



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
.....
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
D'ANTANANARIVO
.....
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



**Mémoire de fin d'Etudes en vue de l'obtention du Diplôme d'Etudes Approfondies
en Génie Electrique**

**MODELISATION D'UNE HYDROLIENNE
TRIPALE DE PETITE PUISSANCE A
GENERATRICE SYNCHROME A AIMANTS
PERMANENTS**

présenté par :

RAMIANDRASOA Mbola Naina

soutenu le 11/07/2015 devant la commission composée de :

Docteur RAMAROZATOVO Vonjy
Professeur ANDRIANAHARISON Yvon
Professeur RATIARISON A. Adolphe
Docteur RASOANOAVY Faliniaina
Docteur RANDRIANARIVAO Dannet

Président du Jury
Directeur de Mémoire
Examineur
Examineur
Examineur

REMERCIEMENTS

Avant toute chose, je rends grâce à Dieu, Celui à qui je dois tout et qui m'a donné la force et le courage nécessaires pour la réalisation de ce travail.

Je ne saurais également témoigner ma profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire de fin d'études. Tout particulièrement :

- Monsieur ANDRIANAHARISON Yvon, Professeur à l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo qui, en acceptant de diriger ce mémoire m'a fait profiter de ses connaissances et ses précieux conseils. Les pertinentes remarques qu'il a bien voulu apporter à ce travail m'ont vraiment permis d'avancer dans la bonne direction.

- Monsieur RAMARAZATOVO Vonjy, Maître de conférence à l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, d'avoir bien voulu accepter d'être le Président du jury lors de la soutenance de ce mémoire,

- Messieurs RATIARISON Adolphe, RASOANOAVY Faliniaina et RANDRIANARIVAO Dannel, respectivement Professeur titulaire à la Faculté des Sciences, Maîtres de Conférences à l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo de m'avoir fait l'honneur de faire partie des membres du jury et d'apporter leurs appréciations à ce travail.

Je dédie tout particulièrement ce travail à ma mère pour son soutien sans faille durant ce mémoire et qui a dépensé énormément de temps et d'énergie pendant ces derniers mois afin que je puisse mener mes études à terme.

Je ne saurais oublier les autres membres de ma famille, mon frère et les siens pour leurs soutiens et à qui j'adresse toute ma reconnaissance.

J'adresse également mes vifs remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la finalisation de ce travail.

LISTE DES MATIERES

REMERCIEMENTS.....	2
LISTE DES MATIERES.....	3
LISTE DES FIGURES.....	7
LISTE DES TABLEAUX.....	9
LISTE DES PRINCIPAUX SYMBOLES.....	10
LISTE DES ANNEXES.....	11
INTRODUCTION GENERALE.....	12
Chap. I CONTEXTE GENERAL.....	14
I. INTRODUCTION.....	14
1.1 Situation générale.....	14
1.2 Cadre de politique énergétique.....	15
1.3 Chaîne de valeur du secteur électricité.....	16
II. ANALYSE DES ENERGIES RENOUVELABLES A MADAGASCAR.....	16
2.1 Energie hydraulique.....	16
2.2 Biomasse.....	18
2.3 Énergie solaire.....	18
2.4 Energie éolienne.....	18
2.5 Biocarburants.....	18
2.6 Défis et obstacles.....	19
2.7 Incitations en matière d'Energies Renouvelables.....	19
III. L'ELECTRICITE DANS LES REGIONS.....	19
3.1 Taux de couverture.....	19
3.2 Energie pour la production d'électricité.....	20
3.2.1 Centrales thermiques.....	20
3.2.2 Hydroélectricité.....	21
3.2.3 Biomasse.....	22
3.2.4 Energie éolienne.....	22
3.2.5 Energie solaire.....	23
IV. LES ENJEUX DE LA FILIERE ELECTRICITE.....	23
4.1 Cadre et enjeux.....	23
4.2 Les politiques et stratégies existantes.....	23
4.3 Les pratiques et les expériences.....	25
4.3.1 Les actions de TanyMeva.....	25
4.3.2 Les actions de WWF / Fondation Energies pour le Monde.....	25
4.3.3 Les actions de FID.....	25
4.3.4 Les actions de HYDELEC.....	25
4.4 Statistiques sur l'énergie à Madagascar.....	26
4.4.1 Contributions des différentes sources d'énergie.....	26
4.4.2 Répartition de la puissance des groupes selon les sources d'énergie.....	26
IV. CONCLUSION.....	28
Chap. II : ETAT DE L'ART SUR L'HYDROLIENNE.....	29
I. INTRODUCTION.....	29
1.1 Constitution et fonctionnement d'une hydrolienne.....	30
1.2 Différents types d'hydroliennes.....	32
1.2.1 Hydroliennes à axe vertical.....	32
1.2.2 Hydroliennes à axe horizontal.....	33
II. L'ENERGIE DES COURANTS MARINS.....	34
2.1 Etat des lieux à Madagascar.....	34
2.2 Observation des marées.....	35
III. LES MAREES.....	35

3.1 Les marées océaniques.....	35
3.2 Les marées dans les fleuves.....	36
3.3 Les rythmes du flux et du reflux.....	36
3.4 Mesure des courants.....	37
3.4.1 Appareils classiques.....	37
3.4.2 Profileurs à effet Doppler.....	38
3.4.3 Logiciels de modélisation.....	38
3.5 Calcul de marée.....	38
3.5.1 Méthode des douzièmes.....	39
3.5.2 Méthode graphique du demi cercle.....	40
IV. SIMILARITE ENTRE EOLIENNE ET HYDROLIENNE.....	42
4.1 Comparaison des dimensions.....	42
4.2 Variation de la puissance en fonction de la vitesse de rotation.....	43
V. LA LOI DE BETZ.....	45
5.1 Puissance récupérable.....	45
5.2 La limite de BETZ.....	46
VI. ECOULEMENT A POTENTIEL DE VITESSE.....	47
4.1 Cas d'un fluide stationnaire.....	47
4.2 Lignes de potentiel.....	48
4.3 Equation de Bernoulli.....	49
4.4 Cas d'un fluide en mouvement.....	49
4.4.1 Equations de Navier-Stokes.....	50
4.4.2 Ecoulement uniforme avec incidence.....	50
4.5 Notion de couche limite.....	52
4.5.1 Ecoulements laminaire et turbulent.....	52
4.5.2 Concept de couche limite.....	52
4.5.3 Profil des vitesses dans la couche limite laminaire.....	53
4.5.4 Epaisseur de la couche limite sur un profil.....	54
Chap. III MODELISATION ET DIMENSIONNEMENT D'UNE HYDROLIENNE.....	55
I. MODELISATION DE L'HYDROLIENNE.....	55
1.1 Eléments constitutifs.....	55
1.2 Modélisation de la ressource.....	56
1.2.1 Potentiel de la ressource.....	56
1.2.2 L'énergie récupérable.....	57
1.2.3 Modèle de la ressource.....	77
II. MODELISATION MECANIQUE DE LA TURBINE ET DU MULTIPLICATEUR.....	57
2.1 Hypothèses simplificatrices.....	57
2.2 Modèle de la turbine.....	59
2.3 Modèle du multiplicateur.....	60
2.4 Equation dynamique de l'arbre.....	60
2.5 Transmission du couple hydrolien.....	60
III. MODELISATION DE LA GENERATRICE SYNCHRONE A AIMANTS PERMANENTS.....	61
3.1 Introduction.....	61
3.2 Cas d'une génératrice synchrone à rotor bobiné.....	62
3.2.1 Equations de fonctionnement dans un référentiel fixe lié au stator.....	62
3.2.1.1 Equations des tensions.....	62
3.2.1.2 Equations des flux.....	62
3.2.2 Transformation de Park.....	64
3.2.2.1 Principe.....	64
3.2.2.2 Equations de l'alternateur dans un référentiel tournant.....	65
3.2.2.3 Expression de la puissance et du couple dans le référentiel tournant.....	66
3.3 Equations de l'alternateur à aimants permanents.....	67
3.3.1 Régime permanent.....	67

3.3.2 Régime dynamique.....	68
3.3.3 Les équations mécaniques.....	68
3.4 Pertes dans la génératrice.....	68
3.4.1 Pertes mécaniques $p_{méca}$	68
3.4.2 Pertes par effet Joules p_j	69
3.4.2 Pertes fers p_f	69
IV. MODELISATION DU REDRESSEUR.....	69
4.1 Redresseur monophasé.....	69
4.2 Montage PD3.....	71
4.3 Tension moyenne.....	72
4.4 Intensité moyenne.....	72
4.5 Facteur de forme.....	72
4.6 Modèle Matlab/Simulink du pont redresseur.....	73
V. MODELISATION DE LA BATTERIE DE STOCKAGE.....	73
5.1 Modèle équivalent de la batterie.....	73
5.2 Tension de sortie du redresseur.....	74
VI. DIMENSIONNEMENT DE LA TURBINE.....	75
6.1 Diamètre du rotor.....	75
6.2 Corde de la pale.....	76
6.3 Forces hydrodynamiques.....	76
6.4 Calcul de la largeur des pales.....	78
6.4.1 Relations de base simplifiées.....	78
6.4.2 Principe de calcul.....	79
6.5 Prise en compte du nombre de pales.....	80
6.6 Longueur de pale.....	81
6.7 Triangle des vitesses.....	81
6.8 Algorithme de calcul des pales.....	82
6.9 Profil de pales.....	85
6.9.1 Caractéristiques géométriques.....	85
6.9.2 Profils NACA.....	85
Chap. IV SIMULATION NUMERIQUE.....	87
I. DIMENSIONNEMENT DE LA TURBINE TRIPALE.....	87
1.1 Introduction.....	87
1.2 Calcul du rayon de pale.....	87
1.3 Rayon de pale.....	88
1.4 Longueur de pale.....	88
1.5 Distribution de la corde.....	88
II. SIMULATION DE LA TURBINE TRIPALE.....	89
2.1 Coefficient de puissance C_p	89
2.2 Puissance mécanique théorique.....	90
III. SIMULATION SOUS MATLAB/SIMULINK DE L'HYDROLIENNE.....	92
3.1 Paramètres de la génératrice.....	92
3.2 Les différents blocs de simulation.....	93
3.2.1 Bloc de simulation de la turbine.....	93
3.2.2 Bloc de simulation de la GSAP à vide.....	93
3.2.3 Bloc de simulation du pont redresseur.....	94
3.2.4 Bloc de simulation de l'hydrolienne.....	94
3.3 Fonctionnement de l'hydrolienne à vitesse de marée constante.....	96
3.3.1 Tensions de sortie de la GSAP.....	96
3.3.2 Tension redressée à la sortie du pont.....	97
3.3.3 Courant de charge de la batterie.....	97
3.3.4 Couple mécanique $C_{méc}$	98
3.4 Fonctionnement de l'hydrolienne à vitesse de marée variable.....	98

3.4.1 Profil de marée.....	98
3.4.2 Allure des grandeurs électriques et mécaniques.....	101
3.5 Récapitulations.....	103
CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....	105
BIBLIOGRAPHIES.....	106
ANNEXE 1.....	108
ANNEXE 2.....	109
ANNEXE 3.....	110
ANNEXE 4.....	111
ANNEXE 5.....	112
ANNEXE 6.....	113
RESUME	114

LISTE DES FIGURES

- Fig.1-1 Schéma de la chaîne de valeur
- Fig.1-2 Centrale pico hydroélectrique à Ambaravaranala
- Fig.2-1 Différents éléments d'une hydrolienne à axe horizontal
- Fig.2-2 Différentes parties de la nacelle
- Fig.2-3 Exemples d'hydroliennes à axe vertical
- Fig.2-4 Exemple d'hydroliennes à axe horizontal
- Fig.2-5 Différentes hydroliennes installées au fond de l'océan
- Fig.2-6 Les périodes marquantes de la mesure de marée à Madagascar
- Fig.2-7 Observatoire de marée –LE CONQUET
- Fig.2-8 Différentes phases de la marée
- Fig.2-9 Photo d'un profileur à effet Doppler
- Fig.2-10 Approximation par la méthode des douzièmes
- Fig.2-11 Méthode graphique du demi-cercle
- Fig.2-12 Carte de Mahajanga incluant le site
- Fig.2-13 Comparaison entre éolienne et hydrolienne.
- Fig.2-14 Variation de la puissance en fonction de la vitesse de rotation
- Fig.2-15 Eolienne et hydrolienne pour une même puissance de 50 kW
- Fig.2-16 Veine d'eau à la traversée de l'hydrolienne
- Fig.2-17 Lignes d'écoulement le long d'un élément de pale
- Fig.2-18 Différentes zones dans la couche limite
- Fig.2-19 Evolution du profil des vitesses dans la couche limite
- Fig.3-1 Chaîne de conversion hydrolienne à GSAP
- Fig.3-2 Élément de colonne d'eau dl
- Fig.3-3 Modèle mécanique du système hydrolien.
- Fig.3-4 Modèle mécanique simplifié du système hydrolien
- Fig.3-5 Hydrolienne avec multiplicateur de vitesse
- Fig.3-6 Enroulements de la GSAP
- Fig.3-7 Redresseur monophasé
- Fig.3-8 Bloc de simulation d'un redresseur monophasé débitant sur une charge inductive.
- Fig.3-9 Redresseur en pont triphasé PD3
- Fig.3-10 Allure de la tension redressée V_{DC} et intervalles de conduction des diodes
- Fig.3-11 Bloc de simulation d'un pont de diodes en conduction normale.
- Fig.3-12 Schéma équivalent de la batterie
- Fig.3-13 Chaîne de conversion à association directe redresseur-batterie.

Fig.3-14 Modèle d'élément de pale

Fig.3-15 Représentation des forces aérodynamiques

Fig.3-16 Profil aérodynamique

Fig.3-17 Concept de l'élément de pale

Fig.3-18 Lecture du coefficient de portance à partir des polaires du profil

Fig.3-19 Triangle des vitesses

Fig.3-20 Organigramme de calcul du rayon de pale

Fig.3-21 Organigramme de calcul de la corde et les différents angles d'inclinaison

Fig.3-22 Profil de pale du type NACA 4412

Fig.3-23 Profil de pale du type NACA 2512

Fig.4-1 Bloc de simulation de $C_p(\lambda)$

Fig.4-2 Coefficient de puissance en fonction de λ ($C_{pmax} = 0,442$ pour $\lambda_{opt} = 6,9$)

Fig.4-3 Bloc de simulation de la puissance mécanique théorique

Fig.4-4 Puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation ($R = 1,25$ m)

Fig.4-5 Puissance mécanique en fonction de la vitesse du courant ($C_{pmax} = 0,442$)

Fig.4-6 Puissance mécanique en fonction du rayon de la pale ($C_{pmax} = 0,442$)

Fig.4-7 Paramètres de la GSAP

Fig.4-8 Bloc de simulation de la turbine hydrolienne

Fig.4-9 Bloc de simulation de la GSAP à vide

Fig.4-10 Allure des tensions à vide pour $V_{marée} = 2$ m/s (temps de simulation $t_s = 0,2$ s)

Fig.4-11 Bloc de simulation du pont redresseur

Fig.4-12 Allure de la tension redressée à vide pour $V_{marée} = 2$ m/s

Fig.4-13 Modèle Simulink du système complet

Fig.4-14 Allure des tensions à la sortie de la GSAP ($V_{marée} = 2$ m/s)

Fig.4-15 Allure de la tension redressée

Fig.4-16 Allure du courant de charge I_c

Fig.4-17 Couple mécanique en fonction du temps

Fig.4-18 Modèle Simulink du profil de marée choisi

Fig.4-19 Sous système du profil de marée

Fig.4-20 Allure de la vitesse de marée $v(t)$

Fig.4-21 Bloc de simulation de la chaîne avec un profil de marée $v(t)$

Fig.4-22 Allures des grandeurs de fonctionnement pour $V_0 = 0$ et $A = 3$ m/s

Fig.4-23 Allures des grandeurs de fonctionnement pour $V_0 = 1,5$ m/s et $A = 1,5$ m/s

Fig.4-24 Allure réaliste du profil de marée

LISTE DES TABLEAUX

Tab.1-1 Localisation et puissances installées des centrales électriques de la JIRAMA
Tab.1-2 Taux de couverture des 22 régions
Tab.1-3 Liste des communes bénéficiaires de mini-centrale hydroélectrique
Tab.1-4 Liste des villages bénéficiaires du projet Mad'éole
Tab.1-5 Contribution des différentes sources d'Energie en 2011.
Tab.1-6 Répartition de la puissance des groupes
Tab.1-7 Volume de carburant consommé pour la production d'énergie électrique
Tab.1-8 Production globale d'énergie électrique par la JIRAMA entre 2001 – 2011
Tab. 1-9 Types de ressources exploitables suivant les régions
Tab.1-10 Perspective de l'ADER 2012-2017
Tab.2-1 Résultats de calcul du marnage
Tab.2-2 Diamètre de la pale en fonction de la vitesse du courant ($P = 200 \text{ kW}$)
Tab.2-3 Comparaison d'une même turbine dans l'air et dans l'eau
Tab.3-1 Valeur de la vitesse spécifique en fonction du nombre de pales
Tab.3-2 Caractéristiques du profil NACA 4412
Tab.3-3 Comparaison des caractéristiques des profils NACA 4412 et Göttingen 548
Tab.4-1 Distribution de la corde ($\alpha = 5,5^\circ$; $C_z = 1$)
Tab.4-2 Paramètres de la turbine BERGEY XL.1
Tab.4-3 Paramètres de la turbine BERGEY XL.1

LISTE DES PRINCIPAUX SYMBOLES

P_{hyd} : puissance hydrodynamique (W)
 ρ : masse volumique (kg/m^3)
 C : coefficient de marée
 P_{mec} : puissance mécanique (W)
 W_{cin} : énergie cinétique (J)
 V : vitesse (m/s)
 ν : viscosité cinématique (m^2/s)
 μ : viscosité dynamique (Pa.s)
 $\mathcal{R}_e$: nombre de Reynolds
 C_p : coefficient de puissance
 λ : vitesse spécifique
 Ω_{tur} : vitesse angulaire de rotation de la pale du rotor (rad/s)
 C_{hyd} : couple hydrodynamique (Nm)
 C_{mec} : couple mécanique (Nm)
 G : gain
 C_{vis} : couple de frottement visqueux (Nm)
 F : coefficient de frottement (N.m.s)
 $C_{ém}$: couple électromagnétique (Nm)
 Ω_{mec} : vitesse d'entraînement de l'arbre de la génératrice (rad/s)
 p : nombre de paires de pôles
 ω : pulsation (rad/s)
 B : nombre de pales
 C_z : coefficient de portance
 C_x : coefficient de traînée
 α : angle d'attaque ($^\circ$)
 β : angle de calage ($^\circ$)
 η : rendement

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 Situation électrification rurale (zone nord)

ANNEXE 2 Situation électrification rurale (zone centrale)

ANNEXE 3 Situation électrification rurale (zone sud)

ANNEXE 4 Potentiels hydroélectriques

ANNEXE 5 Potentiels énergies renouvelables

ANNEXE 6 Codes de calcul du rayon de pale et de la largeur de pale (Programme C)

INTRODUCTION GENERALE

L'épuisement et la hausse sans cesse du prix du pétrole sur le marché mondial poussent les chercheurs et les industriels à trouver des solutions alternatives pour pouvoir répondre aux besoins croissants en matière d'énergie. Certes, le nucléaire permet de satisfaire les demandes dans les pays industriels mais n'est pas sans conséquences sur l'environnement car outre les déchets toxiques rejetés par les centrales nucléaires, le risque de contamination radioactive, accidentelle ou non, liée à l'exploitation de tels sites est à craindre avec le temps (problème des centrales nucléaires comme Fessenheim, France) et surtout en cas de catastrophes naturels (tsunami à Fukushima au mois de mars 2011 au Japon). L'Allemagne quant à elle opte pour l'exploitation à grande échelle du charbon de terre, ce qui lui permet non seulement de répondre à ses propres besoins en énergie mais aussi d'exporter le surplus de production d'électricité dans d'autres pays frontaliers comme l'Autriche.

Le problème est que ce type de ressources est aussi épuisable que les combustibles fossiles et qu'à un moment donné, l'adoption d'autres solutions s'avérera nécessaire.

Les recherches s'orientent actuellement vers les énergies renouvelables qui sont très nombreuses et variées. Bien que certaines sont encore en phase d'expérimentation (énergie marémotrice et houlomotrice) ou en cours de développement (éolienne, biomasse), les résultats obtenus ces dix dernières années ont été très encourageants et méritent l'attention de tous les acteurs dans ce domaine.

A Madagascar, les ressources en matière d'énergie renouvelable sont importantes. Sa situation géographique lui permet d'avoir toutes les conditions nécessaires et suffisantes pour l'exploitation des énergies solaire et éolienne.

L'utilisation des panneaux solaires présente l'avantage de ne nécessiter aucun entretien particulier et semble être un bon investissement à moyen et long terme puisque la durée de vie d'un panneau est de 20 ans minimum. Par contre, les inconvénients sont nombreux, entre autre : le coût élevé de l'investissement initial à faire (il faut par exemple une dizaine de panneaux, occupant une surface non négligeable si l'on veut avoir juste une puissance de quelques kilowatts), le faible rendement (environ 20 %), l'entretien et le remplacement des batteries pour le stockage de l'énergie.

La filière éolienne est aussi intéressante dans la mesure où elle permet d'obtenir une énergie exploitable pour des petits sites isolés où la vitesse du vent est suffisante. Les pro-

blèmes rencontrés sont principalement : l'usure des mécanismes (roulements, axes ...), le bruit, la régulation et l'irrégularité du vent qui est fonction de la saison. Une alternative peut être l'utilisation d'une technique de production hybride qui utilise l'éolienne et le solaire en même temps qui, dans ce cas, seront complémentaires et permettent une production d'énergie continue.

Ces dernières années une autre technologie vient d'émerger et commence à intéresser les chercheurs et les industriels. Il s'agit de l'énergie marémotrice utilisant des turbines appelées « hydroliennes » comme convertisseurs en vue de produire de l'énergie électrique. Les hydroliennes exploitent l'énergie renouvelable et inépuisable des courants marins qui est issue des mouvements de l'eau créés par les marées et causés par l'effet conjugué des forces de gravitation de la Lune et du Soleil.

Cette technologie peut être intéressante pour une grande île comme le notre avec ses centaines de milliers de kilomètres de côtes. Néanmoins, de nombreux travaux d'études doivent être effectués avant de statuer sur l'exploitabilité de cette énergie à Madagascar notamment en matière d'identification des sites potentiels, de modélisation de la chaîne de production, de recherche et développement de prototypes et d'unités de production.

Dans le but de promouvoir et développer les énergies renouvelables à Madagascar, nous avons choisi le thème de recherche intitulé « ***Modélisation d'une hydrolienne tripale de petite puissance à génératrice synchrone à aimants permanents*** ».

La présente étude sera divisée en quatre grandes parties :

- La première partie sera consacrée au contexte général et un bref rappel sur les réalités existantes sera fait,
- La deuxième partie dans laquelle nous aborderons l'état de l'art, nous ferons le tour des recherches et développement en cours ;
- La troisième partie est relative à la modélisation numérique et aux différentes simulations accompagnées de leurs interprétations,
- La quatrième et dernière partie concerne la simulation numérique du groupe hydrolienne – générateur.

CHAPITRE 1 : CONTEXTE GENERAL

I INTRODUCTION

1.1 Situation générale

Le taux d'électrification à Madagascar est encore relativement faible à l'heure actuelle. D'après les données fournies par l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER), organisme en charge de la promotion et du développement de l'énergie, le taux de couverture est d'environ 19 %. Un gros effort de la part de tous les acteurs concernés dans le domaine de la maîtrise et développement de l'énergie est encore à fournir afin d'améliorer cette situation.

A Madagascar, la fourniture en énergie électrique est assurée essentiellement par la société d'Etat JIRAMA ou Jiro sy RAho MAhagasy. L'électricité produite par l'ADER qui est une structure chargée par le Ministère de l'Energie de promouvoir et développer l'électrification en milieu rural reste encore insuffisant. [VON_14]

Globalement l'énergie électrique provient de deux principales sources, à savoir, les centrales thermiques c'est-à-dire des générateurs utilisant du gasoil ou du fuel lourd et les centrales hydrauliques.

Le Gouvernement malgache, dans le cadre du désengagement de l'Etat des secteurs productifs a procédé à la libéralisation du secteur de l'énergie dont l'électricité et les hydrocarbures vers la fin des années 1990 et des années 2000.

En 2011, la puissance disponible a été de 301 567 kW dont 121 866 kW pour les centrales hydrauliques et 179 701kW pour les centrales thermiques. La production totale brute a été de 1 267 647 MWh dont 882 910 MWh (69,6 %) ont été vendues.

D'après le rapport de mission de cadrage du projet d'assistance pour le développement d'une nouvelle politique et d'une stratégie de l'énergie pour la République de Madagascar [RAP_14], les puissances installées de la JIRAMA en 2014 sont de 484 MW dont 356 MW disponible. La puissance installée du Réseau Interconnecté d'Antananarivo (RIA) est de 213,1 MW dont 101,2 MW est thermique. Le RIA est approvisionné par 13 stations électriques dont 6 centrales hydroélectriques. Le réseau d'Antananarivo à lui seul consomme plus de 65 % de l'énergie électrique du pays.

Le privé contribue à hauteur de 147 MW des 336 MW du parc thermique et 23 MW des capacités hydroélectriques des 160 MW de la JIRAMA au pays entier. Deux nouvelles centrales hydroélectriques privées sont fournisseurs du RIA : Sahanivotry (15 MW) et Tsiazompaniry (5,2 MW). La ville de Maroantsetra (Région Analanjirofo) est alimentée par une centrale hydroélectrique de 2,5 MW. Le secteur privé fournit une part importante de l'électricité consommant des produits pétroliers, 40 %, mais seulement 23 % de la production totale en 2013. Dans les dernières années la croissance de la demande a notamment dû être satisfaite par une expansion thermique par manque de fonds. Autour de 43 % de la production électrique est thermique en 2013 contre 33 % en 2009. La clientèle est de 468 000 en 2013 contre 408 000 en 2009.

Ambatovy Joint Venture (Sherritt International Corporation est le partenaire dominant avec une participation de 40 %) est concessionnaire d'une mine de cobalt et nickel à Moramanga à 100 km d'Antananarivo, 220 km de Toamasina. Henri Fraise & Fils gère 20 MW de puissance thermique (gasoil) au site minier. Les 20 MW contiennent une marge de sécurité assez importante, mais il n'y a pas d'accord pour un déploiement en faveur de la JIRAMA. L'usine de raffinage de Sherritt à Toamasina dispose d'une autoproduction de 120 MW utilisant le charbon importé et 60 MW en thermique. Sherritt a acheté une centrale de 25 MW à Ambohimambola (RIA) qui est louée à la JIRAMA. JIRAMA paie une mensualité et exploite la centrale qui est opérationnelle depuis 6 ans.

Les installations de la société QMM (80 % Rio Tinto, 20 % l'Etat malgache) de production d'ilménite à Taolagnaro (Fort Dauphin) comportent une capacité de production (diesel au fuel oil) de 26,6 MW. Une puissance de 3,8 MW est réservée pour alimenter la ville de Taolagnaro. Un protocole d'accord entre la JIRAMA, le PIC (Pole Intégré de Croissance appuyé par la Banque Mondiale) et le QMM a été signé en 2007, (suivi d'un contrat d'achat en 2008). A cause de la crise de 2009, des conditionnalités du protocole d'accord n'ont pu être levées (dont la mise en place d'une contre-garantie par un bailleur de fonds acceptable par QMM). Un protocole d'accord a été établi entre la JIRAMA et le QMM avec l'assistance technique du programme PIC ; et la centrale QMM alimente Taolagnaro depuis Avril 2011. Le PIC a financé les aménagements nécessaires pour le renforcement et les réhabilitations du réseau de distribution.

1.2 Cadre de politique énergétique

Une nouvelle politique énergétique nationale pour Madagascar a été introduite par la loi N° 98-032 du 20 janvier 1999. Cette loi a pour but de permettre aux nouveaux opérateurs

d'agir dans ce secteur pour, d'une part, relayer le gouvernement malgache dans le financement de l'infrastructure électrique et, d'autre part, promouvoir l'efficacité et la qualité du service offert aux utilisateurs par la règle de la concurrence. Cette libéralisation est régie par la loi et ses textes subséquents, sous le contrôle du Ministère chargé de l'Energie et de l'Organe de Régulation de l'Electricité (ORE) qui sont les organes chargés de l'application de la loi.

Afin d'accélérer l'électrification rurale, une agence d'électrification (Agence de Développement de l'Electrification Rurale) des zones qui sont en dehors du périmètre d'exploitation de la JIRAMA a été créée. Un fonds appelé « Fonds National de l'Electricité » (ou FNE) est également mis en place pour financer les programmes de développement de l'électrification rurale d'une part, et pour promouvoir le développement des sources d'énergies renouvelables, d'autre part.

1.3 Chaîne de valeur du secteur électrique

La chaîne de valeur du secteur Electricité comprend les activités de production, de transport et de distribution d'Electricité.

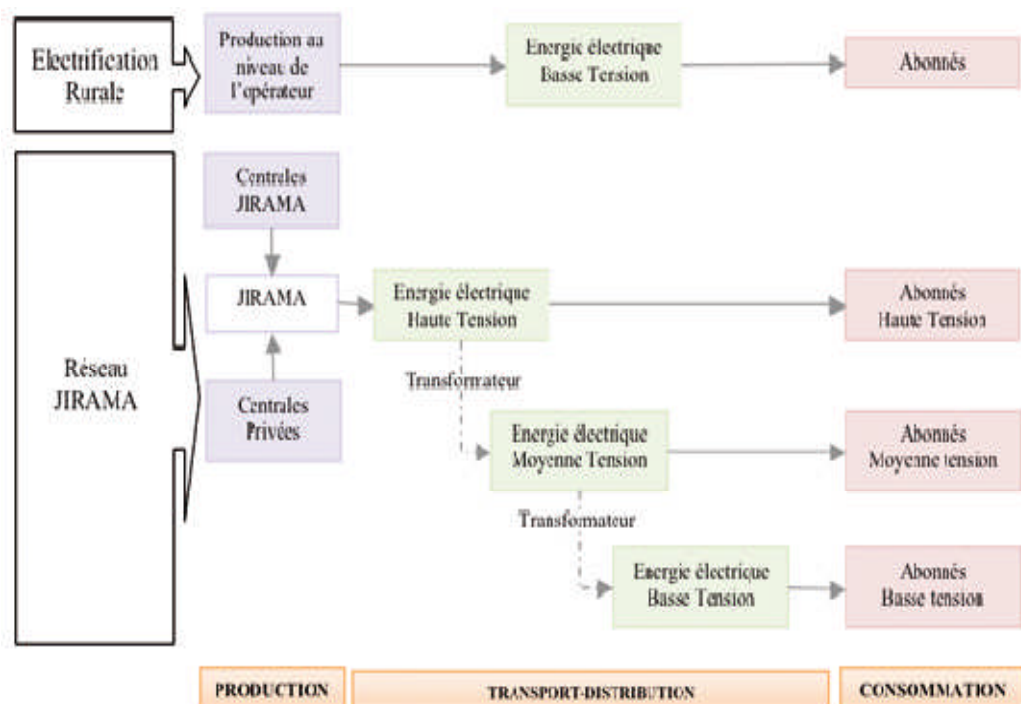


Fig.1-1 Schéma de la chaîne de valeur [DIA_12]

La production d'Energie électrique depuis la libéralisation du sous-secteur est réalisée à la fois par la JIRAMA et par d'autres sociétés privées. JIRAMA achète ensuite la production de ces sociétés privées. Le transport et la distribution d'Electricité sont effectués par la JIRAMA. Le long de la ligne de transport et de distribution sont installés des transformateurs

afin de transformer l'Electricité haute tension en moyenne tension et de transformer l'Electricité moyenne tension en basse tension. Les produits présentés aux clients sont le courant haute et moyenne tension HT/MT et le courant basse tension.

En ce qui concerne l'électrification rurale, la production d'énergie électrique ainsi que sa distribution sont effectuées par des opérateurs privés. Le produit vendu aux clients est le courant basse tension.

II ANALYSE DES ENERGIES RENOUVELABLES A MADAGASCAR

2.1 Energie hydraulique

Actuellement, la capacité hydroélectrique totale installée à Madagascar est de 128 MW. JIRAMA, une entreprise étatique, détient 105 MW de cette capacité. Deux producteurs d'électricité indépendants produisent un total de 23 MW de la capacité installée en hydroélectricité, en fournissant le système de production de la JIRAMA. [SEC_11]

Le tableau de la page suivante représente la localisation et les puissances installées des centrales électriques de la société JIRAMA qui approvisionnent le réseau interconnecté d'Antananarivo.

Les centrales hydrauliques fournissent 54 % de l'Electricité à Madagascar avec 690 337 MWh en 2011. Depuis 2001, la production d'Energie hydroélectrique a globalement enregistré une croissance de l'ordre de 22 %. La production de pointe a été enregistrée en 2009 avec 740 389 MWh pour fléchir légèrement par la suite en 2010 et 2011.

Pour l'électrification rurale, certaines microcentrales hydroélectriques privées sont opérationnelles, mais la capacité totale installée est inférieure à 0,5 MW maintenant.

L'indépendance et la sécurité énergétique du Madagascar est tributaire de son autonomie. Le potentiel hydraulique de Madagascar est de l'ordre de 7,800 MW réparti sur toute l'île, mais seulement environ 119 MW sont exploités représentant environ 1,5 %. Cette puissance est essentiellement répartie sur les réseaux interconnectés de Toamasina (6,8 MW), d'Antananarivo (91,4 MW) et de Fianarantsoa (5,9 MW). La plus importante centrale hydroélectrique du pays est celle d'Andekaleka équipée de deux turbines de 29 MW chacune parmi les 12 centrales en service raccordées au réseau de la JIRAMA. La dernière en date est la centrale de l'HYDELEC Madagascar sise à Sahanivotry (18 MW). La carte ci-dessous présente les différents sites hydroélectriques potentiels du pays.

Localisation	Thermique	Hydro	Puissance installée	En kWh
Région Analamanga	4	4	-	348 472 229
Ambohimanambola	2	-	45 000	59 996 582
Antelomita	-	1	8 160	29 658 140
Fitososona	-	1	-	0
Mandraka	-	1	24 000	70 787 840
Mandroseza	1	-	40 000	176 322 600
Tsiazompaniry	1	1	5 200	11 717 067
Région Antsinanana	-	1	-	427 844 065
Andekaleka	-	1	58 000	427 844 065
Région Vakinankaratra	1	2	-	96 819 338
Antsirabe	1	-	16 200	12 197 580
Manandona	-	1	1 600	4 199 805
Sahanivotry	-	1	15 000	80 421 953
Total RIA	5	7	213 160	873 135 62

Tab.1-1 Localisation et puissances installées des centrales de la JIRAMA [Source : JIRAMA]

2.2 Biomasse

A Madagascar, la production de l'énergie de la biomasse est principalement basée sur la balle de riz, du café en parchets, de la biomasse ligneuse et des résidus agricoles similaires. Depuis 2009, 40 kW de balles de riz de coproduction de la capacité installée sont opérationnalisés par un opérateur privé pour le village d'Anjiajia. Un autre d'une puissance de 60 kW est mis en service dans le village de Bejofo.

2.3 Énergie solaire

La capacité totale installée de PV actuellement opérationnel n'est que d'environ 9 kW pour deux petits villages Benenitra et Ramena, bien que Madagascar ait un potentiel énorme.

2.4 Énergie éolienne

Depuis 2007, trois opérateurs privés ont mis en œuvre un système hybride de production d'énergie thermique / éolienne dans cinq villages pour environ une capacité installée totale 150 kW.

2.5 Biocarburants

Le jatropha curcas, le coton et la canne à sucre sont les trois filières qui sont les mieux considérées par les investisseurs à Madagascar.

Le jatropha et le coton sont utilisés pour produire du biodiesel; la canne à sucre est utilisée pour produire de l'éthanol. Le jatropha est déjà répandu dans le pays, soit par le biais de la plantation endémique et par une plantation humaine de grande échelle.

2.6 Défis et obstacles

Les coûts de développement élevés en raison du manque de données adéquates, adaptées et précises. Les bailleurs de fonds habituels ne sont pas encore satisfaits de la fiabilité financière des projets.

2.7 Incitations en matière d'Énergies Renouvelables

L'Etat Malgache opte désormais sur la vulgarisation des énergies renouvelables. Des projets à long terme sont ainsi lancés.[article Midi Madagasikara du 23 octobre 2014].

Les incitations les plus importantes sont les subventions publiques accordées par le biais du FNE (Fonds National de l'Electricité).

Conformément à la loi nationale financière de 2011, l'importation d'équipements électriques et/ou de moteurs dédiés à la production d'énergies renouvelables est exempte de taxe. En outre, un allègement des droits de douane a été appliqué sur les mêmes équipements afin de promouvoir et faciliter l'accès aux énergies renouvelables.

III L'ELECTRICITE DANS LES REGIONS

3.1 Taux de couverture :

D'après l'ADER (Agence d'électrification rurale à Madagascar), le taux de couverture des communes rurales électrifiées est d'environ 19 % en 2007 [AND_07]

Ci-dessous, la situation d'électrification des communes rurales en juillet 2007 :

Régions	Electrifiées	Non électrifiées	Taux de couverture
Diana	11	54	17 %
Sava	7	72	9 %
Itasy	8	43	16 %
Analamanga	78	61	56 %
Bongolava	7	19	27 %
Vakinankaratra	19	67	22 %
Sofia	8	100	7 %
Boeny	14	29	33 %
Betsiboka	7	28	20 %

Melaky	6	32	16 %
Alaotra Mangoro	21	50	30 %
Atsinanana	11	79	12 %
Analanjirifo	9	42	18 %
Amoron'i Mania	9	45	17 %
Haute Matsiatra	20	58	26 %
Vatovavy Fitovinany	8	131	6 %
Atsimo Antsinanana	5	85	6 %
Androy	7	38	16 %
Anosy	6	52	10 %
TOTAL	291	1218	19 %

Tab.1-2 Taux de couverture des 22 régions [Source : ADER]

3.2 Energie pour la production d'électricité

Le premier fournisseur d'électricité à Madagascar est la JIRAMA. Beaucoup d'initiatives sont réalisées ou programmées, toutefois l'offre et la qualité du service Electricité sont encore insuffisantes.

Au titre de ces deux dernières années 17 nouveaux projets sont effectifs (ou en cours de finalisation) dont :

- 3 centrales thermiques fuel Ambohimambola, Mahajanga et Toamasina
- 2 centrales hydroélectriques : Ivoloïna / Maroantsetra et Tsiazompaniry
- 12 projets d'électrification rurale touchant les 5 provinces Antananarivo, Fianarantsoa, Antsiranana, Toamasina, Toliary dont 4 projets de microcentrale hydroélectrique, 4 projets éoliens, 1 projet de centrale solaire et 3 projets réseau monophasé.

Actuellement, autre que la Jirama, plus d'une vingtaine d'opérateurs interviennent dans tout Madagascar.

3.2.1 Centrales thermiques

La JIRAMA approvisionne 423 000 abonnés (particuliers, collectivités, administration, concessions, etc.) et intervient dans 66 des 232 communes urbaines de Madagascar.

L'entreprise totalise 114 centres de production électrique dont

- 100 sont alimentés par des groupes thermiques à fuel lourd ou à diesel et,
- 14 centrales hydroélectriques qui assurent 68 % des productions.

En application de la politique énergétique, et dans le cadre de la confrontation à la crise pétrolière, le remplacement progressif des centrales thermiques fonctionnant à 100 % avec des produits pétroliers importés fait partie des prioritaires de l'entreprise.

Selon l'ADER, 59 centrales thermiques diesel sont mises en place dans le cadre de l'électrification rurale décentralisée. Implantées dans 13 Régions, ces aménagements comptent actuellement plus de 6400 abonnés (allant de 18 à 424 abonnés par centrale). La puissance installée varie de 15 à 120 kVA.

3.2.2 Hydroélectricité

Malgré la potentialité en ressource énergétique via l'hydroélectricité, l'investissement initial d'un projet hydroélectrique s'avère cher, facteur limitant pour les opérateurs.

Les appuis des partenaires techniques et financiers tels que : l'Union Européenne, la Banque Africaine pour le Développement, la Fondation Tany Meva, l'ADER dans le domaine constituent un pilier pour la relance du secteur.

Dans le cadre de l'électrification rurale décentralisée, 6 projets ont été réalisés. La plupart de ces centrales sont déjà opérationnelles si on ne cite que celles d'Andriantsiazo, Andriantsembola, Mangamila, etc.

La liste de ces 6 projets est résumée dans le tableau de la page suivante avec leurs puissances respectives, leurs dates de mise en service ainsi que les nombres d'abonnés.

Commune	District	Région	Puissance installée	Mise en service	Nombre abonnés	Opérateur
Andriantsiazo	Andramasina	Analamanga	7,5 kW	2009	74	AIDER
Andriantsemboka	Tana-Antsimondrano	Analamanga	10 kW	2009	189	AIDER
Antetезambato	Ambositra	Amoron'i Mania	53 kW	2003	220	ADITSARA
Mangamila	Anjozorobe	Analamanga	85 kW	2009	241	ELEC & EAU
Ankazomiriotra	Betafo	Vakinankaratra	120 kW	2009	419	POWER & WATER
Ranotsara Sud	Iakora	Ihorombe	20 kW	2009	95	VITASOA-ENERGY

Tab.1-3 Liste des communes bénéficiaires de mini-centrale hydroélectrique [Source : ADER]

3.2.3 Biomasse

Un exemple de réussite est la centrale électrique à biomasse de CASIELEC d'une puissance de 40 kW dans la commune rurale d'Anjajia (Région Boeny), opérationnelle depuis Mars 2010. Le besoin en matière premières de la centrale étant de 64 sacs de déchets de riz décortiqués et sons de riz.

Elle fournit de l'électricité à 200 abonnés (1000 personnes bénéficiaires) soit 4% de la population totale de la commune, alimente 30 poteaux d'éclairages publics avec une durée d'accès à l'électricité de 14 h / jour.

3.2.4 Energie éolienne

Mad'Eole en collaboration avec la Région Diana, l'ADER et autres partenaires étrangers, a élaboré un programme d'électrification rurale couvrant 15 villages dans le district d'Antsiranana II de la Région Diana. Actuellement, la ville d'Antsiranana est approvisionnée en électricité produite par la combustion de diesel ou d'huile lourde de la JIRAMA.

Ce projet est initié afin de combler le manque d'approvisionnement en électricité au niveau de la ville d'Antsiranana et de sa périphérie par la construction d'une centrale éolienne. La réalisation du programme s'étendait sur une période de 7 ans (2005 – 2012) et visait à injecter 1,25 MW dans le réseau de la JIRAMA. La centrale est équipée de 6 turbines avec une capacité de 200 kW chacune.

Depuis 2007, 4 villages ont pu être électrifiés résumé dans le tableau (1-4).

Ivovona bénéficie de l'apport complémentaire de panneaux photovoltaïques (solaires) SUNBLU d'une puissance de 1,750 kW.

Commune	District	Puiss. installée	Mise en service	Abonnés
Andrafiabe/Ambolombozikely	Antsiranana II	7,5 kW	2010	131
Andrafiabe/Ambolombozibe	Antsiranana II	10 kW	2010	189
Ramena (Ivovona)	Antsiranana II	53 kW	2010	65
Sakaramy (Sahasifotra)	Antsiranana II	85 kW	2007	54

Tab.1-4 Liste des villages bénéficiaires du projet Mad'éole

Pendant la saison de Varatraza (Alizé), les villages sont desservies 24 h/24. Pendant la période de pluies, les villages d'Ambolombozikely et d'Ambolombozibe sont électrifiés en système combiné éolienne – groupes électrogènes.

Ce projet contribuera :

- à combler le manque d'électricité au niveau d'Antsiranana et de sa périphérie contribuant ainsi à la réduction des émissions de CO₂
- à réduire la déforestation au niveau de la zone
- à améliorer la qualité de vie des bénéficiaires ruraux

- à éviter 350 T d'émission de CO₂ /an / turbine

3.2.5 Energie solaire

Plusieurs projets de développement local interviennent dans le domaine de l'énergie solaire.

IV LES ENJEUX DE LA FILIERE ELECTRICITE

4.1 Cadre et enjeux

- Près de 80 % de la population vivent en milieu rural
- Taux de couverture en électricité 25 % dont 7 % en milieu rural
- Potentiel hydroélectrique estimé à 7800 MW mais seuls 140 MW (1,3 %) exploités
- Développement du secteur électrique contraint par la géographie physique et humaine du pays et la répartition non homogène de ses ressources naturelles, parfois loin des principaux centres de consommation
 - Production d'électricité utilisant les énergies fossiles : hydrocarbures importés
 - Prix de l'électricité élevé : limitant l'accès des ménages et le développement du secteur productif
 - Difficulté de développement du réseau électrique à cause de la faible densité de la population (30 hab. / km²) et la superficie du pays (58 704 000 Ha)
 - Madagascar étant une île : impossibilité d'intégration régionale du réseau électrique malagasy
 - Principales sources d'électricité : centrale thermique, hydroélectricité, biomasse, énergie éolienne et énergie solaire
 - Investissements initiaux pour l'utilisation des énergies renouvelables élevés
- Principal fournisseur : JIRAMA (Compagnie Nationale Electricité et Eau de Madagascar) dont : 423 000 abonnés dans tout le pays (particuliers, collectivités, Administration, concessions, ...), 66 sur les 232 communes urbaines desservies, 114 centres de protection électrique dont 14 centrales hydroélectriques (assurent 68% des productions) et 100 centrales thermiques

4.2 Les politiques et stratégies existantes

1999 Reforme du Secteur Electricité par la sécurisation des investissements et la libéralisation du secteur

1999 Décret MECIE, instituant l'étude d'impact environnemental à Madagascar pour les projets susceptibles de porter atteinte à l'environnement :

- Applicables aux projets publics et privés
- Application au secteur Energie : installation hydroélectrique, centrale thermique, utilisation des ressources renouvelables

2000 Mise en place de la cellule environnementale au niveau du Secteur « Energie » pour assurer l'intégration de la dimension environnementale dans les politiques et stratégies sectorielles et dans une optique de développement durable

- Catégorisation du type d'étude requise suivant la zone d'implantation et les caractéristiques du projet

2003 Document de stratégie de la Réduction de la Pauvreté (DSRP)

2004 Stratégie nationale de reboisement axée sur l'augmentation de la couverture forestière, la mise en place d'un système de sécurisation foncière, les reboisements durables, la protection des bassins versant et la pérennisation des actions / produits

2009 Création du Ministère de l'Energie, auparavant ce Département faisait partie du Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures

2009 Politique sectorielle énergie de Madagascar et Programme d'actions

- Objectif : Assurer un approvisionnement d'énergie en quantité suffisante, de bonne qualité et au moindre coût suivant six axes stratégiques :

1. Renforcer la bonne gouvernance et sécuriser les investissements privés : réforme de la politique tarifaire, mise à jour de la politique sectorielle électricité, réformes institutionnelles, etc.

2. Augmenter l'accès à l'électricité : extension de l'électrification rurale, promotion des énergies renouvelables

3. Satisfaire durablement les besoins en bois énergie : promotion des reboisements à fin énergétiques, promotion des techniques améliorées de carbonisation

4. Promouvoir l'exploitation rationnelle des sources d'énergie locale : promotion de l'énergie renouvelable (agrocarburants, solaire, hydroélectrique, ...) et valorisation des ressources non renouvelables (charbon minéral, lignites, ...)

5. Renforcer l'appui au développement du secteur : recherche de synergie entre Energie/ Environnement / Economie / Social

6. Promouvoir la maîtrise de l'énergie : promotion des pratiques économes, IEC

4.3 Les pratiques et les expériences

4.3.1 Les actions de TanyMeva



Fig.1-2 Centrale pico hydroélectrique à Ambaravarana, [Source : Fondation Tany Meva]

Développement des recherches et des technologies dans le domaine de l'énergie renouvelable : projets de pico-centrale hydroélectrique et bougies de jatropha.

Grâce à la mise en place et l'opérationnalisation de 4 centrales hydroélectriques, (5^{ème} centrale en cours de construction) : 760 ménages, 13 établissements scolaires, 3 centres de santé de base, 10 églises utilisent l'électricité pour leur besoins quotidiens (éclairage, utilisation d'équipements électroménagers,...)

4.3.2 Les actions de WWF / Fondation Energies pour le Monde

Opérationnalisation d'une unité de parc éolien à Ambondro dans la Région Androy (gérée par une association locale) de 12 kW ont permis à 55 ménages , 9 producteurs artisanaux (menuisier et autres), le centre santé de bénéficier de l'électricité.

4.3.3 Les actions de FID

Dans le cadre du programme de développement communautaire (2001-2008), les actions du FID ont pu équiper en système voltaïques respectivement 41 des 2415 écoles et 114 des 394 centres de santé de base qu'il a construit ou réhabilité.

4.3.4 Les actions de HYDELEC

Les actions de Hydelec à Sahanivotry avec l'opérationnalisation d'une centrale hydroélectrique de 15 MW a permis la fourniture d'énergie électrique à moindre coût au réseau interconnecté de la JIRAMA entre Antsirabe et Antananarivo. Le bénéficiaire principal de la centrale est la JIRAMA à qui est vendue la totalité de la production entraînant la

réduction de la consommation du fuel par ses centrales thermiques, et permettant de réduire les émissions de CO₂ d'une part et de réduire l'importation des énergies fossiles d'autre part 44 000 T de CO₂ évités par an. La production d'énergie propre à travers les centrales hydroélectriques a été proposée par HYDELEC au Mécanisme de Développement Propre (MDP), dont l'éligibilité a été déjà validée par l'Autorité Nationale Désignée.

Le projet de centrale hydroélectrique à Sahanivotry est un exemple de réussite du partenariat public-privé : (i) sur le plan technique : la société HYDELEC s'est chargée de la réalisation du projet, (ii) sur le plan financier, outre la BAD (Banque Africaine de Développement), les banques commerciales UCB et BFV-SG ont octroyé des appuis financier, (iii) sur le plan commercial : la JIRAMA assure l'achat d'énergie produite, (iv) et sur le plan stratégique et politique, l'Etat, à travers le Ministère d'énergie, a accordé le contrat de concession.

D'autres projets potentiels sont en cours dans le cadre de l'électrification rurale comme l'aménagement hydroélectrique de Sahofika (100 à 300 MW), de Mahitsy, etc.

4.4 Statistiques sur l'énergie à Madagascar

4.4.1 Contributions des différentes sources d'énergie

Le tableau suivant montre la quantité d'énergie consommées par la population durant l'année 2011 :

	Quantité	Unité	Quantité 1	Unité	%
Bois énergie (équivalent bois sec)	21 519 500	tonne	9 781 591	TEP	92,6443
Energies renouvelables	696	GWh	60	TEP	0,0006
Produits pétroliers	769 824	T	776 573	TEP	7,3551
			10 558 224	TEP	100

Tab.1-5 Contribution des différentes sources d'Energie en 2011. [Source : OMH 2011]

L'énergie provenant du bois reste encore prépondérante (92,64 %) parmi les autres ressources énergétiques disponibles utilisées par l'ensemble de la population. L'apport en matière d'énergies renouvelables reste encore très faible.

4.4.2 Répartition de la puissance des groupes selon les sources d'Énergie

A l'heure actuelle, les groupes thermiques diesel occupent la première place dans la production de l'électricité, suivis par les groupes hydroélectrique.

Source d'énergie	RESEAU JIRAMA				RESEAU ADER			
	Puissance		Groupe		Puissance		Groupe	
	kW	%	Nombre	%	kW	%	Nombre	%
Total	473 186	100	552	100	4 200	100	87	100
Thermique diesel	345 533	73	516	94	3 159	75,2	59	68
Hydraulique	127 646	27	35	6	788	18,8	14	16
Eolienne					145	3,5	4	5
Thermique biomasse					94	2,2	2	2
Solaire	7	0	1	0	14	0,3	8	9

Tab.1-6 Répartition de la puissance des groupes [Source : JIRAMA, ADER, 2012]

Cependant, on peut observer une légère diminution de la consommation en gasoil depuis quelques années alors que la consommation en fuel lourd tend à augmenter de plus en plus. Cela est due au fait que la société JIRAMA utilise de plus en plus de groupes qui fonctionnent au fuel lourd comme c'est le cas de la centrale thermique de Mandroseza.

Année	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gasoil	65 337	64 422	73 858	80 962	86 106	87 090	80 613	62 471	46 440	51 007	56 571
Groupe Jirama	55 659	52 684	57 443	56 244	54 903	48 267	39 730	43 465	37 558	44 068	49 583
Groupe privé	9 678	11 738	16 415	24 718	31 203	38 823	40 883	19 006	8 882	6 939	6 988
Fuel oil	11 953	7 050	9 842	10 375	7 238	6 053	10 455	44 384	48 025	72 425	87 881

Tab.1-7 Volume de carburant consommé pour la production d'énergie électrique (m³)

Le tableau (1-8) montre l'évolution de la production de la JIRAMA entre 2001 et 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hydraulique	563 945	535 324	611 629	637 001	647 903	637 922
Thermique	268 796	243 909	286 195	346 417	340 504	365 636
Total	832 741	779 234	897 824	983 419	988 407	1 003 561
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hydraulique	637 922	719 082	699 652	740 389	710 960	690 337
Thermique	365 636	332 253	404 087	362 656	478 836	577 302
Solaire	4	4	7	6	8	8
Total	1 003 561	1 051 340	1 103 746	1 103 052	1 189 804	1 267 647

Tab.1-8 Production globale d'énergie électrique par la JIRAMA entre 2001 – 2011 (MWh)

Sur le plan technique, outre le recours important à la production thermique, la qualité du service fourni par la JIRAMA est au dessous des normes habituelles tant au niveau de la continuité que de la qualité du produit. Les investissements pour réhabiliter et maintenir le système de distribution n'ont pas pu se faire à cause des problèmes financiers de la JIRAMA, ce qui a causé une détérioration des performances. [RAP_14]

La situation actuelle est bien connue :

- Dégradation et/ou saturation des installations de production.
- Importance de la production thermique
- Saturation des équipements et des réseaux de distribution

IV CONCLUSION

D'après ce que nous avons vu précédemment, l'approvisionnement en énergie électrique à Madagascar repose essentiellement sur l'exploitation des combustibles fossiles. Les énergies renouvelables sont encore sous exploitées et ne contribuent à la production totale qu'à un très faible pourcentage.

Les conséquences de cette situation sont évidentes : l'impossibilité pour la JIRAMA de satisfaire les besoins de la population en matière d'énergie électrique compte tenu des dépenses liées à l'achat des carburants dont le coût reste très élevé ; ce qui oblige cette société à recourir à des fréquentes coupures tournantes communément appelé : « délestage ».

Le secteur de l'énergie renouvelables doit être développé si l'on veut améliorer cette situation afin de relancer l'économie du pays. En effet, les industries de production, le secteur du tourisme, de la santé et bien d'autres encore ont besoin d'énergie électrique pour fonctionner convenablement.

Quoi qu'il en soit l'énergie marémotrice ne figure pas encore dans la liste des ressources susceptibles d'être exploitées en vue d'améliorer le taux d'électrification à Madagascar. Il est vrai qu' à l'heure actuelle, cette technologie est assez récente et n'est pas encore vraiment maîtrisée, cependant le pays possède une grande potentialité concernant cette ressource.

Les recherches doivent alors désormais être orientées vers cette filière à l'avenir.

CHAPITRE 2 : ETAT DE L'ART SUR L'HYDROLIENNE

I. INTRODUCTION

L'énergie marémotrice est une forme d'énergie renouvelable générée par le changement périodique du niveau des marées qui correspondent à de perpétuels mouvements des eaux des mers.

La puissance hydro cinétique disponible est proportionnelle au cube de la vitesse et de la masse volumique du courant d'eau selon la formule :

$$P_{\text{hyd}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{\text{eau}}^3 \quad (2.1)$$

où P_{hyd} : puissance en (W/m²) ; ρ : masse volumique = 1024 (kg/m³) ; V_{eau} : vitesse de l'eau en (m/s)

Les capteurs utilisés pour récupérer et convertir l'énergie marémotrice sont connus sous le nom d' « hydroliennes ». Elles permettent, à l'aide de turbines à axe horizontal ou vertical, de transformer l'énergie cinétique des courants marins ou fluviaux en énergie mécanique, laquelle sera ensuite convertie en énergie électrique par un alternateur.

La technologie des hydroliennes sous-marines à axe horizontal est actuellement la plus développée. Elles peuvent être assimilées à des éoliennes immergées. La production d'électricité est prévisible car les marées sont calculées à l'avance. D'autre part, Les courants marins sont constants et prévisibles, ce qui permet d'estimer la production d'électricité avec précision, et facilite son intégration dans le réseau électrique.

Les hydroliennes sont plus petites que les éoliennes pour une même puissance du fait de la masse volumique de l'eau, environ 800 fois plus élevée que celle de l'air. Les hydroliennes sont alors nettement moins imposantes que les éoliennes terrestres. Les courants de marée sont plus favorables pour ce type de technologie, les courants étant plus intenses près des côtes, et situés dans des zones de faible profondeur, ce qui facilite l'exploitation.

Certaines hydroliennes sont installées sur un mât ancré dans les fonds marins. Les opérations de maintenance en sont facilitées pour peu que la hauteur du mât soit suffisante pour remonter la turbine en surface et faciliter la maintenance.

1.1 Constitution et fonctionnement d'une hydrolienne

Une hydrolienne comporte une roue à aubes ou une hélice constituée de pales montées sur un arbre dont la rotation dans le courant entraîne une génératrice électrique.

Le principe de l'hydrolienne est de capter l'énergie cinétique des courants marins, pour la transformer en énergie mécanique, avant de la convertir en énergie électrique :

- les hélices transforment le mouvement de l'eau en un mouvement de rotation grâce à un rotor lié à ses pales qui sont actionnées par la force des courants.
- le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

Cette énergie électrique doit être stockée sous forme chimique grâce à des batteries alcalines, ensuite conduite jusqu'à des centrales électriques par des câbles sous-marins.

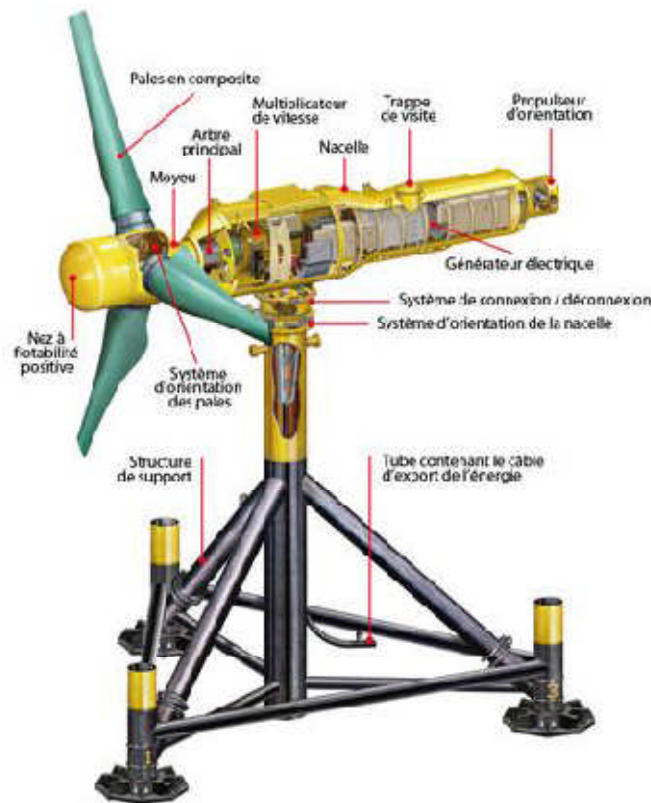


Fig.2-1. Différents éléments d'une hydrolienne à axe horizontal [RUE_13]

En outre, la plupart des hydroliennes comportent également :

- une ancre qui permet la fixation de l'hydrolienne au sol marin ;
- un flotteur d'une capacité réglable, qui permet de faire sortir de l'eau certaines parties de l'hydrolienne

- un stabilisateur qui permet de régler la rotation de l'hydrolienne par rapport au sens des courants marins.

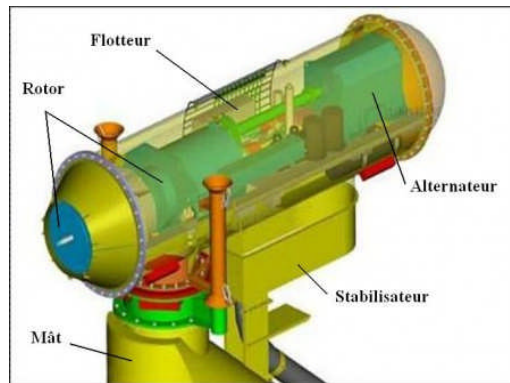


Fig.2-2 Différentes parties de la nacelle [RUE_13]

1.2 Différents types d'hydroliennes

Selon la direction du courant d'eau par rapport à l'axe de la turbine, les hydroliennes sont classées en deux types : les hydroliennes à axe vertical (flux transverse) et les hydroliennes à axe horizontal (flux axial).

1.2.1 Hydroliennes à axe vertical

Les hydroliennes à axe vertical peuvent fonctionner indépendamment de la direction du courant marin. La partie mécanique est souvent placée au niveau du lit pour faciliter les interventions de maintenance. De même elles sont plus robustes que les hydroliennes à axe horizontal.

L'inconvénient principal de telles hydroliennes est le fait qu'elles ne peuvent pas démarrer à faible vitesse et pourraient même nécessiter un dispositif de lancement. De plus, une éventuelle cavitation agit sur toute la pale.

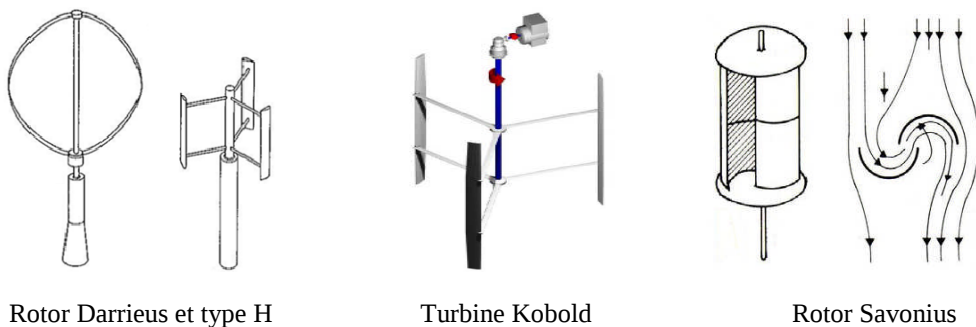


Fig.2-3 Exemples d'hydroliennes à axe vertical [AND_09]

1.2.2 Hydroliennes à axe horizontal

Les hydroliennes à axe horizontal présentent un rendement hydrodynamique plus élevé par rapport aux hydroliennes à axe vertical. Elles démarrent à vitesse faible et de façon autonome.

Par contre, ils nécessitent souvent un mécanisme d'orientation des pales pour pouvoir extraire la puissance maximale.



Projet Hydro-Gen



Sabella – Projet D10



MCT/Siemens – Projet Seagen

Fig.2-4 Exemple d'hydroliennes à axe horizontal [AND_09]

Dans l'un ou l'autre cas, plus le nombre de pales est grand plus le couple au démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite. Les turbines uni et bipales ont l'avantage de peser moins, mais elles produisent plus de fluctuations mécaniques. De façon générale, on évite de prendre un nombre pair de pales pour des raisons de stabilité.

Les hydroliennes peuvent être installées de deux manières différentes suivant leurs types :

- En surface:

L'hydrolienne du système de roues à aubes flottantes (projet Hydro-Gen)

- Au fond de l'océan :

- L'hydrolienne à axe horizontal ou éolienne sous-marine (projet Hammerfest-Strom) : qui est la plus courante.

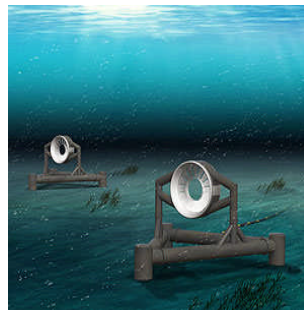
- L'hydrolienne à multi-turbines (Seagen de MCT, SST de Tidal Stream) ;

- L'hydrolienne à turbines libres (Lunar-Energie, Open-Hydro, Sabella) ;

- L'hydrolienne transverse (projet HARVEST).



Projet Hammerfest Storm



Projet Open Hydro



Turbine Achard

Fig.2-5 Différentes hydroliennes installées au fond de l'océan [AND_09]

II. L'ENERGIE DES COURANTS MARINS

2.1 Etat des lieux à Madagascar

Nous ne disposons pas encore à l'heure actuelle de base données à jours en matière de marées. En 2008, suite au Tsunami qui a survenu en Asie du sud, l'UNESCO à travers son programme IOTWS (Indian Ocean Tsunami Warning System 2007-2008) avait accordé à Monsieur John BEMIASA de l'Institut Halieutique et des Sciences Marines (IH.SM-Madagascar) un séjour de stage de trois mois (01 février – 30 avril 2008) au sein du Service Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM) de Brest-France. Ce séjour lui a permis d'effectuer des travaux de numérisation, d'analyse et de traitement des données de marée sur Madagascar. On peut citer entre autres la numérisation et validation des mesures historiques disponibles au SHOM, l'estimation de l'évolution du niveau moyen de la mer pour Hell Ville et Antsiranana suite au calcul et à la validation de niveaux moyens annuels, l'établissement d'un catalogue de marée sur Madagascar et le calcul de nouvelles constantes harmoniques.

La figure suivante résume l'historique de la mesure de marée à Madagascar [BEM_08].

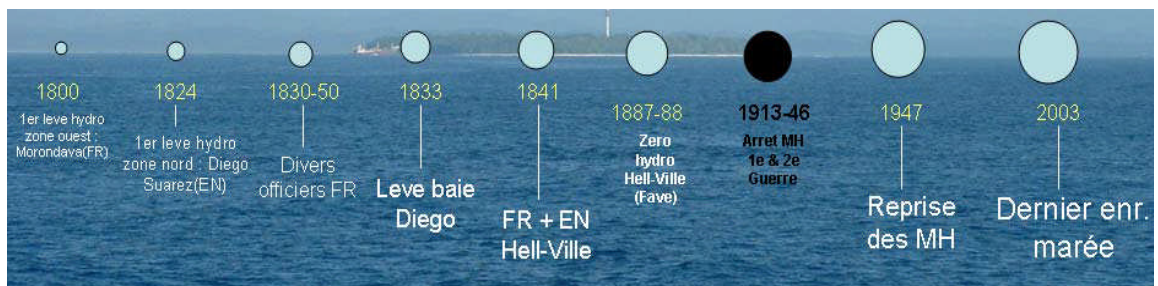
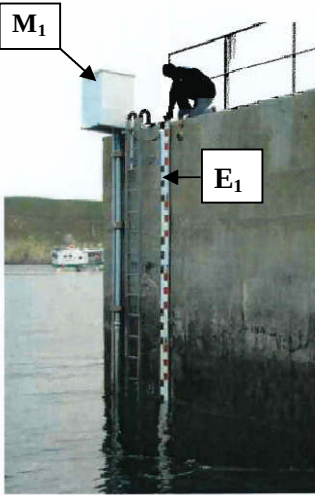


Fig.2-6 Les périodes marquantes de la mesure de marée à Madagascar [BEM_08]

2.2 Observation des marées

L'observation des marées utilise des marégraphes (M) associés à une échelle des marées (E).



Instrument	Situation Description	Période de fonctionnement	Système horaire	Remarques
M1 Marégraphe côtier numérique type Centrale d'acquisition de marque ELTA n°03-0007, Télémètre radar de marque : KROHNE BM70A n° 9309676002 Acquisition : 10 min Intégration : 2 min	Marégraphe installé dans l'angle nord ouest du quai Aviso Vauquois au Conquet	Permanent depuis le 09/11/2001	TU	Configuration mise en place le 12/05/2004
E1	Echelle de marée en PVC de 9,10 m installée à proximité du marégraphe côtier numérique	Installée le 28/03/2002		

Fig.2-7 Observatoire de marée –LE CONQUET [BEM_08]

La mesure des hauteurs d'eau se fait automatiquement au niveau des marégraphes et les données sont transférées vers une centrale d'acquisition.

III. LES MAREES

Les marées correspondent à l'oscillation périodique du niveau de la mer sous l'influence de la lune et du soleil. C'est un mouvement journalier et régulier d'oscillation par lequel la masse de l'océan se soulève et s'abaisse alternativement. Typiquement, les eaux montent pendant six heures environ, après s'être maintenues quelques instants à leur plus grande élévation, elles descendent aussi pendant six heures, avant d'amorcer une nouvelle remontée, et ainsi de suite. La durée de chaque oscillation est d'un peu plus de 12 heures : la durée moyenne de deux oscillations est d'un jour et 50 minutes, temps moyen qui s'écoule entre le passage de la Lune au méridien d'un lieu et son retour à ce même méridien.

3.1 Les marées océaniques

Les marées océaniques se manifestent sur les côtes de l'océan par un abaissement et un surélévement des eaux suivant une oscillation régulière. En général, l'intervalle entre une marée et la suivante est de 12 heures 25 minutes en moyenne.

3.2 Les marées dans les fleuves

Pendant le flux, les eaux des fleuves s'enflent et remontent près de leur embouchure; ce qui vient évidemment de ce qu'elles sont refoulées par les eaux de la mer. Pendant le reflux, les eaux de ces mêmes fleuves recommencent à couler. Cette résistance des mers, à laquelle les marées prêtent leur concours, peut s'observer à presque toutes les embouchures des fleuves. Le phénomène se reproduit plus ou moins intense, selon la saison, deux fois chaque jour.

3.3 Les rythmes du flux et du reflux

L'action du Soleil se limite, à cause de sa position éloignée de la Terre, à renforcer ou s'opposer aux effets de la Lune. Lorsque ces astres sont en quadrature, perpendiculaires par rapport à la Terre, leurs influences se contrarient : ce sont les « mortes eaux ». Au contraire, lorsque les trois axes sont alignés, phénomène de syzygie, le Soleil accentue l'effet de la Lune : c'est l'époque des « grandes marées » ou « vives eaux ».

L'heure de la basse mer intermédiaire à deux pleines mers consécutives varie aussi suivant la configuration des terres. Dans tous les endroits où le mouvement des eaux n'est pas retardé par des îles, des caps, des détroits, ou par d'autres semblables obstacles, on observe trois périodes à la marée : la période annuelle, la période mensuelle, la période journalière.

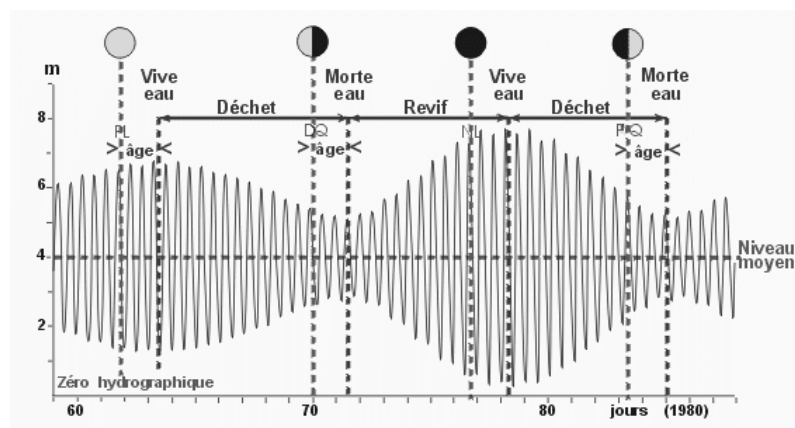


Fig.2-8 Différentes phases de la marée

La période annuelle consiste en ce qu'aux équinoxes les marées sont les plus grandes vers les nouvelles et pleines lunes; et celles des quartiers sont moins grandes qu'aux autres lunaisons au contraire, aux solstices, les marées des nouvelles et pleines Lunes ne font pas si

grandes qu'aux autres lunaisons; au lieu que les marées des quartiers sont plus grandes qu'aux autres lunaisons.

La période mensuelle consiste en ce que les marées sont plus importantes au moment des syzygies (nouvelles et pleines lunes) correspondant aux vives eaux ; qu'au moment des quadratures (premiers et derniers quartiers), les marées sont de faibles amplitudes correspondant aux mortes eaux.

La période journalière est de 24 heures 50 minutes et correspond au temps que la lune met à faire sa révolution diurne autour de la Terre c'est-à-dire le temps qui s'écoule entre son passage par le méridien et son retour au même méridien. Au cours de cette période journalière, l'évolution de la hauteur d'eau peut avoir un aspect différent d'un point à un autre du globe. C'est ce qui a fait définir quatre types de marées :

- Marée semi-diurne : plus commun, chaque jour lunaire (24 heures 50 minutes) on observe deux pleines mers et deux basses mers à peu près de même amplitude ;
- Marée à inégalité diurne : ce type de marée ressemble au précédent, mais le rythme semi-diurne est modulé par une seconde composante de rythme diurne ;
- Marée mixte : dans lequel on observe au cours de la lunaison une transition progressive entre le type diurne et le type à inégalité diurne ;
- Marée diurne : plutôt rare, on observe une pleine mer et une basse mer par jour.

A Madagascar, les marées sont du type semi-diurne [Source APMF]

3.4 Mesure des courants

3.4.1 Appareils classiques

Pour pouvoir déterminer les emplacements optimaux des champs d'hydroliennes, il est nécessaire de faire des cartographies précises des vitesses des courants. Les appareils les plus anciens et les plus répandus actuellement mesurent les courants en un point fixe et sont appelés « courantomètres à hélice ». Ils sont soit posés au fond soit, le plus souvent, fixés sur une ligne de mouillage.

L'appareil reste mouillé sur une période comprise entre deux jours et un mois pour obtenir des résultats suffisamment significatifs. Les courants mesurés sont ensuite analysés de manière à ne conserver que la partie du courant liée à la marée. En effet, cette composante est la seule prévisible et permanente. Il faut alors retrancher les composantes liées aux vents par exemple. Ces derniers sont de toute manière généralement restreints à la surface, même s'ils influent sur toute la colonne d'eau par diffusion. Les constructeurs cherchent aujourd'hui sur-

tout à exploiter les courants de marée de moyenne profondeur qui sont réguliers sur une large hauteur d'eau.

3.4.2 Profileurs à effet Doppler

Le principe de la mesure du courant par un profileur est de déterminer la vitesse des particules ou micro-organismes présents dans l'eau à l'aide de l'effet Doppler et de supposer que cette vitesse est égale à celle de l'eau.



Fig.2-9 Photo d'un profileur à effet Doppler [WIK_15]

Le profileur émet des ondes sonores à l'aide d'un transducteur, à une fréquence donnée, souvent plusieurs milliers de kHz. Ces ondes se réfléchissent partiellement sur les particules ou micro-organismes présents dans l'eau. La mesure de la vitesse des particules à l'aide de l'effet Doppler peut être effectuée soit en déterminant le changement de fréquence, soit en déterminant le changement de phase.

3.4.3 Logiciels de modélisation

Ces appareils de mesure permettent de contribuer à la validation de logiciels de modélisation. Ces programmes progressent beaucoup actuellement en raison de l'augmentation des capacités des microprocesseurs et des techniques de simulation numérique.

Un exemple parmi ces logiciels est le TELEMAC – 2D du groupe EDF qui est un puissant outil intégré de modélisation dans le domaine des écoulements à surface libre. Les différents modules de simulation utilisent des algorithmes performants basés sur la méthode des éléments finis. L'espace est discrétisé sous forme de maillage non structuré à éléments triangulaires, ce qui permet en particulier de raffiner le maillage dans les zones présentant un intérêt particulier.

3.5 Calcul de marée

C'est la méthode utilisée en navigation maritime pour estimer la hauteur d'eau, dans un lieu et à un instant donné, en prenant en compte l'influence de la marée. [WIK_15]

Les hauteurs de marée sont référencées par rapport au « zéro hydrographique » qui est voisin du niveau de la mer au moment de la basse mer d'une marée de coefficient 120 (coefficient de marée le plus élevé).

Une marée, en un lieu et à une date donnée, est définie par :

- son marnage c'est-à-dire la différence de hauteur d'eau entre la Pleine Mer et la Basse Mer exprimée en mètres,
- l'heure de la Pleine Mer et celle de la Basse Mer.

Le coefficient de marée est une grandeur, sans unité, exprimé en centièmes, compris entre 20 et 120, indiquant l'amplitude de l'oscillation de la marée. Ce coefficient donne une idée sur l'importance de la différence de hauteur entre marée haute (PM) et marée basse (BM).

Il est défini comme suit :

$$C = \frac{H - N_0}{U} \quad (2.2)$$

avec : - H : la hauteur d'eau de pleine mer

- N_0 : niveau moyen

- U : unité de hauteur propre à la localité

L'unité de hauteur U est la valeur moyenne de l'amplitude des plus grandes marées, c'est-à-dire des vives-eaux équinoxiales.

- $C > 70$: marée de vives eaux

- $C < 70$: marée de mortes eaux

Il existe plusieurs méthodes de calcul des marées qui présentent chacune leur limite. Sans entrer dans les détails, citons seulement :

- la méthode par courbe type ;
- la méthode harmonique ;
- la méthode des douzièmes ;
- la méthode graphique du demi-cercle.

Dans cette étude, nous allons expliquer les principes des ces deux dernières méthodes

3.5.1 Méthode des douzièmes

Cette méthode consiste en l'approximation d'un sinus par une fonction affine définie par morceaux, chaque intervalle valant une heure-marée. Celle-ci est définie comme étant le temps séparant les pleines et basses mers consécutives, divisé par 6.

Ainsi, la variation relative du niveau des eaux est approximativement de 1/12 du marnage durant la première heure-marée, 2/12 durant la seconde, puis 3/12, 3/12, 2/12, 1/12

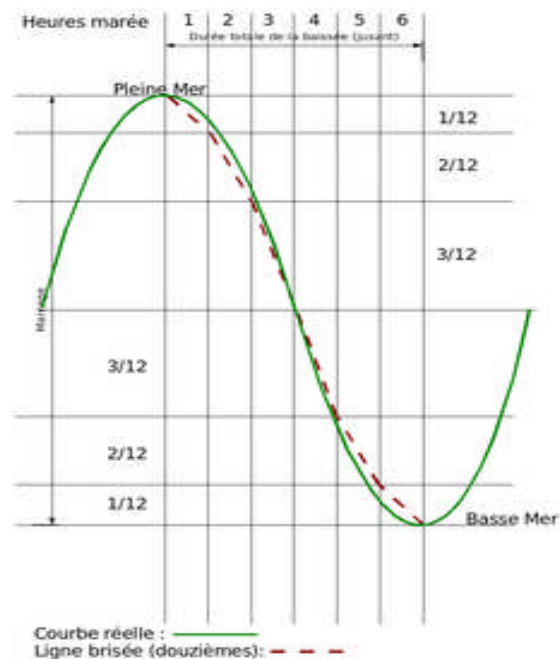


Fig.2-10 Approximation par la méthode des douzièmes [WIK_15]

[RAJ_13] donne les définitions suivantes :

- jusant : marée descendante où les eaux de la mer se retirent
- flot : marée montante où les eaux de la mer se dirigent vers la cote.

$$\text{durée jusant/flot} = \text{heure de pleine mer} - \text{heure de basse mer} \quad (2.3)$$

$$\text{valeur heure marée} = \frac{\text{durée jusant/flot}}{6} \quad (2.4)$$

$$\text{marnage} = \text{hauteur pleine mer} - \text{hauteur basse mer} \quad (2.5)$$

3.5.2 Méthode graphique du demi cercle

Sur le même principe que la méthode des douzièmes qui est une approximation d'une courbe sinusoïdale, on peut graphiquement trouver une hauteur d'eau en fonction de l' "heure de marée" et vice-versa en dessinant un demi-cercle.

Soit un demi-cercle :

- les 6 heures de marées sont disposées tous les 30 °

- le diamètre représente le marnage.

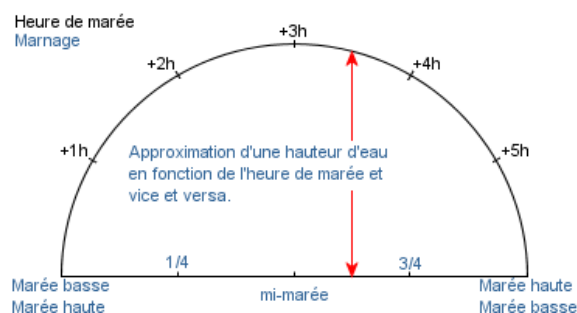


Fig.2-11 Méthode graphique du demi-cercle [WIK_15]

La projection sur le diamètre (le cosinus) correspond à la hauteur d'eau.

- 0 ° = Basse mer
- 30 ° = une heure de marée
- 60 ° = deux heures de marée = 1/4 du marnage
- 90 ° = trois heures de marée = 1/2 du marnage
- 120 ° = quatre heures de marée = 3/4 du marnage
- 150 ° = cinq heures de marée
- 180 ° = Pleine mer

En 2008, Zatianina a élaboré un modèle mathématique des marées côtières à Madagascar en utilisant la méthode de la simulation. Ses études ont donné des informations précieuses concernant les marées de quatre zones côtières : les côtes orientale (Toamasina), occidentale (Mahajanga), Nord de Madagascar (Antsiranana et Nosy-Be) et Sud-ouest (Toliara).

Les résultats de simulation numérique des marées côtières à Madagascar sont récapitulés sur le tableau suivant :

Domaine d'études	Marnage [m]			
	Vives eaux	Mortes eaux	Equinoxes	Solstices
Côte de Mahajanga	4,8	2	7,5	5,8
Côte de Toamasina	0,5	0,29	1,5	0,8
Côte de Toliara	3,4	0,64	6	4
Côte d'Antsiranana	2,3	0,56	4,7	3,3
Côte de Nosy-Be	3,7	1	6,4	4,5

Tab.2-1 Résultats de calcul du marnage [ZAT_08]

D'après ces résultats, la marée est accentuée à la côte occidentale de Madagascar. A Mahajanga, le marnage est au maximum de 4,8 mètres en vives-eaux alors que la moyenne mondiale de marnage est de 2 mètres. A Toliara le marnage est de 3,4 mètres et à Nosy-Be de 3,7 mètres. A la côte orientale, le marnage atteint 50 centimètres. Au Nord, la marée atteint de 2,3 mètres de marnage.

On peut donc en conclure que les sites potentiels pour l'implantation d'hydroliennes à Madagascar se trouvent sur la côte ouest.

Un exemple de site potentiel est celui décrit dans [RAJ_12]. Ce site se trouve au Nord de Mahajanga avec les coordonnées de 15° 43' Sud et 46° 19' Est à Antsanitia.



Fig.2-12 Carte de Mahajanga incluant le site [RAJ_13]

Une vue satellite permet de bien voir le lieu d'implantation avec ses coordonnées exactes (15° 34' 07.50 '' Sud, 46° 25' 09.31'' Est) en utilisant Google earth.

IV. SIMILARITE ENTRE EOLIENNE ET HYDROLIENNE

4.1 Comparaison des dimensions

Par rapport à une éolienne, les hydroliennes tirent profit de la masse volumique de l'eau, 800 fois plus élevée que celle de l'air (environ 1,23 kg/m³ à 15 °C). Donc malgré une vitesse de fluide en général plus faible, la puissance récupérable par unité de surface d'hélice est beaucoup plus grande pour une hydrolienne que pour une éolienne, ce qui explique la différence de taille des hélices entre les deux appareils. La figure suivante montre cette différence pour une même puissance produite.

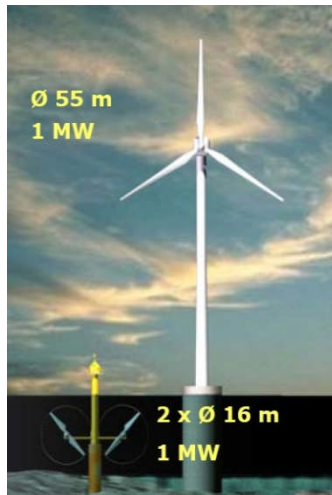


Fig.2-13 Comparaison entre éolienne et hydrolienne [RUE_13]

La dimension d'une hydrolienne dépend surtout de la vitesse du courant et on considère que les hydroliennes deviennent intéressantes si le courant dépasse 2 m/s.

A titre d'illustration, le tableau qui suit donne pour une puissance de 200 kW les différents diamètres des pales selon la vitesse du courant si le diamètre d'une éolienne équivalente est de 25 m [AND_09] :

Vitesse du courant [m/s]	Diamètre de la pale [m]
1	37,7
2	13,3
3	7,3
4	4,7

Tab.2-2 Diamètre de la pale en fonction de la vitesse du courant (P = 200 kW)

D'après ce tableau, une hydrolienne est plus petite qu'une éolienne seulement si la vitesse du courant dépasse 1,5 m/s.

4.2 Variation de la puissance en fonction de la vitesse de rotation

La figure (2-14) montre la relation entre l'intensité du courant à travers le rotor, la vitesse de rotation du rotor et la puissance mécanique délivrée. Pour chaque valeur du courant, il existe une vitesse de rotation optimale. La génératrice électrique entraînée par le rotor doit donc être à vitesse variable. On constate aussi que la puissance s'annule lorsque la vitesse atteint une valeur limite, dite de roue libre. La vitesse variable permet de répondre instantanément aux variations de puissance lorsqu'une houle longue fait varier la vitesse du courant.

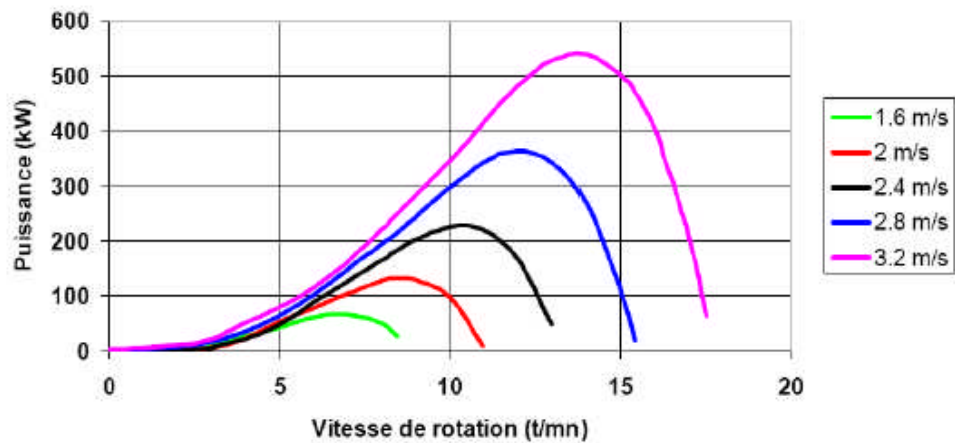


Fig.2-14 Variation de la puissance en fonction de la vitesse de rotation [DAV_04]

Une comparaison détaillée entre une turbine identique dans l'air et dans l'eau a été réalisée [AND_09]. Il s'agissait d'une turbine de 2,5 m de rayon. Les résultats sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

	Turbine dans l'air à 10 m/s	Turbine dans l'eau à 1 m/s	Turbine dans l'eau à 2 m/s
Puissance	P_{tur}	P_{tur}	$8 P_{tur}$
Vitesse du fluide	$10 V_{air}$	V_{eau}	$2 V_{eau}$
Vitesse de rotation	$10 \Omega_{tur}$	Ω_{tur}	$2 \Omega_{tur}$
Force de poussée	F_x	$10 F_x$	$40 F_x$
Couple	C_{tur}	$10 C_{tur}$	$40 C_{tur}$

Tab.2-3 Comparaison d'une même turbine dans l'air et dans l'eau [AND_09]

Nous constatons que même si la vitesse du courant est dix fois moindre que celle du vent, la puissance fournie par l'hydrolienne est équivalente à celle d'une éolienne de même diamètre.

Un exemple d'ordre de grandeur est celui présenté dans la figure suivante dans le cas d'une puissance installée de 50 kW.

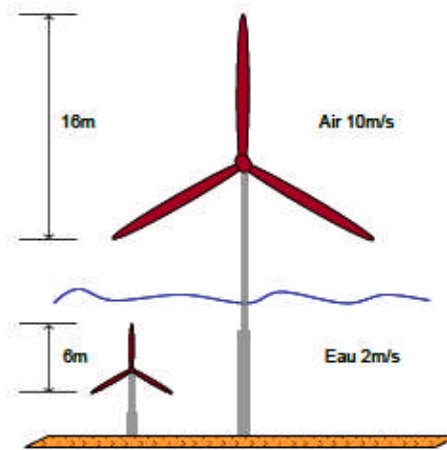


Fig.2-15 Eolienne et hydrolienne pour une même puissance de 50 kW [AND_09]

V. LA LOI DE BETZ

5.1 Puissance récupérable

La production d'énergie se fait par prélèvement d'énergie cinétique à la traversée de l'hydrolienne.

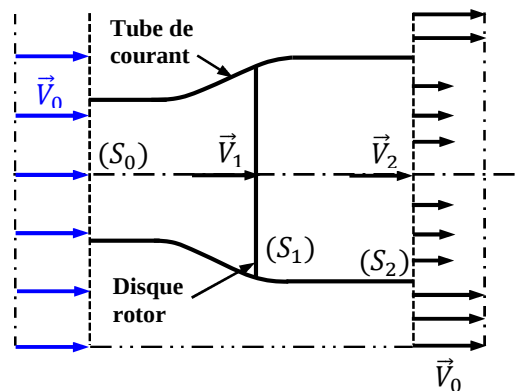


Fig.2-16 Veine d'eau à la traversée de l'hydrolienne

- avec :
- V_0 vitesse axiale initiale de l'eau
 - S_0 surface à l'entrée du tube de courant
 - V_1 vitesse de l'eau dans le plan du rotor
 - S_1 surface du rotor
 - V_2 vitesse de l'eau à l'aval du rotor
 - S_2 surface à l'aval du rotor.

L'eau étant supposée incompressible, la conservation du débit volumique s'écrit :

$$S_0 \cdot V_0 = S_1 \cdot V_1 = S_2 \cdot V_2 \quad (2.6)$$

Le théorème d'Euler (variation de la quantité de mouvement de la veine d'eau entre l'amont et l'aval du capteur) permet d'écrire que la force F s'exerçant sur les pales de l'hydrolienne est donnée par l'expression :

$$F = \rho \cdot S_1 \cdot V_1 \cdot (V_0 - V_2) \quad (2.7)$$

La puissance mécanique fournie par l'hydrolienne s'obtient par :

$$P_{\text{méc}} = F \cdot V_1 = \rho \cdot S_1 \cdot V_1^2 \cdot (V_0 - V_2) \quad (2.8)$$

De plus, la masse d'eau élémentaire dm traversant l'hydrolienne pendant le temps dt est :

$$dm = \rho \cdot S_1 \cdot V_1 \cdot dt \quad (2.9)$$

La variation d'énergie cinétique de cette masse dm lorsque la vitesse passe de la valeur V_0 à la valeur V_2 est défini par :

$$dW_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \cdot dm \cdot (V_0^2 - V_2^2) \quad (2.10)$$

La variation de l'énergie cinétique par seconde de la masse d'eau est :

$$P_{\text{cin}} = \frac{dW_{\text{cin}}}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_1 \cdot V_1 \cdot (V_0^2 - V_2^2) \quad (2.11)$$

En exprimant $P_{\text{cin}} = P_{\text{méc}}$, on en déduit que la vitesse au niveau du rotor est la moyenne entre les vitesses de l'eau en amont et en aval:

$$V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2} \quad (2.12)$$

Ainsi la puissance récupérable (P_{hyd}) selon la théorie de Betz s'énonce :

$$P_{\text{hyd}} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot S_1 \cdot (V_0 + V_2)^2 \cdot (V_0 - V_2) \quad (2.13)$$

5.2 La limite de BETZ

La relation devant exister entre V_0 et V_2 pour que cette puissance $P_{\text{réc}}$ passe par un maximum s'obtient par :

$$\frac{dP_{\text{réc}}}{dV_2} = 0 \quad (2.14)$$

Soit :

$$V_0 = 3V_2 \quad (2.15)$$

Dans cette condition la puissance maximale s'écrit :

$$P_{\text{max}} = \left(\frac{8}{27}\right) \cdot \rho \cdot S_1 \cdot V_0^3 = \left(\frac{16}{27}\right) \cdot \left(\frac{1}{2}\right) \cdot \rho \cdot S_1 \cdot V_0^3 \quad (2.16)$$

$$P_{\max} = \frac{16}{27} \cdot P_{\text{dis}} \quad (2.17)$$

Ce qui signifie que la puissance maximale récupérable ne pourra jamais représenter plus de 59,3 % de la puissance disponible due à l'eau, c'est la « limite de Betz ».

Il faut également tenir compte des pertes de la machine liées aux frottements et à la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique, ce qui conduit à un rendement global de 35 à 50 %.

Les courants de marée exploitables sont ceux qui ont des vitesses de plus de 2 m/s. A partir des performances des technologies proposées, des critères sont à définir pour identifier les sites favorables à l'implantation d'hydroliennes :

- zones de courants de marée importants générant une puissance intéressante avec un diamètre de turbine de 10 à 20 mètres ;
- profondeur de l'ordre de 30 à 40 mètres pour limiter les difficultés d'installation et de maintenance, tout en évitant d'entraver la navigation (il faut laisser un tirant d'eau minimum de 10 mètres) ;
- proximité des côtes pour raccorder le parc au réseau terrestre via un câble sous-marin d'export en limitant les coûts.

VI. ECOULEMENT A POTENTIEL DE VITESSE

4.1 Cas d'un fluide stationnaire

L'écoulement de l'eau étant considéré comme un écoulement de fluide incompressible irrotationnel à caractère bidimensionnel et uniforme où les forces de volume sont négligeables. Le champ de vitesse en un point M (x, y) sera noté :

$$V(x, y) = (u(x, y), v(x, y)) \quad (2.18)$$

Il convient de rappeler les équations d'Euler :

$$\text{div } \vec{V} = 0 \quad (2.19)$$

soit :

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (2.20)$$

et :

$$\rho \cdot \text{grad} \left(\frac{V^2}{2} \right) = -\text{grad}(P) \quad (2.21)$$

où ρ étant la masse volumique du fluide

Ainsi que l'équation de Laplace :

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (2.22)$$

$$\nabla^2 \varphi = \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0 \quad (2.23)$$

Cette équation peut être exprimée dans différentes coordonnées.

Pour un fluide supposé irrotationnel :

$$\text{rot}(\vec{V}) = \vec{0} \quad (2.24)$$

On démontre alors qu'il existe une fonction de courant ψ telle que :

$$u = \frac{\partial \psi}{\partial x} \quad \text{et} \quad v = -\frac{\partial \psi}{\partial y} \quad (2.25)$$

de sorte que :

$$d\psi = -vdx + udy \quad (2.26)$$

et une fonction potentielle des vitesses $\varphi(x, y)$ telle que :

$$\vec{V} = \text{grad } \varphi \quad (2.27)$$

4.2 Lignes de potentiel

Les lignes formées par les fonctions potentielles constantes sont appelées lignes de potentiel du courant. En deux dimensions :

$$d\varphi = \frac{\partial \varphi}{\partial x} dx + \frac{\partial \varphi}{\partial y} dy \quad (2.28)$$

$$d\varphi = udx + vdy \quad (2.29)$$

Puisque $d\varphi = 0$ le long d'une ligne de potentiel, nous avons :

$$\frac{dy}{dx} = -\frac{u}{v} \quad (2.30)$$

Sachant que les lignes de courant sont des lignes tangentes à la vitesse d'écoulement en tout point, $\frac{dy}{dx} = \frac{u}{v}$, les lignes de potentiel sont alors perpendiculaires aux lignes de courant. Pour un écoulement non visqueux et irrotationnel, il est intéressant d'utiliser la fonction potentielle φ pour représenter le champ de vitesse. En effet, au lieu de manipuler deux inconnus (u, v) on aura plus qu'un seul (φ)

Les fonctions φ et ψ sont liées à travers les composantes de la vitesse par :

$$u = \frac{\partial \varphi}{\partial x} = \frac{\partial \psi}{\partial y} \quad (2.31)$$

$$v = \frac{\partial \varphi}{\partial y} = -\frac{\partial \psi}{\partial x} \quad (2.32)$$

Ces deux dernières équations sont appelées équations de Cauchy-Riemann qui apparaît dans la fonction potentielle complexe :

$$\Phi = \varphi + i\psi \quad (2.33)$$

où φ est la partie réelle et ψ la partie imaginaire

4.3 Equation de Bernoulli

L'équation de Bernoulli est la plus utilisée en mécanique des fluides qui suppose un écoulement non visqueux sans travail ni transfert de chaleur.

Pour un écoulement irrotationnel, cette équation permet de réduire la complexité du problème en utilisant la fonction potentielle au lieu du vecteur vitesse. En substituant la vitesse par la fonction potentielle, nous avons en régime non établi :

$$\rho \cdot \left[\frac{\partial}{\partial t} \nabla \varphi + \frac{1}{2} (\nabla \varphi)^2 \right] + \nabla p + \rho \cdot g \cdot \nabla z = 0 \quad (2.34)$$

ou encore :

$$\nabla \left[\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \right] + p + \rho \cdot g \cdot \nabla z = 0 \quad (2.35)$$

$$\rho \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial t} + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 + p + \rho \cdot g \cdot z = c(t) \quad (2.36)$$

où :

- p : pression en un point de l'écoulement
- g : accélération de la pesanteur
- z : altitude

4.4 Cas d'un fluide en mouvement

Les équations de mouvement sont obtenues en appliquant les principes de conservation de la masse et de la quantité de mouvement à un volume de contrôle V à l'intérieur du fluide.

L'équation de conservation de la masse aussi appelée équation de continuité s'écrit :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{V}) = \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \cdot \text{div} \vec{V} = 0 \quad (2.37)$$

Pour un fluide incompressible :

$$\rho = \text{cste} \quad \text{donc} \quad \text{div} \vec{V} = 0 \quad (2.38)$$

En écoulement permanent le long d'un tube de courant, on a toujours conservation de débit massique :

$$\dot{m} = \iint_S \rho \cdot \vec{V} \cdot \vec{n} \cdot d^2S = 0 \quad (2.39)$$

avec S la section du tube, $\vec{n}$ la normale à cette section orientée comme le tube.

Comme le fluide est incompressible, il y a également conservation du débit volumique :

$$\dot{q} = \frac{\dot{m}}{\rho} = \iint_S \vec{V} \cdot \vec{n} \cdot d^2S \quad (2.40)$$

4.4.1 Equations de Navier-Stokes

Les équations de Navier-Stokes pour un fluide visqueux incompressible newtonien se réduit à :

- équation de continuité appelée équation d'incompressibilité :

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{V} = 0 \quad (2.41)$$

- équation de bilan de la quantité de mouvement :

$$\frac{\partial \vec{V}}{\partial t} + (\vec{V} \cdot \vec{\nabla})\vec{V} = -\frac{1}{\rho}\vec{\nabla}p + \frac{\mu}{\rho}\nabla^2\vec{V} + \vec{f} \quad (2.42)$$

où μ désigne la viscosité dynamique du fluide (Po), $(\vec{V} \cdot \vec{\nabla})\vec{V}$ est appelé terme de convection et $\vec{f}$ la résultante des forces massiques s'exerçant dans le fluide (N.kg⁻¹)

Le terme $\nu = \frac{\mu}{\rho}$ s'appelle viscosité cinématique du fluide et exprimé en m².s⁻¹

Il est à remarquer que la résolution de l'équation de Navier-Stokes est extrêmement difficile et il faut recourir à des simulations numériques et la prise en compte des hypothèses simplificatrices.

Notons également que si le fluide est supposé parfait, l'équation de Navier-Stokes se réduit à l'équation d'Euler.

4.4.2 Ecoulement uniforme avec incidence

Considérons un écoulement uniforme de vitesse V_∞ égale à l'unité qui fait un angle α avec l'axe Ox.

Les composantes de la vitesse sont $u = \cos \alpha$ sur l'axe Ox et $v = \sin \alpha$ sur l'axe Oy.

Cet écoulement, perturbé par la présence d'un obstacle (hélice), dérive du potentiel ϕ vérifiant :

$$\frac{d\phi}{dx} = \cos \alpha \quad \text{et} \quad \frac{d\phi}{dy} = \sin \alpha \quad (2.43)$$

d'où :

$$\phi(x, y) = x \cdot \cos \alpha + y \cdot \sin \alpha \quad (2.44)$$

Pour l'hydrolienne, le flux d'eau, à son arrivée à proximité du bord d'attaque, va se séparer en deux parties : l'une, l'extrados, va passer du côté bombé de la pale et l'autre partie, l'intrados, va passer du côté plus plat. L'eau qui passe du côté bombé est accélérée par rapport à l'eau qui passe de l'autre côté. Une dépression va se créer du côté bombé, ce qui engendre la portance qui va faire tourner la pale autour de son axe.

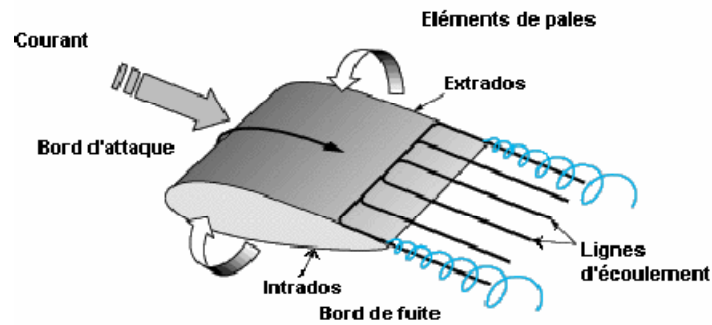


Fig.2-17 Lignes d'écoulement le long d'un élément de pale

L'eau étant un fluide incompressible, la masse volumique ρ uniforme dans tout le fluide et que l'énergie interne par unité de masse est constante le long d'une ligne de courant.

L'écoulement autour de la pale est régi par l'équation de Bernoulli : le long d'une ligne de courant, si la vitesse augmente, la pression diminue :

$$p(M) + \frac{1}{2}\rho V^2(M) = p_{\infty} + \frac{1}{2}\rho V_{\infty}^2 \quad (2.45)$$

Lorsque la pression sur l'extrados est inférieure à la pression sur l'intrados, il y a portance. Les efforts sont fonctions :

- de la vitesse du courant de marée relatif,
- de l'angle d'attaque,
- des dimensions de la pale,
- des coefficients de portance et de traînée (forme et état des surface de la pale).

Au delà de certaines valeurs de l'angle d'attaque, l'augmentation des turbulences de l'écoulement autour de la pale provoque le décrochage annulant la portance.

4.5 Notion de couche limite

4.5.1 Ecoulements laminaire et turbulent

La différence fondamentale entre un écoulement laminaire et un écoulement turbulent, est qu'un écoulement turbulent constitue une solution des équations de la dynamique des fluides, mais que cette solution est instable, contrairement au cas de l'écoulement laminaire : la moindre perturbation change considérablement la structure d'un écoulement turbulent. Le champ des vitesses devient beaucoup trop compliqué pour qu'on puisse le décrire en détail, et on doit employer des méthodes statistiques.

Le type d'écoulement est caractérisé par un nombre adimensionnel appelé nombre de Reynolds :

$$\mathcal{R}_e = \frac{U \cdot L}{\nu} \quad (2.46)$$

où :

- U désigne la vitesse caractéristique de l'écoulement (m.s^{-1})
- L représente la dimension caractéristique (m)
- ν la viscosité cinématique du fluide ($\text{m}^2.\text{s}^{-1}$)

Le nombre de Reynolds représente le rapport entre les forces d'inertie et les forces visqueuses. Les grandeurs U et L prennent différentes valeurs selon l'analyse visée.

- $\mathcal{R}_e$ lié au rotor et la vitesse de l'écoulement incident :

$$\mathcal{R}_e = \frac{V_\infty \cdot D}{\nu} \quad (2.47)$$

- $\mathcal{R}_e$ lié à la corde c de la pale et à la vitesse locale en bout de pale :

$$\mathcal{R}_e = \frac{R \cdot \Omega_{\text{tur}} \cdot c}{\nu} = \frac{\lambda \cdot V_\infty \cdot c}{\nu} \quad (2.48)$$

Dans tous les cas,

Si $\mathcal{R}_e \leq 2000$: l'écoulement est laminaire

Si $\mathcal{R}_e > 2000$: l'écoulement est turbulent

Il est à noter que la viscosité n'est pas négligeable dans un écoulement turbulent. En effet c'est même elle qui est à l'origine des tourbillons.

4.5.2 Concept de couche limite

Les solutions en champ des vitesses et champ de pression des écoulements parfaits sont déterminées par la géométrie des parois limitant l'écoulement et ne dépendent pas de la nature du fluide étudié.

L'étude expérimentale montre que la vitesse $\vec{V}$ du fluide augmente de zéro à la paroi (adhérence imposée par les forces d'attraction intermoléculaires) jusqu'à une valeur correspondant à celle de l'écoulement externe sans frottement. Cette mince zone est appelée couche limite.

Cette théorie de couche limite a été établie en 1904 par Ludwig Prandtl.

Dans la couche limite, les contraintes tangentielles sont considérables, même lorsque la viscosité μ est faible, car les gradients de vitesse sont importants.

4.5.3 Profil des vitesses dans la couche limite laminaire

La couche limite se développe le long de l'obstacle à partir du point d'arrêt A. Au voisinage de ce point, l'écoulement dans la couche limite est d'abord laminaire, mais il devient turbulent à partir d'une certaine distance. Le passage s'effectue le long d'une zone critique appelée zone de transition d'étendue faible (assimilée à une ligne T) comme le montre la figure suivante :

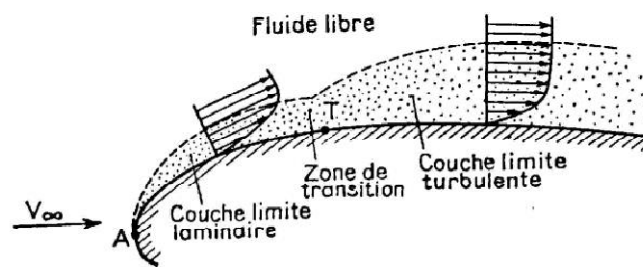


Fig.2-18 Différentes zones dans la couche limite

La couche limite n'adhère pas dans tous les cas à la paroi pendant tout le temps de son développement et, à un moment, peut survenir son décollement. Ce phénomène est toujours associé à la formation de gros tourbillons, initiateurs du sillage d'un obstacle par exemple.

En général, la couche limite est très mince aux limites amont d'un obstacle, mais elle augmente d'épaisseur en raison de l'action continue de la contrainte tangentielle visqueuse.

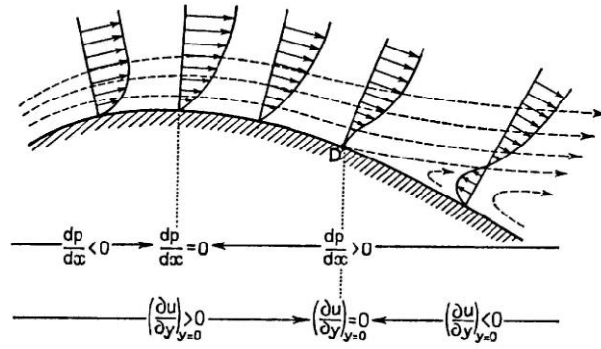


Fig.2-19 Evolution du profil des vitesses dans la couche limite

L'expression du champ de vitesses dans la couche limite dépend du champ de pression, qui est une donnée du problème. En particulier, nous admettrons que dans la couche limite :

- la pression est constante suivant y (perpendiculairement à la paroi) :

$$\frac{\partial p}{\partial y} = 0 \quad (2.47)$$

- la variation de pression suivant x (tangentielllement à la paroi) est imposée par l'écoulement non visqueux à l'extérieur de la couche limite.

4.5.4 Epaisseur de la couche limite sur un profil

Dans la couche limite, le transport diffusif domine le transport convectif, alors qu'à l'extérieur de la couche limite, c'est l'inverse.

En écrivant qu'au bord de la couche limite, les deux termes de l'équation de Navier – Stokes sont du même ordre de grandeur, on montre à l'aide de l'analyse dimensionnelle que :

$$\frac{\delta}{L} = \frac{1}{\sqrt{\mathcal{R}_e}} \quad (2.48)$$

La couche limite turbulente se décolle moins facilement et moins brusquement que la couche limite laminaire. Cela s'explique bien si l'on se rappelle que la couche turbulente et le fluide libre (extérieur) échangent des quantités de mouvement d'une façon beaucoup plus vive et importante que la couche laminaire, aussi les particules de fluide voisines de la paroi conservent-elles plus facilement leur énergie cinétique dans la couche turbulente que dans la couche laminaire.

Cette transition laminaire - turbulente est favorable car elle a pour effet de réduire le sillage et donc la traînée, puisque le coefficient de traînée C_x chute rapidement lors de cette transition.

CHAPITRE 3 : MODELISATION ET DIMENSIONNEMENT D'UNE HYDROLIENNE

I. MODELISATION DE L'HYDROLIENNE

1.1 Eléments constitutifs

La réalisation et l'installation d'une hydrolienne sont à la fois difficile et délicate et présente une certaine complexité. Aussi, afin de minimiser le coût du système, on adoptera la structure la plus simple possible, consistant en une chaîne de conversion « entièrement passive » comme celle proposée et analysée par Gergaud et al, [GER_01]. On choisira alors une hydrolienne de petite puissance entraînant une génératrice synchrone à aimants permanents qui charge une batterie à travers un pont de diodes triphasé.

Le système d'entraînement peut être soit direct soit muni d'un multiplicateur de vitesse.

Ce type d'hydrolienne fonctionnera à vitesse variable et ne comprendra, pour le fonctionnement envisagé, aucun dispositif électronique commandé ce qui ne permet pas l'utilisation de la stratégie MPPT (Maximal Power Point Tracking) pour l'extraction de la puissance maximale. La fiabilité de cette chaîne entièrement passive a été prouvée dans des applications éoliennes ilôtées. Par contre, cette chaîne présente un inconvénient majeur au niveau de l'efficacité énergétique qui peut s'avérer assez modeste si l'association turbine génératrice-accumulateur n'est pas mutuellement adaptée.

La structure de cette chaîne de conversion d'énergie hydrolienne est décrite par le schéma global de la figure suivante :

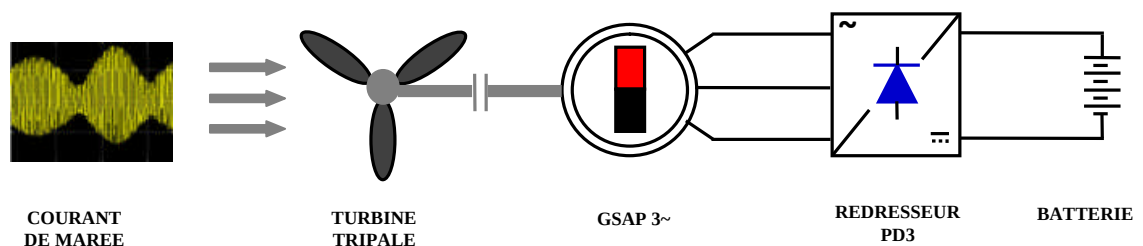


Fig.3-1 Chaîne de conversion hydrolienne à GSAP

Dans la suite, nous allons procéder à la modélisation de chacun des éléments de cette chaîne de production d'énergie.

1.2 Modélisation de la ressource

1.2.1 Potentiel de la ressource

La puissance cinétique totale disponible sur la turbine d'une hydrolienne est similaire à celle d'une éolienne.

Considérons un élément de colonne d'eau de longueur dl , de section S , de masse volumique ρ animé d'une vitesse V_{eau}

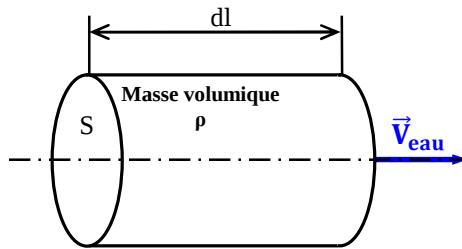


Fig.3-2 Elément de colonne d'eau dl

L'énergie cinétique de cet élément de colonne d'eau est :

$$dW_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \cdot dm \cdot V_{\text{eau}}^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot dl \cdot V_{\text{eau}}^2 \quad (3.1)$$

Or nous savons que $dl = V_{\text{eau}} \cdot dt$ puisque $V_{\text{eau}} = \frac{dl}{dt}$

d'où :

$$dW_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_{\text{eau}}^3 \cdot dt \quad (3.2)$$

On en déduit la puissance hydrodynamique disponible :

$$P_{\text{dis}} = \frac{dW_{\text{cin}}}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_{\text{eau}}^3 \quad (3.3)$$

où :

- ρ est la densité de l'eau
- S est la surface circulaire balayée par la turbine, le rayon du cercle est déterminé par la longueur de la pale.
- V_{eau} est la vitesse de l'eau.

La puissance disponible atteint sa valeur maximale lorsque l'énergie cinétique de rotation de l'eau après passage au niveau de l'hydrolienne est faible, c'est-à-dire pour une forte fréquence de rotation et un faible couple sur l'arbre.

1.2.2 L'énergie récupérable

On définit un coefficient C_p appelé « *Coefficient de puissance* » qui représente le rendement hydrodynamique de la turbine, tel que la puissance récupérable est donnée par :

$$P_{hyd} = C_p \cdot P_{dis} \quad (3.4)$$

Le coefficient C_p , directement lié à la vitesse de rotation de la turbine et de la vitesse du fluide, donne le pourcentage de puissance mécanique que la turbine pourrait récupérer de la veine de fluide. Il peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ :

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (3.5)$$

Le ratio de vitesse encore appelé vitesse spécifique est défini comme le rapport entre la vitesse linéaire des pales et la vitesse de l'eau :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_{tur}}{V_{eau}} \quad (3.6)$$

où $R \cdot \Omega_{tur}$ est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice.

Pour les hydroliennes, le coefficient de puissance C_p qui dépend à la fois de la vitesse du fluide et de la vitesse de rotation de la turbine est estimé entre 0,35 et 0,5. [ELG_08]

1.2.3 Modèle de la ressource.

Il est possible, en connaissant le coefficient de marée C , d'extrapoler la valeur du courant pour une heure donnée à partir du modèle de premier ordre suivant [ELG_08] :

$$V_{mar} = V_{me} + \frac{(C - 45)(V_{ve} - V_{me})}{95 - 45} \quad (3.7)$$

où 95 et 45 sont respectivement les coefficients de marée moyens correspondant aux vives eaux et mortes eaux.

II. MODELISATION MECANIQUE DE LA TURBINE ET DU MULTIPLICA- TEUR

2.1 Hypothèses simplificatrices

La turbine comprend trois pales fixes de longueur R chacune. Elles sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_{tur} qui est éventuellement relié à un multiplicateur de gain G et entraînant une génératrice électrique comme le montre la figure (3-3)

Les trois pales sont considérées de conception identique et possèdent donc :

- la même inertie J_{pale}

- la même élasticité K_b
- le même coefficient de frottement par rapport à l'air F_b .

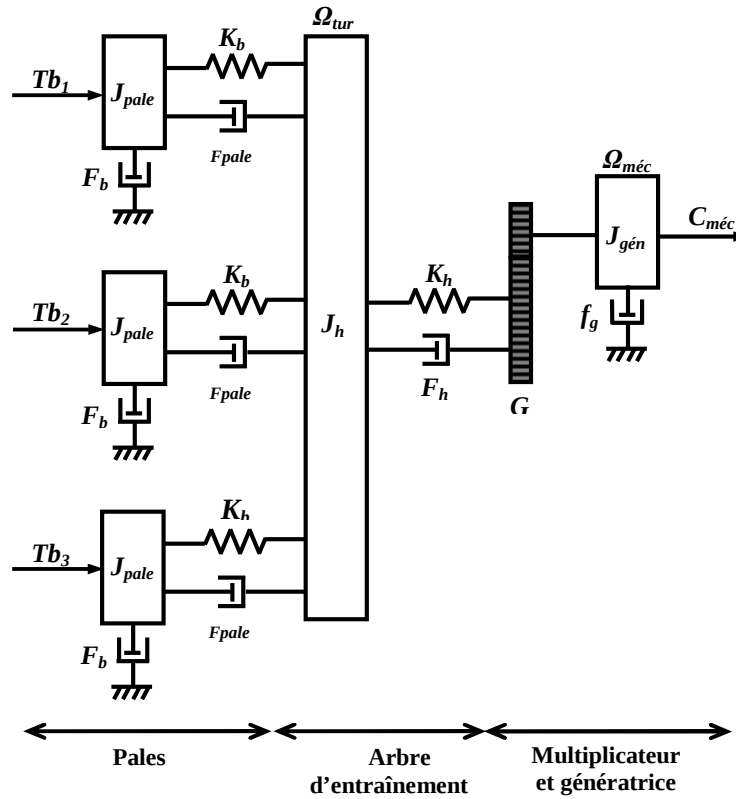


Fig.3-3 Modèle mécanique du système hydrolien

Chaque pale reçoit une force T_{b1} , T_{b2} , T_{b3} qui dépend de la vitesse de la marée qui lui est appliquée.

L'arbre d'entraînement des pales est caractérisé par son inertie J_{tur} , son élasticité K_{tur} , son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur F_{tur}

Le rotor de la génératrice possède une inertie $J_{gén}$, un coefficient de frottement $F_{gén}$.

Ce rotor transmet un couple entraînant ($C_{méc}$) à la génératrice électrique et tourne à une vitesse angulaire notée $\Omega_{méc}$.

En considérant une répartition uniforme de la vitesse de l'eau sur toutes les pales et donc une égalité de toutes les forces de poussée ($T_{b1} = T_{b2} = T_{b3}$), on peut considérer l'ensemble des trois pales comme un seul et même système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. En outre, on néglige leur coefficient de frottement par rapport à l'eau (F_b). De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement sont négligeables par rapport aux pertes par frottement du côté de la génératrice.

On obtient alors un modèle mécanique comportant deux masses :

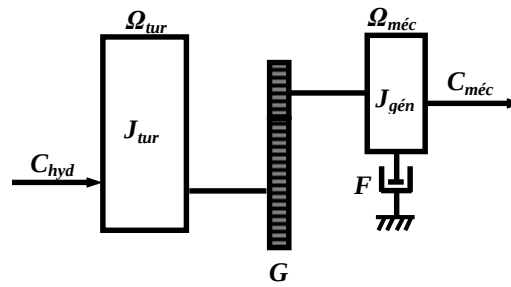


Fig.3-4 Modèle mécanique simplifié du système hydrolien

2.2 Modèle de la turbine

Le dispositif est constitué d'une turbine comprenant des pales de longueur R entraînant une génératrice. Les pales reçoivent les forces dues aux courants de marée qui créent un couple hydrodynamique C_{hyd} et font tourner son axe à une vitesse angulaire Ω_{tur} . Le multiplicateur transforme le couple (C_{hyd} , Ω_{tur}) en un autre ($C_{gén}$, $\Omega_{méc}$) qui s'applique sur l'arbre de la génératrice.

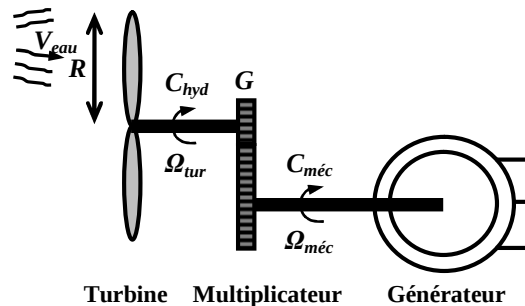


Fig.3-5 Hydrolienne avec multiplicateur de vitesse

La puissance de l'eau ou puissance marémotrice disponible étant définie par la relation (3.3), la puissance hydrodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit alors :

$$P_{hyd} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{eau}^3 \quad (3.8)$$

où le coefficient de puissance C_p représente le rendement hydrodynamique de la turbine hydrolienne. Il dépend de la caractéristique de la turbine.

Connaissant la vitesse de la turbine, le couple hydrodynamique est donc directement déterminé par :

$$C_{hyd} = \frac{P_{hyd}}{\Omega_{tur}} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{eau}^3 \cdot \frac{1}{\Omega_{tur}} \quad (3.9)$$

2.3 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse lente de la turbine à la vitesse de la génératrice. Ce multiplicateur est modélisé mathématiquement par les équations suivantes :

$$C_{mec} = \frac{C_{hyd}}{G} \quad (3.10)$$

$$\Omega_{tur} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (3.11)$$

2.4 Equation dynamique de l'arbre

La masse de la turbine hydrolienne est reportée sur l'arbre de la turbine sous la forme d'une inertie J_{tur} et comprend la masse des pales et la masse du rotor de la turbine. [SAL_04]

Le modèle mécanique considère l'inertie totale J_{tot} constituée de l'inertie de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice et de l'inertie de la génératrice.

$$J_{tot} = \frac{J_{tur}}{G^2} + J_{gén} \quad (3.12)$$

Notons que l'inertie du rotor de la génératrice est très faible par rapport à l'inertie de la turbine reportée sur cet axe. L'équation fondamentale de la dynamique permet de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total C_{tot} appliqué au rotor :

$$J_{tot} \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{tot} \quad (3.13)$$

où J_{tot} est l'inertie totale qui apparait sur le rotor de la génératrice.

Ce couple mécanique prend en compte, le couple électromagnétique $C_{ém}$ produit par la génératrice, le couple des frottements visqueux C_{vis} , et le couple mécanique C_{mec} .

$$C_{tot} = C_{mec} - C_{ém} - C_{vis} \quad (3.14)$$

Le couple résistant dû aux frottements est modélisé par un coefficient de frottements visqueux F :

$$C_{vis} = F \cdot \Omega_{mec} \quad (3.15)$$

2.5 Transmission du couple hydrolien

En supposant l'inertie constante, les relations précédentes nous donnent :

$$J_{tot} \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} - C_{ém} - F \cdot \Omega_{mec} \quad (3.16)$$

avec : - $C_{\text{méc}}$: couple issu du multiplicateur (moteur)

- $C_{\text{ém}}$: couple électromagnétique de la génératrice (résistant)

- J_{tot} : inertie totale de l'ensemble turbine-arbre-génératrice

- F : coefficient de frottement de l'ensemble turbine – arbre – génératrice.

Lorsque la génératrice fonctionne en régime établi dans lequel la vitesse est constante, les deux couples $C_{\text{méc}}$ et $C_{\text{ém}}$ sont égaux ($C_{\text{méc}} = C_{\text{ém}}$)

III MODELISATION DE LA GENERATRICE SYNCHRONES A AIMANTS PERMANENTS

3.1 Introduction

La génératrice convertit l'énergie mécanique issue de la turbine en énergie électrique qui sera soit intégrée directement dans un réseau existant, soit utilisée pour alimenter un site isolé. Dans cette partie, nous allons considérer un fonctionnement îloté d'une hydrolienne de petite puissance (de quelques centaines de watts à quelques dizaines de kilowatts) dans lequel la charge est constituée d'une batterie pour le stockage de l'énergie électrique produite.

Notre choix portera sur une génératrice synchrone triphasée à aimants permanents. Les raisons de ce choix en sont les suivantes :

- une génératrice à aimants permanents fournit une tension quelque soit sa vitesse ce qui justifie par ailleurs l'utilisation d'une batterie de stockage ;
- elle présente un rendement amélioré grâce à l'absence de consommation dans le rotor ;
- un entretien réduit dû à l'absence de balais.

La modélisation de la génératrice nécessite l'expression des diverses équations de fonctionnement. Nous devons pour cela considérer les hypothèses simplificatrices suivantes :

- le circuit magnétique de la génératrice n'est pas saturé,
- la répartition du flux est sinusoïdale,
- les pertes fer, l'effet de peau, les couplages capacitifs entre enroulements seront négligés.

Nous allons dans un premier temps établir les équations électriques de fonctionnement d'une génératrice synchrone avec un enroulement inducteur au rotor puis nous étudierons le cas d'une génératrice synchrone à aimants permanents. Ensuite, nous allons aborder les outils de transformation qui permettent de simplifier les équations obtenues.

3.2 Cas d'une génératrice synchrone à rotor bobiné

3.2.1 Equations de fonctionnement dans un référentiel fixe lié au stator

La génératrice comprend trois enroulements statoriques et un enroulement rotorique. Les génératrices de faible puissance n'ont généralement pas d'enroulements amortisseurs. Ces quatre enroulements sont couplés magnétiquement. Le couplage entre les enroulements varie selon la position du rotor dû à la réluctance variable du rotor.

Soit $[V_s] = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$ le vecteur des tensions par phase au stator, et $[V_r]$ le vecteur de tension

de l'enroulement au rotor. De même $[I_s] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$ le vecteur des courants au stator, et $[I_r]$ le vecteur des tensions par enroulement au rotor.

Il y a un décalage électrique angulaire θ entre l'axe de la phase de référence du stator et l'axe de la phase correspondante du rotor.

Le couplage magnétique de la machine est donné par l'équation des flux : $[\Phi_s] = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix}$ au stator et $[\Phi_r]$ au rotor.

3.2.1.1 Equations des tensions :

En supposant que les trois enroulements statoriques sont identiques, on peut écrire sous forme matricielle les équations de tensions de la génératrice :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_r \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ -I_r \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \\ \Phi_r \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Soit sous forme compacte :

$$\begin{bmatrix} [V_s] \\ [V_r] \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} [R_s] & [0] \\ [0] & R_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_s] \\ [-I_r] \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} [\Phi_s] \\ \Phi_r \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

avec :

$$[R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$$

3.2.1.2 Equations des flux

Les équations des flux sous forme matricielle sont :

$$\begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \\ \Phi_r \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} & M_{ar} \\ M_{ba} & L_b & M_{bc} & M_{br} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_c & M_{cr} \\ M_{ra} & M_{rb} & M_{rc} & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ -I_r \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

avec : - L_a, L_b, L_c et L_r inductance propre d'une phase statorique et rotorique
- $M_{ab}, M_{ac}, M_{ba}, M_{bc}, M_{ca}$ et M_{cb} inductance mutuelle entre phases statoriques
- $M_{ra}, M_{rb}, M_{rc}, M_{ar}, M_{br}$ et M_{cr} inductance mutuelle entre phases statoriques et rotoriques.

Soit sous forme compacte :

$$\begin{bmatrix} [\Phi_s] \\ [\Phi_r] \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{sr}]^T & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_s] \\ [-I_r] \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

avec :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_b & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_c \end{bmatrix}$$

$$[M_{sr}] = \begin{bmatrix} M_{ar} \\ M_{br} \\ M_{cr} \end{bmatrix}$$

Les enroulements statoriques sont séparés par la même distance d'où :

$$M_{ab} = M_{ba} ; M_{ac} = M_{ca} ; M_{bc} = M_{cb}$$

Définissons maintenant les valeurs des inductances propres et mutuelles.

Par une construction appropriée, une approximation de l'inductance propre statorique est possible [CHA_83] :

$$\begin{cases} L_a(\theta) = \bar{L} + L_{h2}\cos(2\theta) \\ L_b(\theta) = \bar{L} + L_{h2}\cos(2\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ L_c(\theta) = \bar{L} + L_{h2}\cos(2\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (3.21)$$

où $\bar{L}$ est l'inductance propre moyenne d'une phase et L_{h2} l'amplitude de la seconde harmonique.

Les inductances propres du stator varient avec l'angle θ , relatif à la position angulaire du rotor. Les inductances mutuelles entre les enroulements du stator sont également fonction de la position du rotor :

$$\begin{cases} M_{ab}(\theta) = M_{ba}(\theta) = -\frac{1}{2}\bar{L}_{h\sim} + L_{h2}\cos(2\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ M_{bc}(\theta) = M_{cb}(\theta) = -\frac{1}{2}\bar{L}_{h\sim} + L_{h2}\cos(2\theta) \\ M_{ca}(\theta) = M_{ac}(\theta) = -\frac{1}{2}\bar{L}_{h\sim} + L_{h2}\cos(2\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (3.22)$$

où $\bar{L}_{h\sim}$ représente la valeur moyenne de l'inductance principale d'une phase.

Les inductances mutuelles entre les enroulements statoriques et rotoriques sont données par :

$$\begin{cases} M_{ra}(\theta) = M_{ar}(\theta) = L_f \cos(\theta) \\ M_{rb}(\theta) = M_{br}(\theta) = L_f \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ M_{rc}(\theta) = M_{cr}(\theta) = L_f \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (3.23)$$

La valeur d'une inductance est reliée à la construction de la machine (nombre de spires, disposition des enroulements, type de matériau utilisé, largeur d'entrefer, etc.), mais également à la position du rotor comme le montre les équations précédentes. Ce système d'équations n'est pas linéaire, puisque les valeurs des inductances sont fonctions de la position du rotor. Afin de supprimer cette non linéarité, on utilise la transformation de Park.

3.2.2 Transformation de Park

3.2.2.1 Principe

On transforme les enroulements statoriques en enroulements fictifs orthogonaux équivalents. Ce modèle est caractérisé par un système d'axe en quadrature d (axe direct) et q (axe transversal), ce dernier en avance de $\frac{\pi}{2}$ radians par rapport à l'axe direct, dans le sens trigonométrique pris comme sens de rotation. On fait ainsi une projection du système d'axe a, b, c sur le système d'axe d, q qui est maintenant le nouveau référentiel, lié au rotor et tournant à la même vitesse. La transformation de Park change les enroulements statoriques en des enroulements équivalents au point de vue électrique et magnétique, disposés selon l'axe d et q. Cette transformation a pour but de rendre les inductances propres et mutuelles indépendantes de la position du rotor afin de rendre constant les coefficients des équations de tension de la génératrice synchrone.

Les matrices de transformation directe et inverse utilisées pour faire la transformation du système de référence sont les suivantes :

$$[P] = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

et

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

En plus des variables d et q tournant avec le rotor, la composante homopolaire o tangente au rotor est introduite afin de considérer les déséquilibres :

$$[V_{dqo}] = [P] \cdot [V_{abc}] \quad (3.26)$$

$$[I_{dqo}] = [P] \cdot [I_{abc}] \quad (3.27)$$

$$[\Phi_{dqo}] = [P] \cdot [\Phi_{abc}] \quad (3.28)$$

$$[V_{abc}] = [P]^{-1} \cdot [V_{dqo}] \quad (3.29)$$

$$[I_{abc}] = [P]^{-1} \cdot [I_{dqo}] \quad (3.30)$$

$$[\Phi_{abc}] = [P]^{-1} \cdot [\Phi_{dqo}] \quad (3.31)$$

Ainsi, la transformation de Park permet d'enlever toute dépendance liée à la position du rotor en faisant une projection dans un référentiel tournant lié au rotor. On peut alors résoudre le système d'équations modifié et appliquer ensuite la transformation de Park inverse $[P]^{-1}$ afin de retrouver les grandeurs qui nous intéressent dans le référentiel fixe.

3.2.2.2 Equations de l'alternateur dans un référentiel tournant

Dans le référentiel fixe, on a :

$$[V_s] = -[R_s][I_s] - \frac{d}{dt}[\Phi_s] \quad (3.32)$$

En appliquant la transformation de Park :

$$[P][V_s] = -[R_s][P][I_s] - [P] \frac{d}{dt}[\Phi_s] = -[R_s][P][I_s] - \frac{d}{dt}\{[P][\Phi_s]\} + \frac{d[P]}{dt}[\Phi_s] \quad (3.33)$$

Comme $\omega = \frac{d\theta}{dt}$, on obtient les équations :

$$V_d = -R_s I_d - \frac{d\varphi_d}{dt} + \omega \Phi_q \quad (3.34)$$

$$V_q = -R_s I_q - \frac{d\phi_q}{dt} - \omega \Phi_d \quad (3.35)$$

$$V_o = -R_s I_o - \frac{d\Phi_o}{dt} \quad (3.36)$$

$$V_r = -R_r I_r - \frac{d\Phi_r}{dt} \quad (3.37)$$

En appliquant la transformation de Park à la matrice des flux statoriques il vient :

$$[\Phi_{dqo}] = [P][\Phi_{abc}] = [P][L_s][I_s] + [P][L_{sr}][I_r] \quad (3.38)$$

En introduisant les expressions des inductances, on obtient :

$$\begin{bmatrix} \phi_d \\ \phi_q \\ \phi_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & L_{fa} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & L_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_r \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

L_d représente l'inductance synchrone longitudinale, L_q l'inductance synchrone transversale et L_o représente l'inductance homopolaire. Ces inductances ne dépendent pas de la position du rotor, les équations de V_d , V_q et V_o sont donc linéaires et faciles à résoudre.

3.2.2.3 Expression de la puissance et du couple dans le référentiel tournant

La puissance électrique instantanée de la machine vaut :

$$p(t) = V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c - V_r I_r = \frac{3}{2} (V_d I_d + V_q I_q) + 3V_o I_o - V_r I_r \quad (3.40)$$

En remplaçant v_d , v_q et v_o par leurs valeurs, la relation précédente multipliée par dt donne l'énergie électrique absorbée pendant l'intervalle de temps dt et s'exprime par :

$$dW = \left[\frac{3}{2} R_s (I_d^2 + I_q^2) + 3R_s I_o^2 + R_r I_r^2 \right] dt + \left[\frac{3}{2} (d\Phi_d I_d + d\Phi_q I_q) + 3d\Phi_o I_o + d\Phi_r I_r \right] + \left[\frac{3}{2} \omega (\Phi_d I_q - \Phi_q I_d) dt \right] \quad (3.41)$$

L'énergie électrique est composée de trois termes :

- l'énergie perdue par effet Joule dans les enroulements ;
- la variation d'énergie magnétique emmagasinée dans le champ de couplage ;
- l'énergie transformable en énergie mécanique.

L'énergie mécanique est donc :

$$dW_{mec} = \left[\frac{3}{2} \omega (\Phi_d I_q - \Phi_q I_d) dt \right] = C_{em} \cdot d\theta \quad (3.42)$$

avec : $d\theta = \frac{\omega}{p} dt$

Le couple électromagnétique vaut finalement :

$$C_{em} = \frac{3}{2} p (\Phi_d I_q - \Phi_q I_d) \quad (3.43)$$

$$C_{em} = \frac{3}{2} p [(L_d - L_q) I_d I_q + L_r I_r I_q] \quad (3.44)$$

Le premier terme représente le couple réactif dû à la saillance des pôles. Le second terme représente le couple synchrone créé par l'excitation.

3.3 Equations de l'alternateur à aimants permanents

3.3.1 Régime permanent

En régime permanent équilibré, si l'on fait correspondre l'angle θ de la transformée de Park à $t = 0$ avec l'axe de la phase a, on peut simplifier les équations précédentes. Ainsi pour un observateur lié au rotor, le champ tournant paraît fixe et la transformée de Park revient à décomposer le champ tournant selon les axes d et q du rotor, faisant apparaître deux courants continus I_d et I_q . Les flux totalisés Φ_d et Φ_q étant constants, les dérivées apparaissent dans les expressions de V_d et V_q disparaissent. On obtient alors les équations suivantes :

$$V_d = -R_s I_d + \omega L_q I_q \quad (3.45)$$

$$V_q = -R_s I_q - \omega L_d I_d + \omega L_r I_r \quad (3.46)$$

Les deux équations précédentes sont valables pour l'alternateur synchrone ayant une bobine excitatrice pour produire le champ d'excitation. Pour un alternateur à aimants permanents, on remplace $L_r I_r$ par le flux magnétique produit par un aimant $\hat{\Phi}_F$ (Wb/pôle). On obtient alors :

$$V_d = -R_s I_d + \omega L_q I_q \quad (3.47)$$

$$V_q = -R_s I_q - \omega L_d I_d + \omega \hat{\Phi}_F \quad (3.48)$$

où ω est obtenu à partir de la vitesse de rotation du rotor Ω_{rot} et du nombre de paires de pôles p

$$\omega = p \cdot \Omega_{rot} = p \cdot \Omega_{méc} \quad (3.49)$$

Et le couple électromagnétique s'écrit :

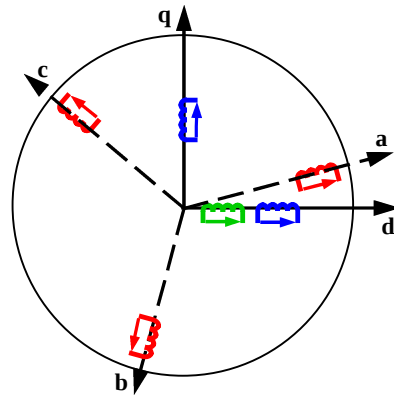
$$C_{em} = \frac{3}{2} p [(L_d - L_q) I_d I_q + \hat{\Phi}_F I_q] \quad (3.50)$$

Les variables R_s, L_d, L_q, p et $\hat{\Phi}_F$ sont des constantes reliées à la construction de l'alternateur et $\Omega_{méc}$ est la vitesse angulaire de rotation du rotor en [rad/s]. [CHA_83].

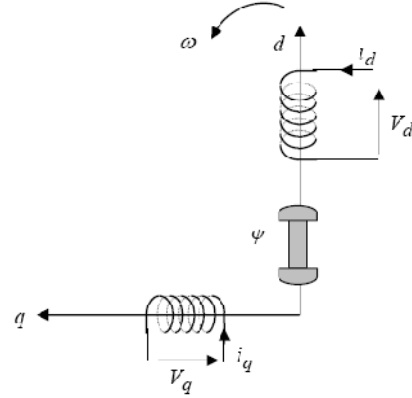
3.3.2 Régime dynamique

L'application de la transformation diphasée (d, q) sur les relations ci-dessus nous donne les équations électriques au stator de la génératrice synchrone dans le repère de Park :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_o \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_o \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_d \\ \Phi_q \\ \Phi_o \end{bmatrix} \quad (3.51)$$



a) Enroulements réels et fictifs



b) Enroulements selon d, q

Fig.3-6 Enroulements de la GSAP

La transformation de Park ne s'applique pas aux circuits rotoriques. Ces circuits se trouvent déjà dans le référentiel de Park. Le circuit de champ se trouve dans l'axe longitudinal.

3.3.3 Les équations mécaniques

Les équations mécaniques sont exactement les mêmes que celles de la machine asynchrone dans le repère de Park :

$$J_{\text{tot}} \cdot \frac{d\Omega_{\text{mec}}}{dt} = C_{\text{gén}} - C_{\text{ém}} - F \cdot \Omega_{\text{mec}} \quad (3.52)$$

$$C_{\text{ém}} = \frac{3}{2} p (I_d \Phi_q - I_q \Phi_d + \hat{\Phi}_F I_q) = \frac{3}{2} p [(L_d - L_q) I_d I_q + \hat{\Phi}_F I_q] \quad (3.53)$$

3.4 Pertes dans la génératrice

Les pertes dans la génératrice sont subdivisées en pertes mécaniques, pertes Joules et pertes fer.

3.4.1 Pertes mécaniques $p_{\text{méca}}$

Une partie des pertes totales dans la génératrice est due aux frottements. Ces pertes sont dépendantes de la vitesse de rotation de la génératrice.

La puissance perdue par frottements est donnée par:

$$p_{\text{méca}} = F \cdot \Omega_{\text{méc}}^2 \quad (3.54)$$

3.4.2 Pertes par effet Joules p_j

Les pertes Joule sont engendrées par la résistance du bobinage statorique :

$$p_j = R_s \cdot i_a^2 + R_s \cdot i_b^2 + R_s \cdot i_c^2 \quad (3.55)$$

où i_a , i_b , i_c sont les valeurs instantanées du courant triphasé.

3.4.2 Pertes fers p_f

Par pertes fer, nous dénommons les pertes par courants de Foucault et les pertes par Hystérésis au sein des matériaux ferromagnétiques.

Les premières sont liées aux variations temporelles du flux dans les matériaux conducteurs, qui induisant des forces électromotrices, génèrent des courants dans les plans normaux à la direction du flux, sources de pertes.

Par contre, les pertes par hystérésis sont dues à des transformations de l'organisation microscopique de la matière ferromagnétique sous l'effet de variations du champ magnétique. Ces transformations s'accompagnent d'un phénomène d'hystérésis et de pertes.

Dans le cadre de cette étude, nous n'allons pas tenir compte de ces différentes pertes dans un souci de simplification.

IV MODELISATION DU REDRESSEUR

Alimentés par une source alternative monophasée ou polyphasée, ils permettent d'alimenter en continu le récepteur branché à leur sortie.

On utilise un redresseur chaque fois que l'on a besoin de continu alors que l'énergie électrique est disponible en alternatif. Comme c'est sous cette seconde forme que l'énergie électrique est presque toujours générée et distribuée, les redresseurs ont un très vaste domaine d'applications.

4.1 Redresseur monophasé

Nous allons modéliser dans un premier temps un redresseur monophasé à diodes sur charge R, L [MEG_09]

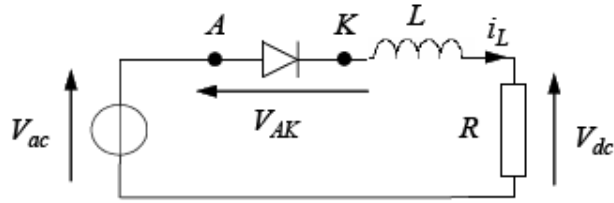


Fig.3-7 Redresseur monophasé

La diode conduit lorsque la tension $V_{AK} > 0$. Lorsqu'elle est passante, la tension à ses bornes est nulle (cas d'une diode parfaite) ou égale à sa tension seuil V_{d0} (de l'ordre de 0,7 V) qui reste négligeable devant les autres chutes de tension dans le circuit. Le courant dans la diode est alors imposé par le reste du circuit.

Une diode se bloque lorsque le courant anode-cathode qui la traverse s'annule ($i_{AK} = 0$). C'est la tension anode-cathode qui est alors imposé par le reste du circuit.

Le courant i_L dans l'inductance est donné par :

$$i_L = \frac{1}{L} \int V_L dt \quad (3.56)$$

où la tension V_L aux bornes de l'inductance dépend de l'état de conduction c de la diode telle que : $V_L = 0$ si la diode est conductrice ($c = 1$).

Ainsi, la tension aux bornes de l'inductance s'exprime par :

$$V_L = c(V_{ac} - V_{DC}) \quad (3.57)$$

En exprimant la tension aux bornes de la résistance en fonction du courant dans l'inductance :

$$V_{DC} = R \cdot i_L \quad (3.58)$$

L'équation ... devient :

$$i_L = \frac{1}{L} \int c \cdot (V_{ac} - Ri_L) dt \quad (3.59)$$

Ce qui nous ramène au modèle du redresseur monophasé suivant qui permet de calculer simultanément c et V_L [ABD_07].

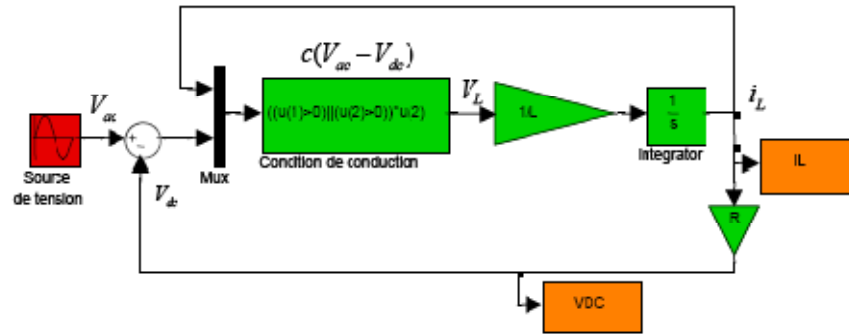


Fig.3-8 Bloc de simulation d'un redresseur monophasé débitant sur une charge inductive

[ABD_07]

4.2 Montage PD3

Dans cette partie, nous considérons un redresseur en pont triphasé du type PD3. On ne tiendra pas compte du phénomène d'empiètement en supposant que les inductances de ligne et de la génératrice sont faible.

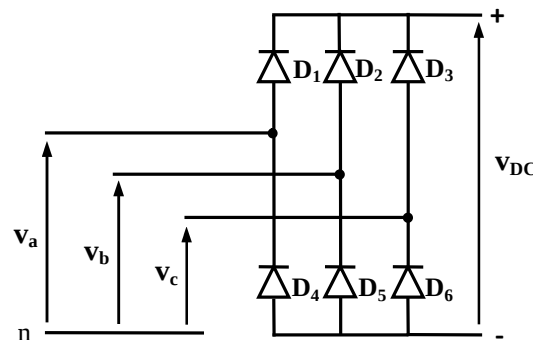


Fig.3-9 Redresseur en pont triphasé PD3

Ce montage est composé de six diodes dont les trois premières sont montées en anodes communes et les trois autres en cathodes communes comme le montre la figure ci-dessous.

D_1 conduit lorsque v_a est la plus positive des tensions v_a , v_b , v_c . D_6 conduit quand v_c est la tension la plus négative. Chaque diode conduit pendant $1/3$ de la période T . La période de la tension redressée est égale à $\frac{T}{6}$.

La figure suivante montre l'allure de la tension redressée à la sortie du pont et les intervalles de conduction des diodes pendant la première période de v_a :

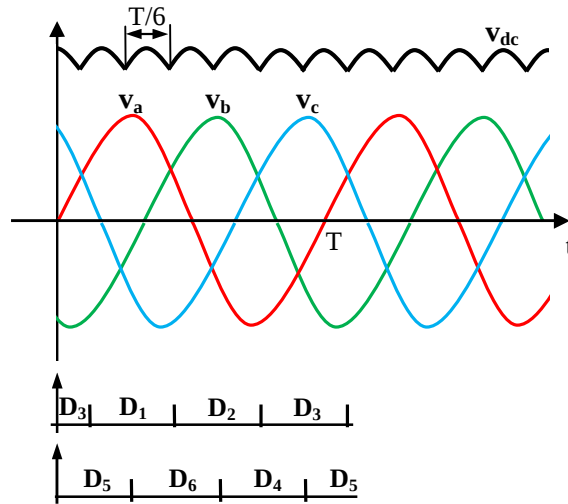


Fig.3-10 Allure de la tension redressée V_{DC} et intervalles de conduction des diodes

4.3 Tension moyenne

Elle est obtenue par :

$$\bar{V}_{DC} = \frac{1}{T_{red}} \int_{\frac{T}{12}}^{\frac{T}{4}} (v_a - v_c) dt = \frac{6}{T} \cdot \int_{\frac{T}{12}}^{\frac{T}{4}} (v_a - v_c) dt \quad (3.60)$$

$$\bar{V}_{DC} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_s \quad (3.61)$$

où V_s est la tension efficace de la génératrice

4.4 Intensité moyenne

Pour un pont redresseur en charge, l'intensité moyenne est donnée par :

$$\bar{I}_{dc} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} \cdot I_s \quad (3.62)$$

où I_s est l'intensité efficace débitée par la génératrice.

4.5 Facteur de forme

La valeur du facteur de forme caractérise la tension redressée. Plus cette valeur est proche de l'unité, plus la tension obtenue est voisine d'une grandeur continue.

Ce coefficient sert à comparer des montages redresseurs différents entre eux.

Par définition, on nomme facteur de forme le rapport :

$$FF = \frac{V_{DCeff}}{\bar{V}_{DC}} \quad (3.63)$$

où V_{DCeff} : Tension redressée efficace

$\bar{V}_{DC}$: Tension redressée moyenne

4.6 Modèle Matlab/Simulink du pont redresseur

Le modèle suivant permet la simulation sous Matlab/Simulink du pont de diodes [ABD_07]. Le principe de cette représentation consiste à définir, diode par diode, les conditions logiques de conduction ($c = 1$) ou blocage ($c = 0$) selon l'état des courants et des tensions mais qui ne prend pas en compte du phénomène d'empiètement.

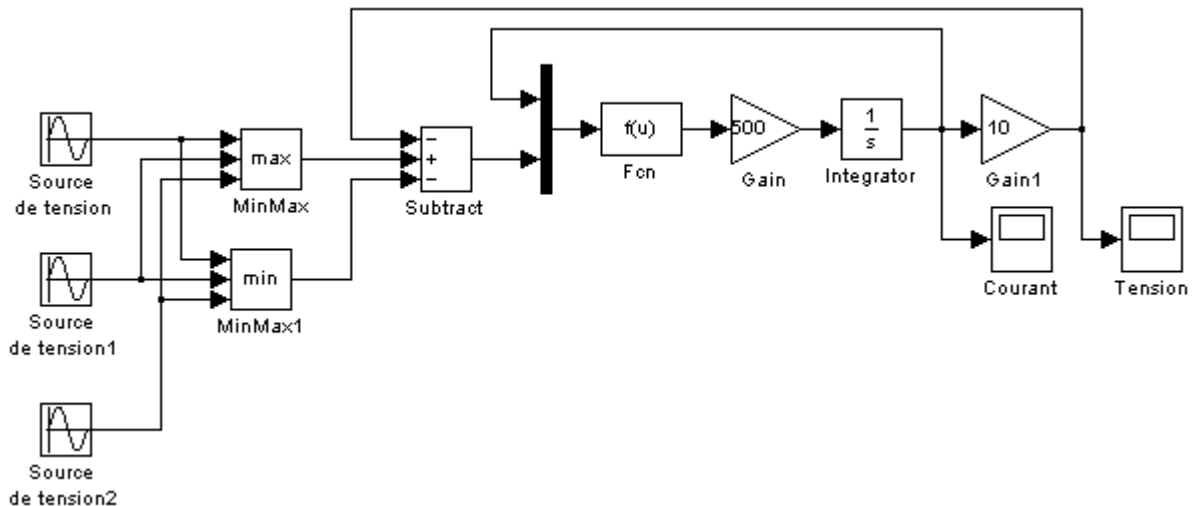


Fig.3-11 Bloc de simulation d'un pont de diodes en conduction normale.

V MODELISATION DE LA BATTERIE DE STOCKAGE

5.1 Modèle équivalent de la batterie

Bien que la marée soit prévisible, sa variation se fait continuellement. Pour un site isolé, l'énergie fournie par l'hydrolienne ne sera pas utilisé en tout temps. On doit disposer d'un moyen permettant de découpler la production et la consommation afin d'alimenter la charge lorsque la marée est faible et d'absorber les surplus de production lorsque la marée est forte. La solution la plus simple de stocker de l'énergie est l'utilisation d'une batterie d'accumulateur.

La batterie est modélisée par une force électromotrice E_{bat} en série avec une résistance interne r_{bat} :

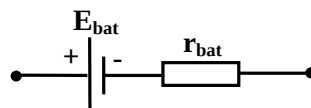


Fig.3-12. Schéma équivalent de la batterie

On peut évaluer la puissance à la sortie du pont injectée dans la batterie [ABD_07].

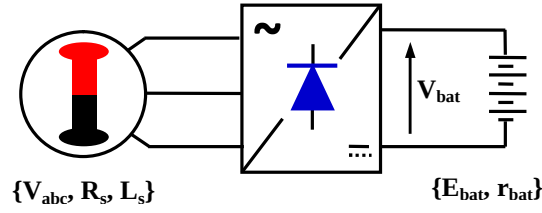


Fig.3-13 Chaîne de conversion à association directe redresseur-batterie.

5.2 Tension de sortie du redresseur

La tension à la sortie du pont est donnée par :

$$V_{bat} = \sqrt{E_{DC}^2 - (L_{DC} \cdot I_{DC})^2} - R_{DC} \cdot I_{DC} \quad (3.64)$$

avec :

$$E_{DC} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot E_s \quad (3.65)$$

$$L_{DC} = 3 \left(\frac{\sqrt{6}}{\pi} \right)^2 \cdot L_s \quad (3.66)$$

$$R_{DC} = 3 \left(\frac{\sqrt{6}}{\pi} \right)^2 \cdot R_s \quad (3.67)$$

En négligeant le phénomène de réaction d'induit et les pertes par effet Joules, la puissance électrique fournie à la batterie est :

$$P_{bat} = V_{bat} \cdot I_{DC} \quad (3.68)$$

Gergaud et al. ont établi que plus la tension batterie V_{bat} est élevée plus la vitesse Ω_0 , vitesse pour laquelle la génératrice commence à fournir de la puissance, est élevée. En effet, pour que la génératrice puisse fournir de la puissance aux accumulateurs il faut que sa f.e.m., E , soit supérieure à la tension V . On obtient :

$$\Omega_0 = \frac{\sqrt{2}}{k \cdot \pi} \cdot V_{bat} \quad (3.69)$$

La courbe de puissance tend vers une limite asymptotique. En effet la puissance maximale fournie par la génératrice est :

$$P_{\max} = \frac{3 \cdot \sqrt{2}}{\pi \cdot L \cdot p} \cdot k \cdot V_{\text{bat}} \quad (3.70)$$

où p représente le nombre de paires de pôles de la machine

En déterminant la caractéristique de la puissance en entrée du système (en aval de la turbine), P_{in} en fonction de n puis la caractéristique de la puissance fournie à la batterie P_{bat} en fonction de P_{in} , on pourra alors aisément déterminer la puissance fournie à la batterie en fonction de la vitesse du courant, $P_{\text{bat}} = f(V_{\text{eau}})$

VI DIMENSIONNEMENT DE LA TURBINE

Il est à souligner avant d'aborder cette partie que la méthode de calcul des pales d'hydrolienne n'est pas unique.

Parmi les différentes méthodes qui existent, nous allons adopter la méthode simplifiée pour le dimensionnement de la turbine qui a déjà fait l'objet de plusieurs articles techniques.

6.1 Diamètre du rotor

Le diamètre du rotor sera choisi en fonction de la vitesse d'écoulement ainsi que de la puissance de la génératrice. Il va définir la vitesse de rotation de la turbine et le couple hydrodynamique.

La vitesse linéaire périphérique V_{tur} de la turbine est liée à la vitesse angulaire de rotation Ω_{tur} et la vitesse spécifique λ par :

$$V_{\text{tur}} = R \cdot \Omega_{\text{tur}} = \lambda \cdot V_{\text{eau}} \quad (3.71)$$

Le couple et la puissance hydrodynamiques sont d'après les équations (3.8) et (3.9) :

$$C_{\text{hyd}} = P_{\text{hyd}} \cdot \Omega_{\text{tur}}$$

$$P_{\text{hyd}} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V_{\text{eau}}^3$$

Cette dernière peut encore s'écrire :

$$P_{\text{hyd}} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{\text{eau}}^3 \quad (3.72)$$

Les valeurs à fixer pour une première détermination du rayon de pale sont donc : λ , V_{eau} , C_p . En tenant compte de la limite de Betz, le rendement hydrodynamique C_p est inférieur à 0,593.

Il est également à rappeler que :

- la vitesse réduite est choisie en fonction du nombre de pales B. En général, on adopte-
ra les valeurs suivantes :

λ	B
1	8 – 24
2	6 – 12
3	3 – 6
4	3 – 4
> 4	1 – 3

Tab.3-1 Valeur de la vitesse spécifique en fonction du nombre de pales

- la puissance théorique disponible peut être obtenue avec des relations approximatives en fonction du classement (lent ou rapide) de la turbine.

Le rayon de pale est donné en fonction de la puissance théorique par l'expression :

$$R = \sqrt{\frac{2 \cdot P_{hyd}}{\rho \cdot C_p \cdot \pi \cdot V_{eau}^3}} \quad (3.73)$$

6.2 Corde de la pale

La largeur de la pale est la corde $c(r)$ de la pale en un point donné. Cette largeur peut être fixe (pales à largeur fixe) ou variable (pales à largeurs variables).

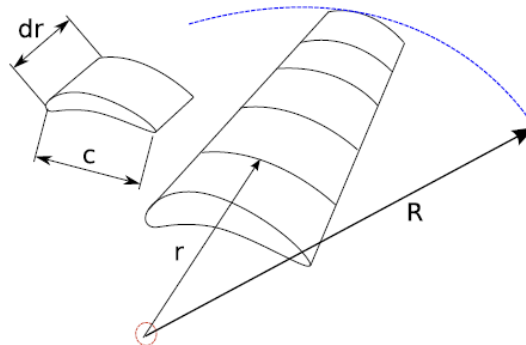


Fig.3-14. Modèle d'élément de pale

Dans la pratique, on découpe une pale en section dans un rapport de 1 à 6 ou de 1 à 10 afin de déterminer les cordes qui sont habituellement décroissantes.

6.3 Forces hydrodynamiques

Considérons un profil de pale horizontal comme le montre la figure ci-dessous :

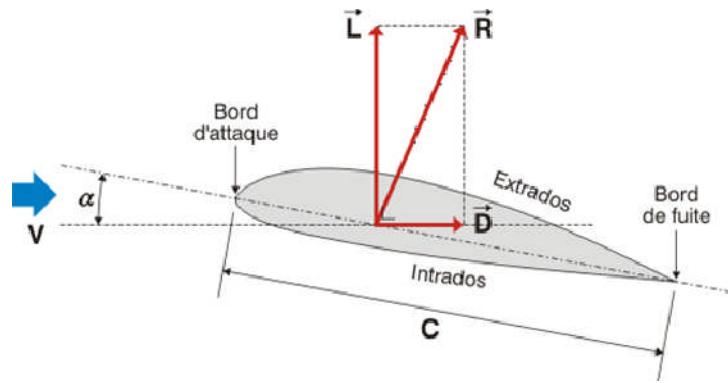


Fig.3-15 Représentation des forces aérodynamiques

$\vec{L} = \vec{F}_z$: Force de portance (Lift), force perpendiculaire à la direction du vent dirigée de l'intrados vers l'extrados.

$\vec{D} = \vec{F}_x$: Force de traînée (Drag), force qui résiste à l'écoulement, de même sens et de même direction que la vitesse relative de celui-ci.

$$F_z = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_z \cdot S \cdot V_{\text{eau}}^2 \quad (3.74)$$

où C_z est le coefficient de portance

et :

$$F_x = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_x \cdot S \cdot V_{\text{eau}}^2 \quad (3.75)$$

où C_x est le coefficient de traînée

La force résultante F est telle que :

$$F = \sqrt{F_x^2 + F_z^2} = \frac{1}{2} \cdot C_r \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{\text{eau}}^2 \quad (3.76)$$

où C_r représente le coefficient hydrodynamique total

C_z et C_x dépendent de l'angle d'incidence i (angle entre la corde et la vitesse relative $\vec{W}$)

On définit entre autre :

- la finesse :

$$s = \frac{C_z}{C_x} \quad (3.77)$$

- le moment hydrodynamique résultant :

$$M = \int_0^l r dF = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_m \cdot V_{\text{eau}}^2 \cdot l \quad (3.78)$$

où C_m est le coefficient de moment et l la largeur du profil

- L'angle d'inclinaison I , angle que fait la vitesse relative $\vec{W}$ avec le plan de rotation :

$$I = \alpha + \beta \quad (3.79)$$

- L'angle de calage β , angle formé par la corde du profil et le plan de rotation de la pale.

- L'angle d'attaque ou angle d'incidence α , angle formé par la corde du profil et la direction de la vitesse relative :

$$\alpha = I - \beta \quad (3.80)$$

Comme la vitesse tangentielle de la pale augmente en s'éloignant du centre de rotation, la vitesse relative $\vec{W}$ de l'écoulement et l'angle d'incidence changent. Pour conserver un angle d'attaque constant sur toute la longueur de la pale, il est possible de modifier l'angle de calage en vrillant la pale sur sa longueur.

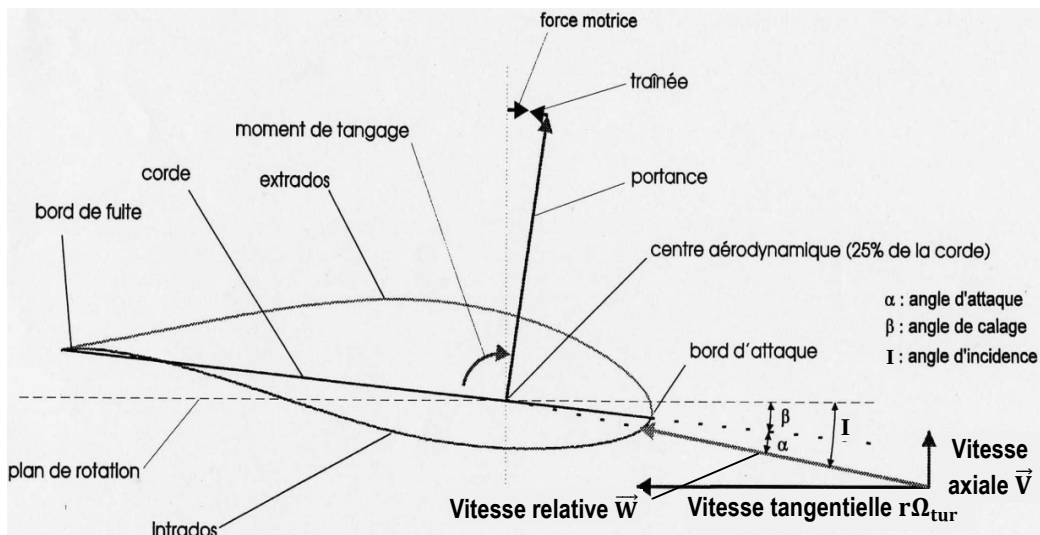


Fig.3-16 Profil aérodynamique

L'angle de calage est donné par :

$$\beta = I - \alpha \quad (3.81)$$

L'angle d'attaque α optimal à utiliser correspond à l'angle pour lequel la finesse est maximale et qui donne le meilleur rapport portance/trainée.

6.4 Calcul de la largeur des pales

6.4.1 Relations de base simplifiées

Sans entrer dans un détail de calculs long et fastidieux, nous adopterons la théorie simplifiée pour le calcul de la largeur des pales de la turbine.

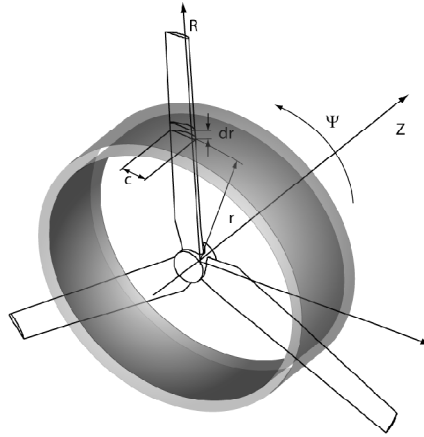


Fig.3-17 Concept de l'élément de pale

Les relations utilisées, correspondant aux conditions optimales de fonctionnement, concernent l'angle d'inclinaison I :

$$\cotan I = \frac{r \cdot \Omega_{\text{tur}}}{V_{\text{eau}}} = \frac{3}{2} \lambda(r) \quad (3.82)$$

ainsi que la largeur proprement dite :

$$C_z \cdot B \cdot l = \frac{16\pi}{9} \cdot \frac{R}{\lambda \sqrt{\lambda^2 \frac{r^2}{R^2} + \frac{4}{9}}} \quad (3.83)$$

où B représente le nombre de pales, l la largeur de pale et $\lambda(r)$ la vitesse spécifique à la distance r de l'axe de rotation.

6.4.2 Principe de calcul

- La vitesse spécifique et le diamètre du rotor étant connus, l'angle d'inclinaison I peut être calculé pour chaque valeur de r , par la relation :

$$\cotan I = \frac{3}{2} \lambda(r) = \frac{3}{2} \lambda \frac{r}{R} \quad (3.84)$$

ou

$$\tan I = \frac{2}{3\lambda(r)} = \frac{2}{3\lambda k} \quad (3.85)$$

avec :

$$k = \frac{r}{R} \quad (3.86)$$

- Si l'angle d'incidence $\alpha = I - \beta$ connu, on peut obtenir la valeur de C_z à l'aide de la polaire du profil.

- En fixant le nombre de pales B, l'expression de $C_z \cdot B \cdot l$ permet de calculer la largeur l des divers éléments de pale en fonction de la distance r de l'axe :

$$l = \frac{16\pi}{9} \cdot \frac{R}{C_z \cdot B \cdot \lambda \cdot \sqrt{\lambda^2 \frac{r^2}{R^2} + \frac{4}{9}}} \quad (3.87)$$

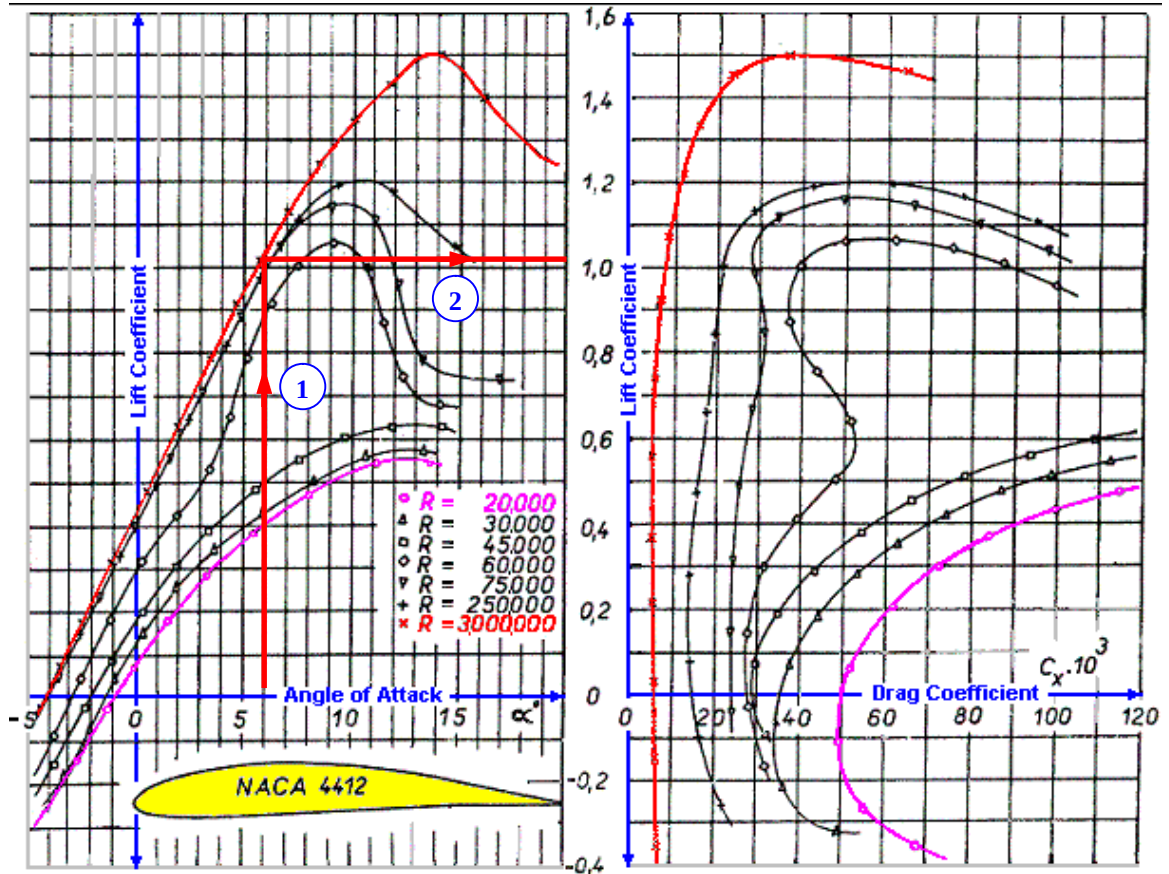


Fig.3-18 Lecture du coefficient de portance à partir des polaires du profil [KOU_11]

6.5 Prise en compte du nombre de pales

Compte tenu du fait que le nombre de pales est limité, nous appliquerons la formule de Prandtl qui donne le rendement en fonction du nombre de pales B et de l'angle d'incidence I :

$$\eta_B = \left(1 - \frac{1,39}{B} \sin I\right)^2 \quad (3.88)$$

où I est l'angle d'inclinaison en bout de pale

En supposant que la turbine fonctionne au voisinage des conditions optimales :

$$\sin I = \frac{1}{\sqrt{1 + \cotan^2 I}} = \frac{2}{3\sqrt{\lambda^2 + \frac{4}{9}}} \quad (3.89)$$

On en déduit :

$$\eta_B = \left(1 - \frac{0,93}{B\sqrt{\lambda^2 + 0,444}}\right) \quad (3.90)$$

Enfin, il faut tenir compte des rendements des différents éléments de la chaîne de conversion : multiplicateur, génératrice pour la détermination du rayon réel à adopter :

$$\eta_{\text{tot}} = \eta_B \cdot \eta_{\text{gb}} \cdot \eta_{\text{gen}} \quad (3.91)$$

avec :

η_{gb} : rendement du multiplicateur (gearbox)

$\eta_{\text{gén}}$: rendement de la génératrice

η_B : rendement tenant compte du nombre de pales

η_{tot} : rendement total de la chaîne de conversion

Finalement, le rayon de pale peut être calculé à l'aide de l'expression suivante :

$$R = \sqrt{\frac{2 \cdot P_u}{\rho \cdot C_p \cdot \eta_{\text{tot}} \cdot \pi \cdot V_{\text{eau}}^3}} \quad (3.92)$$

6.6 Longueur de pale

Le rayon de pale R calculé correspond au diamètre de la surface balayée lors de la rotation de la turbine. La longueur de pale se déduit à partir de la relation suivante :

$$R = \text{Longueur de la pale} + \text{rayon du moyeu} \quad (3.93)$$

soit

$$\text{Longueur de la pale} = R - \text{rayon du moyeu} \quad (3.94)$$

Une autre méthode généralement utilisée est la théorie tourbillonnaire ou théorie de GLAUERT qui fait intervenir les facteurs d'induction axiale a et tangentielle a' .

Cette théorie permet de prendre en considération la rotation de la veine de fluide à la traversée de la turbine et est basée sur la notion de triangle des vitesses.

6.7 Triangle des vitesses

La vitesse du vent $\vec{W}$ est la résultante de la vitesse absolue $\vec{V}$ (appelée encore vitesse apparente ou vitesse axiale du fluide) et de la vitesse d'entraînement tangentielle $\vec{U}$. La figure présente le triangle des vitesses incluant le facteur d'interférence axial a et tangentiel a' qui sont liés respectivement aux vitesses $\vec{U}$ et $\vec{V}$.

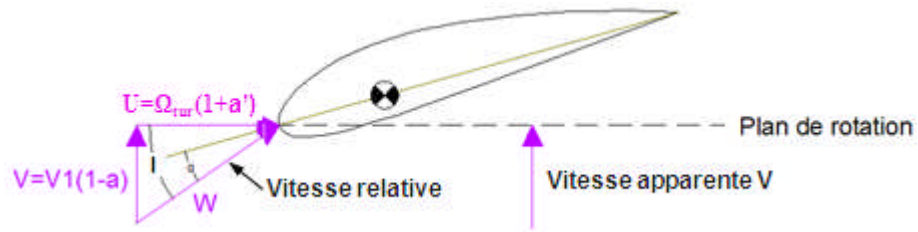


Fig.3-19 Triangle des vitesses

Pour un fonctionnement optimal, le facteur d'interférence axial est :

$$a = \frac{1}{3} = 0,33 \quad (3.95)$$

Le facteur d'interférence tangentielle est donné par :

$$a' = \frac{2}{3 \cdot \lambda^2 \cdot k^2} \quad (3.96)$$

où

L'évaluation de l'angle d'inclinaison donne :

$$\tan I = \frac{1 - a}{\lambda \cdot k \cdot (1 + a')} \quad (3.97)$$

ou encore :

$$\cotan I = \frac{\lambda \cdot k \cdot (1 + a')}{1 - a} \quad (3.98)$$

Nous pouvons évaluer la vitesse relative en fonction de a et a' par la relation :

$$W = \sqrt{V_\infty^2(1 - a)^2 + R^2 \Omega_{tur}^2(1 + a')^2} \quad (3.99)$$

Les différentes grandeurs de dimensionnement ($\frac{r}{R}$, a, a', I, β, l) peuvent alors être calculées et regroupées dans un tableau.

6.8 Algorithme de calcul des pales

La démarche de dimensionnement du rayon des pales est représentée par l'organigramme de la figure suivante :

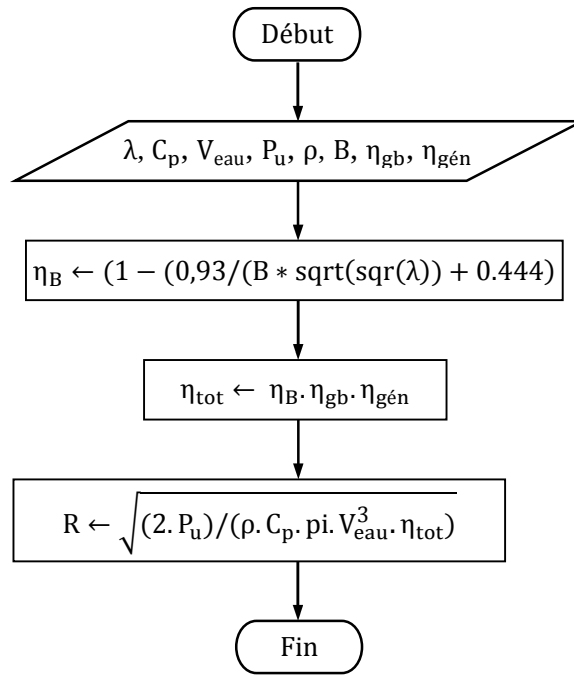


Fig.3-20 Organigramme de calcul du rayon de pale

P_u : puissance utile de la génératrice (W)

λ : vitesse réduite

ρ : masse volumique du fluide (1024 kg.m⁻³ pour l'eau de mer à 20°C)

C_p : coefficient de puissance

V_{eau} : vitesse d'écoulement

B : nombre de pales

La figure de la page suivante représente un algorithme permettant de calculer la largeur ou corde de chaque section de pale de rayon r_i

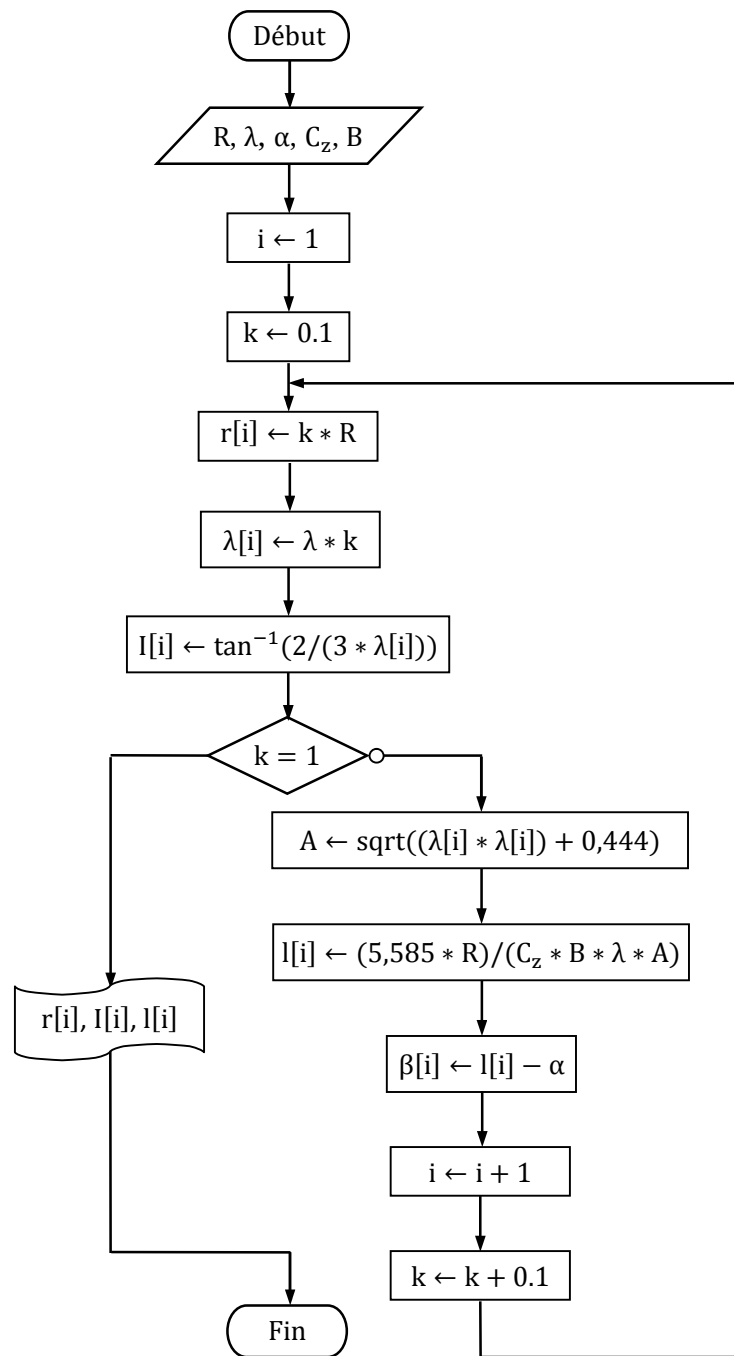


Fig.3-21 Organigramme de calcul de la corde et les différents angles d'inclinaison

C_z : coefficient de portance

$\lambda[i]$: vitesse spécifique de la pale de rayon r_i

$l[i]$: largeur de la pale de rayon r_i

$l[i]$: angle d'inclinaison de la pale de rayon r_i

6.9 Profil de pales

6.9.1 Caractéristiques géométriques

Une fois que le rayon et la largeur sont connus, il faut choisir le profil de pale à utiliser.

Le profil est le contour géométrique qu'on obtient par la coupe verticale d'une pale.

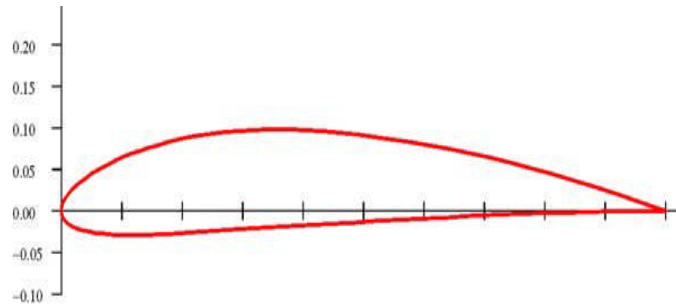


Fig.3-22 Profil de pale du type NACA 4412 [KOU_11]

Les tracés de profil sont obtenus à partir de calculs et d'essais en soufflerie.

Différents types de profils aérodynamiques sont répertoriés dans le monde : type NACA type Göttingen etc. Les profils NACA (National Advisory Committee for Aeronautics) sont les plus couramment utilisés en pratique et servent à la validation des méthodes numériques. [GOU_08]

La cambrure désigne le rapport $f_{\max}/c$ entre la flèche maximale $f_{\max}$ de la ligne moyenne et la corde c . La ligne moyenne étant la ligne à mi-distance de l'extrados et de l'intrados.

6.9.2 Profils NACA

Les profils NACA sont de deux sortes : NACA à 4 chiffres et NACA à 5 chiffres. ce sont des profils biconvexes non symétriques.

Considérons un profil NACA à 4 chiffres : le premier chiffre désignant la cambrure relative maximale en pourcentage de la corde, la deuxième chiffre indiquant la position de la cambrure en pourcentage de la corde et les deux derniers chiffres représentant l'épaisseur relative maximale, toujours en pourcentage de la corde.

A titre d'exemple pour un profil NACA 4412, la cambrure relative est de 4% dont la valeur maximale se situe à 4% de la corde et possède une épaisseur relative de 12% de la corde.

Le tableau suivant résume les caractéristiques des profils NACA 4412 [KOU_11]

	NACA 4412
Epaisseur (% de la corde)	12
Cambrure (% de la corde)	4
Angle de bord de fuite	14,4°
Epaisseur de l'intrados (%)	76,1
Portance maximale (C_z)	1,507
Finesse (C_z/C_x)	57,209

Tab.3-2 Caractéristiques du profil NACA 4412 [KOU_11]

Le tableau suivant donne une comparaison des caractéristiques des profils NACA 2512 et Göttingen 548 :

	NACA 2512	Göttingen 548
Epaisseur (% de la corde)	12	11,900
Cambrure (% de la corde)	2	2,300
Angle de bord de fuite	14,511°	14,066°
Epaisseur de l'intrados (%)	41,468	77,546
Portance maximale (C_z)	1,214	1,208
Finesse maximale (C_z/C_x)	49,786	46,818

Tab.3-3 Comparaison des caractéristiques des profils NACA 4412 et Göttingen 548 [KOU_11]

La figure ci-après représente le profil de type NACA 2512. Nous pouvons apprécier les différences entre les différents profils.

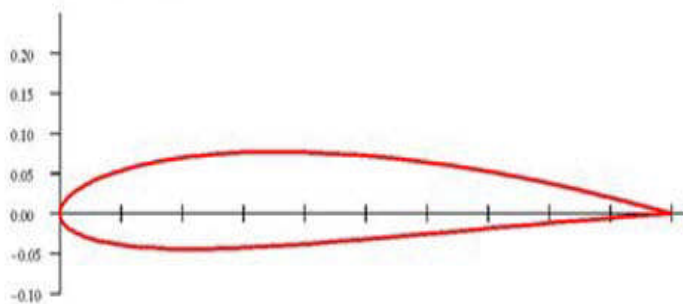


Fig.3-23 Profil de pale du type NACA 2512 [KOU_11]

CHAPITRE 4 : SIMULATION NUMERIQUE

I DIMENSIONNEMENT DE LA TURBINE TRIPALE

1.1 Introduction

Cette partie est consacrée pour la simulation sous Simulink de la chaîne de conversion hydrolienne de petite puissance « entièrement passive », ne comportant pas de commande MPPT. Cette architecture, décrite dans [TRA_10], comporte les éléments suivants :

- la turbine hydrolienne à axe horizontal, tripale à calage fixe
- la génératrice synchrone à aimants permanents
- le pont redresseur à diodes montées en PD3
- la batterie qui fixe la tension du bus continu à 48 V.

Cette solution très simple est bien adaptée pour un site isolé grâce à sa fiabilité ce qui limite toute intervention de maintenance.

D'autre part, dans le but de simplifier l'étude, nous allons négliger les différentes pertes au niveau de chaque étage (pertes liées au frottement, pertes joules, ...)

Avec le logiciel Matlab/Simulink nous allons créer les différents blocs permettant de modéliser chaque partie de la chaîne.

Nous allons considérer deux cas de figure pour la simulation :

- en premier lieu, l'hydrolienne fonctionne avec une vitesse moyenne constante,
- en second lieu, la vitesse du courant varie dans le temps suivant un profil $v(t)$.

Mais avant de commencer toute simulation, nous allons dimensionner la turbine pour une puissance donnée de la génératrice. Pour cela, nous utiliserons les algorithmes du chapitre précédent.

1.2 Calcul du rayon de pale

Nous devons fixer quelques valeurs au préalable : λ , C_p , V_{eau} . Ces valeurs, supposées moyennes, doivent correspondre au fonctionnement nominal de l'hydrolienne.

Prenons les données suivantes pour notre cas : $\lambda = 5$; $C_p = 0,35$; $B = 3$; $P_u = 600 \text{ W}$; $V_{\text{eau}} = 1,5 \text{ m/s}$; $\rho = 1024 \text{ kg/m}^3$; $\eta_{\text{gen}} = 0,9$; $\eta_{\text{gb}} = 0,9$

Nous avons d'après les relations (3.90) :

$$\eta_B = \left(1 - \frac{0,93}{B\sqrt{\lambda^2 + 0,444}}\right) = \left(1 - \frac{0,93}{3 \cdot \sqrt{5^2 + 0,444}}\right)$$

$$\eta_B = 0,94$$

puis nous en déduisons que $\eta_{\text{tot}} = 0,76$

1.3 Rayon de pale

En utilisant la relation (3.92), nous obtenons le rayon de pale :

$$R = \sqrt{\frac{2 \cdot P_u}{\rho \cdot C_p \cdot \eta_{\text{tot}} \cdot \pi \cdot V_{\text{eau}}^3}} = 0,65 \text{ m}$$

qui correspond à un diamètre de pale $D = 1,30 \text{ m}$

La vitesse de rotation de la turbine est dans ce cas :

$$\Omega_{\text{tur}} = \frac{\lambda \cdot V_{\text{eau}}}{R} = \frac{5 \cdot 1,5}{0,65}$$

$$\Omega_{\text{tur}} = 11,54 \text{ rad/s} = 690 \text{ tr/mn}$$

1.4 Longueur de pale

La relation (3.94) nous donne la longueur de pale :

$$L_B = 0,50 \text{ m en considérant un moyeu de rayon } 15 \text{ cm}$$

1.5 Distribution de la corde

Le tableau suivant donne la largeur de chaque section de pale de rayon r en utilisant la théorie simplifiée sur un profil NACA 4412. L'angle d'attaque et le coefficient de portance sont fixés.

Etant donné que le rayon est assez faible, nous allons découper la pale en cinq sections.

Pourcentage du rayon (%)	Rayon local r (m)	Vitesse spécifique λ_i	Angle d'inclinaison I (°)	Angle de calage β (°)	Corde théorique l (m)
1	0,50	1,0	33,7	28,2	0,242
0,8	0,40	2,0	18,4	12,9	0,121
0,6	0,60	3,0	12,5	7,0	0,080
0,4	0,20	4,0	9,5	4,0	0,060
0,2	0,10	5,0	7,6	2,1	0,048

Tab.4-1 Distribution de la corde ($\alpha = 5,5^\circ$; $C_z = 1$)

La valeur du coefficient de portance C_z est lue sur la polaire de la figure (3-18)

II SIMULATION DE LA TURBINE TRIPALE

2.1 Coefficient de puissance C_p

L'expression du coefficient de puissance C_p peut être obtenue par interpolation en fonction de la vitesse réduite λ à partir des données du constructeur.

Pour notre simulation nous avons besoin de connaître les caractéristiques de la turbine afin de pouvoir les introduire dans les blocs de paramètres de Simulink bien que celles-ci ne correspondent pas tout-à-fait à la turbine que nous avons dimensionnée précédemment dont le rayon R vaut 0,72 m.

La turbine que nous choisissons est la turbine BERGEY XL.1, tripale en fibre de verre dont le coefficient de puissance a pour expression [TRA_10] :

$$C_p(\lambda) = -3,89 \cdot 10^{-8} \cdot \lambda^7 - 4,21 \cdot 10^{-6} \cdot \lambda^6 + 2,1 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda^5 - 3,1 \cdot 10^{-3} \cdot \lambda^4 + 1,64 \cdot 10^{-2} \cdot \lambda^3 - 1,76 \cdot 10^{-2} \cdot \lambda^2 + 1,74 \cdot 10^{-2} \cdot \lambda - 1,93 \cdot 10^{-3} \quad (4.1)$$

Les paramètres caractéristiques de cette turbine sont résumés dans le tableau suivant :

Paramètres de la turbine	Valeurs
Rayon du rotor	$R = 1,25$ m
Masse	$M_{\text{tur}} = 34$ kg
Inertie	$J_{\text{tur}} = 1,5$ kg.m ²
Coefficient de frottement	$F_{\text{tur}} = 0,025$ [N.m.s.rad ⁻¹]

Tab.4-2 Paramètres de la turbine BERGEY XL.1

Pour la simulation nous utilisons le bloc ci-dessous :

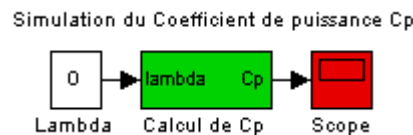


Fig.4-1 Bloc de simulation de $C_p(\lambda)$

Comme nous pouvons le voir sur la figure (4-1), la courbe caractéristique présente une valeur maximale $C_{p\text{max}} = 0.442$ pour $\lambda_{\text{opt}} = 6,9$.

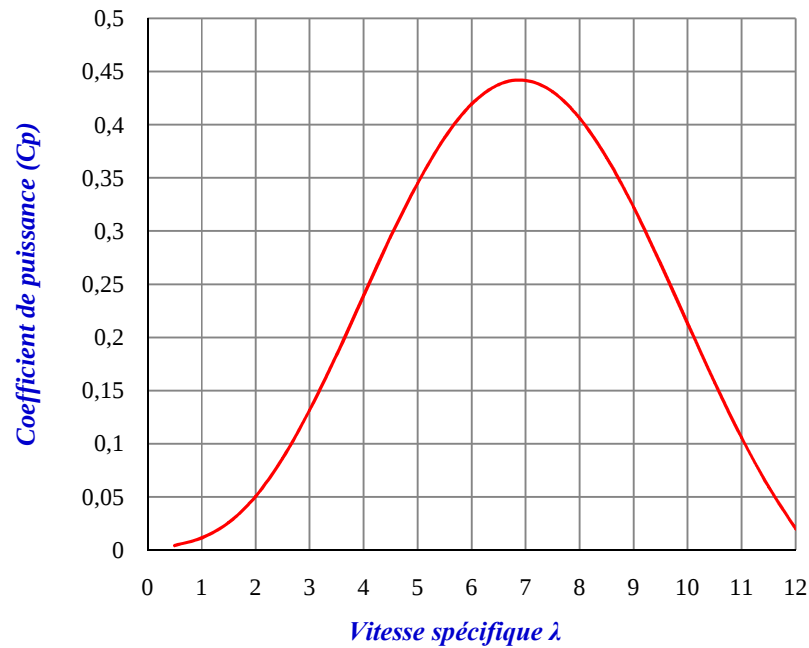


Fig.4-2 Coefficient de puissance en fonction de λ ($C_{pmax} = 0,442$ pour $\lambda_{opt} = 6,9$)

2.2 Puissance mécanique théorique :

Il peut être intéressant d'avoir quelques familles de courbes qui permettent d'avoir une idée sur l'évolution de la puissance hydrodynamique théorique que la turbine pourrait fournir en fonction de ses paramètres caractéristiques. Pour cela nous allons nous servir du bloc de simulation suivant. La puissance mécanique sera exprimée en kW.

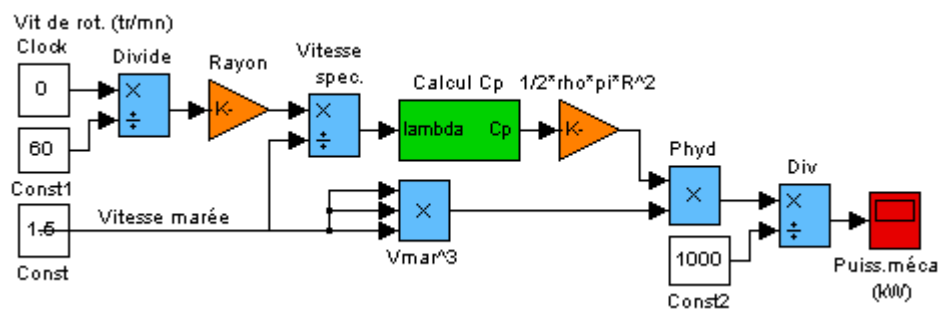


Fig.4-3 Bloc de simulation de la puissance mécanique théorique

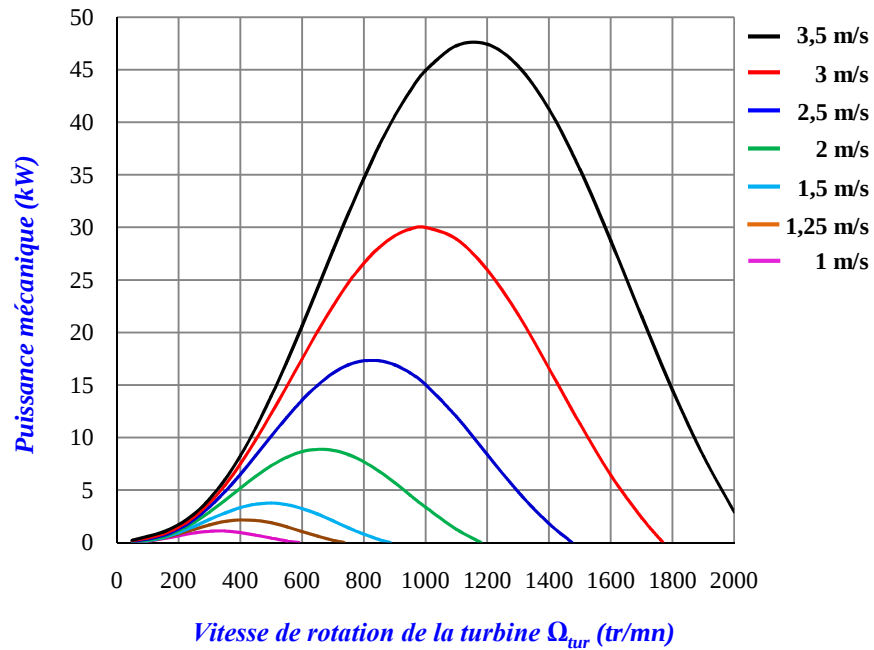


Fig.4-4 Puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation ($R = 1,25$ m)

D'après ces courbes, pour une même vitesse de rotation donnée, l'hydrolienne commence à être intéressante à partir d'une certaine vitesse du courant soit 2 m/s relativement aux dimensions de la turbine.

La figure (4-5) qui suit représente l'évolution de la puissance récupérable en fonction de la vitesse du courant de marée.

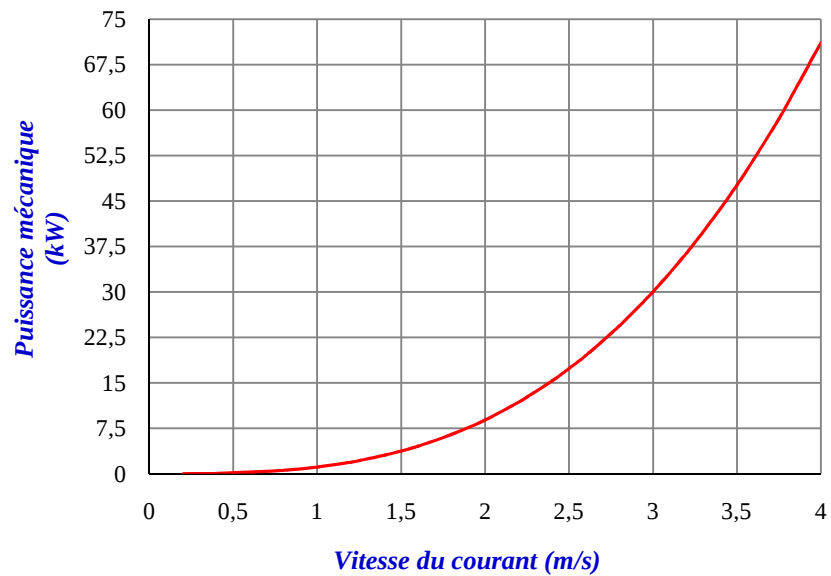


Fig.4-5 Puissance mécanique en fonction de la vitesse du courant ($C_{pmax} = 0,442$)

La puissance mécanique augmente fortement au fur et à mesure que la vitesse augmente. Nous constatons par exemple que la puissance est seulement de 1,1 kW si la vitesse du courant est de 1m/s mais peut atteindre 30 kW si elle est de 3 m/s.

La figure qui suit représente la variation de la puissance en fonction du rayon de la pale.

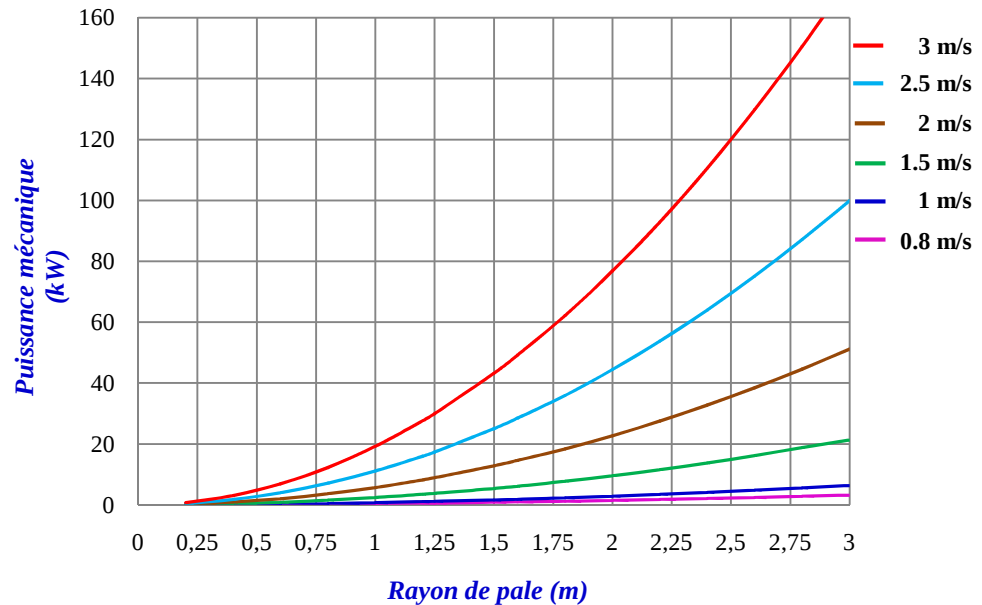


Fig.4-6 Puissance mécanique en fonction du rayon de la pale ($C_{pmax} = 0,442$)

III. SIMULATIONS SOUS MATLAB/SIMULINK DE L'HYDROLIENNE

3.1 Paramètres de la génératrice :

Pour la simulation, on prendra une GSAP possédant les paramètres suivants [BEL_10] :

Désignation	Valeur
Tension nominale	$U_n = 90 \text{ V}$
Courant nominal	$I_n = 4,8 \text{ A}$
Puissance nominale	$P_n = 600 \text{ W}$
Nombre de paires de pôles	$p = 17$
Résistance des enroulements	$R_s = 1,137 \Omega$
Inductance synchrone	$L_s = 2,7 \text{ mH}$
Flux efficace	$\Phi_{eff} = 0,15 \text{ Wb}$
Coefficient de frottement	$F_{gén} = 0,06 \text{ N.m.s}$
Inertie de la GSAP	$J_{gén} = 0,1 \text{ kg.m}^2$

Tab 4-3 Paramètres de la turbine BERGEY XL.1

Ces valeurs sont introduites dans la boîte de dialogue « block parameters » de la GSAP.

Paramètres	Valeurs
R_s	1,137 Ω
L_d	1,35 mH
L_q	1,35 mH
Φ_{eff}	0,15 Wb
J_{tot}	1,6 kg.m ²
F	0,085 N.m.s
p	17

Fig.4-7 Paramètres de la GSAP

Il est à noter que le moment d'inertie J représente le moment d'inertie total (turbine + génératrice). De même, F est le coefficient de frottement global de tous les éléments du système.

3.2 Les différents blocs de simulation

3.2.1 Bloc de simulation de la turbine

Le modèle Simulink de la turbine est représenté par le bloc suivant :

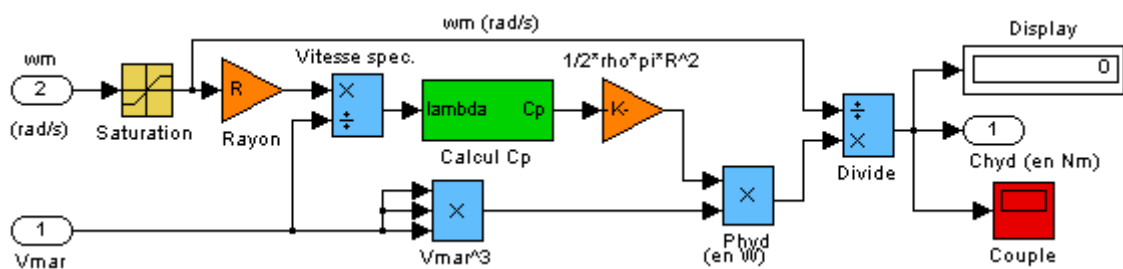


Fig.4-8 Bloc de simulation de la turbine hydrolienne

3.2.2 Bloc de simulation de la GSAP à vide

Nous avons le bloc de simulation de la GSAP à vide représenté par la figure (4-9) ci-dessous :

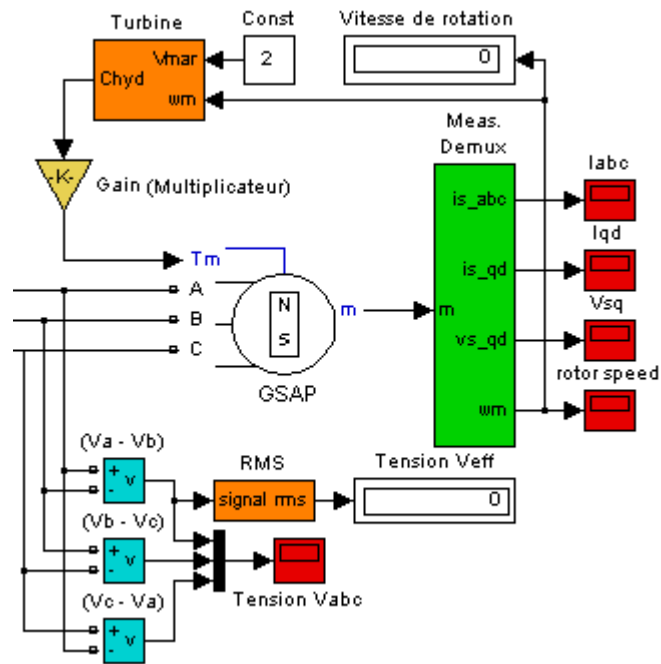


Fig.4-9 Bloc de simulation de la GSAP à vide

Pour une vitesse de marée constante égale à 2 m/s, nous obtenons les courbes représentant les tensions à vides aux bornes de la génératrice.

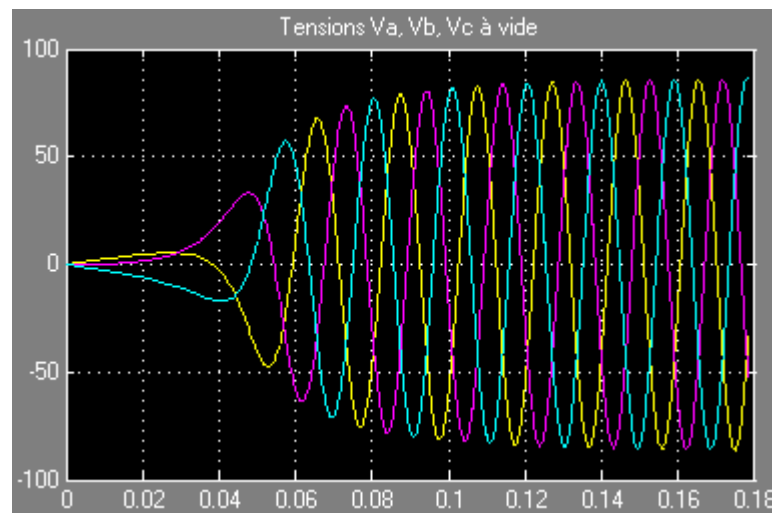


Fig.4-10 Allure des tensions à vide pour $V_{\text{marée}} = 2 \text{ m/s}$ (temps de simulation $t_s = 0,2 \text{ s}$)

On observe une phase transitoire de 0,06 s pendant laquelle les tensions augmentent progressivement et atteignent une valeur efficace de 62,63 V.

3.2.3 Bloc de simulation du pont redresseur

Il est constitué de six diodes montées en pont PD3 :

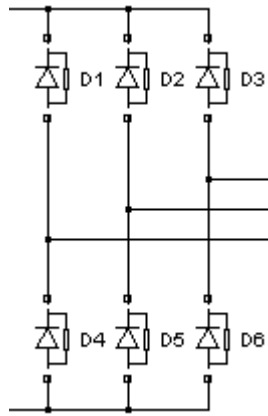


Fig.4-11 Bloc de simulation du pont redresseur

L'allure de la tension à la sortie du pont redresseur est représentée par la figure suivante. Après la phase transitoire de 0,06 s, la tension redressée à vide atteint la valeur de 98 V.

Les oscillations correspondent aux différentes phases de conduction des diodes.

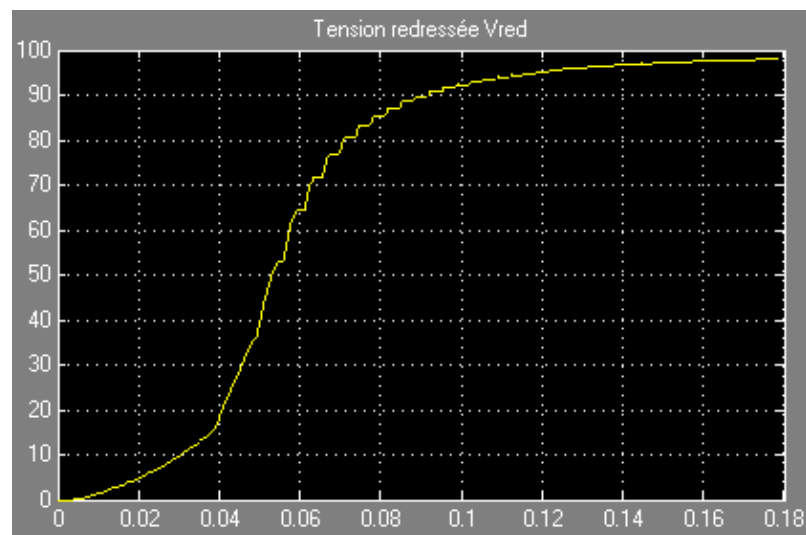


Fig.4-12 Allure de la tension redressée à vide pour $V_{\text{marée}} = 2 \text{ m/s}$

3.2.4 Bloc de simulation de l'hydraulienne

Le modèle Simulink du système complet est représenté sur la figure (4-13) qui suit.

Pour la simulation, les valeurs utilisées sont les suivantes : $E_{\text{bat}} = 48 \text{ V}$ et $r_{\text{bat}} = 1 \Omega$.

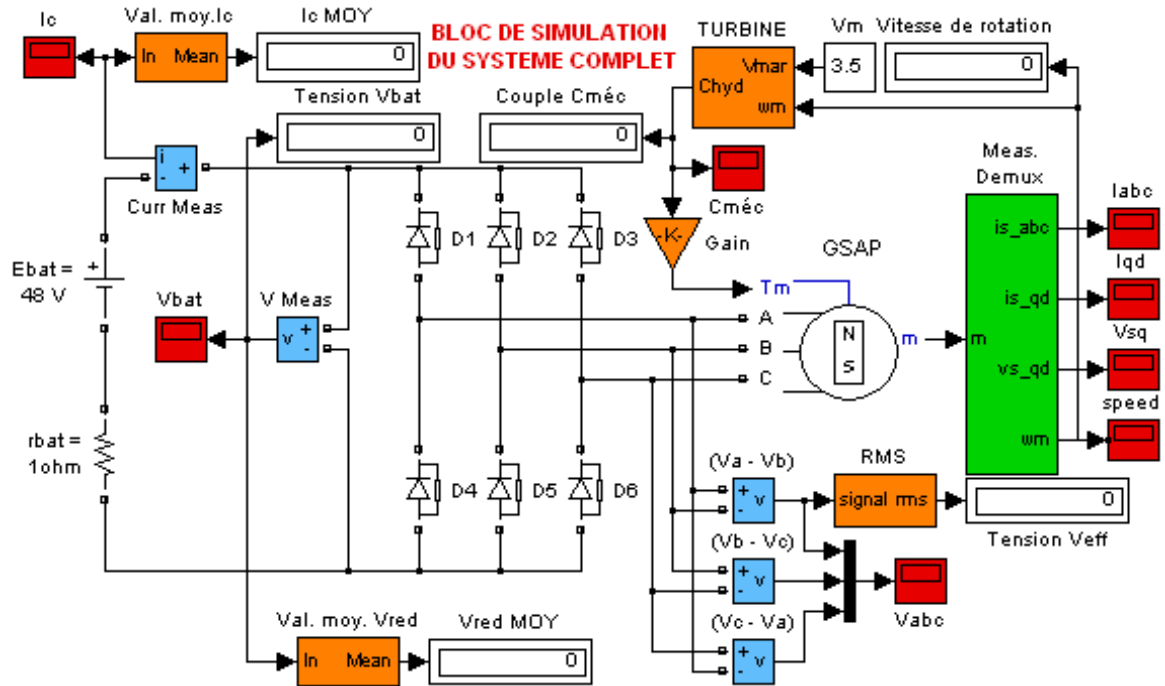


Fig.4-13 Modèle Simulink du système complet

3.3 Fonctionnement de l'hydrolienne à vitesse de marée constante

3.3.1 Tensions de sortie de la GSAP

Pour faire débiter la génératrice dans la charge, une vitesse minimale est estimée à 1 m/s.

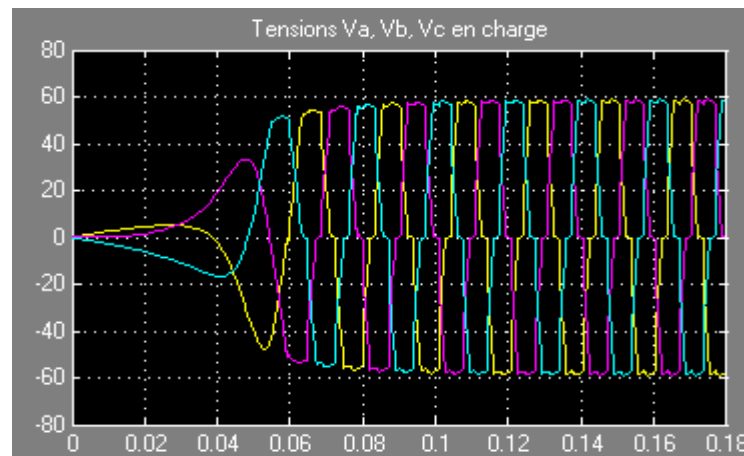


Fig.4-14 Allure des tensions à la sortie de la GSAP ($V_{\text{marée}} = 2 \text{ m/s}$)

Le régime transitoire dure 0,08 s puis les tensions augmentent rapidement. La valeur efficace des tensions vaut 48,29 V.

3.3.2 Tension redressée à la sortie du pont

On peut observer sur la figure ci-dessous l'allure de la tension à la sortie redresseur.

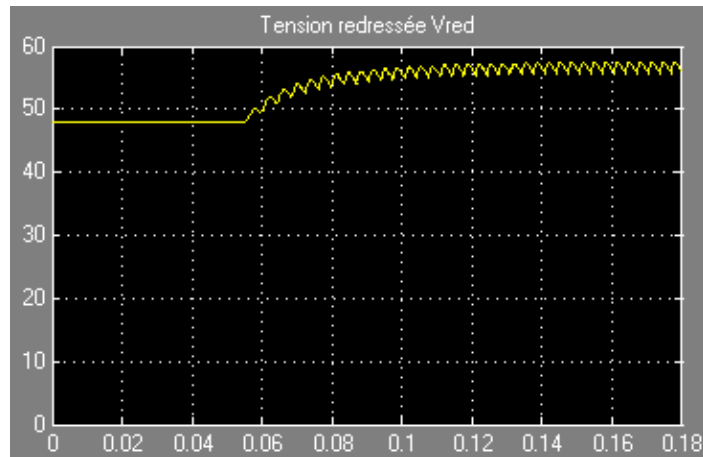


Fig.4-15 Allure de la tension redressée

Les pics correspondent aux périodes de conduction des diodes. La valeur moyenne de la tension redressée est de 56,77 V. Lorsque la tension de la génératrice est encore en dessous de la tension V_{bat} (de 0 à 0,058 s), la tension redressée reste égale à 48 V. C'est seulement quand la tension de la GSAP dépasse 48 V que le pont redresseur débite dans la charge.

3.3.3 Courant de charge de la batterie

Le courant de charge augmente après la phase transitoire et atteint une valeur de 8,774 A. Si on agrandit la courbe obtenue, on pourra apprécier en régime établi, l'allure d'une tension redressée triphasée double alternance.

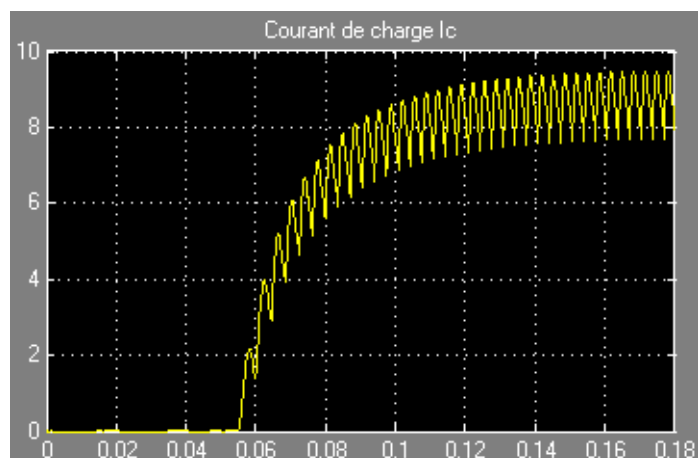


Fig.4-16 Allure du courant de charge I_c

3.3.4 Couple mécanique $C_{méc}$

Pendant le régime transitoire, le couple présente un pic au démarrage de l'hydrolienne où la turbine doit fournir un couple élevé pour vaincre les couples résistants puis diminue rapidement pour se stabiliser à une valeur égale à 37,8 Nm.

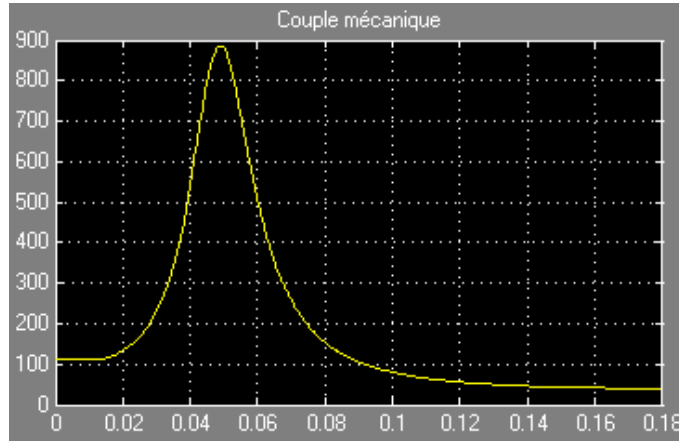


Fig.4-17 Couple mécanique en fonction du temps

3.4 Fonctionnement de l'hydrolienne à vitesse de marée variable

3.4.1 Profil de marée

Nous allons considérer un profil de marée approximatif que nous supposons sinusoïdal :

$$v_{\text{marée}}(t) = V_0 + A \cdot \sin(\omega_{\text{marée}} \cdot t) \quad [\text{m/s}] \quad (4.2)$$

où V_0 : vitesse moyenne du courant ; $\omega_{\text{marée}}$: pulsation [rad/s] et telle que $\omega_{\text{marée}} = 2\pi f_{\text{marée}}$

Une marée semi-diurne dont la période journalière est de 24 heures 50 minutes comprend deux pleines mers et deux basses mers à peu près de même amplitude. L'intervalle entre une marée et une autre est de 12 heures 25 minutes en moyenne.

Pour une période de marée constituée d'une pleine mer et d'une basse mer, nous avons :

- la période : $T_{\text{marée}} = 44700 \text{ s}$

- la fréquence :

$$f_{\text{marée}} = \frac{1}{T_{\text{marée}}} = 2,24 \cdot 10^{-5} \text{ Hz} \quad (4.3)$$

- la pulsation :

$$\omega_{\text{marée}} = 2\pi f_{\text{marée}} = 1,4 \cdot 10^{-4} \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1} \quad (4.4)$$

En supposant que la vitesse de marée fluctue autour d'une valeur moyenne nulle et dont l'amplitude du fondamental est de 3 m/s, nous avons :

$$v_{\text{marée}}(t) = 3 \cdot \sin(1,4 \cdot 10^{-4} \cdot t) \text{ [m/s]} \quad (4.5)$$

Le modèle Simulink de ce profil est représenté ci-dessous :

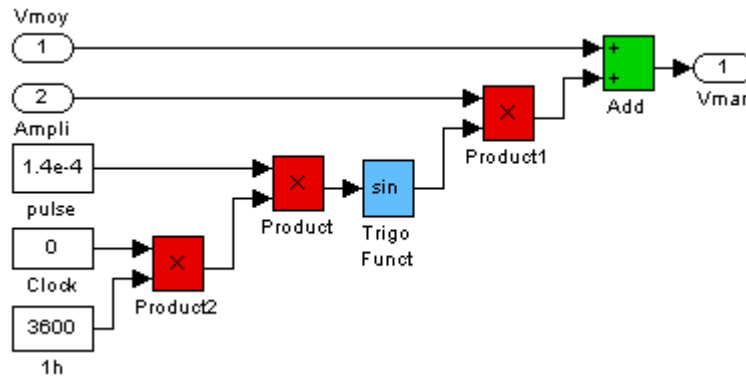


Fig.4-18 Modèle Simulink du profil de marée choisi

Ce qui donne le sous-système de la figure (4-19) suivante :

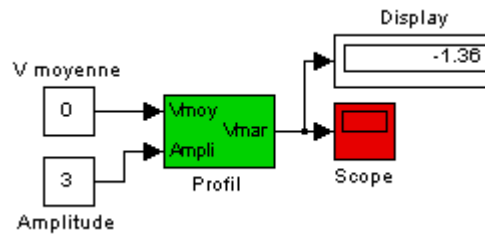


Fig.4-19 Sous système du profil de marée

L'allure de ce profil de marée sous Simulink est la suivante :

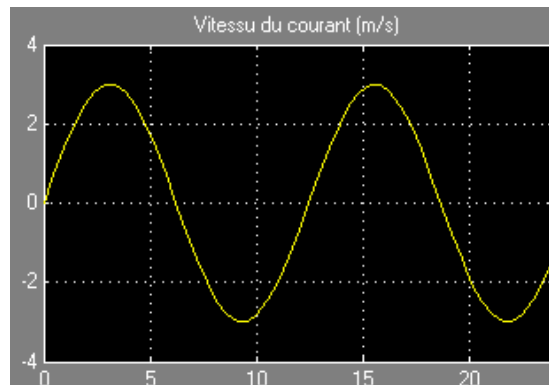


Fig.4-20 Allure de la vitesse de marée $v(t)$

Le bloc de simulation de la chaîne de conversion devient :

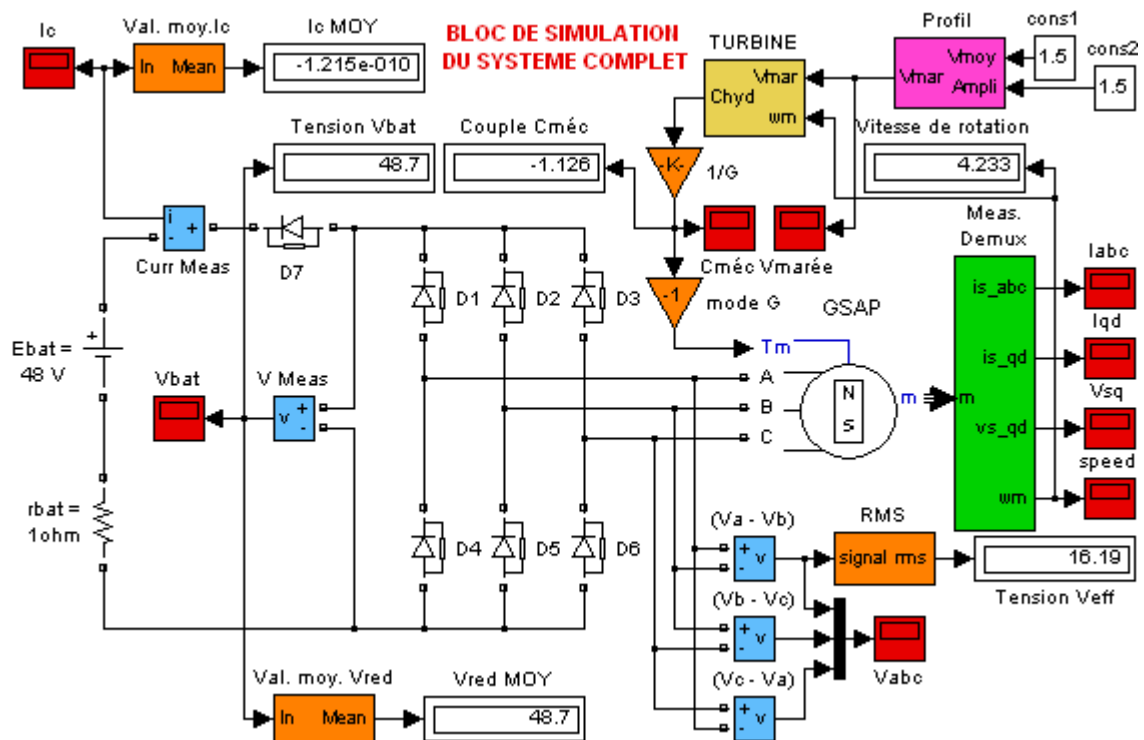


Fig.4-21 Bloc de simulation de la chaîne avec un profil de marée $v(t)$

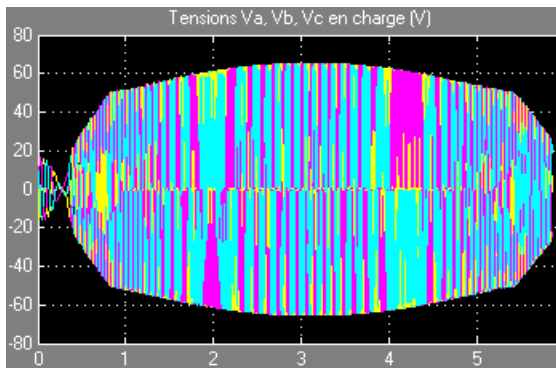
Les paramètres de la GSAP sont modifiés puisqu'on doit tenir compte à la fois du gain et du moment d'inertie du multiplicateur. Les paramètres électriques restent inchangés. Les valeurs sont indiquées dans le tableau (4-18) suivant :

Paramètres	Valeurs
R_s	1,137 Ω
L_d	1,35 mH
L_q	1,35 mH
Φ_{eff}	0,15 Wb
J_{tot}	1,1015 kg.m ²
F	0,085 N.m.s
p	17

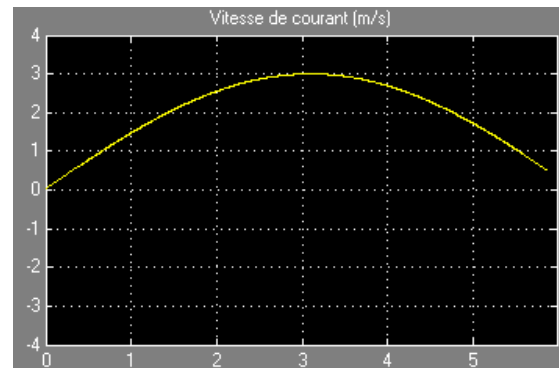
Tab.4-8 Paramètres de l'hydrolienne avec multiplicateur ($G = 10$)

3.4.2 Allure des grandeurs électriques et mécaniques

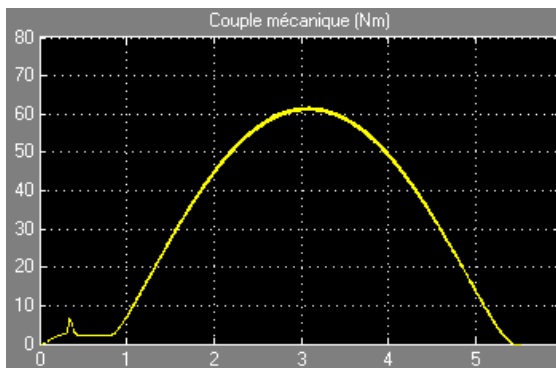
Les figures suivantes représentent les différentes allures des grandeurs électriques et mécaniques lors du fonctionnement de l'hydrolienne avec un profil de courant $v(t)$:



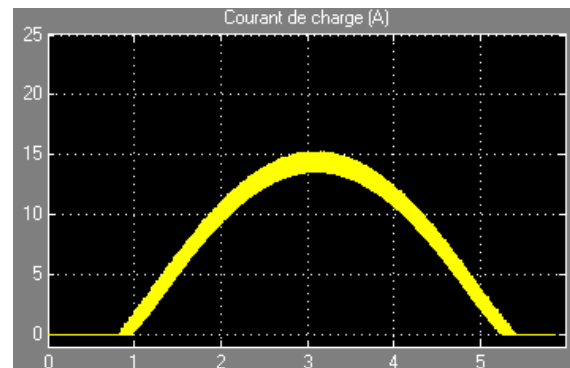
a) Tension de sortie de la GSAP



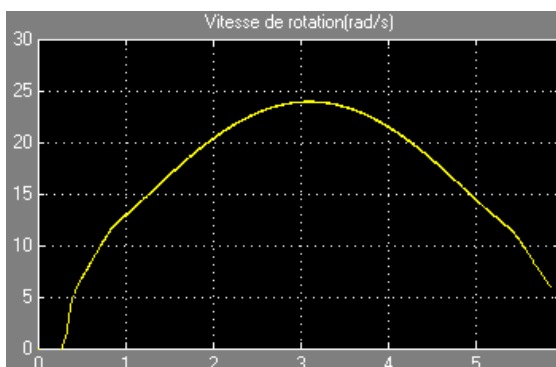
b) Vitesse d'écoulement



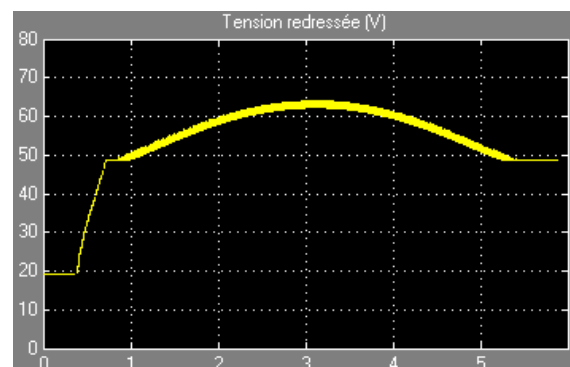
c) Couple mécanique



d) Courant de charge



e) Vitesse de rotation



f) Tension redressée

Fig.4-22 Allures des grandeurs de fonctionnement pour $V_0 = 0$ et $A = 3$ m/s

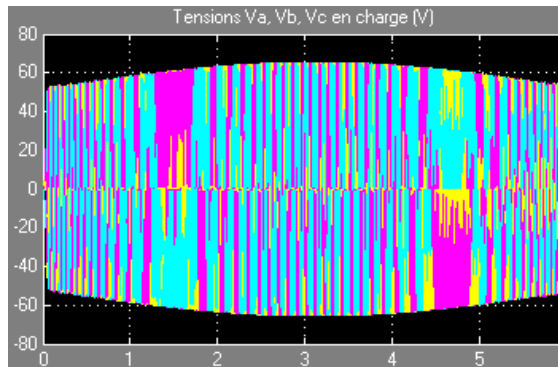
En observant ces allures, nous pouvons faire les constatations suivantes :

- la vitesse de démarrage de l'hydrolienne est d'environ 1,1 m/s à partir de laquelle la génératrice commence à débiter, celle-ci est très importante pour l'identification du site

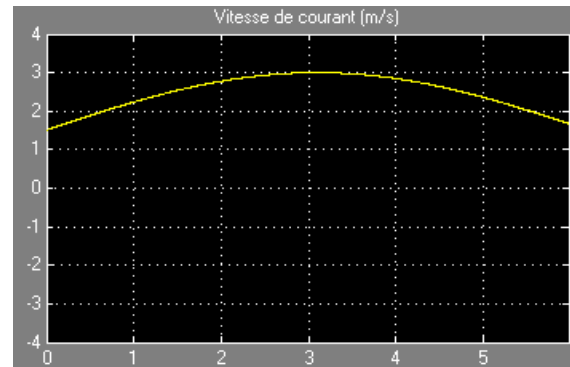
d'implantation de l'hydrolienne où la vitesse du courant doit être au moins de 1,25 m/s en moyenne.

- la valeur maximale du courant de charge qui correspond à une vitesse maximale de 3 m/s du courant considéré est de 15 A. La batterie doit être bien dimensionnée et protégée afin d'éviter des phases de charge trop rapide qui risquent de réduire sa durée de vie.

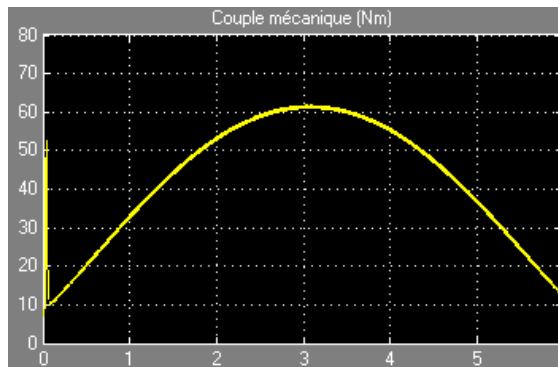
Dans le cas où la vitesse moyenne est non nulle comme indiquée sur le bloc de simulation de la figure (4-21) où $V_0 = A = 1,5$ m/s, nous aurons les allures suivantes :



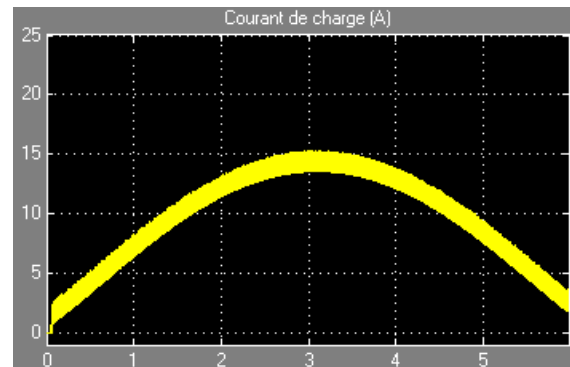
a) Tension de sortie de la GSAP



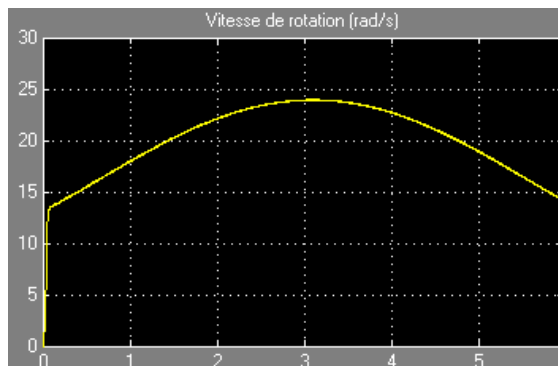
b) Vitesse d'écoulement



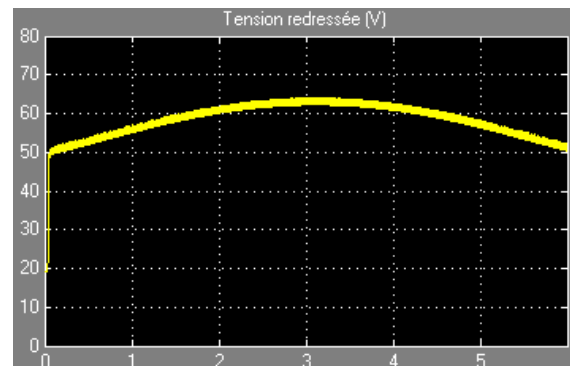
c) Couple mécanique



d) Courant de charge



e) Vitesse de rotation



f) Tension redressée

Fig.4-23 Allures des grandeurs de fonctionnement pour $V_0 = 1,5$ m/s et $A = 1,5$ m/s

En réalité, le courant de marée est périodique et bidirectionnel, autrement dit la direction de l'écoulement pendant le flux est opposée à celle du reflux. Comme la période journalière est d'environ 12 heures 25 minutes, nous avons pris une durée de simulation de 6 heures qui correspond à l'une des deux directions du courant.

D'autre part, l'expression de la vitesse d'écoulement est assez complexe et peut être considérée comme étant la superposition de plusieurs grandeurs périodiques comme le montre la figure (4-24). La relation (3.7) permet d'avoir un modèle de courant plus réaliste en connaissant le coefficient de marée du site d'implantation.

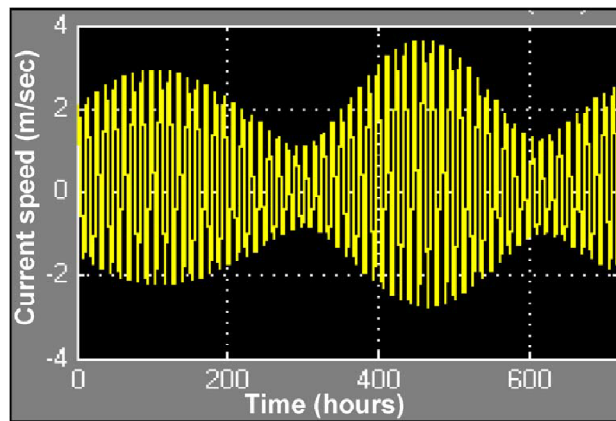


Fig.4-24 Allure réaliste du profil de marée [ELG_11]

Il est à noter que nous avons utilisé un multiplicateur de vitesse de gain 10 lors de la simulation. Celui-ci n'est pas vraiment obligatoire puisque la génératrice que nous utilisons pour ces différentes simulations possède un nombre de paires de pôles assez élevé ($p = 17$).

La vitesse de rotation dépend surtout de la vitesse d'écoulement incident et du rayon de pale R .

3.5 Récapitulations

Après observations de ces résultats de simulations, nous pouvons conclure que le choix du site d'implantation d'une hydrolienne est très important si l'on veut qu'elle fonctionne correctement. En effet en dessous d'une certaine vitesse, elle ne démarre pas et il lui faut une vitesse moyenne supérieure à 1,5 m/s environ pour pouvoir fournir de la puissance avec un rendement plus ou moins acceptable.

Compte tenu de la couche limite, l'hydrolienne doit être fixée sur un mât dont la hauteur est suffisante pour que la turbine soit située à une certaine distance du fond marin et en dessous de la surface de l'eau afin de minimiser les effets de la houle. Certains articles préconisent une profondeur de 30 à 40 m pour un fonctionnement correct de la turbine hydrolienne.

Le principal avantage de l'exploitation de la marée pour la production d'énergie est sa prédictibilité. Aussi, il est possible d'envisager l'adjonction de dispositifs tels que :

- un mécanisme d'orientation de l'hydrolienne suivant la phase de marée (flot et jusant),
- régulateur permettant de limiter la vitesse de rotation si celle-ci dépasse une certaine valeur.

Ceux-ci sont nécessaires afin d'optimiser le fonctionnement de la chaîne de conversion hydrolienne et éviter sa destruction.

Le rayon que nous avons dimensionné dans le paragraphe § 4.1 est différent de celui que nous utilisons dans les différentes simulations. La raison en est simple : il faut connaître les différents paramètres de fonctionnement de chaque élément de la chaîne, du moins leurs ordres de grandeurs respectifs, pour la simulation sous Simulink. En effet, nous avons eu besoin de connaître entre autres les moments d'inertie, les coefficients de frottement, les grandeurs nominales de la génératrice, etc. Nous avons dû chercher ces données dans la littérature afin de valider les simulations numériques.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Le principal objectif de cette étude est la modélisation et la simulation d'une chaîne hydrolienne entièrement passive, ne comportant aucun dispositif de commande MPPT, pour la production d'énergie électrique en exploitant le courant de marée qui constitue une source d'énergie renouvelable, intarissable et surtout prédictible. Ce dernier constitue le point fort de ce système par rapport aux autres dispositifs de conversion d'énergie renouvelable. En effet, il est possible de planifier la production d'électricité puisque l'on sait à l'avance les données de marée surtout dans le cas où le groupe hydrolien serait connecté à un réseau électrique.

Madagascar possède plusieurs sites potentiels mais les plus intéressants se trouvent sur la côte ouest du pays. Dans cette partie de l'île, la vitesse moyenne du courant dépasse largement les 1,5 m/s, ce qui nous permet de dire que l'hydrolienne est une solution très intéressante pour résoudre le problème de fourniture en énergie électrique auquel nous faisons face actuellement. Certes, l'hydrolienne est plutôt destinée à être implantée à proximité des littoraux, cependant rien ne nous empêche d'envisager son utilisation dans une fleuve du moment où les conditions nécessaires sont satisfaites pour son fonctionnement : vitesse d'écoulement minimale, facilité de mise en œuvre et d'installation, etc.

Cette étude ne constitue qu'une infime partie des recherches qu'il faudra encore mener pour arriver à des résultats concrets si nous envisageons d'exploiter, même à petite échelle, l'énergie du courant marin à Madagascar. Parmi les problèmes à résoudre, citons entre autres : l'inexistence de base de données complètes et à jour concernant les marées, le manque d'équipements pour la réalisation des mesures sur site.

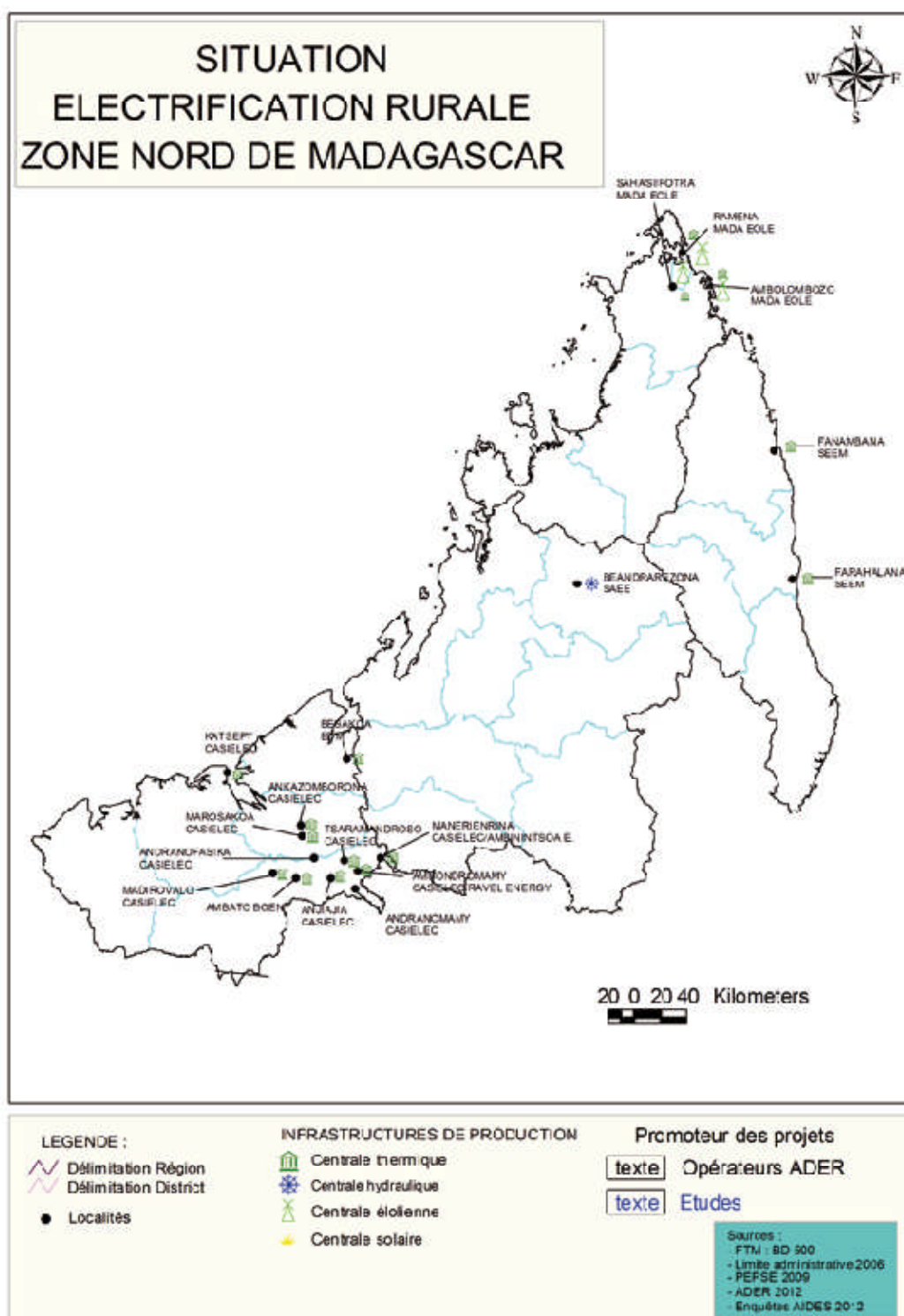
Comme perspective à cette étude et afin de valider les résultats obtenus, la réalisation d'une maquette ou d'un prototype à échelle réduite s'avère nécessaire, en se basant sur la modélisation et le dimensionnement exposés dans cette étude, et en apportant les améliorations et les éventuelles modifications tant au niveau de la turbine que de la génératrice. Et ce dans le but de mieux simuler l'opération de conversion de l'énergie du courant de marée en énergie électrique et pour trouver une relation directe entre l'entrée qui est la vitesse de l'écoulement et la sortie qui est la tension à la sortie de la génératrice.

BIBLIOGRAPHIE

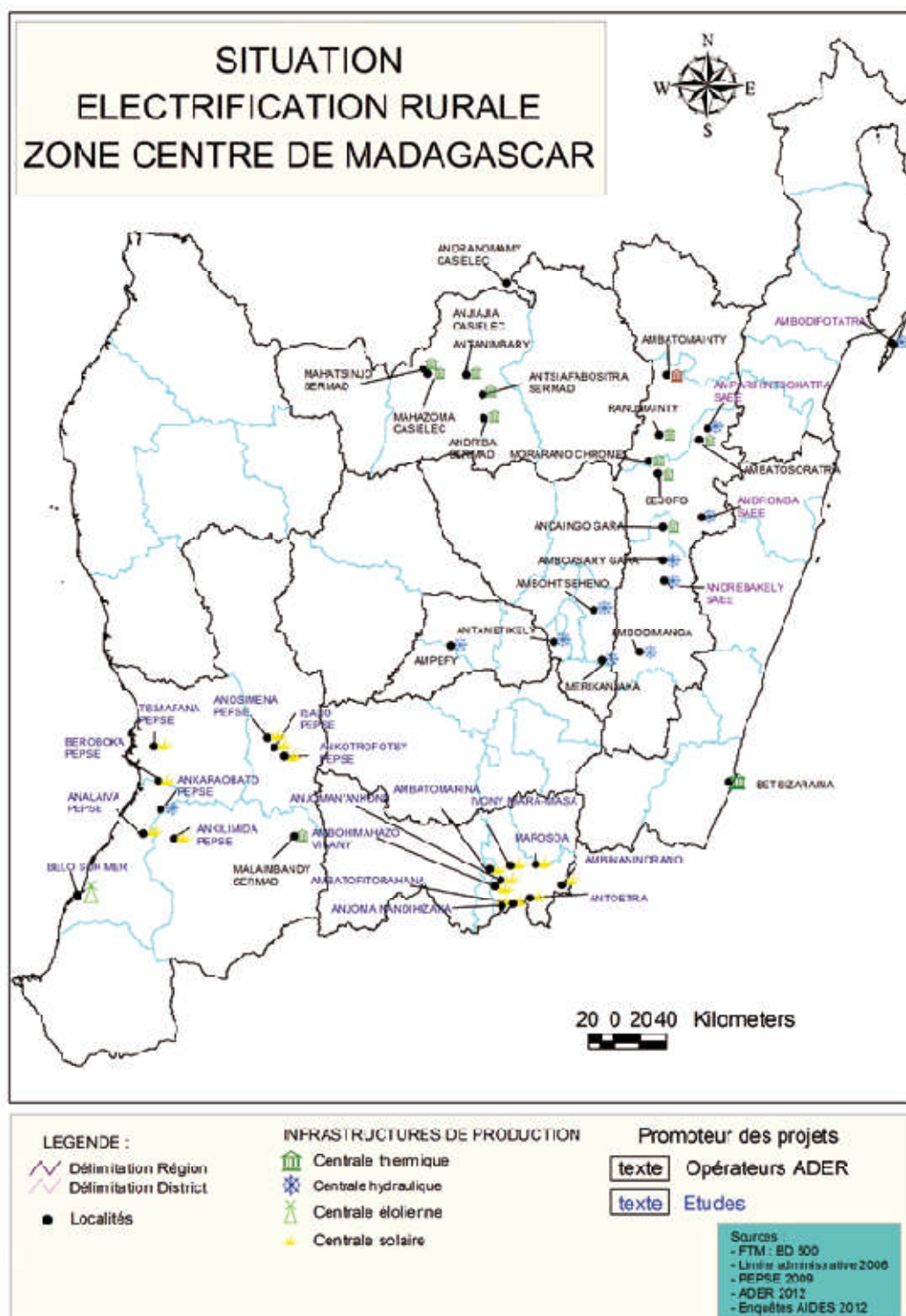
- [ABD_07] A. Abdelli, « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Octobre 2007.
- [AND_07] J. André, « Electrification rurale à Madagascar », Projet GESFORCOM, Août 2007
- [AND_09] A. M. Andreica, « Optimisation énergétique de chaînes de conversion hydrolienne – modélisation, commandes et réalisations expérimentales », Thèse de Doctorat, Institut Polytechnique de Grenoble, Juillet 2009.
- [BEL_10] S. Belakehal, « Conception & commande des Machines à Aimants Permanents dédiées aux énergies renouvelables », Thèse de Doctorat, Université de Constantine, Juin 2010.
- [BEM_08] J. Bemiasa, « Sur la trace de la marée à Madagascar », Rapport de stage, Programme IOTWSF de l'Unesco, Avril 2008.
- [BEN_11] B. Bencherif, « Etude et modélisation des différentes composants d'une installation éolienne utilisant un générateur synchrone à aimants permanents », Mémoire de Magistère, Université Ferhat Abbas-Sétif, 2011
- [CHA_83] Chatelain, « Machines électriques », Collection Traité d'électricité, Volume X, 1983.
- [DAV_04] J.F. Daviau, H. Majastre, « Divers aspects de l'exploitation de l'énergie des courants marins », Publication SeaTech Week, Brest, Octobre 2004
- [DIA_12] Diagnostic du secteur énergie à Madagascar, WWF, Septembre 2012.
- [ELG_08] S. E. B. Elghali, « Modélisation et commande d'une hydrolienne équipée d'une Génératrice Asynchrone Double Alimentation », Publication JCCE, Décembre 2008.
- [ELG_11] S. E. B. Elghali, « Experimental validation of a Marine Current Turbine Simulator : Application to a Permanent Magnet Synchronous Generator-Based System Second-Order Sliding Mode Control », Publication IEEE, 2011.
- [GER_01] O. Gergaud, B. Multon, « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », Publication, Novembre 2001.
- [GER_02] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de Doctorat, Ecole Normale Supérieure de Cachan, Décembre 2002.
- [GOU_08] G. Le Gourrières, « Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations », éditions EYROLLES, 2008.
- [GUE_10] D. Guérette, « Asservissement d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe dans le cadre d'un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration », Mémoire de Maîtrise en Sciences Appliquées, Université du Québec, Novembre 2010.
- [JAN_07] J. André, « Scénarisation du nombre de consommateurs et des puissances escomptées pour le dimensionnement d'une centrale biomasse », Projet GESFORCOM, Août 2007.

- [JOL_07] C. Jolette, « Développement des modèles d'essais et application à l'identification des machines synchrones et asynchrones triphasées », Mémoire de Maîtrise en Ingénierie, Université du Québec à Chicoutimi, Septembre 2007.
- [LAN_06] J. D. Langlois, « Modélisation et études des performances des systèmes éoliens hors réseau », Mémoire de Maîtrise en Génie Mécanique, Université du Québec, Avril 2006
- [KOU_11] J. F. Kouakou, D. La Roche-Carrier, « Pales pour éolienne 25 kW », Projet d'études en Ingénierie, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue , Avril 2011.
- [MEG_09] I. Meghlaoui, « Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance à axe horizontal », Mémoire de Magistère, Université Badji Mokhtar-Annaba, 2009
- [MES_08] M. Messaoud, « Contribution à la modélisation de l'aérogénérateur synchrone à aimants permanents », Mémoire de Magister, Université de Batna, Février 2008.
- [MUL_02] B. Multon, O. Gergaud, H. B. Ahmed, « Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques », Rapport de synthèse ECRIN, Mai 2002.
- [RAP_14] « Rapport de mission de cadrage », Projet d'assistance pour le développement d'une nouvelle politique et d'une stratégie de l'énergie pour la République de Madagascar, RECP, Septembre 2014
- [RAJ_13] M. Rajoeliso, « Conception d'un système de pivotement automatique pour une hydrolienne non réversible, Mémoire d'Ingéniorat, Ecole Supérieur Polytechnique d'Antananarivo, Janvier 2013.
- [RUE_13] J. Ruer, « Les hydroliennes », SAIPEM, 2013
- [SAL_04] S. E. Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, Décembre 2004.
- [SEC_11] Secrétariat du COMESA, « Base de données de référence sur les énergies renouvelables pour la région COMESA », COMESA, Octobre 2011
- [TRA_10] D. H. Tran, « Conception optimale intégrée d'une chaîne éolienne « passive » : analyse de robustesse, validation expérimentale » Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Septembre 2010.
- [VON_14] A. Voninirina, S. Andriambeloso, « Etude sur l'énergie à Madagascar », CREAM, Janvier 2014.
- [WIK_15] Wikipédia, L'Encyclopédie libre
- [ZAT_08] R. Zatianina, « Simulation des marées côtières à Madagascar », Mémoire de Diplôme d'Etudes Approfondies de Physique, Université d'Antananarivo, Mai 2008.

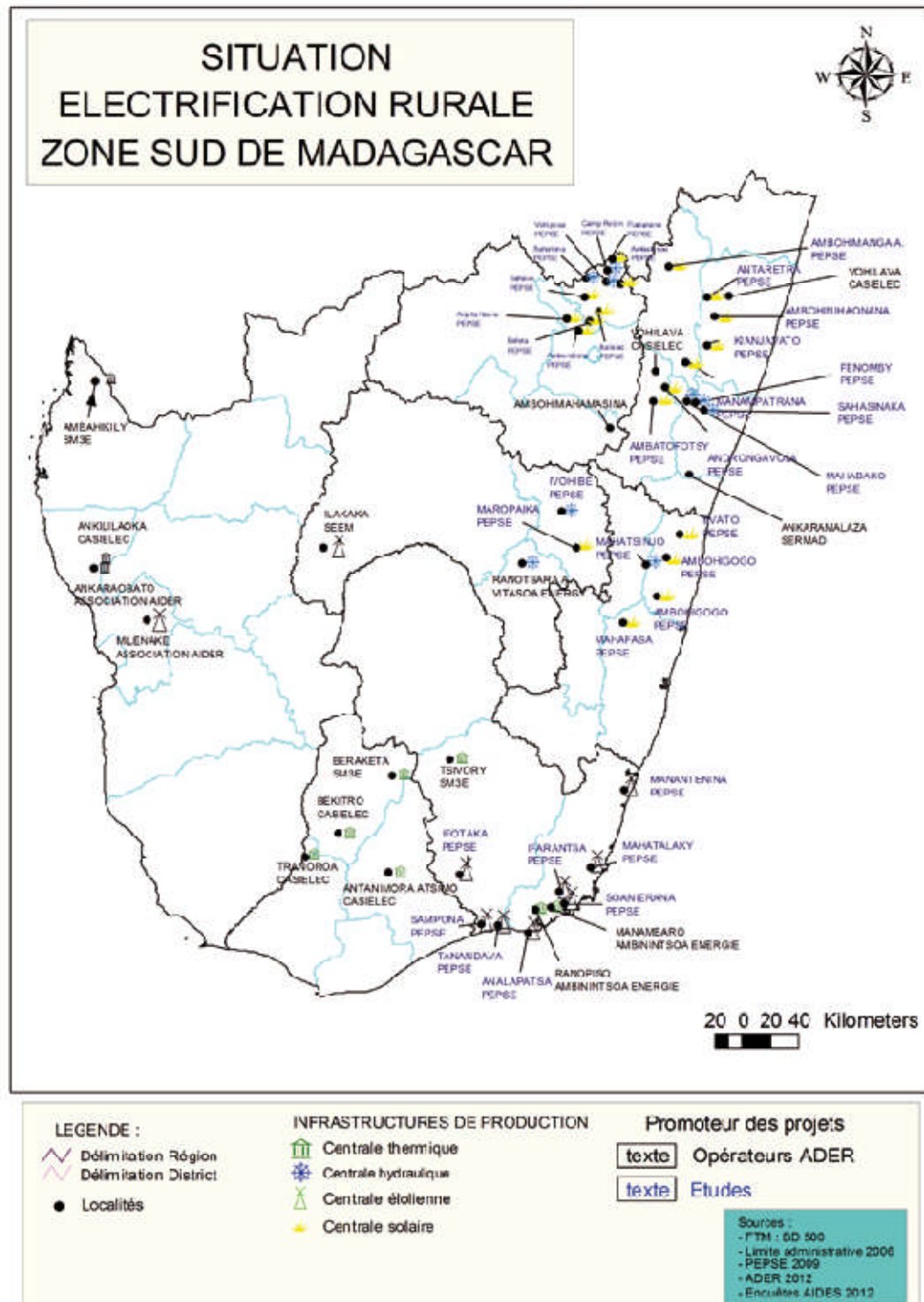
ANNEXE 1



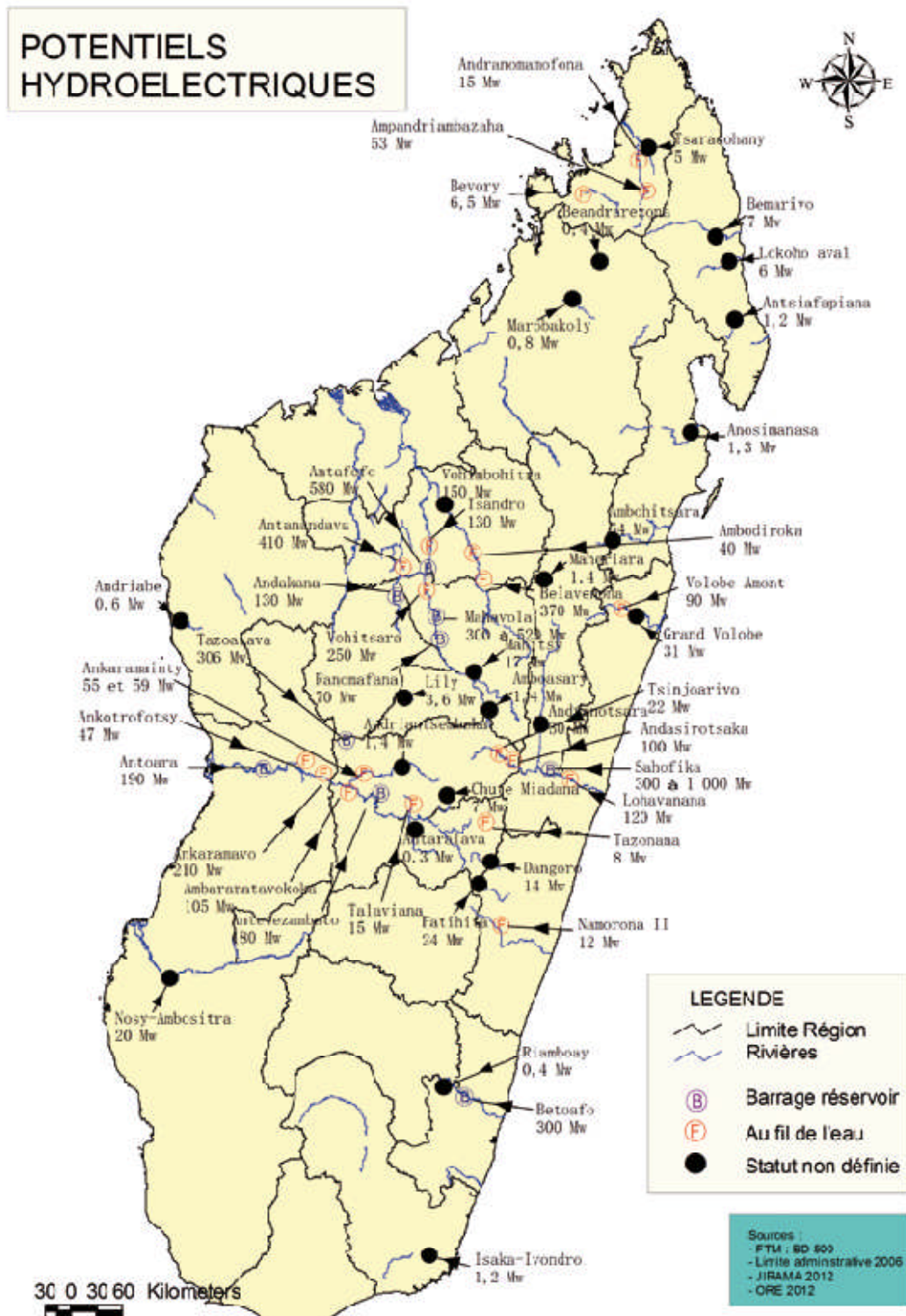
ANNEXE 2



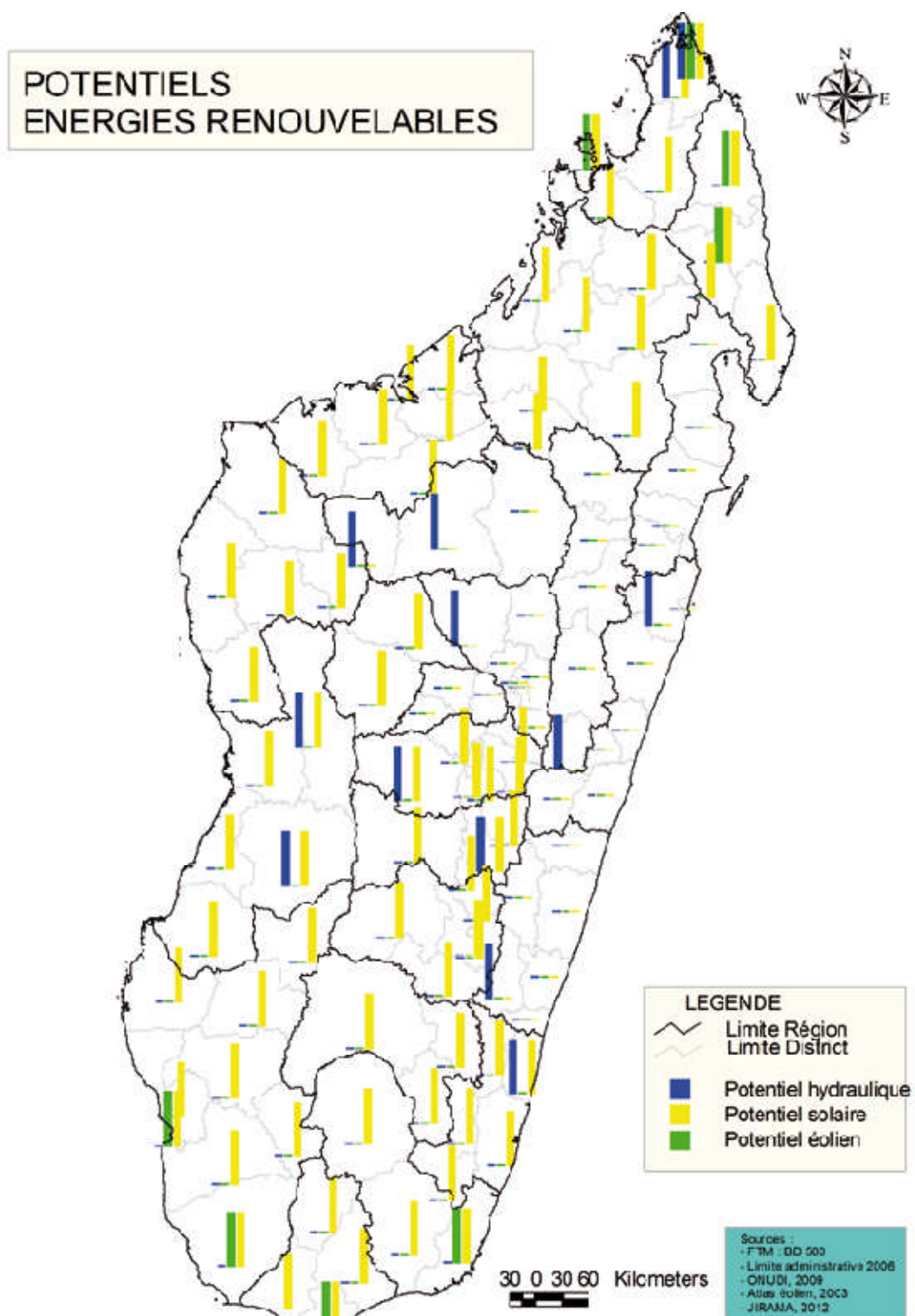
ANNEXE 3



ANNEXE 4



ANNEXE 5



ANNEXE 6

Code “calcul de rayon de pale”

```
#include <stdio.h>
#include <math.h>
void main()
{
    float R, Pgen, rend, rho, Cp, pi, Veau;
    printf ("Donner la masse volumique rho = ");
    scanf ("%f", &rho);
    printf ("Donner la puissance de la generatrice Pgen = ");
    scanf ("%f", &Pgen);
    printf ("Donner le coefficient de puissance Cp = ");
    scanf ("%f", &Cp);
    printf ("Donner le rendement total rtot = ");
    scanf ("%f", &rend);
    printf ("Donner la vitesse d'écoulement Veau = ");
    scanf ("%f", &Veau);
    R = (2.0*Pgen)/(rho*Cp*rend*3.14*Veau*Veau*Veau);
    printf ("Le rayon est R = %f ", R);
}
```

Code “calcul de la largeur de pale”

```
#include <stdio.h>
#include <math.h>
#define alpha 5.5
#define lambda_0 5.0
void main()
{
    float lambda,k,I,R,r,Cz,beta,l,s,t,u,v,x,w;
    int i;
    printf ("Donner le rayon R = ");
    scanf ("%f", &R);
    printf ("Donner le coefficient Cz = ");
```

```

scanf ("%f", &Cz);
for (i=1; i<=5; i++)
{
    k = i/5.0;
    r = k*R;
    lambda = k*lambda_0;
    s = lambda*lambda;
    t = s+0,444;
    w = sqrt(t);
    x = 3*lambda;
    u = 2.0/x;
    v = atanf(u);
    I = (v*180)/3.1416;
    beta = I-alpha;
    l = (5.585*R)/(3*Cz*lambda_0*w);
    printf ("\nlambda%d: %f", i, lambda);
    printf ("\nI%d: %f", i, I);
    printf ("\nbeta"); printf("%d: %f", i, beta);
    printf ("\n"); printf("%d: %f", i, l);
    printf("\n");
}
}

```

RESUME

Le présent mémoire consiste en la modélisation d'une chaîne de conversion hydrolienne entièrement passive destinée pour la fourniture en énergie électrique d'un site isolé. L'hydrolienne étudiée est à axe horizontale, tripale à calage fixe, entraînant une génératrice synchrone à aimants permanents.

Il s'agit particulièrement de l'utilisation des outils SimPowerSystems du logiciel Matlab/Simulink pour la simulation numérique en vue d'établir les relations qui existent entre les dimensions de l'hydrolienne et la puissance susceptible d'être produite.

Le modèle de chaque partie de la chaîne de conversion a été établie puis mis en œuvre dans Simulink : turbine, multiplicateur, génératrice, redresseur, batterie de stockage.

La modélisation de la GSAP est basée sur les différentes équations mathématiques dont la linéarisation nécessite l'utilisation de la transformation de Park.

Un bref aperçu concernant le dimensionnement des pales du rotor a également été fait dans le but d'avoir une idée sur l'intérêt d'un tel système par rapport à une éolienne de même dimension.

ABSTRACT

The present project consists on the modelization of a conversion chain with entirely passive tidal turbine used to supply an insulated site. It is a three blades tidal turbine, with horizontal axis and constant pitch angle, driving a permanent magnet synchronous generator.

SimPowerSystems tools of Matlab/Simulink were used to simulate the tidal turbine in order to establish the relationships between the turbine's size and the available power which could be produced.

The model of each part of the conversion system was established then implemented in Simulink environment : turbine, gearbox, generator, rectifier, storage battery.

The modelization of the PMSG is based on the different mathematical equations whose linearization requires the use of the Park transformation.

A short summary related to the rotor blade calculation was also made to get some idea about the advantages of such system compared to a similar wind turbine.

MOTS CLES

Energie renouvelable, marées, hydrolienne, génératrice synchrone à aimants permanents, modélisation, Simulink

KEYWORDS

Renewable energy, tides, tidal turbine, permanent magnet synchronous generator, modelization, Simulink