sous la tutelle du ministère de la recherche et du secrétariat à la mer et coordonne les vecteurs de la recherche et de l'industrie dans le domaine maritime.

L'IFREMER a pour missions de :

- Connaître, évaluer et mettre en valeur les ressources des océans et permettre leur exploitation durable.
- Améliorer les méthodes de surveillance, de prévision, d'évolution, de protection et de mise en valeur du milieu marin et côtier.
- Favoriser le développement économique du monde maritime.

Le centre de Toulon est situé sur la zone industrielle et portuaire de Brégaillon à la Seyne sur Mer. Créé en 1971, ce centre supervise les stations de La Réunion de La Guyane et des Antilles. Il gère également les différentes stations méditerranéennes et mène des activités dans le domaine de la recherche sous-marine.

Afin de procéder aux interventions logistiques nécessaires à la préparation des campagnes en mer, la présence d'équipements portuaires à l'intérieur même du site permet, par ailleurs, la mise à disposition :

- De deux halls techniques dédiés à l'intégration et à l'entretien des engins habités et inhabités.
- D'un local de stockage des matériels destinés aux opérations en mer.

- D'ateliers et l'ensemble des moyens d'essais nécessaires à la mise au point des systèmes d'intervention profonde.

La culture régionale en matière de systèmes marins et sous-marins et les facilités que lui offre son environnement géographique et une accessibilité rapide aux grandes profondeurs, ont imposé l'établissement de La Seyne comme principal site de l'IFREMER en matière de préparation des moyens techniques d'intervention sous-marine profonde.

C'est dans son bureau d'études et dans ses ateliers que sont conçus, assemblés et entretenus les moyens de pénétration et d'exploitation de l'océan profond.

Parmi ces engins, on distinguera ceux permettant l'exploitation des grands fonds jusqu'à 6000 mètres :

- Le VICTOR 6000, submersible alimenté et télé-opéré depuis la surface :



- Le NAUTILE, submersible habité et autonome :



On notera des interventions marquantes :

- Les missions sur le TITANIC en 1985.
- Plus récemment avec le colmatage des brèches du pétrolier Le PRESTIGE en 2003.

II. ETUDE DE SYSTÈME

II.1. Problématique

On prendra comme support de référence pour l'étude le NAUTILE.

L'engin est alimenté par des batteries d'accumulateur au plomb placées en équipression :



Pendant ces plongées l'autonomie du Nautilus est limitée par la capacité des batteries embarquées. L'énergie utile lors d'une plongée à 6000 m doit être de 37 kWh disponible sous une tension de 230 V et de 6,5 kWh sous une tension de 28 V.

Les principaux consommateurs d'énergie sont :

- 1 moteur de propulsion, asynchrone triphasé de 5 kW.
- 4 moteurs de direction, asynchrone triphasé de 1,5 kW.
- 6 projecteurs HMI de 400 W, 2 projecteurs à iodure métallique de 650 W.

- 2 bras manipulateurs alimentés par 2 centrales hydrauliques de 1,5 kW.
- Des moyens de communication et des équipements divers tels que sondeur, sonar, capteur de température et de pression, caméra, centrale d'acquisition de données et de navigation utilisant le réseau 28 V.

L'énergie disponible détermine les possibilités de missions suivant leur profil et les conditions extérieures :

- Profil : temps de descente sans propulsion et ni éclairage, distance parcourue et vitesse fond, temps de travail et temps d'éclairage...
- Conditions extérieures : profondeur, courant et dérive, relief, température...

Connaître la part de l'énergie que l'on peut utiliser en mission par rapport à l'énergie que l'on a stockée dans les batteries représente un enjeu majeur pour les utilisateurs des engins.

Les méthodes d'estimation de la capacité réelle des batteries ne sont pas suffisamment fiables pour être retenues. En effet les paramètres sont nombreux : on citera le vieillissement des batteries, le profil d'utilisation, les environnements particuliers de travail. Dans les conditions extrêmes de certaines missions la température de l'eau est proche de 0°C, la pression peut atteindre 600 bar...

On pourra se référer à l'article « Caractérisations d'un accumulateur plomb-acide » paru en décembre 2007 dans la revue 3EI et rédigé par messieurs ODIC, ESTEBAN, VIDAL et ROBERT.

La solution imaginée et proposée par IFREMER est, après une charge complète, de décharger les batteries tout en mesurant la quantité d'électricité restituée.

Ce thème de travail a été proposé par IFREMER comme projet d'études à un groupe d'étudiants de la STS Électrotechnique du lycée Rouvière de Toulon.

Le cahier des charges est le suivant :

- Décharge d'association d'accumulateurs de tension nominale comprise entre 12 V et 240 V.
- Courant de débit maximum de 40 A.
- Le système doit être modulaire et d'encombrement réduit pour pouvoir être embarqué.
- La décharge doit se faire impérativement à courant constant et de valeur réglable.

- La sécurité des personnes doit être assurée.
- La sécurité du matériel doit inclure une surveillance de l'échauffement, une limitation du courant dans les résistances de décharge et une surveillance de la tension contre les décharges profondes. Le calcul de l'énergie restituée doit être affiché de façon lisible sur la face avant du système.

II.2. Solution technique

L'énergie stockée dans les batteries d'accumulateurs est dissipée dans des résistances refroidies par eau.

Le schéma modélisé du système est représenté à la **figure 1**. L'adaptation aux différentes tensions nominales se fait par couplages des résistances. Cette structure a dans un premier temps fait l'objet d'une étude en simulation afin de valider la solution retenue.

Le hacheur série permet de faire varier le débit du courant de la batterie, celui-ci étant réglé par un asservissement analogique.

La consigne de courant peut être soit fixée manuellement, soit délivrée par un automate

programmable dans lequel est défini un profil de mission.

Les équipes de génie électrique et de sciences appliquées ont su trouver dans ce projet des compétences transversales qu'ils ont dû mettre en commun.

On trouve en particulier :

- Le dimensionnement des résistances de décharge et les couplages.
- Le dimensionnement thermique du refroidisseur à eau.
- La mise en œuvre d'un hacheur dévolteur.
- Le choix de l'interrupteur électronique (un IGBT).
- La réalisation et réglage d'un asservissement analogique.
- La détermination des inductances et du condensateur.
- La programmation d'un automate.

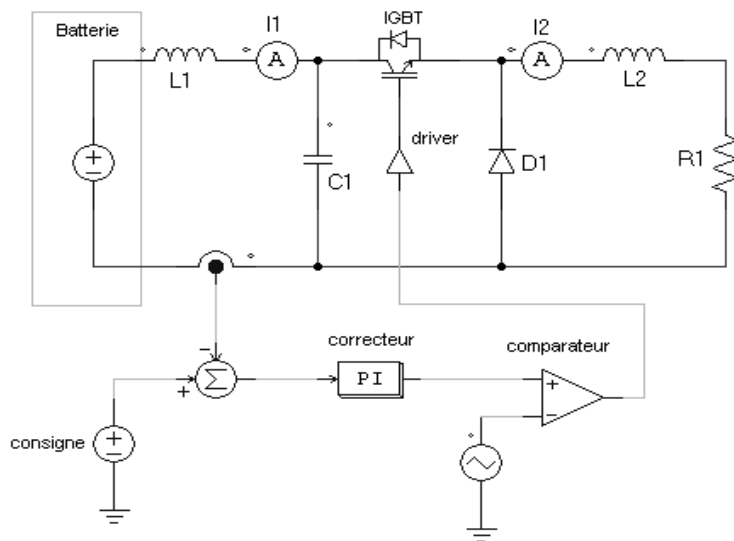


figure 1

II.3. L'intelligence en plus : simuler des missions

L'automate permet en fonctionnement automatique de se placer dans des circonstances proches de celles d'une plongée réelle.

En effet, les équipements gourmands en énergie tels que les projecteurs, la propulsion, ne sont pas utilisés en permanence. Ceci entraîne des variations de consommation électrique.

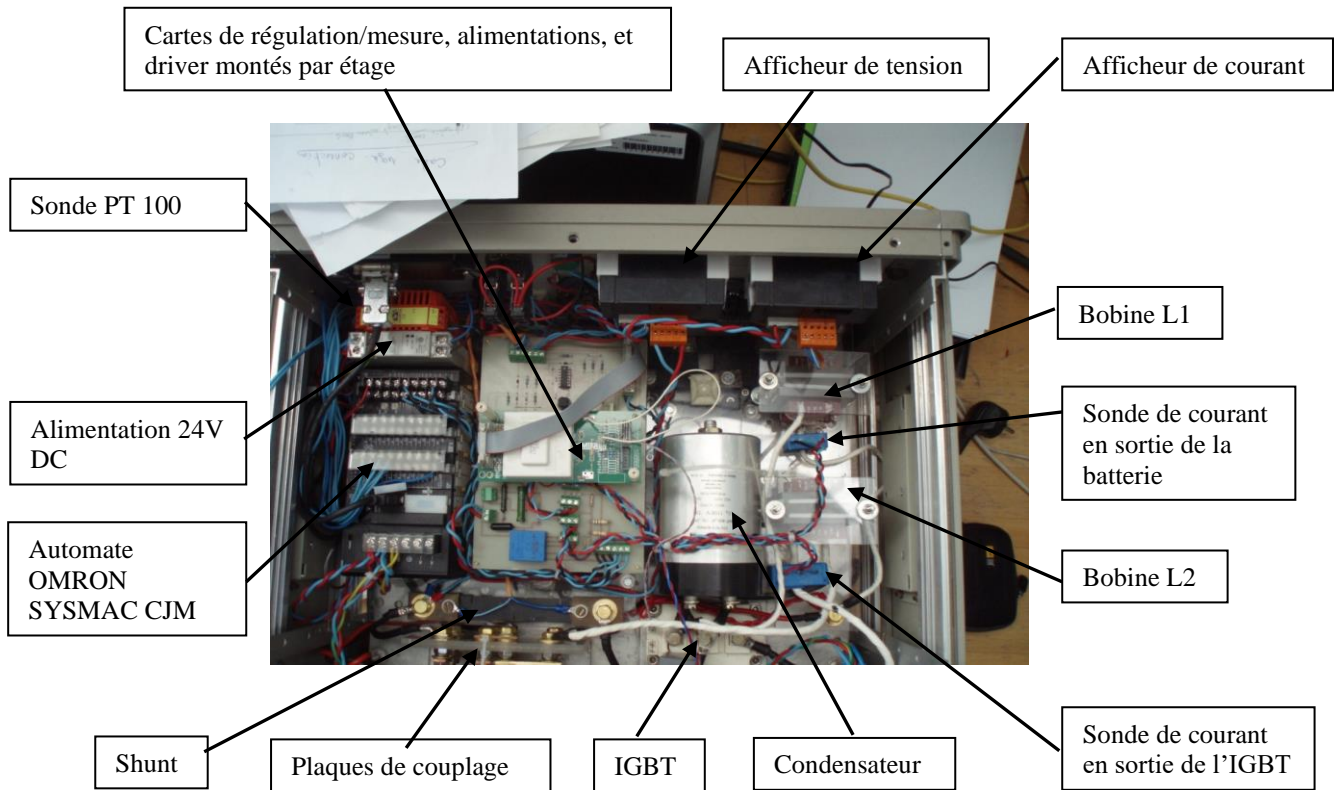
L'automate modélise une plongée en fournissant au déchargeur une consigne qui évolue au cours du temps suivant un profil prédéfini.

Un exemple type de profil de mission :

- Descente de 0 à 6000 m en consommation minimale :

Les projecteurs sont éteints, les moteurs de propulsion non utilisés, la descente s'effectue par ballastage, en plané et contrôlée uniquement par les volets de profondeur et de direction.

- Circulation sur le fond à l'aide du moteur de propulsion sous un éclairage minimum.
- Carottage et prélèvement d'échantillons à l'aide des bras manipulateurs.
- Prise de clichés avec éclairage maximum.
- Répétition de la séquence carottage.
- Remontée de 6000 m vers la surface en consommation minimale dans les mêmes conditions que pour la descente.



III. CONCLUSION

L'équipement a été étudié, réalisé, programmé et mis en sécurité par les étudiants. Les essais réalisés avec succès ont validé les attentes de l'IFREMER, l'équipement a été mis en service dès sa livraison.

Le partenariat entre l'institut océanographique IFREMER et la section de techniciens supérieurs en électrotechnique du lycée Rouvière de Toulon existe depuis 1991. Des réalisations telles que des alimentations pour projecteurs HMI, une étude de treuil pour le câble électro-porteur du VICTOR 6000, la mesure de profondeurs de champ pour caméras immergées, un projecteur à focale variable, des bouées à immersion variable (BIV) ont été menées à terme.

Deux projets sont en cours pour 2009 : une boîte de jonction pour le projet ANTARES et un dispositif de cyclage pour batteries.

La collaboration entre l'IFREMER et le lycée Rouvière dépasse le cadre du partenariat industriel. Les liens étroits donnent de la souplesse pour l'étude et la réalisation d'équipements spécifiques, des études de faisabilité, et la réalisation de prototypes. Participer à des projets avec une entreprise de compétences et de renommée mondiale est très enrichissante et très valorisante pour les étudiants et l'équipe enseignante.

IV. LIENS

http://www.ac-nice.fr/rouviere/theme_electrotechnique

Énergies renouvelables et habitat : nécessité de l'hybridation

Philippe POULET⁽¹⁾⁽²⁾, Rachid OUTBIB⁽²⁾,
Michel BENSOAM⁽²⁾, Pascal MESTRE⁽²⁾

(1) Lycée du Rempart (MARSEILLE), www.lgtrempart.fr

(2) Université Aix-Marseille, Laboratoire des Sciences de
l'Information et des Systèmes(LSIS), www.lsis.org

Stéphane LAUNAY⁽³⁾, Fabrice RIGOLLET⁽³⁾,
Christophe SIERRA⁽³⁾

(3) Université Aix-Marseille, Institut Universitaire des
Systèmes Thermiques Industriels (IUSTI),
iusti.polytech.univ-mrs.fr

Résumé : le secteur résidentiel représente 25% de l'énergie primaire consommée en France. La part des besoins électriques spécifiques dans ces 25% n'est que de 4%, le reste est constitué des besoins thermiques en chauffage, eau chaude sanitaire et cuisson. De ce fait, l'habitat représente une source importante d'économie d'énergies primaires fossiles, mais cela passera nécessairement par l'hybridation des systèmes associée à une stratégie de commande adéquate. La réflexion développée dans cet article permet donc de faire le lien entre le génie électrique, le génie thermique et l'automatique.

1. Introduction

L'énergie est aujourd'hui le bien de consommation le plus répandu et le plus convoité. Les pays dits développés en ont besoin pour maintenir leur niveau de vie au standard actuel, et les pays dits en voie de développement voient leurs besoins augmenter pour soutenir leur croissance. Mais les énergies que nous utilisons aujourd'hui ont deux inconvénients majeurs.

Le premier est qu'elles sont fossiles, cela signifie que nous les consommons plus vite qu'elles ne se renouvellent et qu'à court et moyen terme, les problèmes d'approvisionnement vont créer des tensions géopolitiques. De ce point de vue, le stock est donc limité et ne peut que s'épuiser.

Un autre inconvénient majeur est lié au rejet massif du CO₂ contenu dans ces ressources, rejet qui participe au réchauffement climatique. Les problèmes qui en découlent sont maintenant bien connus et prouvés : changement climatique accéléré altérant la biodiversité, montée des eaux qui engendrera des mouvements migratoires importants ... et donc des conflits supplémentaires.

La France a la particularité d'avoir privilégié l'énergie nucléaire depuis le premier choc pétrolier des années soixante pour arriver à une relative autonomie énergétique. Cependant, si cela nous a rendus effectivement moins dépendants du pétrole, nous continuons à utiliser en majorité des énergies fossiles dont les ressources s'épuisent inexorablement. En effet l'uranium est une énergie fossile.

Dans la situation actuelle, 87% des sources d'énergie primaires seront tarées à échéance de 120 ans. Ainsi, l'Agence Internationale de l'Énergie estime que les réserves de pétrole prouvées en 2008 correspondent à 40 ans de consommation au rythme actuel. Les réserves prouvées de gaz naturel correspondent quant à elles à 60 ans de consommation et celles de charbon à 120 ans. Les réserves prouvées d'uranium correspondent à 60 ans de consommation avec la technologie actuelle des réacteurs à eau pressurisée (REP), et à 400 ans avec la troisième génération de REP (ou EPR, de l'anglais European Pressurized Reactor) en cours d'industrialisation. Ceci-dit, l'épuisement des ressources de pétrole et de gaz accélèreront l'épuisement des autres ressources fossiles qui viendront s'y substituer, et une échéance de moins d'un siècle sur l'épuisement global des ressources fossiles est quasi certaine au rythme actuel de consommation de ces énergies fossiles.

Un autre élément défavorable concernant ces ressources est leur répartition géographique. Elles sont réparties de manière inéquitable, souvent loin des points de consommation, et leur exploitation est déjà à l'origine de tensions politiques voire de conflits militaires.

Pour le cas de la France, les réserves prouvées des différentes énergies ne dépassent pas quelques années de notre consommation, et sont essentiellement

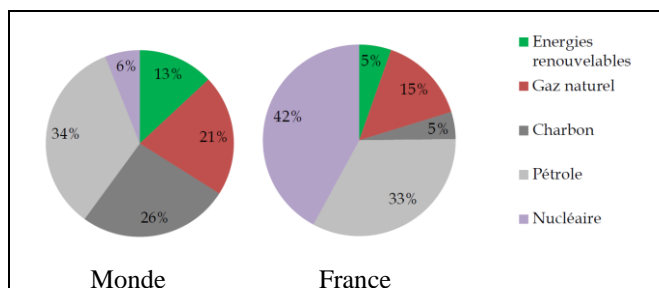


Figure 1. Répartition des énergies primaires dans le monde et en France en 2007 (source Agence Internationale de l'énergie et Ministère de l'industrie)

constituées de charbon. L'uranium que nous consommons provient d'Afrique, d'Australie et du Canada.

Tout ceci nous amène à la nécessité de trouver à court et moyen terme de nouvelles sources d'énergie, ou du moins à mieux exploiter celles que nous avons, et en particulier celles ne participant pas ou peu au réchauffement climatique. Deux voies constituent actuellement les principaux axes de recherche.

La première est le projet ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) dont l'objectif est de démontrer la faisabilité scientifique et technique de la fusion nucléaire, c'est-à-dire de reproduire sur terre dans un environnement confiné et contrôlé des « micro soleils » dont on puisse exploiter l'énergie. Ce projet s'inscrit dans le moyen terme étant donné que la première unité de production d'électricité à partir de ce procédé n'est pas envisagée avant 50 ans.

Le seconde voie consiste plus simplement à mieux exploiter l'énergie solaire dans son ensemble, aussi bien directe avec les radiations, qu'indirecte avec les cycles climatiques qu'elle engendre tel le vent, les cycles hydrauliques et la biomasse (bois et autres végétaux). L'avantage indéniable de cette énergie est son caractère renouvelable, mais aussi sa distribution sur le globe sous diverses formes et proportions inscrite dans un contexte de ressource locale dont tout-un chacun peut bénéficier.

Les besoins énergétiques répondent quant à eux à des spécificités locales. Ces spécificités dépendent à la fois des habitudes de consommation des autochtones mais aussi du climat. Nous avons par exemple en France dans le secteur de l'habitat des besoins en chauffage importants que n'ont pas les pays africains, mais qui sont encore nettement inférieurs aux besoins en chauffage des pays d'Europe du Nord. D'un point de vue sociétal, l'énergie électrique à la demande est le mode de consommation le plus courant : pour une question de confort, l'énergie doit être disponible à tout moment et pourvoir aux besoins instantanés de l'utilisateur.

Dans cet article, nous allons nous intéresser plus particulièrement aux différentes possibilités de captage d'énergies renouvelables et stockage dans l'habitat en France, dans un contexte d'autonomie ou de micro réseau. Cependant, il convient tout d'abord de présenter les principales caractéristiques des besoins énergétiques pour l'habitat et de réfléchir à leur mise en relation avec les sources d'énergie renouvelables locales à l'échelle d'une saison.

2. L'énergie dans le secteur résidentiel en France

2.1 Les besoins

Dans le secteur résidentiel, le chauffage des locaux représente 70% de la consommation d'énergie, les besoins électriques spécifiques 14%, la cuisson des aliments 6% et l'eau chaude sanitaire 10%. Le tout représente 25% de l'énergie totale consommée en France.

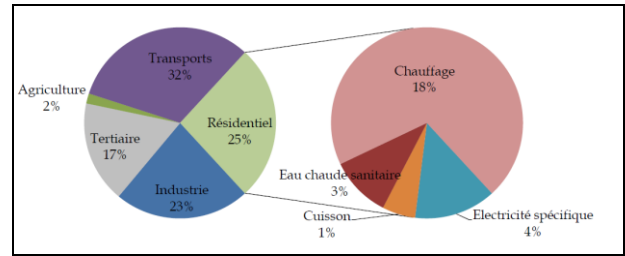


Figure 2. Répartition de l'énergie selon les besoins en France pour l'habitat (total 278,43 Mtep) (ADEME)

La production d'énergie par source renouvelable focalisée sur la production d'électricité ne concerne donc que 4% de l'énergie totale consommée en France, alors que le chauffage représente 18%. Le potentiel de réduction de l'utilisation des énergies fossiles est donc plus important pour le chauffage que pour la production d'électricité spécifique, et c'est pourquoi nous avons choisi de présenter les principaux moyens de capter l'énergie solaire pour subvenir aux besoins en chauffage, en eau chaude sanitaire et en électricité du secteur résidentiel.

2.2 Exemples d'évolution saisonnière relative de l'énergie solaire utile et du potentiel éolien

L'évolution saisonnière relative des radiations solaires, du potentiel éolien et des besoins en chauffage sont présentés dans cette partie pour 3 différents sites. Les données proviennent de statistiques Météofrance réalisées sur la période 1970-2000 et sont exprimées en pourcentage du maximum pour faire ressortir les variations saisonnières importantes.

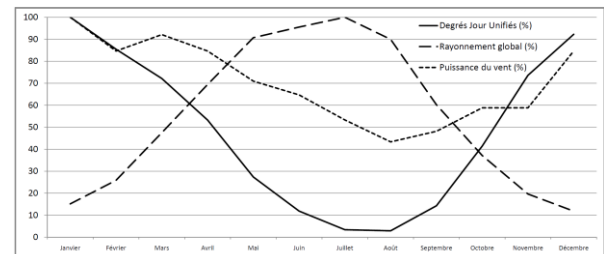


Figure 3. Site de Paris-Montsouris (source : Météofrance)

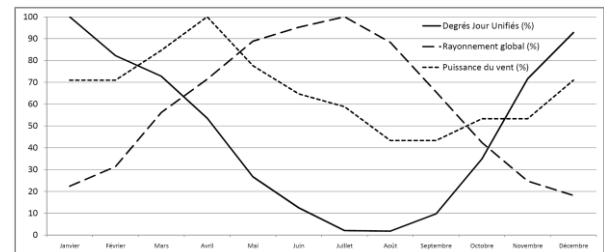


Figure 4. Site de Bordeaux-Mérignac (source : Météofrance)

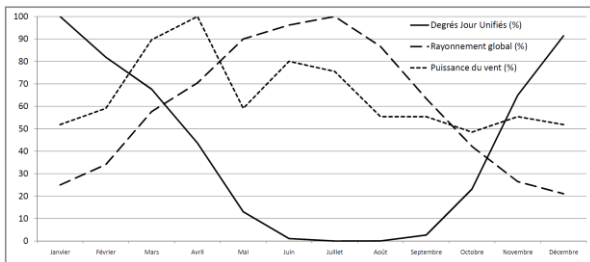


Figure 5. Site de Marseille-Marignane (source : Météofrance)

Globalement, l'évolution de l'énergie solaire est en déphasage complet avec l'évolution des besoins en chauffage quantifiés ici par les degrés jour unifiés, alors que l'énergie éolienne pour ces trois zones parmi les plus peuplées de France montre un caractère plus régulier sur une année, voire même en phase avec les besoins en chauffage.

2.3 Exploitation des sources d'énergies renouvelables

Une idée qui se dégage de l'étude de ces graphiques est qu'il serait opportun de produire de la chaleur grâce à l'énergie éolienne, en alimentant une pompe à chaleur par exemple. Dans cette configuration, l'éolienne permet de capter l'énergie cinétique de l'air, pour amorcer une pompe à chaleur qui en récupérant la chaleur contenue dans l'environnement permet d'améliorer le captage d'énergie. Il serait alors possible à partir de 1 kWh produit par l'éolienne d'avoir en sortie de chaîne de 2 à 5 kWh de chaleur selon les conditions météo.

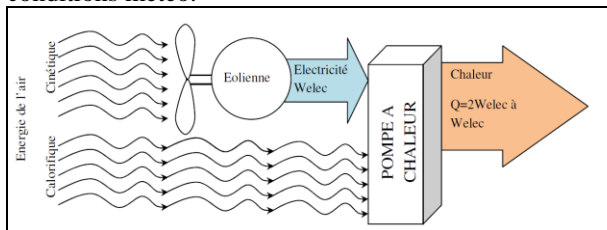


Figure 6. Production de chaleur à partir de l'énergie éolienne

L'hybridation des capteurs d'énergie renouvelable ainsi que des moyens de stockage permettraient grâce à des passerelles entre des systèmes thermiques, électriques et mécaniques de couvrir l'ensemble des besoins énergétiques du secteur résidentiel et de parvenir au moyen d'un système intelligent de contrôle des flux énergétiques à une certaine autonomie dans ce secteur.

3. Principales sources d'énergie renouvelables

De part la diversité des sources d'énergie renouvelable, un système performant devra comporter des capteurs de différentes natures. Cette partie présente une liste non exhaustive de capteurs d'énergie renouvelable pouvant faire partie d'un système à énergie

renouvelable hybride, c'est-à-dire s'appuyant sur différentes sources complémentaires pour produire de l'énergie. Nous n'aborderons pas la petite hydroélectricité, bien qu'entrant dans la catégorie des énergies renouvelables, car la possibilité d'exploiter une telle ressource pour un particulier est marginale. La biomasse sera partiellement abordée, car même si elle ne peut être exploitée localement, elle a sa place dans un système à énergies renouvelables pour les raisons qui seront présentées.

3.1. Energie solaire

L'énergie la plus abondante de manière régulière sur terre est l'énergie solaire, autant sous sa forme directe avec les radiations que sous ses formes indirectes tels le vent, la biomasse, l'hydraulique, etc. Les radiations solaires reçues annuellement sur terre représentent à elles seules 7 500 fois la consommation mondiale totale d'énergie primaire [1].

La captation directe des radiations solaires peut se faire de deux manières, la plus ancienne étant de chauffer directement un fluide caloporteur circulant dans un panneau, l'autre étant la production directe d'électricité à partir de cellules photovoltaïques.

Des capteurs solaires à concentration chauffant un fluide caloporteur à haute température (jusqu'à 400°C) permettent grâce au cycle thermodynamique Stirling de convertir cette énergie solaire en énergie mécanique puis en énergie électrique grâce à un alternateur [2][3].

Les panneaux solaires thermiques plats peuvent réchauffer un fluide caloporteur jusqu'à une température de 100°C ou moins et sont utilisés dans nombre d'applications telles le chauffage et la climatisation de bâtiments, la production d'eau chaude sanitaire et dans certains process industriels. Le rendement des panneaux actuellement sur le marché dépasse les 70% dans les conditions nominales d'exposition, température et humidité relative, mais chute rapidement avec la température de l'air.

Les panneaux solaires photovoltaïques produisent de l'électricité de manière statique, c'est-à-dire sans pièces mécaniques en mouvement et démontrent de ce fait une fiabilité élevée et une longévité de 25 à 30 ans. Les technologies à base de silicium monocristallin et polycristallin sont aujourd'hui les plus communément usitées. Leur rendement est en constante amélioration [4][5] alors que les coûts ne cessent de décroître. Ainsi, le rendement de cellules multi-jonctions associées à des concentrateurs a été annoncé à plus de 40% en laboratoire, alors qu'industriellement la barre des 20% est en passe d'être franchie. Contrairement aux panneaux solaires thermiques, leur rendement augmente aux basses températures, mais diminue à température élevée.

Cependant, le rayonnement direct est utilisé majoritairement pour produire de l'eau chaude sanitaire [6], tout simplement à cause de la facilité de mise en

œuvre et du coût de cette technologie lorsque l'on considère le cycle de vie du produit.

3.3. L'énergie éolienne

Pour capter l'énergie cinétique de l'air, l'utilisation de turbines éoliennes s'est développée dès le moyen-âge avec les moulins permettant de moulinier le grain. Actuellement, si les turbines éoliennes sont toujours d'actualité, elles sont majoritairement couplées à un alternateur permettant de produire de l'électricité afin de rendre l'énergie captée transportable et exploitable pour un plus grand nombre d'applications.

La plupart des turbines éoliennes utilisées actuellement comportent trois pales [7] et le rendement théorique maximal de conversion d'énergie cinétique de l'air en énergie mécanique est d'environ 59% (loi de Betz).

La chaîne de transmission d'énergie est principalement composée de trois éléments : une turbine éolienne basse vitesse, un multiplicateur de vitesse et un alternateur.

Les éoliennes à vitesse variable sont de plus en plus utilisées, et la mise en forme de l'énergie électrique passe par une conversion alternatif/continu/alternatif. Cette technologie a pour avantage de pouvoir réduire la vitesse de la turbine, limitant ainsi le bruit et les contraintes mécaniques et facilitant le contrôle du facteur de puissance. Cette technologie permet aussi dans certains cas de se dispenser du multiplicateur de vitesse et améliore ainsi la fiabilité mécanique de l'ensemble ainsi que son rendement [8].

La puissance du vent étant proportionnelle au cube de la vitesse, il est nécessaire de limiter la puissance captée. Deux technologies sont utilisées à cet effet : Pitch qui joue sur le calage des pales face au vent et Stall qui joue sur le décrochage aérodynamique des pales sous forts vents. Une combinaison des deux est aussi possible.

3.4 Les pompes à chaleur

Le principe d'une pompe à chaleur est de transférer des calories d'une source froide vers une source chaude, en inversant le cycle naturel de transfert de la chaleur. Dans le cas du chauffage d'une habitation par une pompe à chaleur, la pompe capte le maximum de calories dans l'environnement extérieur de la maison et les restitue à l'intérieur. Ces calories peuvent être captées soit dans la nappe phréatique, soit dans le sol soit dans l'air. Le transfert des calories s'effectue grâce à un fluide caloporteur qui subit un cycle de compression-détente, et il est juste nécessaire de fournir l'énergie de compression pour amorcer le transfert. Le coefficient de performance (COP) d'une pompe air/eau, pour une température de l'air de 7°C et une température de sortie d'eau de 35°C pour un plancher chauffant doit actuellement être de 3,5 au minimum pour pouvoir bénéficier en France d'un crédit d'impôt. Cela signifie que dans ces conditions, pour 1 kW d'électricité consommée sur le réseau, la

pompe restitue 3,5 kW de chaleur au bâtiment. Les 2,5 kW d'écart sont captés dans l'air ou le sol. Même en plein hiver, l'air extérieur, l'eau et le sol contiennent suffisamment de chaleur pour chauffer un bâtiment. Néanmoins, le COP d'une pompe à chaleur diminue lorsque l'écart de température entre la source chaude et la source froide augmente [9]. Les pompes à chaleur sont dans ce procédé des capteurs d'énergie solaire entièrement naturels qui ne font que concentrer cette énergie dans le volume réduit que représente l'habitation.

Ces systèmes pouvant être réversibles quant au sens de transfert de la chaleur, une même installation peut servir à chauffer l'hiver et à climatiser l'été.

L'apport énergétique se faisant sous forme électrique, les pompes à chaleur ont longtemps été considérées comme ne faisant pas partie des systèmes à énergie renouvelable, puisque les énergies primaires nécessaires à la production d'électricité sont en très grande majorité fossiles. Le développement de la production d'électricité par ressources renouvelables a néanmoins permis de faire évoluer cette opinion et il est maintenant admis que les pompes à chaleur font partie intégrante des systèmes à énergies renouvelables.

La technologie des pompes à chaleur ne cesse elle aussi d'évoluer, notamment avec le développement de pompes à puissance variable qui permettent d'améliorer le COP saisonnier en adaptant le fonctionnement de la pompe aux conditions climatiques [10]. Le but est aussi de permettre le remplacement d'une chaudière à fioul par une pompe haute performance [11].

Pour les nouvelles constructions, ce mode de chauffage par pompe à chaleur est souvent utilisé, et il est souvent associé au concept de bâtiment à « énergie positive », c'est-à-dire capable de produire lui-même une partie de l'énergie qu'il consomme [12].

3.5. La biomasse

Le bois, avec la photosynthèse, est un capteur naturel d'énergie solaire, et possède l'avantage de présenter un bilan CO₂ neutre : il restitue en brûlant le CO₂ qu'il a emmagasiné durant sa croissance. L'inconvénient majeur jusqu'à il y a peu est qu'un système de chauffage à bois nécessitait un nombre d'interventions humaines élevé et s'éloignait de ce fait des critères de confort proposés par les chaudières au fioul ou au gaz. L'apparition des chaudières à granulés de bois avec alimentation automatique permet de se rapprocher de ces critères de confort. Le rendement énergétique des chaudières bois actuellement sur le marché dépasse les 90%.

Sauf surdimensionnement irréaliste, tout système à énergie renouvelable basé sur le solaire et l'éolien est amené à connaître des périodes d'indisponibilité des sources que les moyens de stockage conventionnels pour ces énergies ne pourront compenser. La biomasse apparaît comme le moyen de combler les déficits

énergétiques de tels systèmes en restant sur une énergie renouvelable, avec par exemple un simple poêle à bois comme chauffage d'appoint pour rester sur un investissement raisonnable.

Toutefois, le bois énergie nécessite la mise en place d'une filière d'approvisionnement et par conséquent ne peut être considéré comme une source d'énergie locale, contrairement à l'énergie solaire ou éolienne.

L'avantage est sa facilité de stockage qui en fait un élément à part entière d'un système à énergies renouvelables.

4. Le stockage d'énergie

De part la nature intermittente des ressources, le développement des systèmes à énergies renouvelables est intimement lié à la mise au point de systèmes de stockage d'énergie fiables et économiques. L'énergie solaire est stockée de manière spontanée dans la nature à travers le phénomène de photosynthèse et la biomasse. Pour la stocker sous une forme exploitable, nous la stockons artificiellement sous différentes formes : stockage thermique, batteries électrochimiques, supercondensateurs, volants d'inertie, hydrogène, air comprimé, matériaux diphasiques, etc. Certains procédés sont bien maîtrisés et largement utilisés, mais pour d'autres il reste beaucoup à faire.

4.1. Le stockage thermique

C'est le moyen le plus utilisé et le plus simple de stocker l'énergie solaire. Dans le cas de systèmes d'eau chaude sanitaire, il s'agit tout simplement d'un cumulus qui utilise la capacité calorifique de l'eau ($4185 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$). Pour cette application, l'eau est en effet un matériau qui a une des meilleures caractéristiques et est le moins cher. À titre de comparaison, la capacité calorifique de l'acier est près de dix fois inférieure à celle de l'eau.

Un autre moyen de stockage thermique est l'utilisation de matériaux à changement de phase. Dans ce cas, la réserve d'énergie est constituée par la chaleur latente de changement de phase, lors du passage de la phase solide à la phase liquide par exemple. Pour illustrer ceci, 1 kg de glace à 0°C va absorber une énergie de 330 kJ. Ce système de stockage utilisant la chaleur latente de fusion de l'eau est ainsi utilisé au Japon : dans les bâtiments tertiaires, les systèmes de climatisation fonctionnent la nuit quand les locaux ne sont pas occupés et quand le COP est optimal puisque les nuits sont plus fraîches que le jour. En journée, les frigories nécessaires à la climatisation des bâtiments sont puisées dans le stockage constitué de glace et d'eau glacée.

Pour le stockage de la chaleur, des matériaux tels des sels eutectiques ou la paraffine mélangée à des graphites permettent déjà d'avoir des résultats intéressants, avec une chaleur latente de fusion de l'ordre de 150 kJ.kg^{-1} [13].

L'utilisation de la chaleur latente de matériaux doit permettre de réduire les volumes de stockage à quantité d'énergie égale.

4.2. Batteries électrochimiques

Les technologies sont nombreuses : plomb-acide, nickel-cadmium, lithium, zinc-air, etc. et leur principal intérêt est leur densité énergétique élevée (jusqu'à 150 kWh/kg pour le lithium) et leur maturité technologique, du moins pour des capacités de quelques kWh.

Leur principal inconvénient est leur faible durée de vie, de l'ordre de 1000 cycles en cyclage de grande amplitude. La principale application reste les systèmes embarqués et les systèmes de secours type alimentation statique ininterrompue (ASI).

Quand au rendement du cycle de charge-décharge, il varie de 70% à 90% selon les technologies [14].

Aussi, ces technologies mettent en œuvre des métaux lourds type plomb et il est nécessaire de mettre en place des filières fiables de recyclage pour éviter toute pollution par déchets de batteries.

4.3. Air comprimé

Un compresseur entraîné par un moteur électrique comprime l'air sous haute pression (200 bar ou plus) dans des bouteilles.

La compression et la détente s'accompagnent de pertes (récupérables dans certaines applications sous forme de chaleur) et le rendement du cycle de charge-décharge est de l'ordre de 40% [14]. Cependant, une augmentation considérable de ce rendement peut être obtenue en utilisant un compresseur oléo-pneumatique [15] et il peut alors atteindre 60%. Dans ce dernier système, l'air n'est pas comprimé directement mais par l'intermédiaire d'une interface liquide (huile ou eau). La compression peut alors se faire de manière adiabatique et le rendement s'en trouve nettement amélioré. L'avantage par rapport au stockage par hydrogène est la moindre dangerosité du stockage.

4.4 Stockage inertiel et supercondensateurs

Le stockage inertiel (Flywheel Energy Storage – FES) consiste en un volant d'inertie d'une seule masse ou en matériau composite associé à un moteur-générateur et des paliers spéciaux (souvent magnétiques), le tout dans une enceinte de confinement sous vide pour limiter les pertes par frottement. Le taux d'autodécharge est de quelques % par heure, et leur durée de vie est assez élevée, de 10 000 à 100 000 cycles avec un dimensionnement en fatigue [16].

D'une manière simplifiée, le volant d'inertie est dimensionné en énergie et le moteur-générateur en puissance.

Le stockage inertiel fait partie des stockages à faible constante de temps comme les supercondensateurs et c'est dans ce domaine qu'ils ont trouvé leurs premières applications [14].

Les supercondensateurs sont comme leur nom l'indique des condensateurs de grande capacité, et stockent l'énergie sous forme électrostatique.

Toutefois, les FES et supercondensateurs sont utilisés dans les systèmes comme réserve de puissance et non d'énergie, car ils possèdent une faible constante de temps. Ils sont capables de restituer toute l'énergie qu'ils stockent sur un bref espace de temps, lors d'un démarrage de moteur par exemple.

4.5. Hydrogène

L'hydrogène est produit par électrolyse puis comprimé pour être ensuite stocké en bouteilles, tout comme l'air comprimé. Le rendement énergétique est de 70% environ. L'hydrogène ainsi stocké sert à alimenter une pile à combustible qui produit le phénomène inverse de l'électrolyse et permet donc de restituer l'énergie stockée sous forme d'hydrogène en énergie électrique. La pile à combustible à elle seule ne peut donc constituer un système à énergies renouvelables, elle représente juste un moyen de restitution d'énergie stockée.

Le rendement d'une pile à combustible étant aussi voisin de 70%, le rendement de la chaîne électrolyseur-pile est d'environ 50%.

Des recherches ont déjà montré qu'une simple hybridation batteries-électrolyseur-pile à combustible pour le stockage en vue de restitution électrique permet

de réduire le coût global de stockage de 91% comparativement à une solution entièrement basée sur des batteries [17].

D'autres études [18][19] montrent quant à elles l'importance du site sur le choix des éléments d'un système hybride de production d'énergie par sources renouvelables, eu égard à la spécificité climatique de chaque site.

Ceci dit, il est certain que l'explosivité de l'hydrogène reste un frein majeur au développement de cette technologie. Une réglementation stricte devra être mise en place pour encadrer le développement et la diffusion d'une telle technologie.

5. Conclusions et perspectives

Cet article traite des possibilités d'hybridation des systèmes à énergies renouvelables. L'intérêt réside dans le fait que les solutions énergétiques du futur seront forcément de nature hybride.

En effet, d'une part les énergies renouvelables se présentent sous des formes différentes et d'autre part le besoin énergétique varie selon le lieu géographique et l'environnement socio-économique. Cela implique en particulier des moyens de stockage adaptés et variés.

Pour gérer ces flux énergétiques, il sera nécessaire de développer et de mettre en place des stratégies de commande qui permettront d'optimiser les échanges et l'utilisation de l'énergie. Ces stratégies devront prendre

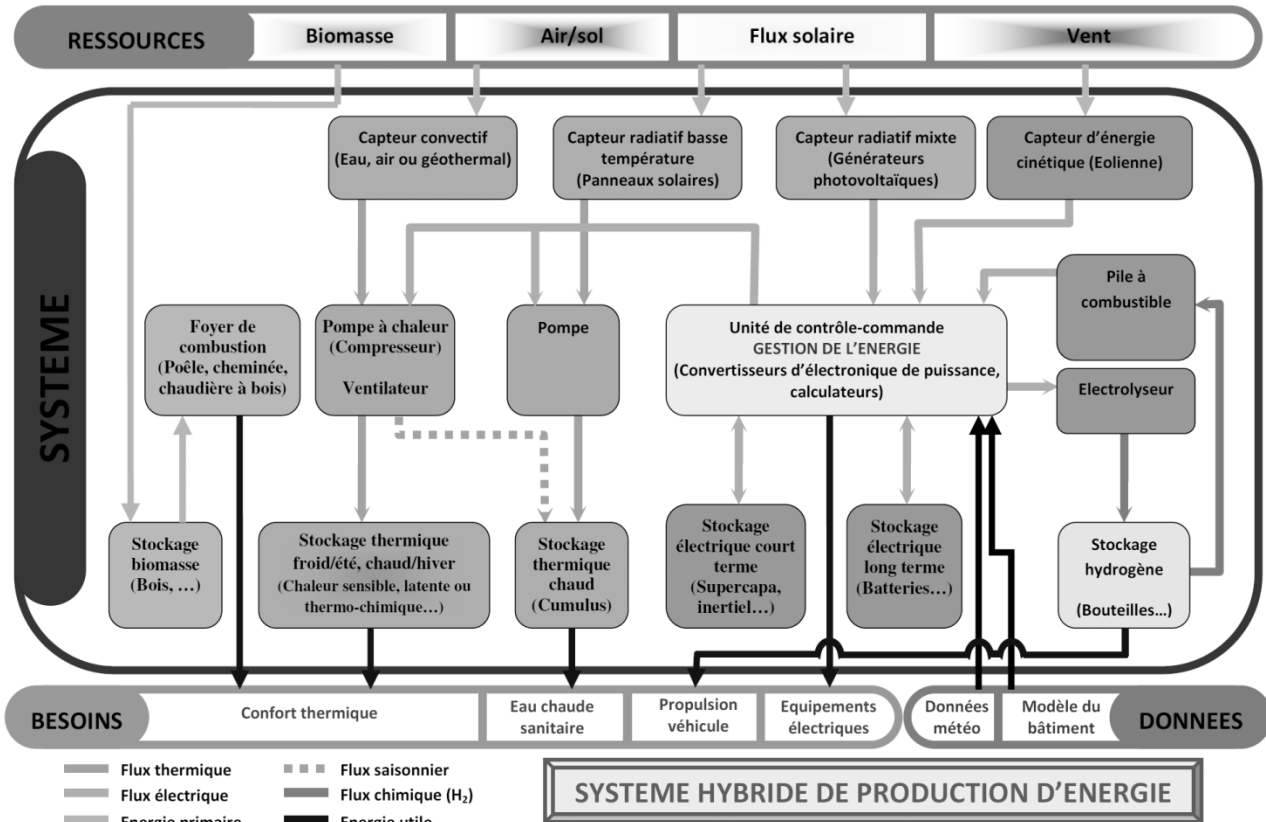


Figure 7. Exemple de configuration d'un système à énergies renouvelables pour l'habitat

en compte les prévisions météorologiques, qui dans ce contexte représentent des prévisions de consommation et de production une fois les modèles des différents constituants déterminés.

La configuration elle-même du système dépendra de la localisation du site, du climat local et de la définition des besoins des utilisateurs. Il sera d'ailleurs opportun dans des zones semi-urbaines de raisonner en micro-réseaux plutôt qu'en installation individuelle. Cela permettra de mutualiser les moyens de production et de stockage et d'en réduire les coûts d'installation et d'exploitation.

Par ailleurs, il convient de préciser qu'un travail doit être consenti pour améliorer les nouvelles constructions en vue de les rendre moins énergivores. C'est le but des nouvelles réglementations thermiques en matière de bâtiments. Les pertes représentent en effet 32% de l'énergie primaire que nous consommons avant qu'elle ne devienne énergie finale consommée [20]. Une fois cette énergie consommée, le rendement des récepteurs fait qu'une grande partie de cette énergie est perdue. À titre d'exemple le rendement des moteurs thermiques ne dépasse pas 50%.

Ce thème d'un système à énergies renouvelables hybride fait l'objet d'un travail de recherche commun entre les différents laboratoires impliqués dans la rédaction de cet article, et qui aboutira à la création d'une plateforme « énergies renouvelables » qui permettra la mise en œuvre des stratégies envisagées à travers des simulations. Une des configurations envisageables d'un système à énergies renouvelables est proposée figure 7.

6. Références

- [1] World Energy Council ; 2007 *Survey of Energy Resources*; 2007, Conseil Mondial de l'Énergie
- [2] QUASHNING V. : *technical and economical system comparison of photovoltaic and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation* ; *Solar energy* 2004, 77:171-178.
- [3] MULTON B. : *production d'énergie électrique par sources renouvelables* ; *Techniques de l'Ingénieur* 2003, D4 005:2-11.
- [4] ASTIER S. : *conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule* ; *Techniques de l'Ingénieur* 2008, D 3 935:1-20.
- [5] ASTIER S. : *conversion photovoltaïque : de la cellule aux systèmes*; *Techniques de l'Ingénieur* 2008, D 3 936:1-22.
- [6] JOFFRE A. : *énergie solaire thermique dans le bâtiment. Chauffe-eau solaires* ; *Techniques de l'ingénieur* 2004, BE9 164:1-18.
- [7] MULTON B., ROBOAM X., DAKYO B., NICHITA C., GERGAUD O., BEN AHMED H. : *aérogénérateurs électriques* ; *Techniques de l'ingénieur* 2008, D3 960:1-18.
- [8] CARLIN P., LAXSON A., MULJADI E.; *the history and state of the art of variable-speed wind turbine technology* ; 2001, National Renewable Energy Laboratory
- [9] AUZENET E. : *pompes à chaleur : systèmes à compression de vapeur* ; *Techniques de l'Ingénieur* 2004, BE9 620:1-20.
- [10] FLACH MALASPINA N. : *conception globale d'une pompe à chaleur air-eau inversable à puissance variable pour le secteur résidentiel*, thèse Ecole des Mines de Paris, 2004.
- [11] RAHHAL C. : *conception d'une pompe à chaleur air/eau à haute efficacité énergétique pour la réhabilitation d'installations de chauffage existantes*, thèse Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [12] THIERS S. : *bilans énergétiques et environnementaux de bâtiments à énergie positive*, thèse Ecole des Mines de Paris, 2008.
- [13] HAILLOT D., PYA X., GOETZA V., BENABDELKARIM M. : *storage composites for the optimisation of solar water heating systems* ; *Chemical Engineering Research and Design* 2008, 86:612-617.
- [14] MULTON B., BEN AHMED H. : *le stockage stationnaire d'énergie électrique : pourquoi et comment ?* *3EI* 2007, 48:18-29.
- [15] LEMOFOUET S. : *investigation and optimisation of hybrid electricity storage systems based on compressed air and supercapacitors*, thèse École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2006.
- [16] KERZREHO C. : *caractérisation et optimisation d'une batterie électromécanique sous chargement cyclique*, thèse École Normale Supérieure de Cachan antenne de Bretagne, 2002.
- [17] VOSEN S. : *hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems : optimization of system performance and cost through control strategies* ; *International Journal of Hydrogen Energy* 1999, 24:1139-1156.
- [18] SANTARELLI M. : *design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources* ; *International Journal of Hydrogen Energy* 2004, 29:1571-1586.
- [19] ONAR O. : *modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system*; *Journal of Power Sources* 2008, 185:1273-1283.
- [20] Service de l'observation et des statistiques (SOeS) ; *l'énergie en France - Repères - Edition 2008* ; Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEEDDAT).

Mise en œuvre de régulateurs industriels

Christian SERMONDADE

Lycée La Martinière – Diderot

Lyon

Résumé : Ce premier article présente la structure d'un régulateur industriel et de ses différents éléments. Il sera suivi d'un second article qui traitera des structures du correcteur et des principales méthodes industrielles de réglage

1. Introduction

Les nouveaux régulateurs industriels en classes post-bac, et particulièrement en STS, comportent une prise en compte du poids croissant du contrôle-commande des procédés industriels, en asservissement et/ou en régulation.

Cette nouvelle approche débouche sur la mise en œuvre de travaux pratiques nécessitant la plupart du temps de sortir des outils de simulation de l'ingénieur

(Matlab, ...), pour utiliser directement des régulateurs industriels.

Ceux-ci présentent de nombreux avantages mais leur mise en œuvre dans le cadre de TP d'élèves de STS nécessite de bien en connaître les fonctionnalités, qui sont autant de pièges pour l'étudiant et pour l'enseignant.

Les asservissements et la régulation ont longtemps été réduits au tandem correcteur PID + réglage de ces trois actions.

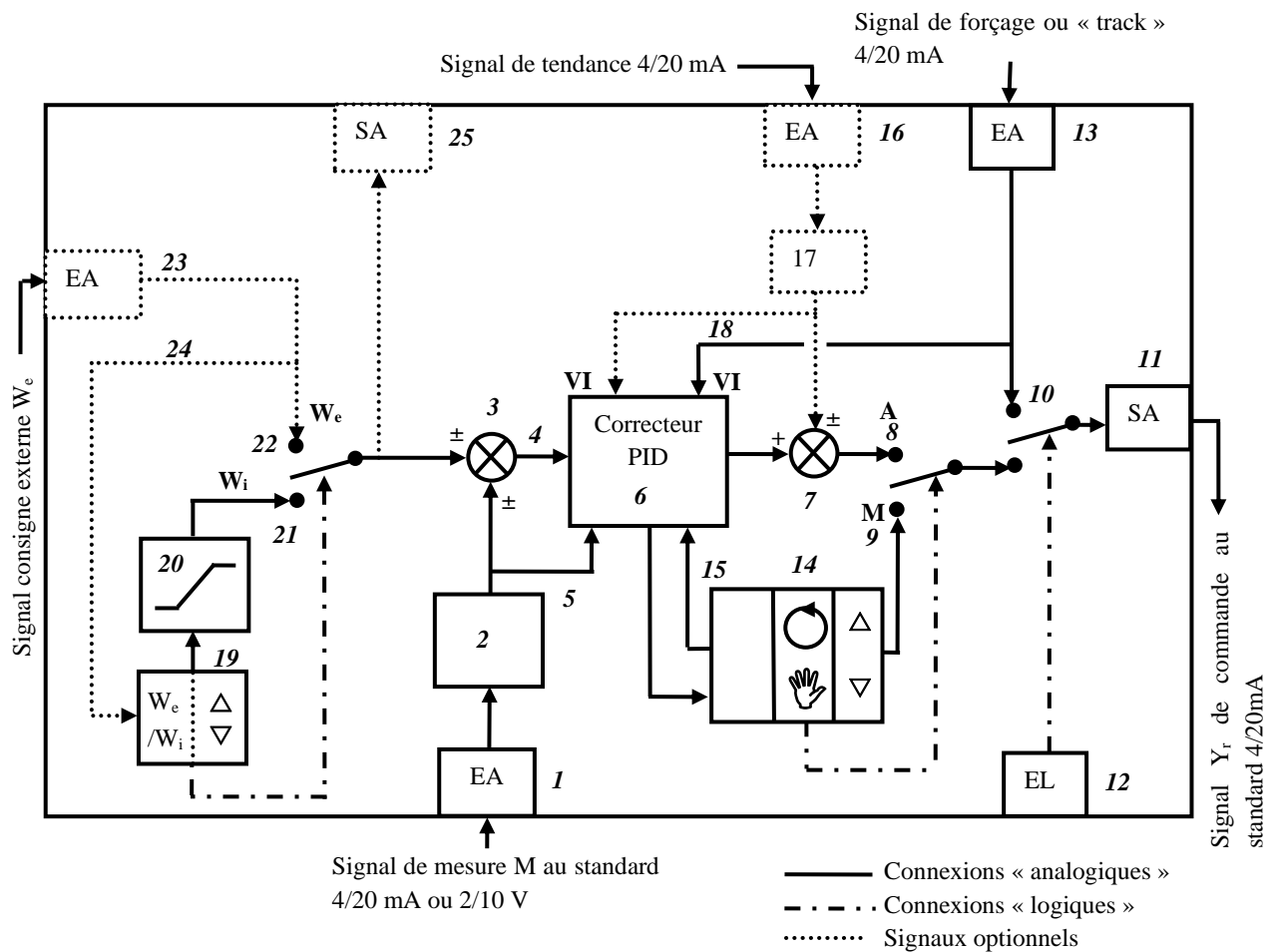


Figure 1 : Structure d'un régulateur « universel »

Le présent article va présenter les principales fonctionnalités des régulateurs industriels, au travers d'un « régulateur universel », les problèmes de réglage étant abordés dans un article ultérieur. On passera pour l'instant sous silence les SNCC (systèmes numériques de contrôle-commande), souvent au coût prohibitif, pour n'aborder que les régulateurs « en façade » dits 96×96 ou 96×48, notations faisant référence à leurs dimensions de face avant. Le schéma de la figure 1 résume les principales fonctionnalités disponibles.

Celles-ci sont explicitées point par point, avec leur rôle fonctionnel et les « pièges » de mise en œuvre qui leur sont liés.

1. Entrée analogique **mesure** (signal M ou X), configurée matériellement en 4-20 mA et logiquement avec l'échelle de mesure du transmetteur utilisé (par exemple 0-100 C).
2. **Filtrage** de la mesure contre les parasites. En général filtre du premier ordre, avec $0,1 \text{ s} < \tau < 2 \text{ s}$.
3. **Comparateur**, déterminant le sens d'action du régulateur : $\varepsilon = W - M$ sens d'action inverse ; $\varepsilon = M - W$ sens d'action directe.
4. **Signal d'écart ε** (éviter le mot erreur).
5. Signal permettant de calculer l'action dérivée sur la mesure et non sur le signal d'écart.
6. **Correcteur PID** de fonction de transfert C(p). Attention, il existe 3 structures différentes qui influent sur les tables de réglage à utiliser.
7. **Sommeur / soustracteur** permettant éventuellement de réaliser une correction de tendance prenant en compte un signal issu d'une perturbation mesurable.
8. Sortie commande en position **AUTO**matique
9. Sortie commande en position **MANU**elle (l'opérateur pilote lui-même le signal de commande Y_r).
10. Signal de forçage externe ou signal de « **track** ». Le mode « track » est un « sur-mode » : on peut ainsi forcer Y_r à une valeur « externe » grâce à un signal logique provenant d'un automatisme de sécurité.
11. **Sortie analogique du signal de commande** (Y ou Y_r ou OP).
12. Entrée logique de commande du mode **TRACK**.
13. Entrée analogique du signal forcé en sortie.
14. **Station « AUTO/MANU »**. Ce terme définit l'interface homme machine. Le plus souvent, un poussoir permettant de basculer d'un mode à l'autre. Attention : les commutations doivent se faire sans « à-coups », pour ne pas créer de discontinuité sur le signal de commande Y_r et donc de « brutaliser » l'actionneur et le procédé.

15. Signaux de synchronisation, permettant le basculement sans à-coups. En manuel, la commande est recopiée en sortie de l'intégrateur. En automatique la sortie est recopiée sur la station manuelle. N.B : les boutons montée (Δ) et descente (∇) peuvent être communs avec la station de consigne 19. Selon le mode (auto/manu), ils agissent sur une sortie ou l'autre des 2 stations (variation de W_i ou de $Y_{r \text{ manu}}$).

16. Entrée analogique optionnelle pour une régulation de tendance.

17. Filtre ou correcteur de tendance, généralement sous forme d'un module avance/retard (lead/lag en anglais) de fonction de transfert :

$$K \frac{1 + T_a p}{1 + T_r p} \quad T_a : \text{temps d'avance} ; T_r \text{ temps de retard.}$$

18. **Signaux de synchronisation**, permettant les commutations auto/manu sans à-coups, lorsqu'on utilise un signal de forçage et /ou un signal de tendance.

19. **Station de consigne**, permettant d'ajuster la consigne interne W_i (parfois notée W_L).

20. Module équilibrage de consigne permettant de rejoindre la consigne demandée selon une rampe programmable et non un saut brutal. Lors d'un basculement Manu -> Auto, W_i est ajusté à la mesure en cours, puis rejoint la consigne désirée selon la rampe. On évite ainsi de brutaliser un procédé si le basculement a lieu loin de la consigne désirée.

21. Consigne interne W_i .

22. Consigne externe W_e . Pour des asservissements (boucle cascade par exemple), la consigne est variable et provient de l'« extérieur ».

23. Entrée analogique optionnelle, pour une consigne dite externe. N.B : les entrées 16 et 23 nécessitent l'achat de modules optionnels.

24. Signal de synchronisation, permettant la copie de W_e en sortie de la station de consigne. La commutation $W_e \rightarrow W_i$ se réalise sans à-coups.

25. Sortie analogique (en général vers le dispositif fournissant W_e) permettant une copie de W , ce qui assure une commutation $W_i \rightarrow W_e$ sans à-coups.

VI est l'abréviation de **valeur d'initialisation**. Il est en rapport avec le questionnement sur les signaux de synchronisation ; ces derniers doivent permettre quelles que soient les interventions d'un utilisateur, de ne pas provoquer de discontinuité sur la commande Y_r , car l'actionneur ne le supporte généralement pas et le procédé peut être détruit.

Il existe trois dispositifs de synchronisation pour :

- la commutation AUTO/MANU sans à coup, dans les deux sens,

➤ la commutation W_i/W_e sans à coup dans les deux sens,

➤ la commutation AUTO/MANU sans à coup, lorsque des signaux de tendance et/ou de forçage sont utilisés. Comme ces signaux sont rajoutés à la sortie du correcteur $C(p)$, il faut éventuellement les prendre en compte (en plus ou en moins) dans l'initialisation de l'étage intégrateur de $C(p)$ lorsque le régulateur est en manuel.

Prenons un exemple : le régulateur a été placé par un opérateur à $Y_r = 25\%$. La synchronisation (signal 15) initialise la sortie de l'étage intégrateur à 25%, ce qui permet une commutation MANU → AUTO sans à coup.

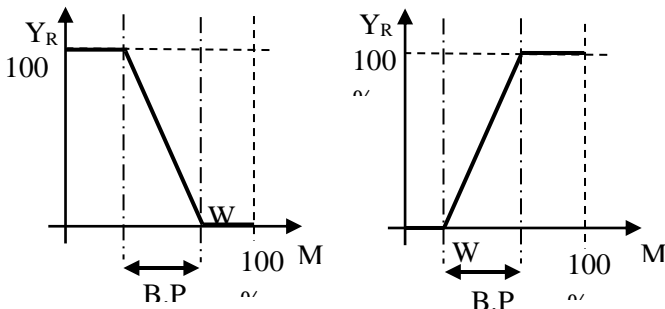
Si on utilise un signal de tendance en positif, valant 17% (prise en compte d'un débit de charge dans un échangeur par exemple), pour obtenir 25% au point 8 il faut que l'étage intégrateur de $C(p)$ ne soit pré positionné qu'à (25%-17%).

Même raisonnement si on utilise un signal de forçage « track ». En fait le mode « track » assure un pseudo-mode MANU, que le régulateur soit officiellement en mode MANU ou en mode AUTO : si le régulateur est en mode AUTO et TRACK, la sortie 8 doit recopier le signal en 10 pour assurer la commutation TRACK→AUTO sans à coup. Le régulateur retourne alors véritablement vers un mode automatique au sens classique du terme.

NB La présente description générique n'aborde pas les problèmes d'alarmes, de limitations de consigne ou de signal de commande. Pour l'utilisation d'un régulateur particulier, il faut se référer à la documentation du constructeur.

2. Choix du sens d'action

Représentons les caractéristiques statiques pour les deux sens d'action lorsque la correction est de type proportionnel pur.

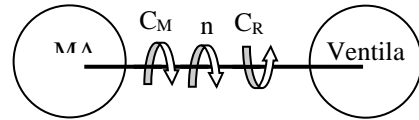


Sens inverse : si M augmente, Y_R diminue
 $Y_R = A(W-M)$

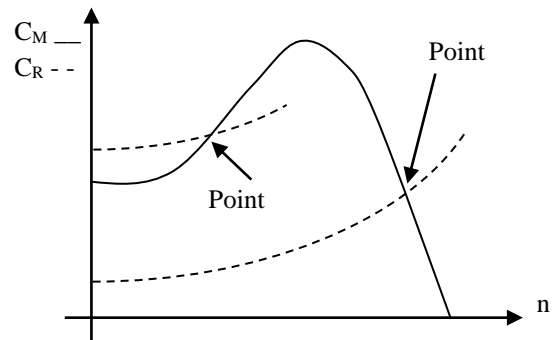
Sens direct : si M augmente, Y_R augmente
 $Y_R = A(M-W)$

On choisit le sens d'action du régulateur en fonction du sens d'action du système.

Reprenons un exemple dans le domaine mécanique pour rappeler les conditions de stabilité d'un point de fonctionnement. Soit une machine asynchrone entraînant une charge mécanique de type « ventilation ».



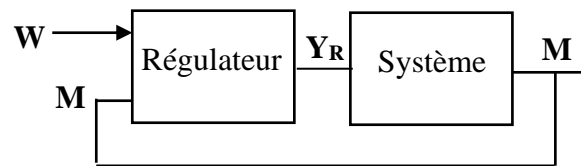
L'intersection des caractéristiques mécaniques donne le point de fonctionnement de l'ensemble.



Pour que ce point de fonctionnement soit stable il faut que les pentes des courbes au point d'intersection

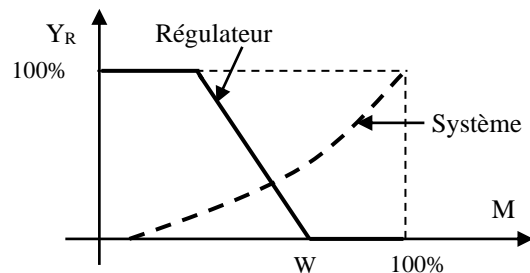
$$\text{soient telles que } \frac{dC_M}{dn} < \frac{dC_R}{dn}$$

Pour un système bouclé, compte tenu de la pente de la caractéristique de la charge, on exige que ces deux dérivées soient de signes opposés, ce qui assure de



facto la condition citée ci-dessus.

Lorsque le système est en « direct », c'est-à-dire si M augmente lorsque Y_R augmente, il faut un régulateur en inverse pour la stabilité.



La caractéristique statique du régulateur n'est représentable qu'en proportionnel pur et on voit bien graphiquement que l'on aura toujours en proportionnel pur un écart entre la mesure et la consigne.

L'action intégrale n'est qu'un talon qui décale la caractéristique du régulateur vers le haut ou vers le bas tant que ε est différent de zéro. On obtient alors pour un temps infini $W=M$ avec une précision statique parfaite.

3. Simulation d'un correcteur PID

Un logiciel en libre distribution appelé SIMPID permettant la simulation d'un système modélisé par la méthode de Broïda comportant un régulateur PID est disponible sur le réseau RSTL de Besançon. Le fichier Zip comporte une ébauche de TP complet pour BTS.

Le régulateur de ce logiciel comporte les deux options essentielles des régulateurs industriels :

- ✓ l'équilibrage de consigne, sous forme de rampe, pour éviter les sauts brutaux sur la consigne quiaturent la sortie du régulateur.
- ✓ le neutralisateur d'action intégrale, ou système N, qui permet de n'activer l'action intégrale que lorsque la mesure est proche de la consigne.

En effet, si la mesure est trop éloignée de la consigne, l'action proportionnelle seuleature la sortie Y_R du régulateur et l'action intégrale est supprimée. Ce dispositif classique sur tous les régulateurs numériques (même s'il ne porte pas ce nom : par exemple Eurotherm le nomme système cutback) a été rendu obligatoire avec la technologie numérique.

Avec un intégrateur à amplificateur opérationnel, la sortie seature naturellement à $\pm V_{cc}$ et n'évolue plus si l'écart persiste. Sur une technologie numérique l'intégrateur est une case mémoire qui travaille par cumul et son contenu peut croître à l'infini : il a donc fallu trouver un dispositif qui permette de « borner » la sortie de l'intégrateur numérique. L'astuce consiste donc à annuler cette sortie tant que Y_R est saturé avec la seule action proportionnelle et réactiver l'étage intégrateur lorsque la mesure entre dans la bande proportionnelle, c'est à dire lorsque Y_R ne vaut plus 0% ou 100%.

On a donc toujours une action intégrale intermittente. Ceci explique qu'en appliquant un réglage dur de type Ziegler Nichols qui normalement conduit à un premier dépassement de l'ordre de 50%, on obtienne un comportement satisfaisant. Les constructeurs ont anticipé que les connaissances en technique de réglage des utilisateurs « lambda » sont faibles et qu'ils vont donc se tourner vers les formules magiques présentes dans la littérature !

C'est pour cela que ce système s'appelle aussi « neutralisation de l'action intégrale en dehors de la bande proportionnelle ».

Pour télécharger le logiciel de simulation SIMPID

http://artic.ac-besancon.fr/reseau_STL

Rubrique : Sections STS-CIRA , option : les dossiers

5^{ème} dossier : SIMPID compressé 1.69Mo

Le fichier compressé comporte un fichier « lisez-moi » qui fournit les instructions de mise en œuvre et le TP manuscrit.

Piles à combustible

Romain DARDEVET

Lycée Emmanuel Héré – CPGE ATS GC, romaindardevet@free.fr
86 bd maréchal Foch BP9 54525 LAXOU Cédex

La rénovation du programme de STS électrotechnique fait désormais apparaître l'étude des nouvelles sources d'énergie comme la pile à combustible. Cet article à caractère pédagogique a pour but de montrer comment aborder et illustrer la pile à combustible en STS sans faire appel aux notions non encore abordées à ce niveau de formation.

1. Introduction

Le programme de Sciences Appliquées du BTS électrotechnique de décembre 2005 fait apparaître dans le thème « énergie – production de l'énergie électrique » l'étude de sources autonomes d'énergie comme la pile à combustible.

Le contenu de la formation en STS électrotechnique ne permet pas une étude classique et complète de la pile à combustible. Les étudiants ne possèdent pas les connaissances nécessaires en thermochimie et en électrochimie.

Cet article montre comment l'étude de la pile à combustible peut être abordée dans les limites du programme après l'étude des « piles » et « accumulateurs ».

2. Fonctionnement

2.1. Principe

Les piles à combustible produisent de l'électricité sous forme de courant continu par un processus électrochimique, tout à fait similaire à celui d'une pile conventionnelle.

Toutefois, alors que dans une pile conventionnelle, l'oxydant et le réducteur sont progressivement consommés, une pile à combustible est alimentée continuellement en ces deux composés. Tant que cette alimentation est maintenue, la pile à combustible fonctionne de manière stable et continue.

Le principe de fonctionnement est simple : on peut le décrire comme une électrolyse inverse.

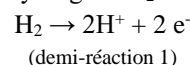
Il s'agit plus précisément d'une combustion électrochimique contrôlée d'hydrogène H_2 et d'oxygène O_2 , avec production simultanée d'électricité, d'eau et de chaleur, selon la réaction globale :



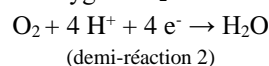
2.2. Structure d'une pile

Une pile à combustible est constituée de deux électrodes séparées par un électrolyte : l'une (anode) est alimentée par le combustible (hydrogène, méthanol, ...), l'autre (cathode) par un oxydant (oxygène par exemple).

- Oxydation de l'hydrogène H_2 à l'anode :



- Réduction de l'oxygène O_2 à la cathode :



Les électrons libérés sont recueillis par les électrodes, produisant ainsi un travail électrique.

L'électrolyte assure la diffusion d'un ion intermédiaire (H^+ ,...) issu de la réaction d'oxydation du combustible.

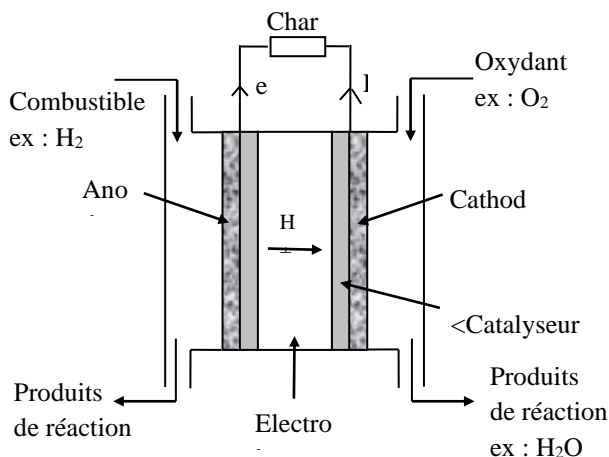


Figure 1: Structure d'une pile à combustible

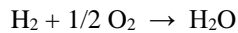
2.3. Les différents types de piles

La réaction chimique suivant le type de pile peut avoir lieu à différentes températures, avec différents types d'électrolyte. Ceci confère à chaque type de pile des caractéristiques bien différentes, les rendant plus ou moins adaptées à certaines applications.

PEMFC	AFC	PAFC	SOFC
Pile à combustible à membrane d'échange de protons	Pile à combustible alcaline	Pile à combustible à acide phosphorique	Pile à combustible à oxyde solide
Anode			
Dihydrogène H ₂			Dihydrogène H ₂ Méthane CH ₄
$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$2H_2 + 4OH^- \rightarrow 4H_2O + 4e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$2H_2 + 2O^{2-} \rightarrow 2H_2O + 4e^-$
Électrolyte et Electrodes			
Membrane polymère (solide) H ⁺	Hydroxyde de potassium KOH concentré (liquide) (liquide) OH ⁻	Acide phosphorique H ₃ PO ₄ concentré (liquide) H ⁺	Céramique oxyde solide (conductrice de certains ions à haute température) O ²⁻
Électrodes dopées Platine	Électrodes carbonées dopées Pt, Ag	Électrodes dopées Platine	Électrodes en Nickel et céramique oxyde solide
Cathode			
Dioxygène O ₂	Dioxygène O ₂	Dioxygène O ₂	Dioxygène O ₂
$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow H_2O$	$O_2 + 4e^- + 2H_2O \rightarrow 4OH^-$	$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow H_2O$	$O_2 + 4e^- \rightarrow 2O^{2-}$
Domaine de Température et de Puissance de fonctionnement			
60°C à 100°C 0,1 à 500kW	60°C à 90°C 10 à 100kW	200°C 200kW à 10MW	800°C à 1000°C 100kW à 100 MW
Maturité et Domaine d'application			
Commercialisation Développement	Commercialisation Développement	Développement	Développement
Portable, transport, stationnaire	Portable, transport, spatial	Stationnaire, transport	Stationnaire
Avantages			
Électrolyte solide (avantage pour les applications de transport, aucun risque de fuite) Densité de puissance élevée 1kW/kg Temps de démarrage et de réaction très rapide Basse température de fonctionnement, démarrage à froid	Catalyseurs non précieux, faible coût	Tolérance au CO (monoxyde de carbone) Faible coût de l'électrolyte Technologie éprouvée	Cogénération Reformage interne du combustible Large choix du combustible Faible coût des catalyseurs
Inconvénients			
Coût élevé des matériaux Sensibilité au CO Maintenir en permanence les membranes hydratées	Sensibilité au CO ₂ Utilisation d'hydrogène et d'oxygène pur Système de gestion de l'électrolyte liquide	Milieu acide et donc corrosif (électrolyte) Coût des catalyseurs	Très hautes températures (contraintes sur les matériaux, temps de démarrage) Système global complexe

3. Le combustible

On considérera dans la suite une pile à combustible à hydrogène :



Données : $M(\text{H})=1\text{g/mol}$; $M(\text{O})=16\text{g/mol}$;
 $V_m=24\text{L/mol}$ à 20°C

3.1. Pouvoir énergétique

À une température de $T=293^\circ\text{C}$, on peut lire dans les tables thermodynamiques que le pouvoir calorifique de la combustion du dihydrogène est de :

- $q_s = 285,8 \text{ kJ/mol}$ de H_2 si l'eau formée est sous forme liquide (PCI ou $-\Delta_r H^\circ$)

- $q_i = 241,8 \text{ kJ/mol}$ de H_2 si l'eau formée est sous forme de vapeur (PCS)

Pouvoir calorifique : énergie thermique libérée lors de la combustion de 1 mole de H_2

On peut aussi calculer à partir des tables thermodynamiques (hors programme en BTS) le travail électrique maximal récupérable dans le cas d'une pile.

- $w_s = 237,1 \text{ kJ/mol}$ de H_2 si l'eau formée est sous forme liquide (ou $-\Delta_r G^\circ$)

- $w_i = 228,6 \text{ kJ/mol}$ de H_2 si l'eau formée est sous forme de vapeur

3.2. Rendement maximum

La caractéristique principale d'une pile à combustible est qu'elle transforme directement l'énergie chimique d'un combustible en énergie électrique.

Dans une pile, une partie de l'énergie disponible q est récupérée sous forme de travail électrique w , le reste est dégradé sous forme de chaleur (écart $q-w$).

Le rendement théorique énergétique d'une pile à combustible fonctionnant à pression et température constantes dans des conditions idéales est défini comme étant le rapport entre l'énergie électrique récupérable maximale w et l'énergie thermique q qui serait libérée par la réaction chimique.

$$\eta_{\max} = \frac{w}{q}$$

Si l'eau formée est sous forme liquide : $\eta_{\max} = 82,6\%$

Si l'eau formée est sous forme vapeur : $\eta_{\max} = 94,5\%$

3.3. Stockage

Déterminons la quantité d'hydrogène qui devrait être stockée dans un véhicule électrique à usage urbain avec les caractéristiques suivantes :

- autonomie: 150 km à 50km/h en palier
- moteur 5,5kW, rendement convertisseur-machine 0,8
- rendement système pile à combustible environ 50%

L'énergie embarquée à bord doit donc être de :

$$W_e = \frac{150}{50} \cdot \frac{5,5}{0,8 \cdot 0,5} = 41,2\text{kWh}$$

L'énergie massique de l'hydrogène est d'environ

$$\frac{285}{2 \cdot 10^{-3}} \frac{1}{3600} \approx 40\text{kWh / kg}$$

La masse d'hydrogène à embarquer est donc d'environ 1kg soit 500 moles ce qui correspond à pression atmosphérique à un volume d'environ 12m^3 ce qui est colossal. D'après le tableau suivant dans un réservoir de stockage sous 250 bars, on obtient un volume raisonnable d'environ 65L.

Stockage	Volume L/kg de H_2	Masse réservoir Kg/kg de H_2	Energie nécessaire au stockage *
250 bars	65	15	7
700 bars	36	16	15
Liquide 20K	37	15	30

* Énergie nécessaire au stockage en % de l'énergie stockée.

Ceci montre bien toute la problématique du stockage de l'hydrogène (énergie nécessaire à la compression, importance du volume de stockage, difficulté de concevoir des réservoirs étanches à de telles pressions...)

3.4. Consommation de combustible et courant électrique produit

Lors de la réaction, une molécule de dihydrogène H_2 libère 2 électrons qui portent une charge $-2e^-$. (1 mole équivaut à $N_A=6,02 \cdot 10^{23}$ entités) Donc N moles de H_2 libèrent une charge $q = -2e^- N_A \cdot N$.



L'intensité électrique délivrée par la pile est la quantité de charges électriques Q libérées durant l'intervalle de temps Δt :

$$i = \frac{dq}{dt} = \frac{Q}{\Delta t} = 2eN_A \frac{N}{\Delta t} = 2eN_A D_m$$

où D_m est le débit molaire de H_2 consommé (mol/s).

L'intensité électrique est donc directement proportionnelle à la consommation de dihydrogène.

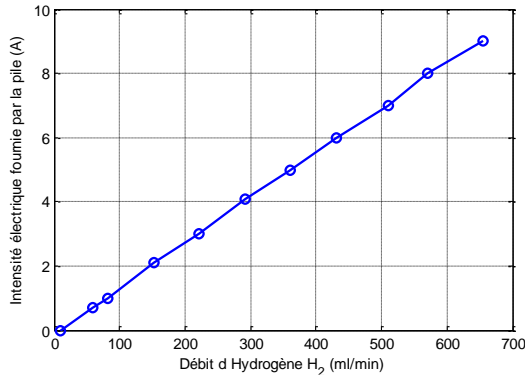


Figure 2 : Intensité fournie par une pile de 10 cellules en série en fonction de la consommation en hydrogène (24°C).

3.5. Puissance chimique absorbée et puissance électrique produite

La puissance « chimique » susceptible d'être produite par la combustion du dihydrogène s'écrit sous la forme :

$$P_{th} = q \cdot D_m$$

Où D_m est le débit molaire de dihydrogène consommé et q le pouvoir calorifique du dihydrogène.

De même, dans le cas d'un fonctionnement idéal de la pile, c'est-à-dire si le travail électrique récupérable est fourni électriquement par la pile, on peut écrire :

$$P_{elec, max} = W_{elec, max} \cdot D_m$$

Cette puissance électrique serait générée par un courant d'intensité i et une force électromotrice maximale idéale notée E° :

$$E^\circ = \frac{P_{elec, max}}{i} = \frac{W_{elec, max} \cdot D_m}{2eN_A D_m} = \frac{W_{elec, max}}{2eN_A}$$

Remarque : E° ne dépend pas du débit de combustible contrairement au courant.

La puissance électrique P_{elec} réellement produite par la pile sera inférieure à $P_{elec, max}$ en raison des phénomènes irréversibles présents dans la pile :

$$P_{elec} = u \cdot i$$

Où u est la tension générée à la sortie de la pile. (tension réelle $u < E^\circ$)

4. Modélisation statique

4.1. Tension à vide - Équation de Nernst

La tension à vide d'une pile électrochimique n'est pas constante et égale à :

$$E^\circ = \frac{W_{elec, max}}{2eN_A}$$

à 298K :

- $E^\circ = 1,129V$ eau formée sous forme liquide
- $E^\circ = 1,185V$ eau formée sous forme vapeur

Elle est donnée par la relation de Nernst et est fonction de la pression des combustibles. Dans le cas de la pile à hydrogène, cette relation se met sous la forme :

$$E(i=0) = E^\circ - \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{1}{P_{H_2} P_{O_2}^{1/2}} \right)$$

où :

- E° tension théorique d'une pile en circuit ouvert dans les conditions standards (pression de 1 bar)
- P_{H_2} pression de dihydrogène
- P_{O_2} pression de dioxygène

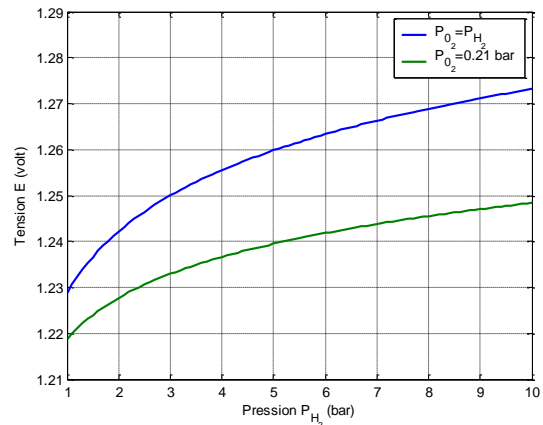


Figure 3 : Influence des pressions sur la tension

A noter que E° et w dépendent de la température : une augmentation de la température entraîne une diminution de la tension E° :

- eau formée sous forme liquide : $\Delta E^\circ = -0,85mV/K$
- eau formée sous forme vapeur : $\Delta E^\circ = -0,23mV/K$

4.2. Chutes de tension

Lorsque la pile fournit de l'énergie électrique ($i \neq 0$) la f.e.m. de la pile est inférieure à $E(i=0)$ en raison :

- des résistances électriques s'opposant au transfert des charges dans l'électrolyte et au niveau des électrodes ;
- des phénomènes de diffusions qui ralentissent l'arrivée des réactifs sur les électrodes ;
- des énergies nécessaires pour activer les réactions.

La modélisation de ces chutes de tension nécessitant des connaissances dépassant le cadre du programme de STS électrotechnique, nous ne donnons ici que quelques informations permettant de justifier la modélisation statique.

4.2.1. Polarisation d'activation

La surface des électrodes est le siège de réactions chimiques. Ces réactions résultent de la collision des différentes molécules présentes. L'énergie cinétique de chaque molécule est la principale source d'énergie pour le démarrage d'une réaction. Mais il existe une énergie minimale à atteindre pour que deux molécules réagissent: l'énergie d'activation (barrière énergétique à franchir).

Une partie de l'énergie est perdue car utilisée pour franchir la barrière d'activation. La perte de tension correspondante est la surtension d'activation :

$$\eta_{act} = \eta_a - \eta_c$$

- Exemple 1 : Surtension d'anode. η_a

Oxydation de l'hydrogène à l'anode. (Cas d'une réaction très rapide - faible surtension), η_a peut se mettre sous la forme :

$$\eta_a = R_t \cdot i$$

où R_t est la résistance de transfert de charges.

- Exemple 2: Surtension à la cathode. η_c

Réduction de l'oxygène à la cathode. (cas d'une réaction très lente - forte surtension). η_c est de la forme :

$$\eta_c = \frac{RT}{\alpha nF} \ln \left(\frac{i}{i_{oc}} \right) \text{ (Rel. de Butler Volmer)}$$

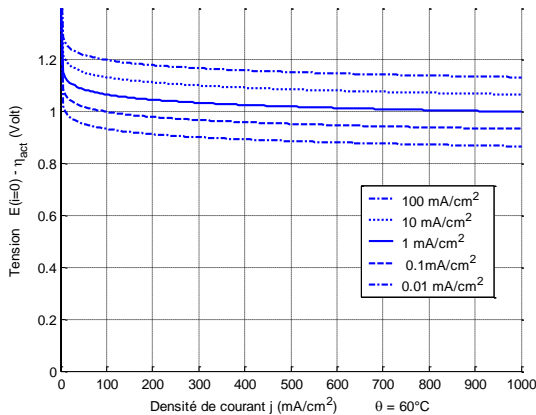


Figure 4 : Tension d'une cellule de pile à combustible en ne tenant compte que des pertes par activation pour différentes valeurs de j_0 , densité de courant d'échange $i_0 = j_0 \cdot S$, surface des électrodes.

En conclusion, pour des étudiants de STS, il semble raisonnable de modéliser la polarisation d'activation dans le domaine de fonctionnement de la pile par :

$$\eta_{act} = \eta_a - \eta_c$$

$$\eta_{act} = R_a \cdot i - \eta_c \text{ avec } \eta_c = \text{cst}$$

4.2.2. Polarisation de résistance

Les pertes ohmiques sont dues à la résistance que rencontre le flux d'ions en traversant l'électrolyte et à la résistance que rencontrent les électrons dans les électrodes et le circuit électrique. Les pertes ohmiques sont principalement dues à l'électrolyte et peuvent être réduites en diminuant l'épaisseur de celui-ci et en améliorant sa conductivité ionique. L'électrolyte et les électrodes obéissant à la loi d'Ohm, on peut exprimer les pertes ohmiques par l'équation suivante :

$$\eta_{res} = R_{res} \cdot i$$

4.2.3. Polarisation de concentration

Lorsque, à une électrode, il y a une perte de potentiel due à l'incapacité du système à maintenir la concentration initiale des réactants, on a alors la formation d'un gradient de concentration. De nombreux facteurs peuvent contribuer à la polarisation de concentration : la faible diffusion du gaz à travers les électrodes poreuses, la dissolution des réactants ou des produits dans l'électrolyte, la diffusion des réactifs ou des produits du site de la réaction vers l'électrolyte ou l'inverse.

À des densités de courants élevées, la faible vitesse de transport des réactifs ou des produits vers le site de la réaction contribue à la perte de tension dite polarisation de concentration.

On peut exprimer ces pertes par l'équation suivante:

$$\eta_{conc} = \frac{RT}{nF} \ln \left(1 - \frac{i}{i_l} \right)$$

Dans la plage de fonctionnement d'une pile, les phénomènes de diffusion des réactifs limitent les concentrations de réactif sur les électrodes proportionnellement aux flux de particules c'est-à-dire au courant électrique débité. La polarisation de concentration est alors faible (absence de phénomène de saturation $i < i_{lim}$):

$$\text{si } i \ll i_{lim} \Rightarrow \eta_{conc} = \frac{RT}{nF} \ln \left(1 - \frac{i}{i_{lim}} \right) \approx \frac{RT}{nF} \frac{i}{i_{lim}} \approx R_{conc} \cdot i$$

4.3. Caractéristique statique

En dehors de la zone de saturation due à la polarisation de concentration ($i < i_{lim}$), la caractéristique courant-tension d'une pile est quasiment linéaire et peut donc se modéliser sous la forme :

$$u = E(i=0) - \eta_{act} - \eta_{res} - \eta_{conc}$$

$$u = E(i=0) - \eta_c - (R_a - R_{res} - R_{conc}) \cdot i$$

$$u = E' - R \cdot i$$

$$\text{avec } E' = E(i=0) \text{ et } R = R_a - R_{res} - R_{conc}$$

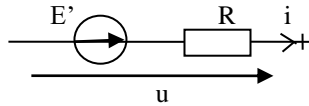


Figure 5 : Modèle statique d'une pile dans la zone de fonctionnement

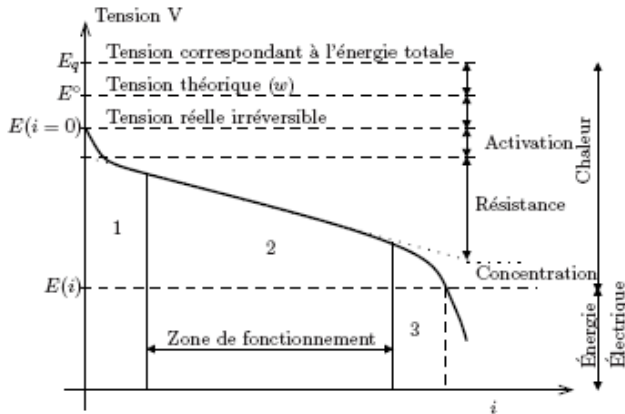


Figure 6 : Caractéristique statique d'une pile à combustible

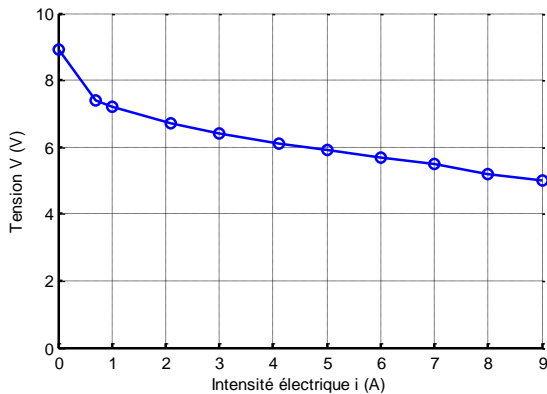


Figure 7 : Caractéristique réelle d'une pile à combustible de 10 cellules en série (24°C).

5. Rendement global de la conversion

Rendement théorique maximum §3.2 : environ 82 à 86%

Le rendement réel d'une pile est le rapport entre l'énergie électrique récupérée et l'énergie thermique qui serait libérée par la réaction chimique.

$$\eta = \frac{P_{\text{elec}}}{P_{\text{th,max}}} = \frac{ui}{qDm}$$

Les rendements habituels en fonction du type de pile sont :

- PEMFC : 30 à 50%
- AFC : env 60%
- PAFC : env 40%
- SOFC : 55 à 60%

6. Conclusion

Le fonctionnement complexe d'une pile à combustible fait appel à de nombreuses notions de sciences physiques, inconnues de nombreux étudiants à Bac +2. Il est néanmoins possible de leur justifier simplement le fonctionnement et le comportement d'une pile à combustible à hydrogène.

7. Bibliographie

- [1] M. Boudellal, « La pile à combustible, Structure, Fonctionnement, Applications », Dunod.
- [2] P.W. Atkins, « Éléments de chimie physique », De Boeck Université.
- [3] P. Stevens, F. Novel-Cattin, A. Hammou, C. Lamy, M. Cassir, « Piles à combustibles », Technique de l'ingénieur.
- [4] B. Blunier, A. Miraoui, « Piles à combustibles », Technosup ellipses.

Exercice sur la pile à combustible

Azeddine Kettou ¹, Pierre-Yves Oréal ¹, André Séni ¹, Gilles FELD ²

¹Lycée Evariste Galois. Noisy-le-Grand

²ENS Cachan, gilles.feld@ens-cachan.fr

Résumé Cet exercice est une préparation à une séance de travaux pratiques portant sur les piles à combustible. Il a pour objectifs de donner des notions sur les piles à des étudiants non spécialistes. Cette application porte sur la réalisation d'une source d'énergie d'autonomie de 12h et de puissance 1,5 kW.

La pile à combustible étudiée est une pile à membrane échangeuse de protons, PEFC (polymer electrolyte fuel cell). Son schéma de principe est donné à la figure 1.

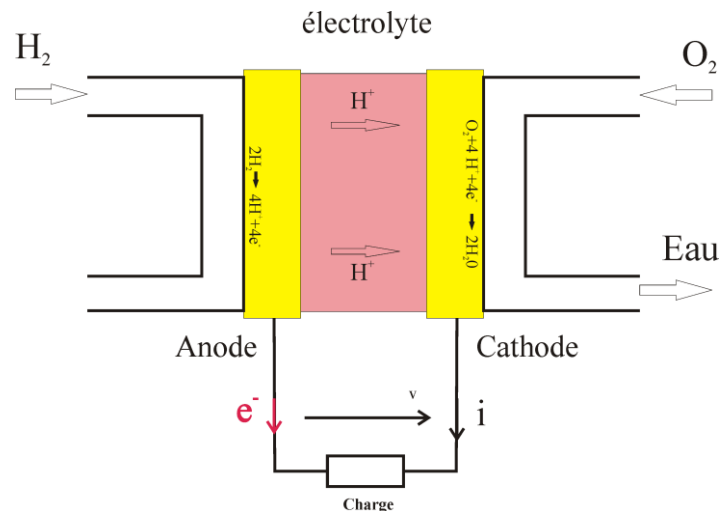


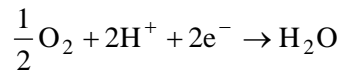
Figure 1 : Schéma de principe d'une PEFC

Aux électrodes les équations électrochimiques s'écrivent :

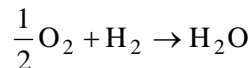
A l'anode, l'oxydation électrochimique du dihydrogène s'écrit :



A la cathode, la réduction électrochimique du dioxygène s'écrit :



La réaction globale dans une pile PEFC est décrite par l'équation suivante :



La thermodynamique précise que la part maximum d'énergie pouvant être convertie en énergie électrique est de 237 kJ par mole de dihydrogène. Ce maximum d'énergie susceptible d'être convertie sera notée ΔG (enthalpie libre).

1) Donner l'expression de l'énergie ΔW convertie pendant le temps Δt en fonction de

Δq (variation de charge pendant le temps Δt) et E (fem de cette pile).

$$\Delta W = P \cdot \Delta t = E \cdot i \cdot \Delta t = E \cdot \frac{\Delta q}{\Delta t} \cdot \Delta t = E \cdot \Delta q$$

2) Montrer que cette variation de charge peut s'écrire : $\Delta q = 2 \cdot e \cdot N \cdot \Delta n$

où :

e : charge élémentaire d'un électron

$$e = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$$

N : nombre d'Avogadro (nombre d'atomes dans une mole) : $N = 6,022 \cdot 10^{23} \text{ mol}^{-1}$

Δn : nombre de moles d'hydrogène ayant réagi pendant le temps Δt

(le facteur 2 provient du nombre d'électrons échangés pour une molécule de dihydrogène)

Remarque : On définit la constante de Faraday comme étant la charge d'une mole d'électrons.

$$\text{Soit : } F = e \cdot N = 96500 \text{ C}$$



Le nombre de molécules de dihydrogène réagissant pendant la durée Δt vaut : $N \cdot \Delta n$.
 Chaque molécule de dihydrogène libère 2 électrons. On obtient donc : $\Delta q = 2 \cdot e \cdot N \cdot \Delta n$.
 Avec la constante de Faraday $F = e \cdot N$, on obtient : $\Delta q = 2 \cdot F \cdot \Delta n$.

3) En supposant que la conversion soit parfaite, donner l'expression de ΔG en fonction de E et F .

Si la conversion est parfaite :
 $\Delta W = \Delta G = E \cdot \Delta q = 2 \cdot E \cdot F \cdot \Delta n$.

4) Déterminer la fem théorique de cette pile.

La f.é.m. théorique a donc l'expression :

$$E = \frac{\Delta G}{2 \cdot F \cdot \Delta n} \text{ avec : } \frac{\Delta G}{\Delta n} = 237 \text{ kJ}$$

La f.é.m. d'une pile élémentaire vaut donc :

$$E = \frac{237 \cdot 10^3}{2 \times 96500} = 1,22 \text{ V}$$

5) En déduire le nombre de piles élémentaires à monter en série pour obtenir une fem théorique totale de 120V.

$$\text{Il faut } \frac{120}{1,22} = 98 \text{ piles élémentaires pour}$$

obtenir une f.é.m. théorique totale de 120 V.
 En pratique, il existe différentes chutes de tension et la tension en sortie est plus faible que celle calculée précédemment.

Données sur la PAC :

La PAC utilisée pour cette application est du type PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) de 1,5 kW. Celle-ci est réalisée grâce à la mise en série de deux stacks de 50 cellules. La courbe de polarisation statique est donnée dans la figure 2.

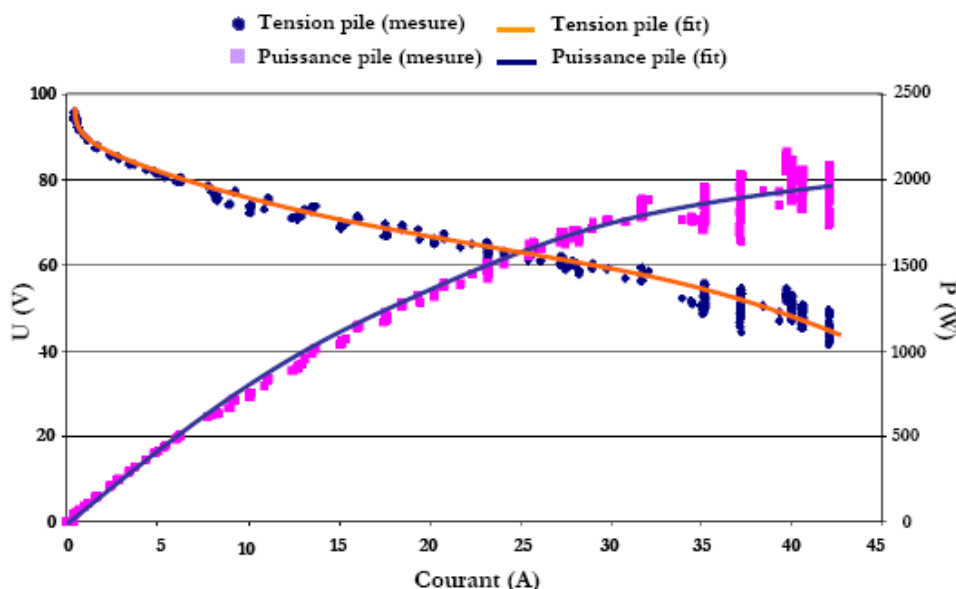


Figure 2 : Courbe de polarisation et puissance nette disponible en sortie de la PAC

6) Consommation en dihydrogène d'une pile

$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$ par mole de dihydrogène, deux électrons sont transférés.

6.1) A partir de l'équation d'oxydation, montrer que le courant correspondant à ce transfert de charge est donné par l'expression :

$$i = \frac{\Delta q}{\Delta t} = 2 \cdot F \cdot \frac{\Delta n}{\Delta t}$$

où Δn : nombre de moles d'hydrogène ayant réagi pendant le temps Δt

$$\Delta q = 2 \cdot F \cdot \Delta n \text{ donc } i = \frac{\Delta q}{\Delta t} = 2 \cdot F \cdot \frac{\Delta n}{\Delta t}$$

6.2) En déduire que le débit de moles de dihydrogène par cellule nécessaire pour fournir ce courant s'écrit :

$$\frac{\Delta n}{\Delta t} = \frac{i}{2 \cdot F}$$

6.3) En supposant la chaîne de conversion parfaite, calculer pour le point de fonctionnement nominal le débit de dihydrogène.

On lit sur la courbe $P = f(i)$ qu'à la puissance nominale de la pile : 1500 W, l'intensité du courant débité vaut $i = 24$ A. On remarque sur la courbe $U = f(i)$ que la tension aux bornes de la pile ne vaut alors qu'environ 65 V. Le débit molaire de dihydrogène vaut :

$\frac{\Delta n}{\Delta t} = \frac{i}{2.F} \times 100$ pour la pile de 100 cellules élémentaires.

$$\frac{\Delta n}{\Delta t} = \frac{24}{2 \times 96500} \times 100 = 1,24 \cdot 10^{-2}$$

mol/s

6.4) Cette source d'alimentation doit avoir une autonomie de 12h au point de fonctionnement nominal. Calculer la masse d'hydrogène consommée au cours de ces 12 heures. La masse molaire de la molécule de dihydrogène est de 2g par mole. Pour une durée de 12 heures, la masse d'hydrogène consommée vaut :

$$m_{H_2} = \frac{\Delta n}{\Delta t} \cdot \Delta t \cdot M_{H_2} = 1,24 \cdot 10^{-2} \times 12 \times 3600 \times 2 = 1,07 \text{ kg}$$

6.5) En déduire sous pression atmosphérique le volume de dihydrogène que l'on considèrera comme un gaz parfait. On rappelle la formule des gaz parfaits :

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T$$

p : pression en Pascal (1 atm $\approx 10^5$ Pa)

n : nombre de moles, V : volume du gaz en m^3

R : constante des gaz parfaits ($R = 8,314$ J/mol.K), T température en K

Le volume occupé par 1,07 kg d'hydrogène, à la pression atmosphérique $p = 10^5$ Pa et à la température $T = 20^\circ\text{C} = 293$ K, s'écrit :

$$V = \frac{n \cdot R \cdot T}{p} \text{ avec } n = \frac{m_{H_2}}{M_{H_2}} = \frac{1070}{2} = 535 \text{ mol}$$

$$\text{Soit : } V = \frac{535 \times 8,314 \times 293}{10^5} = 13 \text{ m}^3$$

6.6) Pour réduire le volume de dihydrogène stocké, on comprime le gaz. La technologie actuelle permet d'utiliser des pressions de 20 MPa avec des réservoirs dont le rapport masse d'hydrogène, masse réservoir est de l'ordre de 5%.

$$\frac{m_{\text{dihydrogène}}}{m_{\text{réservoir}}} = 5\%$$

Calculer le volume de dihydrogène sous la pression de 20 MPa.

En supposant le produit $p \cdot V$ constant, le volume V_c de gaz comprimé à la pression de 20 MPa = $200 \cdot 10^5$ Pa vaut :

$$V_c = \frac{V}{200} = \frac{13}{200} = 0,065 \text{ m}^3 = 65 \text{ L}$$

Calculer la masse totale du réservoir.

La masse du réservoir vaut :

M. Boudellal : La pile à combustible. Dunod

$$m_{\text{réservoir}} = \frac{m_{H_2}}{0,05} = \frac{1,071}{0,05} = 21,4 \text{ kg}$$

La masse totale de la source autonome vaut :

$$m_{\text{source}} = m_{H_2} + m_{\text{réservoir}} + m_{\text{pile}}$$

$$m_{\text{source}} = 1,07 + 21,4 + 5 = 27,5 \text{ kg}$$

Calculer la masse totale de la source autonome sachant que la pile de 1,5kW a une masse de 5kg.

La masse totale de la source autonome vaut :

$$m_{\text{source}} = m_{H_2} + m_{\text{réservoir}} + m_{\text{pile}}$$

$$m_{\text{source}} = 1,07 + 21,4 + 5 = 27,5 \text{ kg}$$

6.7) Comparer cette masse à la masse de batteries au plomb qu'il faudrait utiliser pour stocker la même énergie sachant que l'énergie volumique de ces batteries est d'environ 30W.h/kg. Conclure.

L'énergie stockée dans la pile à combustible vaut : $W = P \cdot \Delta t = 1500 \times 12 = 18000$ Wh .

Pour stocker cette même quantité d'énergie dans des batteries au plomb, il faudrait une masse de batteries de : $\frac{18000}{30} = 600$ kg !!!

Le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène sous haute pression semble donc très supérieur au stockage dans des batteries au plomb, du moins en terme d'énergie massique. Il reste cependant à prendre en compte le coût du remplissage (compression). Il faudra la mise en place d'un réseau de production et de distribution d'hydrogène alors que l'acceptabilité par le public de la filière hydrogène (inflammabilité et détonation avec de l'air) n'est pas forcément acquise...

7) Quantité d'eau formée

Calculer la quantité d'eau formée au bout de 12h de fonctionnement au point nominal.

Il y a autant de moles d'eau créées que de moles de dihydrogène consommées :

$$n_{H_2O} = n_{H_2} = \frac{m_{H_2}}{M_{H_2}} = \frac{1070}{2} = 535 \text{ mol}$$

La masse molaire de l'eau vaut :

$$M_{H_2O} = 2 + 16 = 18 \text{ g/mol}$$

La masse d'eau créée en 12 heures à la puissance nominale vaut donc :

$$m_{H_2O} = n_{H_2O} \times M_{H_2O} = 535 \times 18 = 9,63 \text{ kg}$$

ce qui correspond à 9,63 L d'eau.

Bibliographie

B. Blunier, A. Miraoui : Pile à combustible. Ellipses

Gestion des congestions dans un réseau intégrant de l'énergie éolienne

Arnaud VERGNOL¹, Jonathan SPROOTEN¹, Benoit ROBYNS¹, Vincent RIOUS², Jacques DEUSE³

¹ Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP), Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI), Lille, ² Supélec, Gif-sur-Yvette, ³ Suez-Tractebel, Belgique.

Résumé : Le développement de la production éolienne permet de satisfaire les objectifs de lutte contre le réchauffement climatique. Mais, dans certaines zones du réseau électrique, l'intégration d'un volume important de production peut créer des congestions. Tout d'abord, cet article évalue la méthode actuellement mise en œuvre pour se prémunir des congestions dans le réseau électrique. Ensuite, une méthode de gestion des congestions permettant de minimiser les contraintes d'exploitation est proposée. Cette méthode, basée sur un indicateur de l'efficacité d'un re-dispatching sur la décongestion d'une ligne, peut être appliquée de façon prévisionnelle ou en temps réel. Enfin, un scénario réaliste simulé numériquement permet d'évaluer l'efficacité de la méthode proposée pour la gestion des congestions.

1 Introduction

Depuis de nombreuses années, le réchauffement climatique devient une question primordiale à travers le monde. Pour répondre à ce phénomène, la commission européenne propose que les sources d'énergie renouvelable atteignent 20% de la quantité totale d'énergie consommée dans l'Union européenne d'ici 2020. Pour satisfaire à cet objectif, selon le rapport annuel de l'European Wind Energy Association (EWEA), la puissance éolienne installée en Europe devra tripler entre 2007 et 2020, et passera de 57000MW en 2007 à 180000MW en 2020 [1].

Cependant, l'intégration de la production éolienne dans le réseau électrique entraîne de nouveaux problèmes et contraintes qui conduisent à l'évolution des règles de raccordement tant techniques que réglementaires [2],[3],[4],[5]. La multiplication des projets éoliens et l'accroissement de la puissance installée engendrent des risques de congestion des lignes (liée) au dépassement des Intensités Maximales admissibles en régime Permanent I_{MAP} de plus, le réseau électrique étant de type centralisé, il n'est pas toujours adapté pour accueillir la totalité des projets d'implantation de fermes éoliennes dans les zones rurales, zones où le dimensionnement du réseau était auparavant adapté aux seules consommations électriques locales. La Région Nord-Pas de Calais est directement concernée par ces problématiques, du fait du développement important attendu de l'éolien dans la région, essentiellement concentré dans le Pas de Calais. Une étude réalisée par la gestionnaire du réseau faite pour la préfecture du Pas de Calais pour l'élaboration du « cadre de référence départementale de l'éolien » a évalué la capacité d'accueil du réseau électrique du département à environ 1000MW. Actuellement, 380MW de production éolienne sont installés ou sont

en cours d'installation dans le département du Pas de Calais [6]. De plus, le potentiel supplémentaire à raccorder à terme dans le cadre des ZDE (Zone de développement Eolien) est estimé entre 750 et 1500MW dont des projets conséquents de fermes éoliennes off-shore. A l'échelle d'une région quelle qu'elle soit, de tels volumes d'installation de production éolienne conduisent à rechercher des solutions permettant de faciliter l'intégration de l'éolien dans le réseau et d'optimiser la gestion des contraintes potentielles. Dans les sections 2 et 3 de cet article, la méthode actuellement retenue par l'ensemble des acteurs du système électrique français pour gérer les problèmes de congestion dans le réseau électrique est présentée. Dans la section 4, un outil d'aide à la décision permettant d'éviter la congestion des lignes tout en minimisant les contraintes d'exploitation sur la production locale est décrit. Cet outil servira de base à deux méthodes de gestion des congestions, une méthode de gestion prévisionnelle et une méthode automatique pour la gestion temps réel. Finalement, ces deux méthodes seront comparées sur un scénario réaliste simulé numériquement.

2 Gestion des congestions

La gestion des congestions est primordiale pour garantir la sûreté du système électrique et la sécurité des personnes. Une ligne congestionnée entraîne un échauffement important des conducteurs qui, s'il est prolongé et répété, peut entraîner des risques d'amorçage (lorsque la distance entre la ligne et le sol est réduite par l'allongement thermique de la ligne) et compromettre la sécurité des personnes ou des biens. Les congestions peuvent être dues à un report de charge lors d'un déclenchement d'ouvrage (lignes, transformateurs...), de groupe de production ou à une

évolution de la consommation et de la production. Pour gérer les congestions, les gestionnaires du réseau ont mis en place différentes mesures qui peuvent être classifiées suivant différentes caractéristiques [7].

- Des mesures préventives effectuées en J-1 (la veille pour le lendemain), consistant à modifier les plans de production afin d'éviter les congestions identifiées à l'aide d'étude prévisionnelle.
- Des mesures correctives effectuées en J, consistant à lever les congestions inattendues. Les mesures peuvent être principalement de deux types : la modification de la topologie du réseau ou la modification des plans de production des groupes, situés dans la zone de congestion.

Ainsi, le gestionnaire du réseau peut imposer des contraintes d'exploitation aux différents groupes de production afin de garantir la sûreté du système électrique tant en préventif qu'en tant réel. Actuellement en France, les congestions qui apparaissent suite aux raccordements de nouveaux moyens de production sont gérées de la façon suivante. Dans la zone où est prévue la congestion, des contraintes d'exploitation sont appliquées aux groupes de production dans l'ordre inverse de leur raccordement au réseau. Il en résulte que le premier groupe limité sera le dernier installé. Ce principe, appliqué indifféremment à tous les types de technologie, a été validé par l'ensemble des acteurs concernés par le fonctionnement du système électrique français ; gestionnaire du réseau de transport (GRT), utilisateurs du réseau et régulateur. Sa logique économique permet actuellement aux nouveaux entrants de ne payer que les ouvrages nécessaires à leur raccordement électrique ; en contrepartie de ce coût de raccordement réduit, le producteur peut se voir imposer ponctuellement des contraintes d'exploitation en cas de congestion sur le réseau. D'autres méthodes existent, basées par exemple sur une logique de marché, mais n'ont pas été retenues en France dans le contexte actuel. Parmi les contraintes d'exploitation pouvant survenir, on trouve par exemple, des limitations partielles ou totales de la production. Ces contraintes, pouvant être appliquées sur des périodes de plusieurs heures, sont déterminées à l'aide d'études prévisionnelles, lors desquelles la durée exacte de congestion ne peut être prédite avec exactitude. Dans le cas d'un réseau n'intégrant que des productions prévisibles, les prévisions de charge des réseaux électriques résultant des différentes productions est fiable. Cependant, dans le cas d'une insertion massive de production aléatoire et peu prévisible du moins localement (énergie éolienne, photovoltaïque...), la prévision de charge du réseau est rendue difficile car dépendant des erreurs sur la prévision de production de chaque site de production. Ces erreurs peuvent être de l'ordre de 20 à 50% pour la prévision de production en J-1 d'une

ferme éolienne [8]. Cette problématique est illustrée dans la section suivante, par deux exemples un en considérant un taux de pénétration éolienne faible et un autre où le taux est élevé.

3 Illustration de l'influence du taux de pénétration éolien

L'étude de l'influence du taux de pénétration éolien est réalisée sur un réseau à 4 noeuds et 4 lignes s'apparentant à une petite partie d'un réseau 90kV (Figure 1). Les charges Ch1, Ch2, Ch3 et Ch4 sont des charges de type résidentiel respectivement de puissances actives 20, 12, 31 et 20MW et d'une puissance réactive de 5MVar. Au noeud 1, une charge d'une puissance de 115MW (Transit.out) et au noeud 4 un groupe de production de 115MW (Transit.in) représentent l'influence, sur le réseau 90kV, des échanges extérieurs entre différentes zones de réseau. Au noeud 4, un deuxième groupe de production (Groupe bilan) représente le reste du réseau et assure l'équilibre entre la production et la consommation. Dans la simulation du réseau en régime permanent, illustré à la Figure 1, aucune ferme éolienne (FE) n'est connectée et le réseau est relativement chargé par l'influence du transit extérieur. Les courants dans les lignes sont proches de 90% de leur Intensité Maximale Admissible en régime Permanent (I_{MAP}).

Dans un premier temps, nous considérons un taux de pénétration éolien faible car une seule ferme éolienne de 50MW est connectée au noeud 2 (Figure 2). Pour la simulation illustrée à la Figure 2, la ferme éolienne génère sa puissance nominale. La présence simultanée d'un transit important (Transit) et d'un vent fort produit une congestion de plus de 34% sur la ligne L₁₂ liant les noeuds 1 et 2, dans le sens du noeud 2 vers le noeud 1. Pour éviter la congestion sur la ligne L₁₂, une contrainte d'exploitation doit être appliquée pour limiter la production dans ce réseau. Pour cela, une étude prévisionnelle est effectuée en « J-1 » afin de déterminer la puissance maximale que pourra fournir la FE2. Cette détermination est réalisée aisément grâce aux transits extérieurs et aux prévisions de consommation.

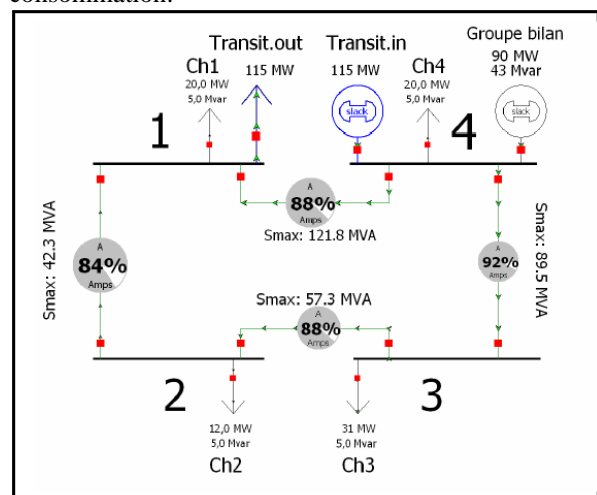


Figure 1. Réseau sans éolienne.

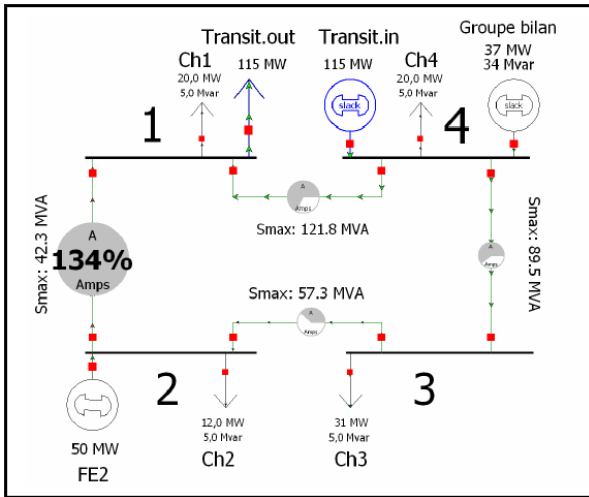


Figure 2. Réseau avec un taux de pénétration éolien faible.

Ainsi, comme illustré à la Figure 3, une limitation de la FE2 à 14MW permet d'éviter la congestion sur la ligne L₁₂. Si l'on considère un taux de pénétration éolien élevé, en connectant une ferme éolienne de 20MW supplémentaire au noeud 1 et une ferme de 70MW au noeud 3, l'étude prévisionnelle en J-1 est plus difficile à réaliser car affectée par les erreurs de prévision de la production des fermes éoliennes.

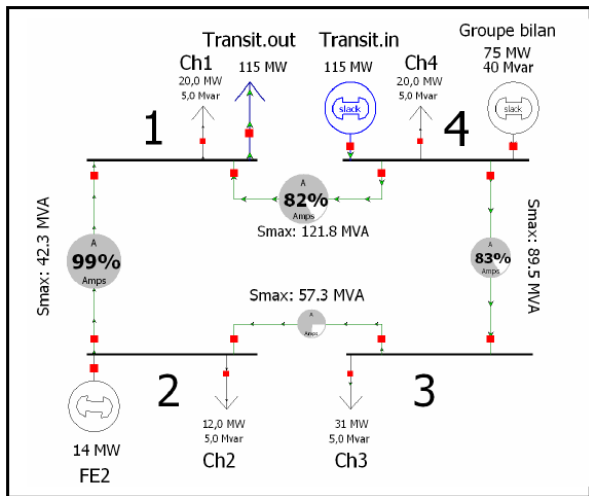


Figure 3. Réseau avec un taux de pénétration éolien faible. FE2 limitée à 8MW.

Pour le réseau illustré à la Figure 4, où les trois FE produisent leur puissance nominale, des contraintes d'exploitation doit être imposées à la FE2 et à la FE3 afin éviter la congestion sur la ligne L₁₂. Suivant la méthode actuelle basée sur l'ordre d'installation des groupes de production, deux cas sont envisageables. Soit la FE2 est limitée en premier, soit la FE3. Dans le but d'étudier l'influence de l'ordre de ces installations sur la perte globale de production lors de la gestion des congestions, ces deux cas sont illustrés.

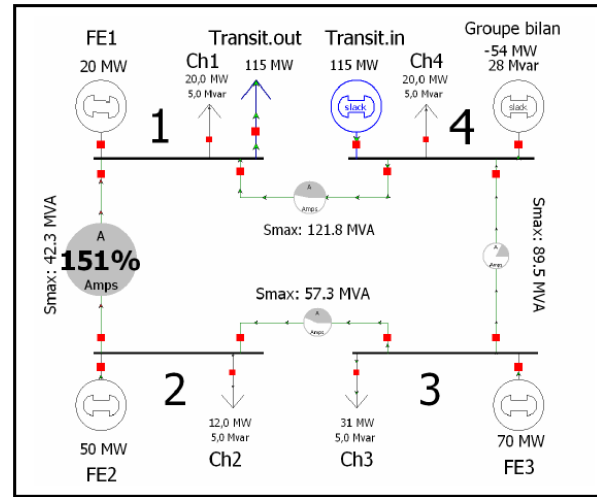


Figure 4. Réseau avec un taux de pénétration éolien élevé.

a. Ordre d'installation FE2-FE3

Suivant l'ordre d'installation (FE2-FE3), pour éviter la congestion de la ligne L₁₂ illustrée à la Figure 4, la ferme FE3 devra d'abord être réduite (Figure 5). Cependant, cette limitation ne suffit pas à éviter la congestion car le courant de la ligne L₁₂ passe de 151% à 127% de l' I_{MAP} . Ainsi, la ferme FE2 doit être limitée à 24MW (Figure 6). L'ordre d'installation (FE2-FE3) implique une perte de production totale de 96MW afin d'éviter la congestion sur la ligne L₁₂. Cette perte de production est compensée par le groupe bilan au noeud 4.

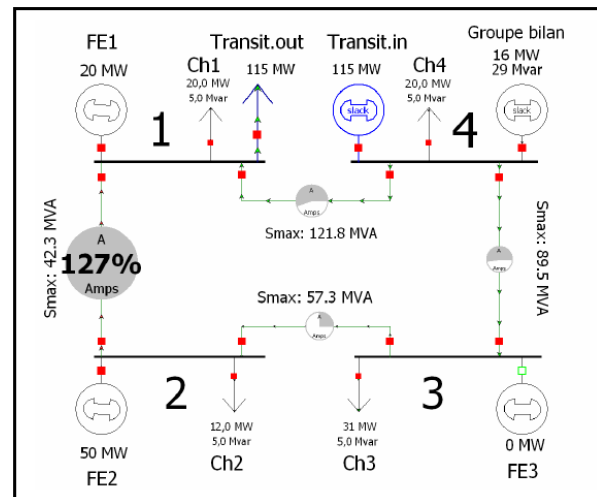


Figure 5. Ordre d'installation FE3- FE2-FE1. Étape 1 : FE3 déconnectée et IL12 réduit à 127%.

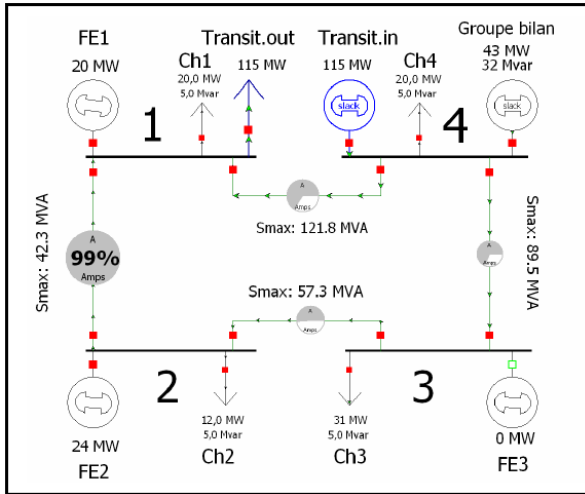


Figure 6. Ordre d'installation FE3- FE2-FE1. Étape 2 : FE2 réduite à 24MW et IL12 réduit à 99%.

b. Ordre d'installation FE3-FE2

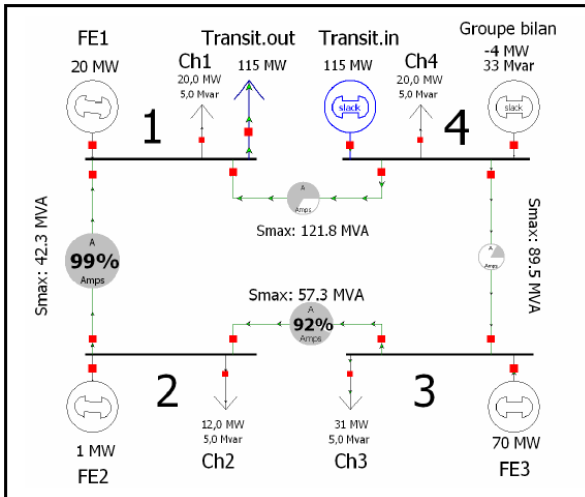


Figure 7. Ordre d'installation FE1-FE3-FE2 :

FE2 réduite à 1MW et IL12 réduit à 99%. En suivant l'ordre d'installation (FE3-FE2), une limitation à 1MW doit être imposée sur la production de la ferme FE2 afin d'éviter la congestion. Cette limitation permet d'éviter la congestion en entraînant une perte de production totale de 49MW (Figure 7).

c. Comparaison des ordres d'installation

Le tableau 1 représente la perte de puissance des fermes éoliennes suivant l'ordre d'installation et pour des études prévisionnelles en présence de différentes prévisions de vent (vent fort, vent moyen et vent faible). Le vent fort permet aux fermes éoliennes de produire leur puissance nominale, le vent moyen permet de produire 50% de leur puissance nominale et le vent faible permet de produire 20% de leur puissance nominale. La perte de puissance est exprimée en pourcentage par rapport à la puissance maximale produite sans limite de transfert dans les lignes.

Pertes de puissance totale en pourcentage		Etude prévisionnelle avec 100% de charge+transit		
Ordre d'installation	Ordre de réduction de la puissance	Vent fort	Vent moyen	Vent faible
FE2-FE3	FE3-FE2	-65,7%	-62,8%	-39,3%
FE3-FE2	FE2-FE2	-35%	-30%	-14,3%

Tableau 1. Perte de puissance totale des trois fermes éoliennes.

Le tableau 1 illustre que, pour une même vitesse de vent, l'ordre d'installation influe grandement sur la perte de production locale. La colonne « vent fort » montre que la perte énergétique totale est respectivement de 65,7% et 35%, pour les ordres d'installation (FE2-FE3) et (FE3-FE2).

De plus, le tableau 1 montre que la perte de puissance dépend fortement de la prévision de vent, car les contraintes d'exploitation appliquées à une ferme éolienne sont fonction des prévisions de production des autres fermes éoliennes du fait d'un taux de pénétration élevée. Néanmoins, pour l'ensemble des vitesses de vent, l'exercice réalisé avec un ordre d'installation (FE3-FE2) permet de diminuer la perte de production tout en évitant la congestion sur la ligne L₁₂. Dans l'objectif de réduire la perte de production injectée dans le réseau électrique, l'ordre de réduction de la puissance (FE2-FE3) est donc préférable. Cependant, le producteur de la ferme FE2 voit dans ce cas sa production, en présence de congestion et d'un vent fort, limitée à 1MW, contre 24MW pour l'ordre de réduction de la puissance (FE3-FE2). Cet exemple illustre le décalage entre l'intérêt collectif et l'intérêt d'un producteur particulier.

De plus, à l'heure actuelle la plupart des fermes éoliennes ne sont pas munies de systèmes de variation continue de production ; elles ne peuvent donc pas toujours finement respecter une réduction de puissance. Néanmoins, si l'infrastructure de la ferme le permet [9], [10], certaines de ses éoliennes peuvent être découplées, sinon la ferme, soumise à une contrainte, serait complètement déconnectée du réseau. Ceci pourrait entraîner de facto une perte de production éolienne encore accrue pour la ferme FE2 dans le cas des ordres d'installation (FE3-FE2) et (FE2-FE3).

Dans la suite de cet article, un outil permettant de déterminer les contraintes d'exploitation à soumettre aux groupes de production, afin d'éviter la congestion tout en réduisant la perte de production, sera détaillé.

4 Gestion optimale des congestions

Dans l'objectif de limiter les contraintes d'exploitation appliquées aux producteurs dans un réseau présentant un taux de pénétration éolien important, une gestion optimale est proposée. Cette méthode est basée sur l'utilisation d'un indicateur de répartition de la puissance dans le réseau électrique. Cet indicateur sera présenté dans la section suivante.

a. Indicateur de répartition des flux de puissance dans le réseau électrique

Lors d'un transfert de puissance entre deux zones d'un réseau, les lignes du réseau ne sont pas utilisées de manière identique. L'exemple de la Figure 8 illustre la répartition des flux de puissance lors d'un échange de puissance entre le Nord de la France et l'Italie. Cette répartition des flux de puissance est représentée en pourcentage de la puissance échangée, ici 1000MW. L'échange de puissance entre le Nord de la France et l'Italie est réparti entre différents pays. Cette répartition peut être déterminée grâce à un indicateur appelé Power Transfer Distribution Factor (PTDF). Celui-ci détermine, à partir des paramètres du réseau, la proportion de puissance passant dans une ligne lors d'un échange de puissance entre deux zones. Le PTDF est couramment utilisé pour déterminer les allocations de capacité sur les lignes d'interconnexion entre pays [12], [13], [14].

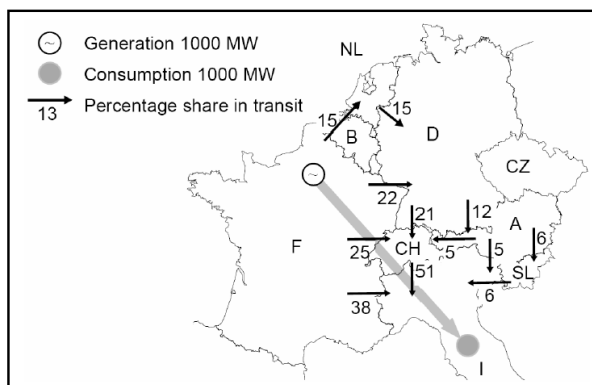


Figure 8. Répartition des flux de puissance principaux pour un échange de 1000MW entre le Nord de la France et l'Italie [11].

Appliqué localement au réseau de la Figure 1, le PTDF est utilisé pour déterminer la répartition des flux de puissance lors de différents re-dispatchings (augmentation de la production d'un noeud et diminution de la production d'un autre noeud d'une même quantité). Le tableau 2 indique le pourcentage de puissance transitant sur la ligne L₁₂ lors de re-dispatchings entre les différents noeuds du réseau. Par exemple, pour un re-dispatching entre le noeud 2 (Augmentation de sa production) et le noeud 1 (Diminution de sa production), les flux de puissance sur le réseau seront modifiés, car la puissance transitant sur la ligne L₁₂ sera augmentée d'une valeur correspondant à 79,8% de la puissance re-dispatchée. Inversement, une diminution au noeud 2 et une augmentation au noeud 1 entraîne une diminution du transit sur la ligne L₁₂ correspondante à 79,8% de la puissance re-dispatchée ; c'est précisément l'action à réaliser afin d'éviter une congestion. Le PTDF peut donc être utilisé pour indiquer le re-dispatching adéquat permettant de réduire le transit d'une ligne et ainsi d'éviter la congestion. Dans la section suivante, nous étudierons l'apport du PTDF dans la gestion des congestions.

PTDF lié à la ligne L ₁₂ dans le sens (2-1)	Diminution de la production			
	Nœud 1	Nœud 2	Nœud 3	Nœud 4
Augmentation				
De la production	Nœud 1	-79,8%	-50,3%	-35,0%
	Nœud 2	79,8%	29,5%	44,8%
	Nœud 3	50,3%	-29,4%	15,3%
	Nœud 4	35,0%	-44,8%	-15,3%

Tableau 2. PTDF lié à la ligne L₁₂.

b. Utilisation du PTDF pour la gestion des congestions

Le PTDF est utilisé dans l'objectif d'éviter les congestions tout en minimisant les contraintes d'exploitation appliquées aux producteurs. L'équation (1) montre que le PTDF permet de faire le lien entre la variation de puissance dans une ligne (ΔP_{ligne}) et la puissance re-dispatchée entre deux noeuds ($P_{\text{re-dispatchée}}$).

$$PTDF[\%] = \frac{\Delta P_{\text{ligne}} [\text{MW}]}{P_{\text{re-dispatchée}} [\text{MW}]} \quad (1)$$

L'équation (1) met en évidence que pour réduire la puissance dans une ligne (ΔP_{ligne} négatif), il est préférable que le PTDF soit le plus négatif possible pour limiter la puissance à re-dispatcher entre deux noeuds ($P_{\text{re-dispatchée}}$). Le tableau 2 montre donc que le re-dispatching entre les noeuds 1 et 2 est le plus efficace pour une congestion sur la ligne L₁₂, avec un PTDF de -79,8%. Ainsi, un classement peut être défini suivant l'efficacité des re-dispatchings à réduire le transit dans une ligne. Pour la ligne L₁₂, le classement d'efficacité des re-dispatchings est défini au tableau 3.

Ordre d'efficacité	Re-dispatching		PTDF
	Augmentation de puissance	Diminution de puissance	
1	Nœud 1	Nœud 2	-79,8%
2	Nœud 1	Nœud 3	-50,3%
3	Nœud 4	Nœud 2	-44,8%
4	Nœud 1	Nœud 4	-35,0%
5	Nœud 3	Nœud 2	-29,5%
6	Nœud 4	Nœud 3	-15,3%

Tableau 3. Ordre d'efficacité des re-dispatchings pour la ligne L₁₂.

Dans le réseau de la Figure 1, les groupes de production aux noeuds 1, 2 et 3 sont des fermes éoliennes dont il est impossible d'augmenter la production. Le noeud 4 est le seul noeud où la puissance peut être augmentée. Dès lors, seuls les re-dispatchings indiqués en gras dans le tableau 3 sont réalisables. Ceci met en avant l'intérêt de réduire d'abord la ferme FE2 et ensuite la ferme FE3 pour éviter une congestion sur la ligne L₁₂ tout en garantissant le minimum de perte de production éolienne.

Cette méthode peut être appliquée à trois niveaux de gestion des réseaux électriques :

- Tout d'abord, l'ordre d'efficacité étant défini pour une topologie de réseau, il peut être calculé en « J-1 », suivant la définition de la topologie du réseau établie lors de l'étude prévisionnelle. L'intégration de l'ordre d'efficacité à cette étape permet de définir les contraintes d'exploitation à

imposer aux groupes de production, pour assurer la gestion des congestions tout en minimisant les contraintes d'exploitation.

- Ensuite, en temps réel, l'utilisation de l'ordre d'efficacité permet d'assurer l'efficacité de la réaction du dispatcheur en période de surcharge du réseau tout en modifiant au minimum la production des groupes de production.
- Enfin, l'ordre d'efficacité peut être utilisé par un système automatique de gestion temps réel de la congestion. L'intérêt de ce système temps réel est de ne limiter la production que pendant la période de congestion et de se prémunir des erreurs de prévision de production particulièrement présente en cas de taux de pénétration éolien important. Le principe de cette supervision automatique est illustré à la Figure 9.

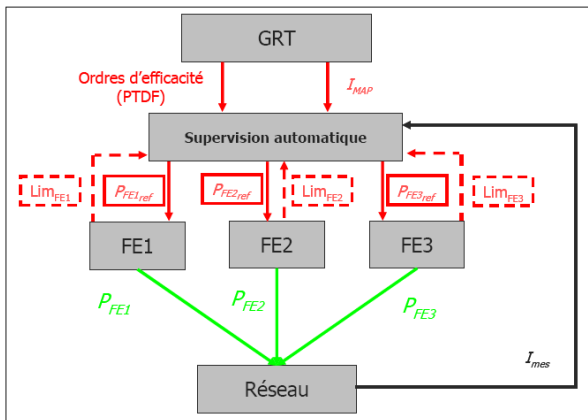


Figure 9. Principe de la supervision automatique

Le système nécessite différentes mesures ainsi que des moyens de communication. Tout d'abord, il est nécessaire de mesurer les courants des lignes (I_{mes}) afin de les comparer aux courants maximums admissibles en régime permanent (I_{MAP}). A l'heure actuelle, la mesure du courant est déjà effectuée par le système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), outil permettant l'acquisition des données de supervision et la commande du réseau. La comparaison entre le courant mesuré et l' I_{MAP} , et l'information de l'ordre d'efficacité sont utilisés par la supervision automatique pour définir la réduction nécessaire d'un ou de plusieurs groupes de production permettant d'éviter la congestion d'une ligne. De plus, les groupes de production doivent communiquer à la supervision automatique leurs états (Lim_{FE1}). Ces états permettent à la supervision automatique de savoir si le groupe de production peut ou non participer à la gestion automatique de la congestion.

Pour montrer l'apport de cette méthode, tant au niveau de l'étude prévisionnelle qu'au niveau de la gestion automatique temps réel, des simulations temporelles du réseau de la Figure 1 sont réalisées et analysées dans la section suivante.

c. Application de l'ordre d'efficacité sur une simulation

Une simulation temporelle du réseau soumis à différents profils de charge et de vent est considérée. Ces profils ont été définis sur 24h et ensuite ramenés à 900s afin de réduire le temps de simulation. La Figure 10 montre l'évolution temporelle de la puissance simulant l'influence du transit extérieur.

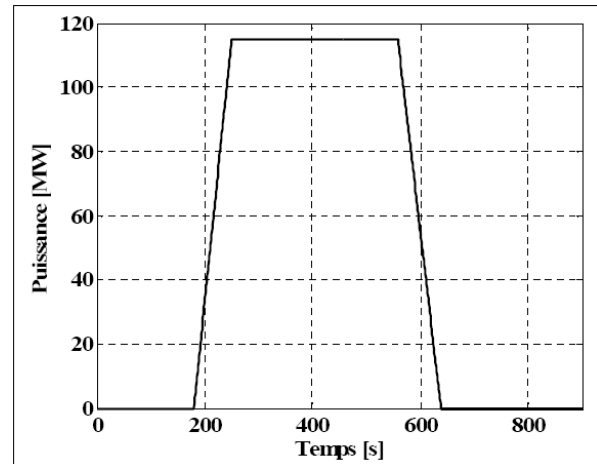


Figure 10. Profil de la puissance représentant le transit extérieur.

La Figure 11 montre les profils des charges Ch1, Ch2, Ch3 et Ch4. Ces profils sont inspirés d'une variation journalière typique. Le creux de la nuit et deux pics de consommation, un le matin et un le soir, apparaissent clairement.

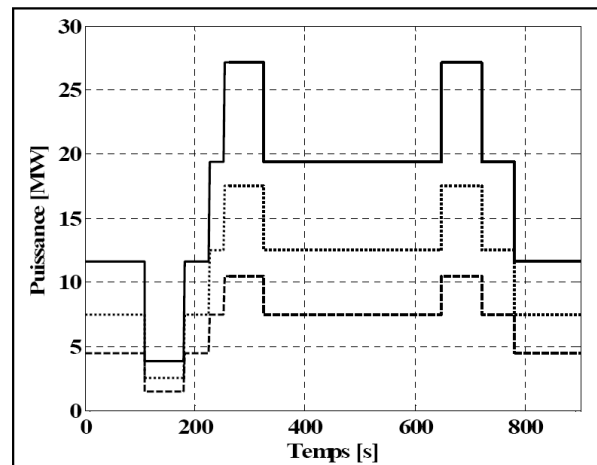


Figure 11. Profils de charges : Ch3 en trait continu, Ch1 et Ch4 en traits pointillés et Ch2 en traits discontinus

La Figure 12 montre le profil de vent considéré pour l'ensemble des fermes éoliennes. Ce profil de vent est très variable imposant des variations importantes de la production des fermes éoliennes.

Les simulations présentées dans les sections suivantes illustrent l'apport du PTFD dans la gestion des congestions, dans un premier temps au moyen d'une étude prévisionnelle, et dans un second temps via une supervision automatique.

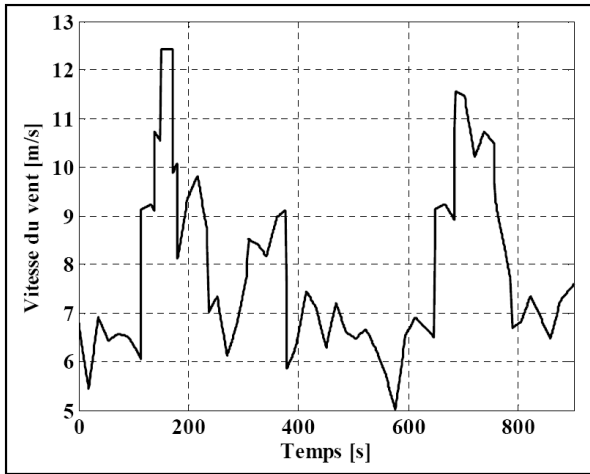


Figure 12. Profil du vent appliqué aux fermes éoliennes.

c1. Gestion prévisionnelle des congestions basée sur le PTDF

L'étude prévisionnelle doit être réalisée en considérant la période où le réseau risque d'être le plus contraint. La période où le transit est à 115MW (250s < t < 550s) et où le vent est le plus fort est la plus critique dans l'exemple considéré. En conséquence, l'étude prévisionnelle serait réalisée au niveau du point temporel t = 380s, car le vent est alors le plus fort sur la période critique à prendre en compte. La Figure 13 montre l'état du réseau à t = 380s. La ligne L₁₂ est congestionnée de plus de 14%, ce qui impose des contraintes d'exploitation aux fermes éoliennes. Pour définir ces contraintes, l'ordre d'efficacité est utilisé. Dans un premier temps, il faut donc diminuer la ferme FE2. La Figure 14 montre le résultat obtenu pour une limitation de puissance à 12MW pour la ferme FE2, permettant de décongestionner la ligne L₁₂. La contrainte d'exploitation est imposée à la ferme FE2 pendant toute la durée de la simulation car l'instant exact de la congestion ainsi que sa durée ne peuvent être précisés par une seule étude prévisionnelle. Afin de comparer les méthodes proposées pour la gestion des congestions, la prévision de vent de la Figure 12 sera considérée parfaite et correspondra au vent réellement obtenu.

La Figure 15 montre l'impact de la contrainte d'exploitation de la ferme FE2 sur le courant I_{L12}. La simulation sans contrainte d'exploitation est illustrée par la courbe en traits discontinus ; la ligne L₁₂ est congestionnée sur une durée de 100s de t=300s à t=380s et de t=410s à t=430s, car le courant I_{L12} y dépasse le courant maximal I_{MAP}. Dans le cas de la gestion prévisionnelle avec l'aide du PTDF, le courant I_{L12} est maintenu inférieur à I_{MAP} pendant toute la durée de la simulation.

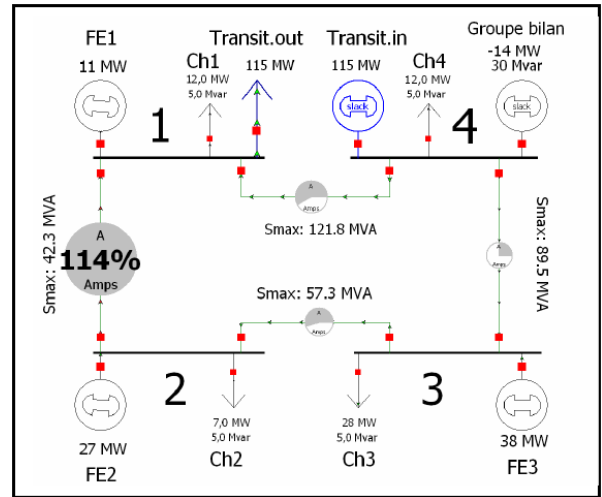


Figure 13. Etat du réseau à t=380s lors de l'étude prévisionnelle et I_{L12} à 114%.

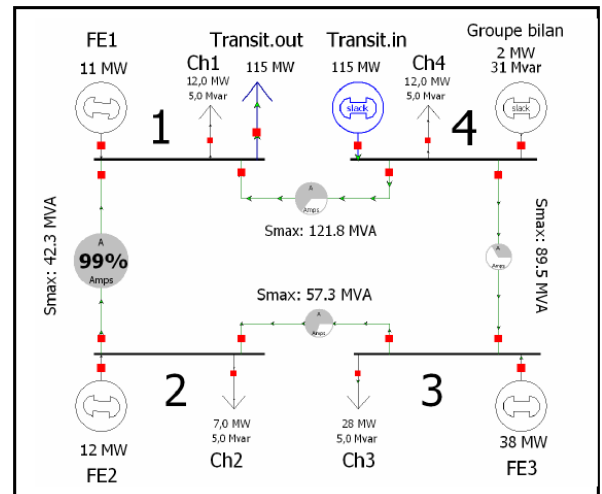


Figure 14. Etat du réseau à t=380s pour FE2 réduite à 12MW et I_{L12} réduit à 99%.

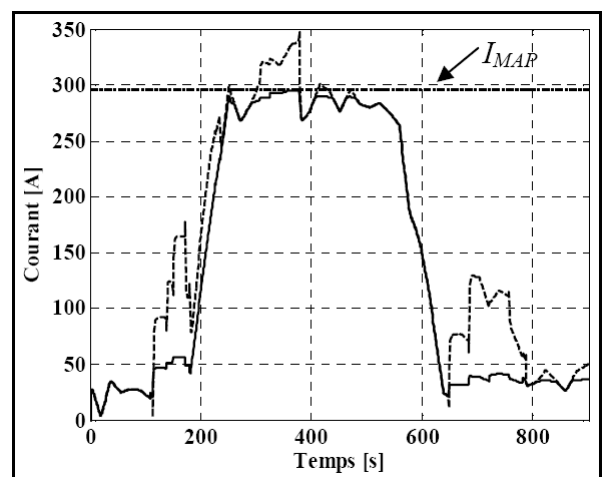


Figure 15. Évolution du courant I_{L12} sans contrainte d'exploitation en traits discontinus et avec une gestion prévisionnelle basée sur le PTDF en trait continu.

La Figure 16 montre qu'en différentes périodes de la simulation, la ferme FE2 est limitée à 12MW, entraînant une perte énergétique importante pour le producteur. Cette limitation est nécessaire pendant la période de congestion ($t=300s$ à $t=380s$ et $t=410$ à $t=430s$) mais sans nécessité pendant le reste du temps. Afin de réduire la durée des limitations, une supervision automatique est proposée dans la section suivante, elle limitera les fermes éoliennes que lors des périodes de congestion.

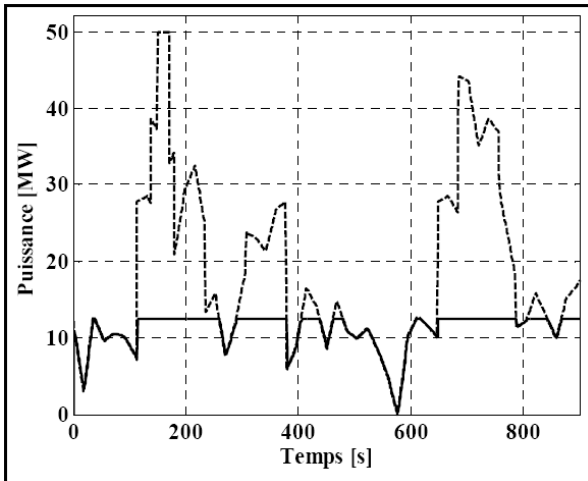


Figure 16. Évolution de la puissance de la ferme éolienne FE2 sans contrainte d'exploitation en traits discontinus et avec une gestion prévisionnelle basée sur le PTDF en trait continu.

c2. Supervision automatique

La supervision automatique, dont le schéma de principe est présenté à la Figure 9, s'effectue en temps réel. Cela permet de ne réduire la production éolienne que pendant la période effective de la congestion. La Figure 17 montre l'évolution du courant I_{L12} sans contrainte d'exploitation en traits discontinus, et avec la supervision automatique en trait continu. Entre 300 et 380s, sans contrainte d'exploitation, la ligne L12 est congestionnée alors qu'avec la supervision automatique le courant de la ligne L12 est maintenu égal à I_{MAP} ce qui permet d'éviter la congestion en réduisant la production éolienne. En dehors de cette période, les courbes du courant sont confondues ce qui indique que la production éolienne est maximale et qu'aucune contrainte d'exploitation n'est appliquée à la ferme FE2. La Figure 18 montre l'évolution de la puissance de la ferme FE2 sans contrainte en traits discontinus, et avec contrainte en trait continu. Pendant la période où la ligne risque d'être congestionnée, la supervision automatique permet de limiter la production de la ferme FE2 à une valeur permettant au courant de la ligne L12 de rester égale à courant maximal IMAP. Ceci permet de minimiser la perte d'énergie produite par le producteur et donc sa perte économique.

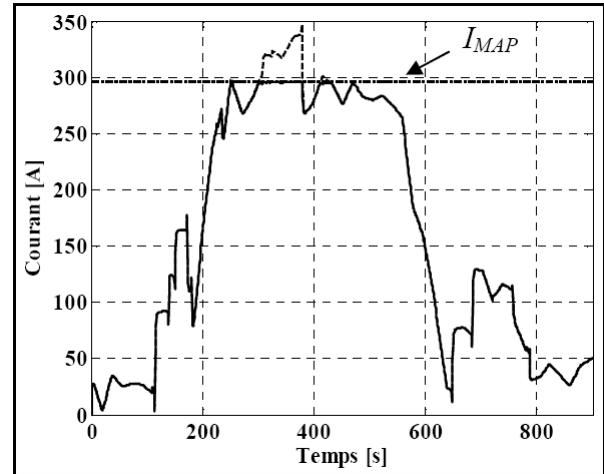


Figure 17. Évolution du courant I_{L12} sans contrainte d'exploitation en traits discontinus et avec la supervision automatique en trait continu.

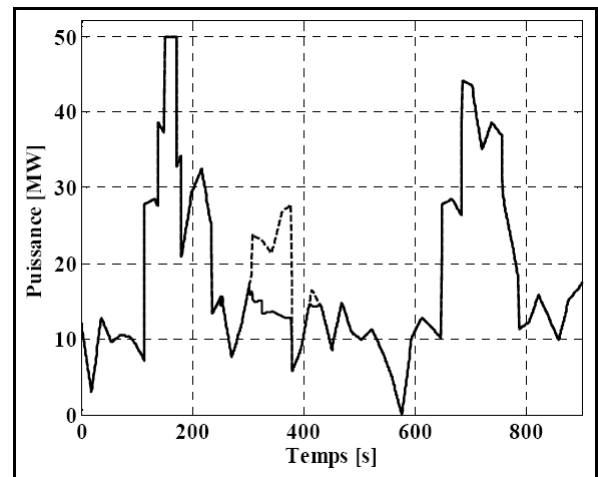


Figure 18. Évolution de la puissance de la ferme éolienne FE2 sans contrainte d'exploitation en traits discontinus et avec la supervision automatique en trait continu

c3. Comparaison des méthodes de gestion des congestions

La comparaison des méthodes est basée sur la simulation temporelle suivant les profils présentés dans la section c1. Les méthodes comparées sont la méthode actuellement utilisée suivant l'ordre d'installation, la méthode de gestion prévisionnelle basée sur le PTDF et la supervision automatique également basée sur le PTDF. Le tableau 4 rassemble les performances déduites des différentes simulations. La colonne de gauche présente les méthodes de gestion des congestions. La colonne du milieu définit les limitations de puissance des fermes éoliennes en pourcentage de leur puissance nominale (P_n). Pour la méthode de supervision automatique, les contraintes d'exploitation ne sont pas quantifiées car elles varient au cours du temps. Enfin, la colonne de droite quantifie la perte énergétique totale des fermes éoliennes au long de la simulation temporelle.

Méthode de gestion des congestions		Contrainte d'exploitation en % de P _n			Perte énergétique totale sur 900s
		P _{FE1} maximale	P _{FE2} maximale	P _{FE3} maximale	
Méthode actuelle suivant les ordres d'installation	FE2-FE3	100%	50%	0%	-54,8%
	FE3-FE2	100%	24%	100%	-14,1%
Gestion prévisionnelle basée sur le PTDF		100%	24%	100%	-14,1%
Supervision automatique basée sur le PTDF		Variable au cours du temps			-3,8%

Tableau 4. Contraintes d'exploitation et perte énergétique suivant la méthode de gestion des congestions utilisée.

Pour la méthode actuelle, les contraintes d'exploitation sont définies suivant une étude prévisionnelle à $t = 380s$. Elles varient fortement suivant les ordres d'installation, alors que la gestion prévisionnelle basée sur le PTDF permet de garantir les contraintes d'exploitation tout en limitant la perte énergétique de la production éolienne. Cette perte est de 14,1% dans ce scénario. La gestion prévisionnelle basée sur le PTDF a l'avantage d'éviter les congestions des lignes tout en limitant la perte énergétique, elle nécessite cependant le calcul préalable des PTDF. La perte énergétique totale est divisée par 4 avec la supervision automatique par rapport à la gestion prévisionnelle basée sur le PTDF. Cependant, la supervision automatique nécessite l'instrumentation et la télécommande des fermes éoliennes afin de pouvoir suivre les réductions demandées en temps réel (Figure 9).

5. Conclusion

Dans cet article, les moyens actuellement mis en oeuvre par les gestionnaires du réseau pour se prémunir des congestions dans le réseau électrique ont été présentés. Plus particulièrement la gestion prévisionnelle des congestions dans un réseau intégrant de la production éolienne est détaillée et simulée numériquement afin de comparer l'efficacité des solutions sur un scénario réaliste. La méthode actuelle de gestion des congestions présente l'avantage d'être simple et d'être acceptée par l'ensemble des acteurs du système électrique français. Elle permet d'assurer la sûreté du système électrique mais elle peut entraîner des contraintes d'exploitation plus importante que nécessaire en période de congestion dans le cas d'un fort taux de pénétration de production aléatoire et peu prévisible. Pour réduire ces limitations de production, cet article propose d'améliorer la méthode actuelle par l'utilisation d'un indicateur permettant de quantifier l'efficacité d'un re-dispatching sur la décongestion d'une ligne. L'utilisation du PTDF (Power Transfer Distribution Factor) comme indicateur permet, dans les différentes étapes de la gestion des congestions, de limiter la quantité de puissance à re-dispatcher. Cependant, en prévisionnelle la quantité et la durée du

la puissance à re-dispatching est difficilement quantifiable du fait de la difficulté de déterminer la durée exacte des congestions. Ainsi, une gestion temps réel utilisant un système de supervision automatique est proposée, elle permet de ne limiter la production que lors des périodes de congestion effective (intérêt pour les producteurs) tout en garantissant la sûreté du système électrique (intérêt pour les gestionnaires du réseau et ses utilisateurs). Néanmoins, la supervision automatique nécessite d'instrumenter les groupes de production et d'établir une communication entre ces derniers et le centre de dispatching. Les méthodes proposées apportent des pistes intéressantes pour la gestion des réseaux contraints en assurant la sécurité du réseau tout en augmentant la production décentralisée. Il reste cependant à évaluer de façon précise ces méthodes du point de vue de leur acceptabilité par l'ensemble des acteurs du système, en tenant compte tant des coûts que des gains engendrés.

6. Références

- [1] EWEA, "Pure Power", Avril 2008, www.ewea.org.
- [2] T. Ackermann, "Wind power in power systems", Wiley, 2005.
- [3] E. Gautier, P. Bousseau, R. Belhomme, S. Nguéfeu, « Revue de solutions pour l'intégration de l'éolien dans les réseaux électrique », REE, n°5, Mai 2005, p. 59-64
- [4] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », actes des Journées électrotechnique du Club EEA « ouverture des marchés de l'Electricité », Gif-sur-Yvette, Mars 2006, 3-2006.
- [5] V. Coutecuisse, M. EL-Mokadem, B. Robyns, B. François, M. Petit, J. Deuse, « Supervision par logique floue d'un système éolien à vitesse variable en vue de contribuer au réglage primaire de fréquence », RIGE, n°4-5, Octobre 2008.

[6] L. Marandet, G. Houot, « L'atlas complet des parcs éoliens et des ZDE en France », systèmes solaires, hors série n°2 « Le journal de l'éolien », Juin 2008, p. 66-69.

[7] ETSO, "Counter measures for congestion management definitions and basic concept", Juin 2003, www.ets-net.org.

[8] R. Piwho, D. Osborn, R. Gramlich, G. Jordan, D. Hawkins, K. Porter, "Wind energy delivery issues", IEEE Power and energy magazine, Vol. 3, n°6, 2005, p. 45-56.

[9] R.G. de Almeida, E.D. Castronuovo, J.A Peças Lopez, "Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, n°2, Mai 2006, p. 718-725.

[10] V. Courtecuisse, J. Sprooten, B. Robyns, J. Deuse, "Experiment of a wind generator participation to frequency control", EPE Journal, Vol. 18, n°3, Septembre 2008, pp.14-24.

[11] H.-J. Haubrich, W. Fritz, "Study on cross-border electricity transmission tariffs", Commission européenne, Aachen, Allemagne, 1999.

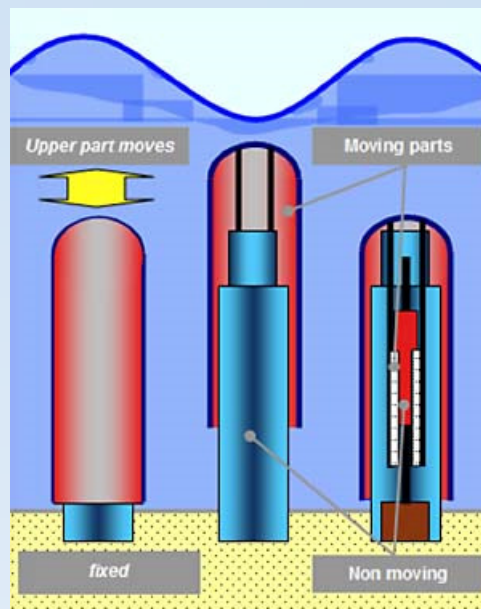
[12] A. Fradi, S. Brignone, B.F. Wollenberg, "Calculation of energy transaction allocation factors", IEEE Transactions on power systems, Vol. 16, n°2, Juin 2001, p. 266-272.

[13] Q. Zhou, J. Bialek, "Approximate model of european interconnected system as a benchmark system to study effects of cross-border trades", IEEE Transactions on power systems, Vol. 20, n°2, Mai 2005, p. 782-788.

[14] ETSO, "Regional flow-based allocations state-of-play", Mars 2007, www.ets-net.org.



LIMPET - Source Waregen



Source AWS



Source Openhydro



8^{EME} COLLOQUE SUR L'ENSEIGNEMENT DES TECHNOLOGIES

et des Sciences de l'Information et des Systèmes

8 - 10 MARS 2010, GRENOBLE, FRANCE



Le **8ème colloque CETSI** (Colloque sur l'Enseignement des Technologies et des Sciences de l'Information et des Systèmes), se tiendra à Grenoble du 8 au 10 Mars 2010.

Ce colloque est LE lieu d'échanges privilégiés des enseignants des universités, IUT, écoles d'ingénieur, lycées professionnels, pour ce qui concerne l'électronique, l'électrotechnique, l'automatique, le signal et l'image, l'informatique industrielle, ainsi que les réseaux et télécom.

Les articles, publiés dans les actes du congrès, donnent lieu, après sélection, à des démonstrations réelles (maquette) ou par voie d'affichage (poster).

A la suite du colloque, des visites de sites seront proposées (Centre d'innovation Minatec, sites industriels, synchrotron, ...).

Le colloque CETSI est une manifestation du Club EEA (Club des Enseignants et des Chercheurs en Electronique, Electrotechnique, Automatique, Signal et image).

CETSI 2010 est organisé par :



partenaires :

