HAL
open science

Démarche de conception multicritère de système de production d'énergie : application à une hydrolienne durable et résiliente pour micro-réseau isolé

Kathleen Mallard

To cite this version:

Kathleen Mallard. Démarche de conception multicritère de système de production d'énergie : application à une hydrolienne durable et résiliente pour micro-réseau isolé. Energie électrique. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. Français. NNT : 2020GRALT035 . tel-03102861

HAL Id: tel-03102861

https://theses.hal.science/tel-03102861

Submitted on 7 Jan 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : GENIE ELECTRIQUE

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Kathleen MALLARD

Thèse dirigée par **Lauric GARBUIO**, MCF, Grenoble INP, G2Elab
et codirigée par **Vincent DEBUSSCHERE**, MCF, Grenoble INP, G2Elab

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2Elab)**
dans **l'École Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)**

Démarche de conception multicritère de système de production d'énergie - Application à une hydrolienne durable et résiliente pour micro-réseau isolé

Multi-criteria design approach for power generation system - Application to a sustainable and resilient hydrokinetic turbine for isolated microgrid

Thèse soutenue publiquement le **1 octobre 2020**,
devant le jury composé de :

Madame Peggy ZWOLINSKI
Professeur des universités, Grenoble INP, Présidente
Monsieur Yacine AMARA
Professeur des universités, Université Le Havre Normandie, Rapporteur
Monsieur Claude MARCHAND
Professeur des universités, Université Paris-Sud, Rapporteur
Monsieur Frédéric WURTZ
Directeur de recherche, CNRS Délégation Alpes, Examinateur

Monsieur Lauric GARBUIO
Maitre de conférence, Grenoble INP, Directeur de thèse
Monsieur Vincent DEBUSSCHERE
Maitre de conférence, Grenoble INP, Co-directeur de thèse
Monsieur Flavien MARTINE
Industriel, Guinard Energies Nouvelles, Invité

REMERCIEMENTS

Le doctorant progresse patiemment, à la fois solitaire et bien entouré. C'est ainsi que j'ai passé les quatre dernières années. Je remercie ici les personnes rencontrées en chemin.

Mes premiers remerciements vont aux membres du jury. Attentifs aux moindres détails, ils ont jugé ma production scientifique au travers du présent manuscrit et de la soutenance. Je remercie Yacine Amara et Claude Marchand pour avoir accepté de rapporter le manuscrit : j'ai apprécié le fort intérêt que vous avez manifesté pour mes travaux. Je remercie Peggy Zwolinski pour avoir accepté le rôle de Présidente du jury ainsi que pour les éclairantes discussions que nous avons eues avant et pendant la soutenance. Je remercie Frédéric Wurtz en tant qu'examinateur pour avoir dépensé un peu de son précieux temps.

Je remercie mes encadrants, Lauric Garbuio et Vincent Debusschère, pour leurs ouverture et courage scientifiques. Grâce à vous, j'ai eu le meilleur des sujets de thèse parce que nous l'avons construit ensemble. Cette immense liberté a suscité des moments de doute mais elle nous a aussi donné le sentiment d'aller dans la bonne direction et finalement offert une grande fierté au regard du travail accompli. Nous sommes conscients de n'être qu'au début de l'aventure sur la recherche de durabilité dans la conception en génie électrique, pourtant nous sommes confiants dans l'avenir.

Dans son parcours, le doctorant a l'occasion de sortir du laboratoire pour des conférences ou des séminaires. Sur ce point, j'ai eu beaucoup de chance puisque j'ai pu aller dans différentes villes de France et même différents coins du monde. J'ai ainsi de beaux souvenirs avec Lauric et sa femme en Indonésie, avec Vincent et sa famille à Singapour ou avec certains doctorants en Grèce. J'ai même eu le privilège de survoler la forêt amazonienne en Guyane, expérience marquante qui n'arrive qu'une fois dans une vie. Pour ce moment, je remercie à nouveau Frédéric Wurtz qui a permis au G2Elab d'intégrer le projet Hydroriv et à Christophe Rousseau et moi de nous rendre en Guyane aux Nouragues. Nous y avons rencontré des personnes formidables dont Flavien Martine de Guinard Energies Nouvelles que j'ai invité avec plaisir à ma soutenance.

Je remercie mes collègues du laboratoire. Qu'ils soient stagiaires, doctorants, post-doctorants, ingénieurs, techniciens ou enseignants-chercheurs, tous ont montré que la recherche rimait avec persévérance, parfois douleur mais souvent partage et convivialité interculturels. Je remercie plus particulièrement les collègues du cluster MADEA.

Je remercie affectueusement ma famille qui a toujours été présente même quand il a fallu relire attentivement ce manuscrit. Je remercie aussi la famille de l'ultimate grenoblois, Les Monkey. Je remercie enfin celui qui est présent dans tous les domaines de ma vie, Théo. Je te dois une partie de ma réussite. Je suis fascinée de voir nos liens se renforcer à chaque expérience (école d'ingénieur, doctorat, ultimate, voyage à vélo), alors j'ai hâte de voir la suite.

SOMMAIRE

Introduction 7

Chapitre I : Contexte énergétique mondial 10

I.1. Energie et développement 11
I.2. Impacts sur l'environnement et mesures pour les contrer 14
I.2.1. Atténuation par la sobriété et l'efficacité 14
I.2.2. Préférer les énergies renouvelables 16
I.2.3. Un courant alternatif : les low-techs 19
I.3. Conclusion 20
I.4. Références 22

Chapitre II : Problématiques de l'accès à l'énergie des zones isolées 24

II.1. Accès à l'énergie dans le monde, électrification rurale 25
II.1.1. Niveaux d'accès à l'énergie 26
II.1.2. Solutions pour l'électrification rurale 28
II.1.3. Perspectives sur l'électrification rurale 30
II.1.4. Premier accès électrique des zones isolées 32
II.2. Exploiter l'énergie hydraulique des zones isolées 34
II.2.1. L'hydroélectricité de faible puissance 34
II.2.2. Les hydroliennes 36
II.3. Formulation de la problématique et des objectifs de la thèse 43
II.4. Références 45

Chapitre III : Méthode multicritère de conception durable 47

III.1. Notion de durabilité 48
III.2. Imaginer des solutions 55
III.2.1 Proposition de valeur 55
III.2.2 Processus de conception 56
III.3. Présentation de la méthode 58
III.3.1. Domaine social 59
III.3.2. Domaine technique 60
III.3.3. Domaine économique 61
III.3.4. Domaine environnemental 63
III.4. Discussion sur la méthode 64
III.5. Conclusion 65
III.6. Références 66

Chapitre IV : Conception durable d'une solution hydrolienne 68

IV.1. Proposition de valeur 70
IV.1.1. Volet économique 71
IV.1.2. Volet environnemental 72
IV.1.3. Volet social 73
IV.1.4. Synthèse sur la proposition de valeur 74
IV.2. Application de la méthode multicritère de conception durable à une solution hydrolienne 76
IV.2.1. Exigences sociales 76
IV.2.2. Exigences techniques 78
IV.2.3. Exigences économiques 81
IV.2.4. Exigences environnementales 83
IV.2.5. Bilan des exigences pour la conception technique en phase d'esquisse 85
IV.3. Portrait-robot de la solution hydrolienne et de ses composants en phase d'esquisse 89
IV.3.1. Conversion mécanique, la turbine et la transmission 89
IV.3.2. Conversion électromécanique, la génératrice électrique et le convertisseur de puissance 91
IV.3.3. Conversion électrique, transport à terre et connexion au réseau 96
IV.3.4. Bilan du portrait-robot 97
IV.4. Conclusion 99
IV.5. Références 101

Chapitre V : La génératrice électrique 105

V.1. Objectifs de la conception de la génératrice en phase d'esquisse 107
V.2. Modélisation de la machine asynchrone à cage 109
V.2.1. Modélisation électromagnétique 110
V.2.2. Modélisation thermique 115
V.2.3. Modélisations économique et environnementale 119
V.2.4. Bilan sur la modélisation 121
V.3. Modélisation et évaluation des caractéristiques adaptées 122
V.3.1. Fonctionnement en mode autonome et saturation 122
V.3.2. Plage de vitesse élargie grâce à la cage du rotor 129
V.3.3. Refroidissement ouvert à eau et bobinage par câble 131
V.3.4. Bobinage dentaire pour la maintenabilité et l'entrainement direct 134
V.3.5. Machine multiphasée 137
V.3.6. Bilan sur les caractéristiques de la machine 138
V.4. Génératrice asynchrone à cage avec bobinage dentaire 140
V.4.1. Expérience de bobinage 140
V.4.2. Effet des harmoniques d'espace de la FMM 142
V.4.3. Performances de bobinages dentaires en simulation 145
V.4.4. Discussion sur la cage 153
V.4.5. Conclusion sur la génératrice à bobinage dentaire 155
V.5. Bilan sur la conception de la génératrice en phase d'esquisse 156
V.5.1. Portrait-robot révisé 156
V.5.2. Modèle analytique révisé 157
V.5.3. Implémentation pratique du modèle 159
V.6. Conclusion 160
V.7. Références 161

Chapitre VI : Application sur un cas d'étude réel 164

VI.1. Energie et rivières en Guyane 166
VI.1.1. Situation énergétique de la région 166
VI.1.2. Exploiter l'énergie des rivières guyanaises 169
VI.2. La station de recherche des Nouragues 171
VI.2.1. Le camp Pararé, scène du projet Hydroriv 171
VI.2.2. Analyse de la ressource et des besoins en énergie 173
VI.2.3. Modélisation du micro-réseau Pararé 177
VI.2.4. Proposer une hydrolienne pour le camp Pararé 180
VI.3. Une hydrolienne pour l'accès à l'énergie des villages guyanais 184
VI.3.1. Proposer une solution hydrolienne pour l'accès à l'énergie en Guyane 184
VI.3.2. Pré-dimensionner la génératrice électrique 185
VI.3.3. Bilan 198
VI.4. Discussion 200
VI.4.1. Le cas d'étude 200
VI.4.2. La méthode multicritère de conception durable 201
VI.4.3. Le modèle de pré-dimensionnement de la génératrice électrique 201
VI.5. Conclusion 203
VI.6. Références 204

Conclusion 205

Annexes 208

1. Accès à l'énergie 209
2. Pico-hydroélectricité 214
3. Etat de l'art des technologies hydroliennes 217
4. Caractéristiques physiques 221
5. Application du modèle analytique sur une machine de référence 222
6. Modèle analytique de la génératrice hydrolienne 238
7. Données du camp Pararé 245
8. Machines optimales pour le village Pararé 247

Résumé - Abstract 252

INTRODUCTION

« Il y a bien moins de difficultés à résoudre un problème qu'à le poser »,

Joseph de Maistre, Les considérations sur la France (1796)

Les travaux présentés dans ce manuscrit retracent le chemin du scientifique dans l'identification puis la résolution d'un problème nouveau. En particulier, celui de concevoir une solution technique adaptée à un besoin identifié. Les différentes étapes du processus de conception d'une solution innovante sont [1] (H. Teulon, *Le Guide de l'éco-innovation*) :

- la compréhension du contexte et la recherche d'opportunités,
- l'analyse du besoin qui débouche sur la formulation de la problématique,
- la définition du cahier des charges de la solution ou des solutions imaginées,
- la phase d'esquisse ou de pré-dimensionnement de la solution imaginée et son évaluation en fonction de critères définis en amont,
- la phase de dimensionnement et de réalisation de la solution.

Cette thèse réalise les quatre premières étapes du processus sur la problématique du premier accès à l'énergie par des ressources renouvelables des populations vivant dans des zones isolées. Par ces travaux, nous souhaitons apporter une contribution au développement durable local de ces populations.

Le premier chapitre introductif est un point sur la situation énergétique mondiale. Il exprime le caractère vital de l'énergie pour les sociétés et surtout pour leur développement. Il décrit comment le changement climatique pousse à prendre des mesures d'atténuation de l'impact de ces modifications sur l'environnement. Ce chapitre met ensuite en lumière les différences entre pays industrialisés et pays en développement sur la question énergétique. Il permet enfin d'identifier des opportunités dans le domaine de la production et consommation d'énergie pour les pays en développement et plus particulièrement les zones isolées.

Le deuxième chapitre analyse le besoin technique des populations isolées en quête d'un premier accès à l'énergie électrique. Cet accès comporte plusieurs niveaux avec des technologies de production adaptées ainsi que des usages différents pour chacun d'eux. Nous choisissons de nous concentrer sur les systèmes transformant l'énergie de l'eau (rivière et mer) en électricité en faisant une revue des solutions techniques disponibles sur le marché (centrales hydroélectriques de faible puissance et hydroliennes). Ces recherches montrent qu'il n'existe pas aujourd'hui de solution adaptée répondant au besoin de premier accès à l'énergie électrique des zones isolées. Nous formulons ainsi la problématique de la thèse : *quelle solution hydrolienne permettrait un premier accès à l'énergie de populations isolées tout en étant compatible avec un développement local durable de la communauté ?*

Au troisième chapitre, nous commençons par analyser la durabilité d'une solution sous toutes ces formes : technique, économique, environnementale et sociale. Nous expliquons ensuite qu'il existe deux points de vue pour imaginer une solution : la vision externe donne la proposition de valeur et la vision interne donne la description technique du concepteur produit. Nous proposons ensuite un outil pour imaginer une solution énergétique sous la vision interne. Cet outil d'aide à la décision oriente le concepteur et toutes les parties prenantes du projet d'électrification vers une conception qui permette à la solution d'être la plus durable possible.

Le quatrième chapitre apporte une réponse à la problématique posée au deuxième chapitre, il est dédié à la conception durable de la solution hydrolienne pour les zones isolées. Nous décrivons la proposition de valeur en utilisant un outil dérivé du 'Business Model Canvas' puis la vision interne en appliquant la méthode multicritère de conception durable proposée au troisième chapitre. La méthode nous permet d'extraire les exigences de durabilité et de les transformer en contraintes techniques de conception. Enfin, nous esquissons les caractéristiques du système hydrolien et de ses composants en proposant un portrait-robot de la solution hydrolienne durable. Entre autres, nous nous sommes inspirés de la philosophie low-tech qui prône des technologies sobres, accessibles, durables et résilientes.

Le cinquième chapitre se concentre sur un composant particulier du système hydrolien : la génératrice électrique sous la forme d'une machine asynchrone à cage. La conception de la génératrice en phase d'esquisse se fait en deux temps : choix des caractéristiques de design pour déterminer le portrait-robot puis pré-dimensionnement par optimisation sur un modèle analytique de la génératrice. Nous proposons un modèle analytique multi-physique (électromagnétique et thermique) de la machine asynchrone qui permet d'évaluer les critères quantitatifs techniques, économiques et environnementaux de durabilité. Ensuite, nous analysons les spécificités de la génératrice électrique : le fonctionnement en mode autonome avec saturation, la plage de vitesse élargie par le design du rotor, le refroidissement à eau et le bobinage par câble étanche, le bobinage dentaire pour la maintenabilité et l'entrainement direct, la configuration multiphasée. Nous donnons une place particulière à l'étude de la génératrice asynchrone avec un bobinage dentaire.

Le sixième et dernier chapitre est une illustration sur un cas d'étude réel : la Guyane. Après avoir compris les défis énergétiques de cette région très contrainte à la lumière du deuxième chapitre, nous découvrons à proximité d'une rivière le camp Pararé de la station de recherche du CNRS Guyane. Les chercheurs constituent une communauté isolée exigeant un service électrique performant et respectueux de l'environnement d'étude. Nous analysons le productible de la rivière, le besoin en énergie et les nombreuses contraintes spécifiques à cette zone reculée. Nous proposons le portrait-robot de la solution hydrolienne répondant aux besoins du camp mais le service électrique demandé est bien supérieur à un premier accès électrique. Nous proposons alors une solution hydrolienne pour le « village Pararé » qui serait la communauté Pararé en quête d'un premier accès. La génératrice électrique est pré-dimensionnée dans ce contexte grâce au modèle analytique du cinquième chapitre dans l'environnement d'optimisation CADES. Plusieurs générations de machines sont calculées avec des objectifs d'optimisation maximisant les performances techniques et minimisant les coûts économiques et environnementaux.

Mes contributions sur chacun des chapitres :

- Chapitre I : Etat des lieux de la situation énergétique mondiale, collecte d'arguments sur les problématiques énergie-développement et énergie-changement climatique.
- Chapitre II : Etude bibliographique détaillée sur l'accès à l'énergie, l'électrification des pays en développement, les solutions techniques de production d'énergie adaptées aux besoins locaux. Etude bibliographique sur les systèmes permettant d'exploiter l'énergie hydraulique des mers et des rivières : hydroliennes et centrales hydroélectriques de faible puissance. Détection d'un besoin encore non-adressé et définition d'une problématique de thèse originale liant énergie et développement.
- Chapitre III : Etude bibliographique sur les différents aspects de la durabilité d'un projet d'électrification. Proposition d'un outil d'aide à la décision pour le concepteur sous la forme d'une méthode multicritère de conception durable d'un dispositif de génération électrique à partir d'une ressource renouvelable. Ces travaux ont donné lieu à deux valorisations : un article de conférence internationale, ACEPT 2018 à Singapour et un article de revue internationale dans *Sustainability*, MDPI, 2020.
- Chapitre IV : Eléments de réponse à la problématique de la thèse : proposition de valeur et cahier des charges d'une solution hydrolienne durable adaptée aux milieux isolés. Application de la méthode proposée pour définir le cahier des charges. Ces travaux ont donné lieu à une valorisation par article de conférence internationale : LCE 2020 à Grenoble, France.
- Chapitre V : Améliorations d'un modèle analytique électromagnétique et thermique de machine asynchrone. Propositions techniques originales pour la génératrice électrique de l'hydrolienne. Développements nouveaux sur la génératrice asynchrone à cage avec bobinage dentaire ayant donné lieu à une valorisation par un article de conférence internationale : ICEM 2018 à Alexandroupoli, Grèce.
- Chapitre VI : Etude bibliographique sur les enjeux énergétiques et le potentiel hydrocinétique en Guyane. Modélisation du micro-réseau isolé de la station de recherche du CNRS Guyane ayant donné lieu à une valorisation par un article de conférence nationale : SGE 2020 à Nantes, France. Application de la méthode multicritère de conception durable pour donner le portrait-robot de l'hydrolienne de rivière répondant aux besoins des chercheurs de la station. Pré-dimensionnement de la génératrice électrique par optimisation sur modèle analytique d'une hydrolienne de rivière pour une communauté isolée en Guyane.

CHAPITRE I

CONTEXTE ENERGETIQUE MONDIAL

Sommaire du chapitre I

I.1. Energie et développement 11

I.2. Impacts sur l'environnement et mesures pour les contrer 14

I.2.1. Atténuation par la sobriété et l'efficacité 14

I.2.2. Préférer les énergies renouvelables 16

I.2.3. Un courant alternatif : les low-techs 19

I.3. Conclusion 20

I.4. Références 22

Résumé du chapitre I :

Le premier chapitre est un état des lieux sur le contexte énergétique mondial. Cette introduction est volontairement assez large afin de s'approprier les thèmes importants qui sous-tendent nos travaux de recherche. Dans un premier temps, nous cherchons à comprendre pourquoi l'énergie est un des piliers de nos sociétés modernes. Un lien fort entre énergie et développement sera identifié. Malheureusement, cette soif de développement est à l'origine du changement climatique. Une stratégie d'atténuation à l'échelle planétaire visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est nécessaire en s'appuyant sur trois leviers : la sobriété, l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables. Cependant, les pays et régions ne sont pas tous au même stade de développement et d'actions pour limiter le réchauffement climatique.

I.1. Energie et développement

Tout d'abord, l'énergie peut être caractérisée par sa quantité, sa qualité ou efficacité et sa répartition. On comprend aisément pourquoi la quantité est importante ainsi que la répartition au sein de la société, par contre précisons le terme de qualité.

La qualité peut être mesurée par l'indicateur TRE Taux de Retour Energétique (en anglais : EROI Energy Return on Energy Invested) qui représente l'énergie utilisable par rapport à l'énergie dépensée pour l'obtenir ou l'énergie grise de l'énergie nette. Cet indicateur nous informe sur l'efficacité du système à exploiter une source énergétique. On peut repousser les frontières du périmètre d'étude jusqu'au calcul du TRE social [1]: tout est pris en compte depuis l'extraction du carburant, sa transformation, son transport puis les infrastructures nécessaires à son utilisation. Le TRE social d'un pays représente les biens et services issus de l'énergie fournie par les carburants (importés et nationaux) sur ce qu'il faut dépenser pour les avoir. Cet indicateur est sensiblement relié au PIB d'un pays. Assez compliqué à calculer, son ordre de grandeur est révélateur du développement d'une société. La pyramide des besoins énergétiques en Fig I.1 [2] montre qu'il faut que chaque brique de base soit assurée pour passer à la suivante ; la réalisation d'une brique est permise si l'énergie est suffisamment disponible, i.e. le TRE social est suffisant. Une autre déclinaison est disponible Tab I.1 suivant le type de société [3].

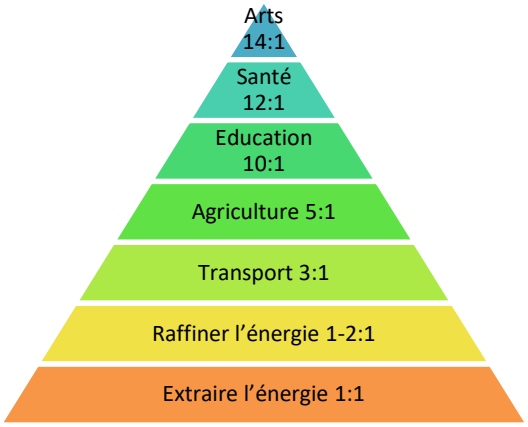


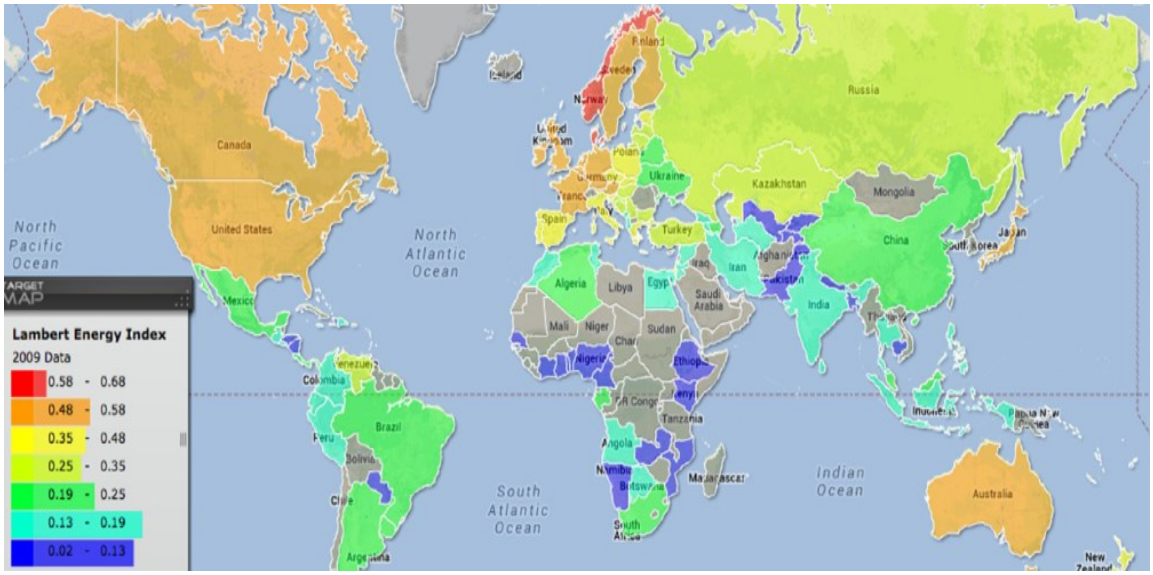
Fig I.1 : Pyramide des besoins énergétiques et TRE social minimal [2].

Tab I.1 : Types de société suivant son développement et le TRE social minimal correspondant [3].

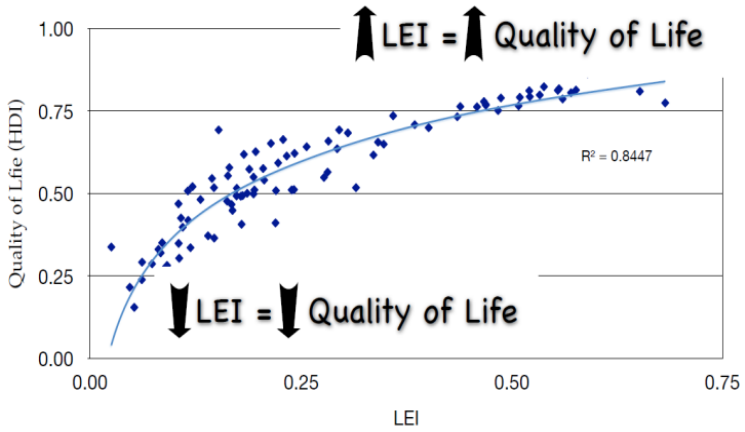
Type de société suivant son développement	TRE social
Chasseurs-cueilleurs	2-3
Agriculture primaire et élevage	4-5
Agriculture avancée	7-8
Début industrielle	6-13
Industrielle développée	8-15
Industrielle et technologique	15-25

Il existe un indicateur énergétique regroupant l'énergie sous ces trois aspects : la quantité avec la consommation énergétique en GJ par habitant, la qualité/efficacité avec l'EROI social, la répartition

avec l'indice de Gini révélant l'inégalité des salaires. Ce nouvel indicateur nommé LEI pour 'Lambert Energy Index' est calculé par pays sur la Fig I.2.a) puis comparé aux indicateurs de développement [4]. La courbe de la Fig I.2.b) montre la corrélation élevée (taux de 0.84) entre le LEI et l'IDH, indice de développement humain combinant espérance de vie à la naissance, alphabétisation des adultes, taux brut de scolarisation et PIB par habitant. On constate que la qualité de vie augmente avec l'énergie (LEI) mais de manière non-linéaire. Pour des LEI faibles, la partie gauche de la courbe a une pente très élevée : un petit delta d'énergie entraine une grande augmentation de l'IDH. Au-delà d'un certain seuil, la courbe est sur une asymptote : une augmentation de l'énergie ne fait plus augmenter la qualité de vie. Les pays en développement aux LEI faibles sont dans la première configuration alors que les pays industrialisés aux LEI élevés sont dans la deuxième.



a)



b)

Fig I.2 : a) LEI des pays du monde [4] et b) IDH en fonction du LEI [2].

Tab I.2 : Classement des pays suivant la qualité de vie et des indicateurs énergétiques [4].

Qualité de vie	LEI	TRE social	Consommation	Exemple
Pauvre à modérée	< 0.3	< 15-25:1	< 100 GJ/pers	Cambodge
Bonne (IDH > 0.7)	0.3-0.4	20-30:1	100-200 GJ/pers	Indonésie

Elevée sans amélioration	> 0.4	> 30:1	> 200 GJ/pers	Singapour

La comparaison entre les indicateurs énergétiques et de qualité de vie montre qu'il existe un lien très fort entre énergie et développement. Nous comprenons mieux pourquoi un pays en croissance a besoin de beaucoup d'énergie mais aussi comment le rêve de croissance pousse à en consommer toujours plus. Par contre, la consommation augmente à niveau de vie équivalent dans un environnement plus contraignant (Canada, Australie, Qatar).

Comparons cette fois l'énergie sous sa forme électrique et la qualité de vie. La Fig I.3 présente l'IDH en fonction de la consommation électrique en kWh/personne/an [5]. Les pays en développement sont en bas à gauche de la courbe et les pays industrialisés sur l'asymptote horizontale. Une valeur charnière est mise en évidence autour de 2500 kWh/an/personne : en-dessous d'elle l'augmentation de la consommation contribue énormément à une amélioration de l'IDH.

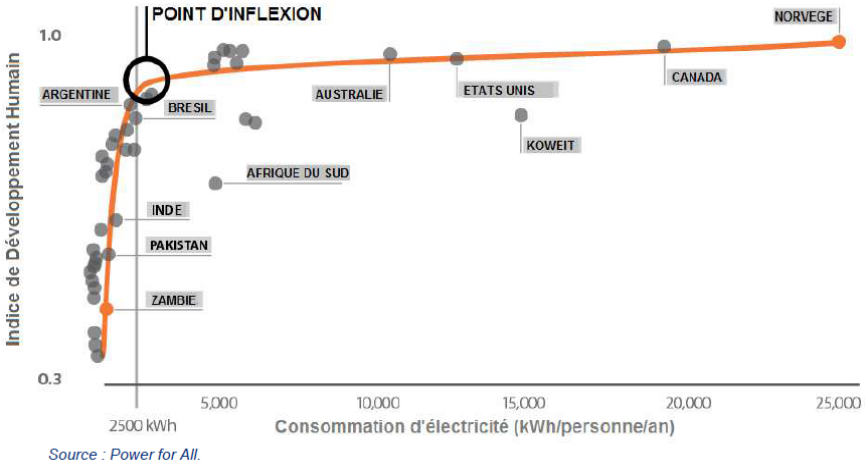


Fig I.3 : IDH en fonction de la consommation d'électricité [5].

Nous constatons le lien fort entre l'énergie et le développement, précisément l'accès à une énergie en quantité, de qualité et bien répartie sur toute la population permet un progrès socio-économique extraordinaire. Pendant longtemps, les programmes d'aide au développement se sont focalisés en priorité sur du financement social (éducation, santé) et dans un second temps sur l'accès à l'énergie. En revenant à la pyramide des besoins Fig I.1, il faut d'abord assurer l'accès à l'énergie avant de s'attaquer à l'éducation et à la santé. Grâce à ces nouvelles conclusions, de plus en plus de programmes s'adaptent et financent les projets énergétiques durables afin de soutenir un développement viable sur le long terme qui assure ensuite des systèmes éducatif et de santé pérennes [4].

I.2. Impacts sur l'environnement et mesures pour les contrer

Après avoir compris le lien entre énergie et développement, nous voyons aujourd'hui les limites physiques rencontrées dans notre course au développement. Les impacts sur l'environnement sont chaque jour plus forts : le changement climatique causé par les émissions de CO_2 et autres gaz à effet de serre et ses conséquences, l'épuisement des ressources et l'effondrement de la biodiversité, la pollution [6]. Alors que certains scientifiques tentent d'avertir la communauté internationale depuis plusieurs décennies (dont le club de Rome en 1972 [7]), les réactions les plus efficaces tardent à venir.

Les deux stratégies pour lutter contre le changement climatique sont l'atténuation et l'adaptation. La plus urgente et la plus importante est l'atténuation en diminuant drastiquement les émissions de gaz à effet de serre (GES). Il faut décarbonner tous les secteurs et en particulier le secteur de l'énergie. Selon l'ONU, il est responsable de 60% des émissions mondiales de GES [8]. Les usages de l'énergie primaire sont le transport, la production d'électricité et de chaleur. L'objectif est de stopper le recours aux énergies fossiles pour tous ces usages afin de respecter l'engagement des 2 °C pris au niveau mondial pendant la COP21 à Paris. Les mesures d'atténuation nécessaire sont d'abord la sobriété et l'efficacité puis la production par des énergies non-émettrices de GES : les énergies dites renouvelables [9].

I.2.1. Atténuation par la sobriété et l'efficacité

Les mesures les plus urgentes sont la sobriété et l'efficacité pour diminuer la consommation d'énergie et donc les émissions de GES. Suivant cette philosophie, l'association négaWatt présente des projections pour la France [9]. Le scénario [10] de la Fig I.4 prévoit que la consommation d'énergie finale soit divisée par deux en 2050 par rapport à son niveau de 2015 grâce à un effort sur la demande réparti entre la sobriété (60 %) et l'efficacité (40 %).

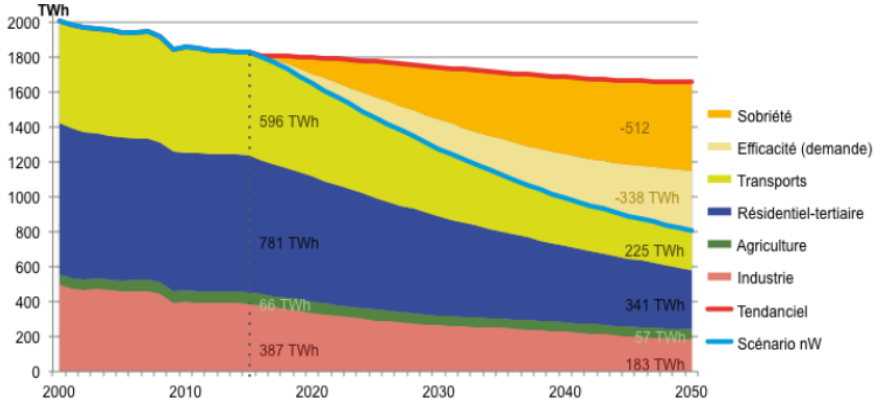


Fig I.4 : Bilan en énergie finale du scénario négaWatt, par secteur de consommation en France [10].

Malgré son efficacité incontestable, la sobriété est difficile à mettre en place car elle nécessite des changements de comportements à l'échelle globale. Pour s'en rendre compte, il suffit de voir l'accueil réservé à l'étude du cabinet de conseil B&L Evolution [11]. En 2018, ces ingénieurs se sont

demandé comment tenir la trajectoire des 1.5°C à l'échelle française et ils ont sorti des mesures drastiques livrées sur la Fig I.5 [12]. L'étude a été soumise à de vives critiques de la presse la jugeant liberticide. Les actions liées à la sobriété doivent être initiées par les gouvernements, les entreprises et surtout accompagnées par des sociologues, économistes, politiques car elles remettent en cause les modèles classiques et le mirage de la croissance infinie.

Fig I.5 : Comment s'aligner sur une trajectoire 1.5°C pour la France ? [11], [12].

A contrario, l'efficacité énergétique est une préoccupation très technique. Les producteurs d'énergie et les consommateurs cherchent le meilleur rendement énergétique avec une préoccupation plus économique qu'environnementale. Pour ce qui est de l'efficacité des ressources d'énergie, il faut reprendre les analyses sur le TRE. Les énergies fossiles comme le charbon et le pétrole ont des TRE très élevés, de 50:1 à 20:1 [4], ils nous ont permis de bâtir nos sociétés industrielles et technologiques. Cependant, ces énergies primaires sont de moins en moins faciles à extraire, leurs TRE diminuent même si les procédés d'extraction et de transformation continuent à s'améliorer. La Fig I.6 donne les TRE de quelques sources d'énergie conventionnelles [13].

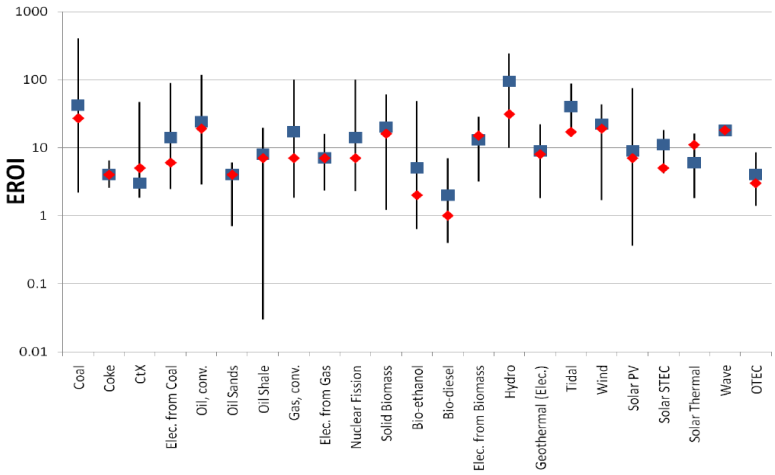


Fig I.6 : TRE de plusieurs sources d'énergie. La moyenne est marquée par le carré bleu, la médiane par le carré rouge, l'intervalle d'estimation par le trait noir [13].

Du côté de la consommation d'énergie, les technologies sont de plus en plus efficientes. De l'intelligence est ajoutée dans les objets pour optimiser les rendements : c'est le monde de la high-tech. Par contre, ce gain en rendement est quasi-systématiquement comblé par l'ajout de fonctionnalités. De même, la création de nouveaux besoins et la multiplication des usages entrainent une augmentation de la consommation. C'est l'effet rebond [14] ou postulat de Khazzoom-Brookes quand il est question de consommation énergétique : l'efficacité est perdue par une consommation plus importante. Un exemple d'effet rebond dans l'automobile : les moteurs ont un meilleur rendement énergétique mais le gain est perdu par l'augmentation du poids des véhicules [15]. D'autre part, l'intelligence embarquée dans les high-techs se matérialise par l'ajout d'électronique. Ces structures miniatures font appel à des processus de fabrication complexes et les déchets électroniques sont d'autant plus compliqués à traiter. Ainsi des matériaux critiques contenus dans les composants électroniques sont perdus car trop petits pour être recyclés [6].

I.2.2. Préférer les énergies renouvelables

La troisième et dernière mesure d'atténuation du changement climatique est le passage à des énergies non-émettrices de GES, ce sont les énergies dites renouvelables ENR (dans le sens de gisement inépuisable) issues de la récupération de l'énergie du vent, du soleil sous forme de chaleur et d'ensoleillement, des courants marins et fluviaux, de la géothermie, de la biomasse. En 2016, 17.5 % de la consommation d'énergie finale et 24 % de la production électrique (dont 68 % hydraulique) étaient à partir de renouvelable [16].

La recherche dans le domaine des ENR est marquée par la prédominance de certains pays. Sur la plage 1979-2009, les leaders étaient les Etats-Unis (la NASA dominait particulièrement le solaire et l'éolien), le Japon, l'Allemagne, le Royaume-Uni, le Canada, le Brésil, la France, l'Italie, la Chine (la Chinese Academy of Sciences dominait l'hydrolien et la biomasse) [17]. Avec son développement fulgurant, la Chine était en 2014 le plus gros contributeur de brevets au monde avec 55 % des brevets sur le solaire thermique [18]. De nombreux pays investissent dans les énergies vertes : en 2015, 286 milliards de dollars ont été introduits dans ce secteur (+5 % par rapport à l'année précédente). L'année 2015 marque aussi un grand tournant dans la géopolitique énergétique mondiale puisque les pays en développement ont dépassé les pays développés en investissements : 156 milliards pour les pays en développement (+19 % par rapport à 2014) contre 130 pour les pays développés (-8.5 % par rapport à 2014). La Chine détient tous les records avec 102.9 milliards d'investissements soit 36 % du total mondial. L'Inde et le Brésil pèsent quant à eux pour 10.2 et 7.1 milliards d'investissements.

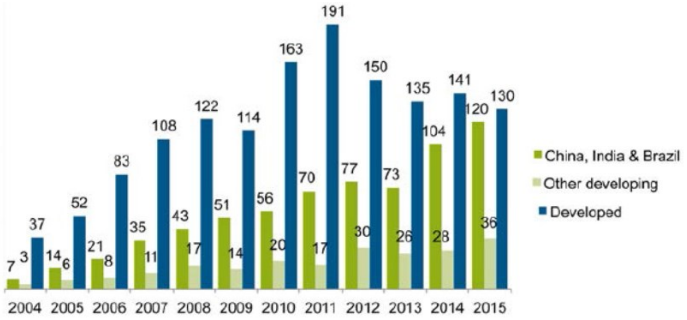


Fig I.7 : Investissements dans les énergies renouvelables dans les pays émergents (Chine, Inde et Brésil), les pays en développement et les pays développés (en milliards de dollars) [18].

Grâce aux investissements importants, les technologies ENR sont de plus en plus efficaces. Pourtant certains calculs de TRE d'énergies renouvelables sont assez critiques : les rendements seraient très faibles et ne pourraient pas nous assurer le même niveau de vie dans un monde sans fossiles [3]. Le solaire PV serait à un taux de 10:1 au maximum sans compter la nécessité de stockage pour pallier à l'intermittence [1], [19]. D'autres sont plus optimistes, la Fig I.6 affiche des taux élevés comme 100:1 pour l'hydraulique, 40:1 pour l'énergie des courants de marée ou 24:1 pour l'éolien [13].

Par rapport aux coûts de l'énergie issue des renouvelables, elle est de plus en plus compétitive par rapport aux énergies conventionnelles. La Fig I.8 recense les projets de production ENR en 2010 et 2018 par type et capacité [20]. De fortes baisses des tarifs sont visibles pour le solaire photovoltaïque et l'éolien qui se trouvent désormais dans l'intervalle de prix des fossiles (bandeau rouge).

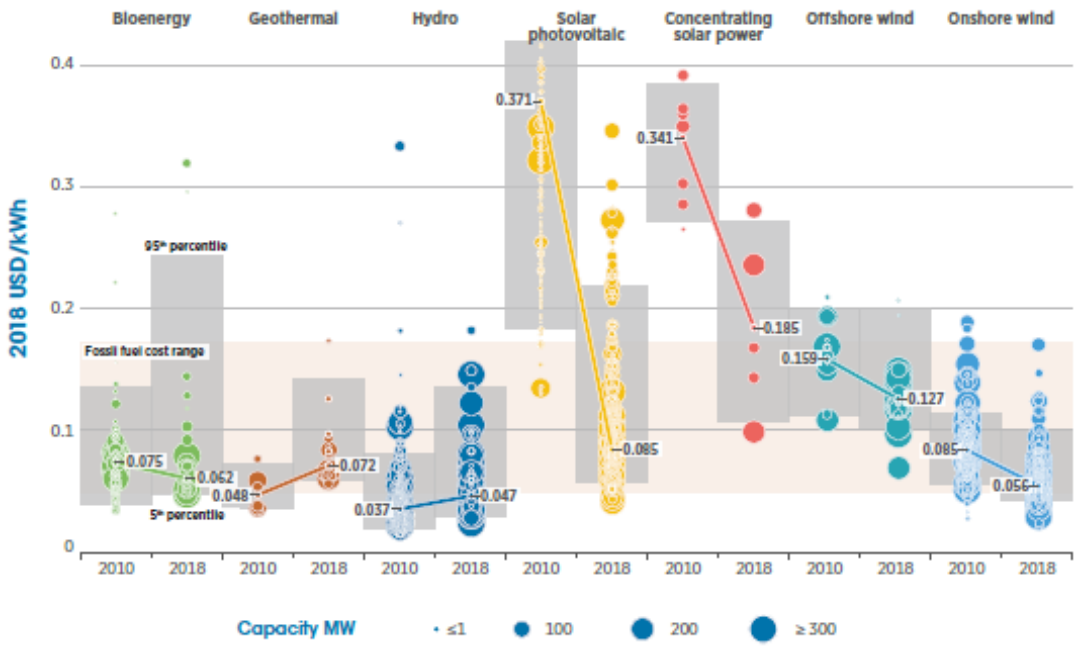


Fig I.8 : Coûts actualisés pour différentes ressources renouvelables en USD/kWh en 2010 et 2018 [20].

L'urgence climatique mondiale est une réalité mais la priorité locale n'est pas la même pour tous. Alors que les pays industrialisés « se mettent au vert » ('turn green' en anglais), remplaçant lentement certains systèmes énergétiques conventionnels à fortes émissions par des ENR, d'autres pays en développement sont invités à « croître vert » directement ('grow green'). Ils ont besoin d'accroître leur système de production pour soutenir leur développement énergivore et dans le même temps, émettre le moins de GES possible, parfois malgré la disponibilité de combustibles fossiles sous leurs sols. Le défi est d'autant plus important que leur taux de croissance est plus élevé que celui des pays industrialisés, d'où une augmentation plus importante de la demande énergétique. L'Asie du Sud-Est par exemple est confrontée à un tel dilemme, certains parlent même d'un « trilemme » [21] : « chaque pays membre doit assurer sa sécurité énergétique, sa croissance économique et son développement d'une manière respectueuse de l'environnement ». Ainsi l'Indonésie dispose de ressources fossiles mais le gouvernement pousse en faveur des ENR et collabore avec des entreprises et institutions étrangères afin de développer des technologies propres. La Fig I.9 révèle que le gouvernement indonésien a de grandes ambitions pour 2030 en ce

qui concerne les ENR (hydroélectricité, solaire photovoltaïque, géothermie, bioénergie, énergies marine et éolienne) par rapport à 2014 mais le charbon et le gaz naturel représentent encore plus de la moitié de la capacité électrique totale [22].

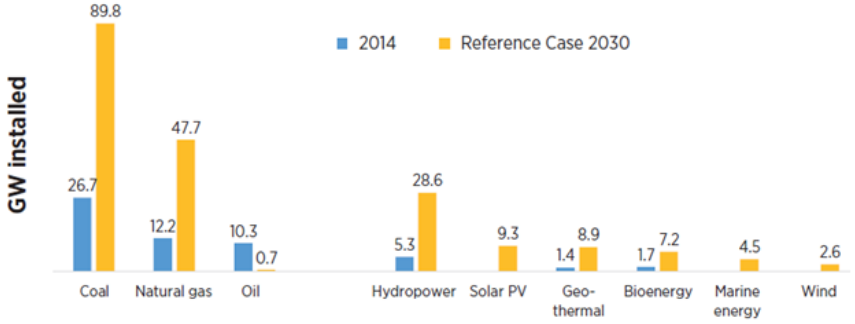


Fig I.9 : Puissance installée en Indonésie en 2014 et dans le scénario du gouvernement pour 2030 [22].

Les ENR offrent une solution verte pour produire de l'énergie parce qu'elles n'émettent pas de GES pendant leur phase d'utilisation. Mais quand est-il sur leur cycle de vie entier ? La question est légitime au vu de l'immense quantité de matière et d'énergie dépensée pour la construction, le transport, l'installation, l'usage et la fin de vie d'une seule éolienne industrielle. Des outils de comparaison comme l'Analyse sur Cycle de Vie ACV peuvent mesurer l'impact environnemental sur toutes les phases de vie par rapport aux énergies conventionnelles. Certains s'accordent sur le fait que le développement des énergies renouvelables est insoutenable sur le long terme du fait de la rareté des matériaux utilisés (terres rares des éoliennes ou argent des panneaux photovoltaïques), de la non-recyclabilité des composants majeurs ou encore de la pollution à l'extraction de tous ces éléments [6], [23]–[25]. L'infographie de la Fig I.10 présente les matériaux critiques pour la transition énergétique pour l'Europe à l'horizon 2030 [25].

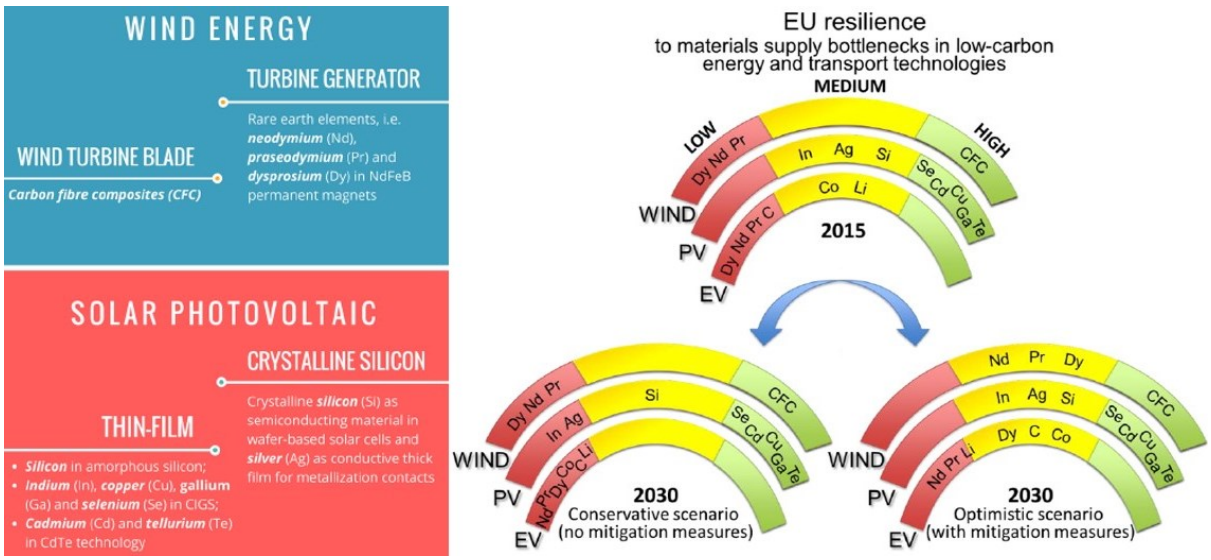


Fig I.10 : Résilience de l'Union Européenne sur les matériaux critiques des technologies bas-carbone éolien et solaire photovoltaïque à l'horizon 2030 [25].

I.2.3. Un courant alternatif : les low-techs

Au-delà des actions gouvernementales et des politiques des éco-gestes, certains citoyens proposent des alternatives souvent en rupture par rapport aux modèles sociotechniques conventionnels. Si les formes d'action sont variées, l'objectif commun de ces mouvements est le développement des communautés de manière durable comme défini par la *World Comission on Environment and Development* en 1987 [26] : « développement qui subvient aux besoins des générations présentes sans compromettre la capacité des générations futures à subvenir à leurs propres besoins ».

L'un de ces courants se positionne par leur appellation comme une alternative aux high-techs : ce sont les low-techs ou basses technologies. Ce sont des systèmes simplifiés, robustes, conçus par retour d'expérience de technologies plus complexes. Si la démarche vise à trouver des solutions simples en revenant à la fonction première du produit (principe KISS : keep it simple, stupid !), elle n'est pas simpliste pour autant puisqu'elle demande une grande expertise pratique. Le concept de low-tech, largement développé dans le livre de l'ingénieur Philippe Bihouix [24], peut se cristalliser sur trois volets complémentaires [15] :

« Sobriété et économie à la source ;
- Conception basée sur des techniques durables et réparables, les plus simples et les moins dépendantes possibles des ressources non renouvelables ;
- Conditions de production basées sur le savoir et un travail humain digne. »

Ces low-techs, non nécessairement aussi performantes que les high-techs sont sûrement plus à même de répondre à des problématiques environnementales, économiques et sociales en accord avec le contexte actuel. La force des low-techs réside dans le pouvoir d'appropriation du concepteur-utilisateur : l'utilisateur est le concepteur donc il choisit et optimise la technologie pour son besoin. Il maitrise toutes les étapes du produit : la fabrication, l'usage, la réparation et la réutilisation ou la fin de vie. La démarche low-tech met en perspective nos habitudes de conception avec les impératifs modernes, ouvrant la voie d'une innovation soutenable dans une planète physiquement finie mais infiniment riche d'idées.

I.3. Conclusion

Dans ce chapitre tenant lieu de préambule à nos travaux, nous avons vu que les sociétés modernes sont très énergivores et que le développement passe forcément par une intense consommation d'énergie et à fortiori d'émissions de GES. Les premiers pays à s'être développé sont les responsables historiques du changement climatique. Pourtant, les conséquences environnementales sont globalisées et même plus fortes sur les pays qui ont le moins émis de GES, les pays en développement. La situation mondiale actuelle semble bien compliquée avec des stratégies et des urgences différentes, des extrêmes difficiles à gérer. Le tableau Tab I.3 résume les enjeux énergétiques vus dans ce chapitre sous l'angle d'une opposition pays en développement-pays industrialisés.

Tab I.3 : Bilan sur les enjeux énergétiques entre les pays en développement et les pays industrialisés

	Pays en développement	Pays industrialisés
Lien énergie - développement	Besoin d'énergie pour augmenter la qualité de vie	Augmenter l'énergie ne crée plus de gain en qualité de vie
Impacts du changement climatique	Conséquences sévères du changement climatique (climats plus extrêmes) et moyens limités pour faire face aux catastrophes	Moyens techniques et financiers d'atténuation pour passer outre les effets du changement climatique et la pollution (pour l'instant)
Sobriété et efficacité	Pas encore concernés car pas assez d'énergie	Sobriété prioritaire mais difficile à mettre en œuvre car impacte les modes de vie. Efficacité déjà pratiquée pour le gain économique
Energies renouvelables	Technologies high-techs issues des pays industrialisés mais de plus en plus compétitives par rapport aux fossiles. 'Grow green' dilemme.	Historiquement, les développeurs de technologies high-techs. 'Turn green'. la seule urgence est réglementaire.

Les pays en développement doivent installer suffisamment de capacité de production pour soutenir leur croissance intense et multi-facette (économique, démographique, technique). Si l'objectif de se tourner vers des énergies propres est commun, les moyens disponibles ne le sont pas. La plupart des solutions renouvelables existantes sur le marché sont adaptées aux moyens financiers et techniques des pays industrialisés. En conséquence, la marche est haute pour les pays en développement et la tentation des énergies fossiles plus accessibles est encore grande pour quelques années.

Au regard de la répartition de l'énergie (en particulier électrique) dans les pays en développement, des situations extrêmes cohabitent au sein d'un même pays : d'un côté, de grands centres urbains bien alimentés par des réseaux électriques denses et de grands systèmes de production type centrale thermique ; de l'autre, des régions rurales ou isolées non connectées au réseau électrique principal. De par leur éloignement, ces régions se développent beaucoup moins vite que les zones urbaines, souvent plus vulnérables avec peu de moyens et soumises aux contraintes de l'environnement local (fôret, montagne, île…).

Alors comment respecter l'objectif 7 pris par l'ONU en 2015 sur les Objectifs du Développement Durable [8] : « Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable » ? Ce sujet de thèse s'insère dans cette recherche d'une énergie durable sous toutes ces formes, par la quantité, la qualité et sa répartition peut importe l'endroit du monde. Pour

la suite, notre regard va se porter sur ces zones rurales ou isolées et nous allons analyser leur développement et leurs moyens pour accéder à l'énergie. Le prochain chapitre est consacré à la problématique de l'accès à l'énergie électrique des zones isolées, les technologies disponibles pour obtenir les premières quantités d'énergie indispensables à leur développement et comme nous venons de le voir, indispensables à l'augmentation de leur niveau de vie.

I.4. Références

[1] C. A. S. Hall, J. G. Lambert, et S. B. Balogh, « EROI of different fuels and the implications for society », *Energy Policy*, vol. 64, p. 141-152, janv. 2014.

[2] J. G. Lambert, « EROI of different fuels and the implications for society », présenté à 3rd Science and Energy Seminar at Ecole de Physique des Houches, Les Houches, France, mars-2016.

[3] P. Prieto, « A case study : PV-Spain », présenté à 3rd Science and Energy Seminar at Ecole de Physique des Houches, Les Houches, France, mars-2016.

[4] J. G. Lambert, C. A. S. Hall, S. Balogh, A. Gupta, et M. Arnold, « Energy, EROI and quality of life », *Energy Policy*, vol. 64, p. 153-167, janv. 2014.

[5] IFRI, « Électrifier durablement l'Afrique et l'Asie », IFRI, 2016.

[6] B. Monsaingeon, *Homo detritus - Critique de la société du déchet*. Seuil, 2017.

[7] Club de Rome, *The Limits to growth : a report for the Club of Rome's project on the predicament of mankind*. New York: Universe Books, 1972.

[8] « Objectif 7, Objectifs du Développement Durable », *Organisation des Nations Unies*. [En ligne]. Disponible sur: https://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/energy/.

[9] T. Salomon, M. Jedliczka, Y. Marignac, S. Hessel, A. B. Lovins, et NégaWatt, *Manifeste NégaWatt : réussir la transition énergétique*. Arles: Actes Sud, 2012.

[10] Association négaWatt, « Scénario négaWatt 2017-2050 Dossier de synthèse », janv. 2017.

[11] C. A. Louis et G. Martin, « Comment s'aligner sur une trajectoire compatible avec les 1.5°C? Analyse de la faisabilité technique et mise en perspective de l'ampleur et de la rapidité des mesures à mettre en place », B&L Evolution, déc. 2018.

[12] « [Infographie] Interdiction des long-courriers, couvre-feu thermique, plus de véhicules thermiques… les mesures extrêmes pour rester sous 1,5°C », *Novethic*, 15-mars-2019. [En ligne]. Disponible sur: https://www.novethic.fr/actualite/environnement/climat/isr-rse/infographie-interdiction-d-acheter-une-voiture-neuve-ou-de-prendre-un-long-courrier-couvre-feu-thermique-quotas-sur-les-produits-importes-les-mesures-chocs-pour-rester-sous-1-5-c-146877.html.

[13] M. A. J. Dale, « Global Energy Modelling : A Biophysical Approach (GEMBA) », 2010.

[14] W. Stanley Jevons, *The Coal Question; An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of Our Coal Mines*. Macmillan and Co., 1865.

[15] Socialter, « L'avenir sera low-tech », n° Hors-série n°6, mai-2019.

[16] IEA, IRENA, UNSD, WB, et WHO, « Tracking SDG7 Report : The Energy Progress Report 2019 », Washington DC, 2019.

[17] F. Manzano-Agugliaro, A. Alcayde, F. G. Montoya, A. Zapata-Sierra, et C. Gil, « Scientific production of renewable energies worldwide: An overview », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 18, p. 134-143, févr. 2013.

[18] E. Hache, « Renouvelables : Derrière les chiffres, quelle géopolitique énergétique mondiale ? Quelle place pour l'Europe ? », *IRIS*. [En ligne]. Disponible sur: http://www.iris-france.org/74791-renouvelables-derriere-les-chiffres-quelle-geopolitique-energetique-mondiale-quelle-place-pour-leurope/. [Consulté le: 18-avr-2017].

[19] D. Weißbach, G. Ruprecht, A. Huke, K. Czerski, S. Gottlieb, et A. Hussein, « Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants », *Energy*, vol. 52, p. 210-221, avr. 2013.

[20] IRENA, « Renewable Power Generation Costs in 2018 », Abu Dhabi, 2019.

[21] M. A. J. R. Quirapas, H. Lin, M. L. S. Abundo, S. Brahim, et D. Santos, « Ocean renewable energy in Southeast Asia: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, p. 799-817, janv. 2015.

[22] IRENA, « Renewable Energy Prospects : Indonesia », mars 2017.

[23] L. Grandell, A. Lehtilä, M. Kivinen, T. Koljonen, S. Kihlman, et L. S. Lauri, « Role of critical metals in the future markets of clean energy technologies », *Renew. Energy*, vol. 95, p. 53-62, sept. 2016.

[24] P. Bihouix, *L'Âge des low tech - Vers une civilisation techniquement soutenable*. Seuil, 2014.
[25] D. T. Blagoeva, P. A. Dias, A. Marmier, et C. C. Pavel, « Assessment of potential bottlenecks along the materials supply chain for the future deployment of low-carbon energy and transport technologies in the EU. Wind power, photovoltaic and electric vehicles technologies, time frame: 2015-2030 », p. 196, 2016.
[26] WCED, *Our Common Future*. 1987.

CHAPITRE II

PROBLEMATIQUES DE L'ACCES A L'ENERGIE DES ZONES ISOLEES

Sommaire du chapitre II

II.1. Accès à l'énergie dans le monde, électrification rurale 25
II.1.1. Niveaux d'accès à l'énergie 26
II.1.2. Solutions pour l'électrification rurale 28
II.1.3. Perspectives sur l'électrification rurale 30
II.1.4. Premier accès électrique des zones isolées 32
II.2. Exploiter l'énergie hydraulique des zones isolées 34
II.2.1. L'hydroélectricité de faible puissance 34
II.2.2. Les hydroliennes 36
II.3. Formulation de la problématique et des objectifs de la thèse 43
II.4. Références 45

Résumé du chapitre II :

Les communautés isolées expérimentent un incrément dans leur qualité de vie dès qu'elles obtiennent un accès à l'électricité grâce à un développement local social et économique important. Dans ce chapitre, nous cherchons à caractériser l'accès à l'énergie dans les pays en développement et nous listons les solutions techniques disponibles pour l'électrification rurale. Dans un deuxième temps, nous nous concentrons sur l'accès à l'énergie des zones les plus isolées à proximité des mers et rivières. Nous analysons les possibilités de production électrique à partir de l'énergie hydraulique en utilisant des centrales hydroélectriques de faible puissance ou des hydroliennes. Enfin, nous identifions un besoin laissé sans réponse durable et nous formulons donc la problématique de cette thèse : proposer une solution durable qui permette à une communauté isolée d'exploiter l'énergie hydraulique locale dans un contexte de premier accès à l'énergie.

II.1. Accès à l'énergie dans le monde, électrification rurale

L'accès à l'énergie étant un des objectifs principaux du développement durable [1], les organisations internationales comme l'Agence Internationale de l'Energie, l'IRENA, l'ONU, la Banque Mondiale ou l'OMS publient régulièrement des rapports sur l'avancement de l'objectif n°7 à l'image de « Tracking SDG7 » [2]. En 2017, près de 840 millions de personnes dans le monde n'avaient toujours pas accès à l'électricité contre 1.2 milliard en 2010, soit un taux moyen d'électrification de 89 % contre 83 % en 2010. La Fig II.1 présente la part de la population avec un accès à l'électricité en 2017 et les 20 pays les plus en déficit d'accès électrique [2]. Les difficultés se concentrent majoritairement sur l'Afrique sub-saharienne où il y a encore 573 millions de personnes sans accès, soit plus d'une personne sur deux pour un taux d'électrification de 44 %. Sur la dernière décennie, les plus gros progrès ont été réalisés en Asie centrale et du sud où respectivement 99 % et 90 % de la population est électrifiée en 2017. Les pays d'Amérique latine, des Caraïbes, d'Asie de l'est et du sud-est sont électrifiés à 98 % en 2017.

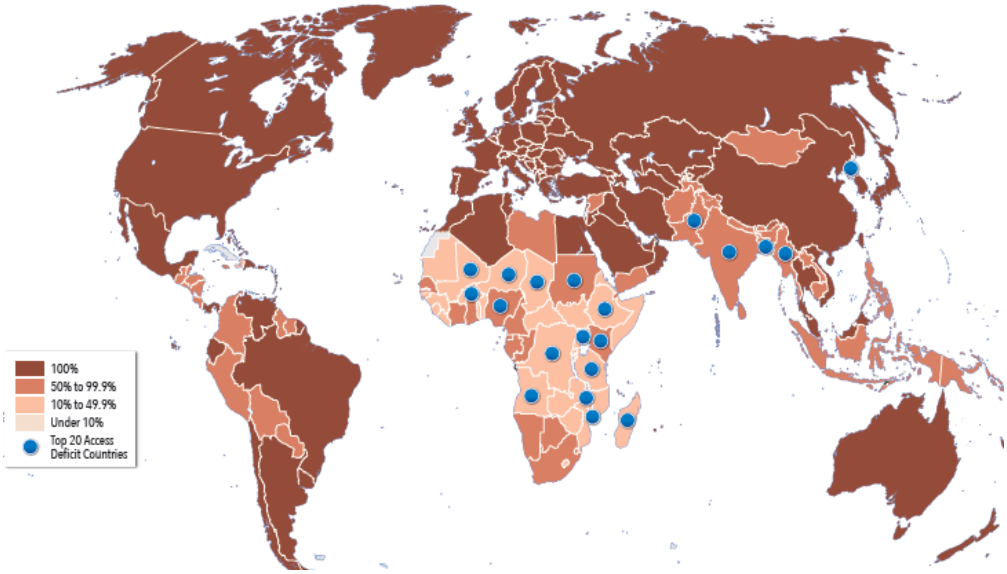
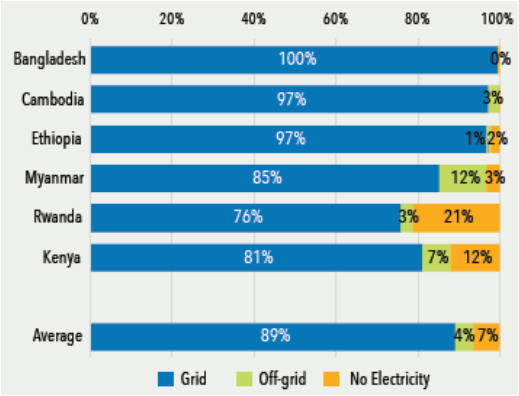
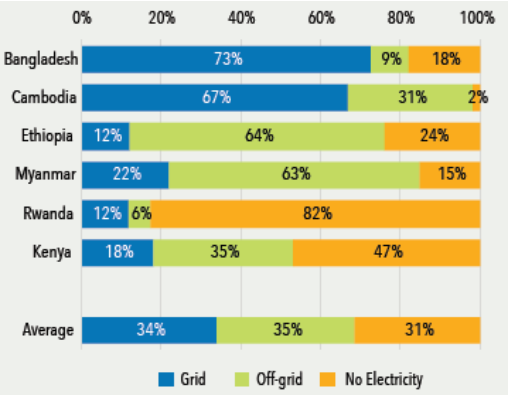


Fig II.1 : Part de la population avec un accès à l'électricité en 2017 et les 20 pays en déficit d'accès à l'électricité (points bleus) [2].

Les taux moyens élevés révèlent pourtant des disparités fortes entre milieux urbain (97 % d'électrification) et rural (79 %). La Fig II.2 souligne cet écart pour six pays d'Afrique et d'Asie du sud sur les 20 en situation de déficit d'accès [2]. Même pour ces pays, le taux moyen d'électrification en zone urbaine est élevé : 89 % de la population a accès au réseau électrique et 4 % bénéficie de systèmes électriques hors-réseau. Ces systèmes, non-connectés au réseau électrique principal du pays, sont des sources d'électricité de tailles variées basées sur des ressources fossiles (comme le générateur diesel) ou renouvelable (comme les panneaux photovoltaïques). A l'inverse, les zones rurales sont électrifiées à 69 %, 34 % via le réseau et 35 % hors-réseau, en affichant d'énormes écarts : au Rwanda seulement 18 % de la population rurale a un accès contre 98 % au Cambodge. L'Ethiopie et le Myanmar utilisent majoritairement (plus de 60 %) les systèmes électriques hors-réseau.



a) Urbain



b) Rural

Fig II.2 : Accès électrique en pourcentage de la population totale en milieu urbain ou rural pour quelques pays en déficit d'accès électrique en 2017 [2].

De manière générale, l'accès à l'énergie s'améliore dans le monde, les taux d'électrification ne cessent de progresser dans tous les milieux et la population électrifiée croît deux fois plus vite que la population mondiale [2]. Cependant, les écarts restent importants entre pays, entre zones urbaines et rurales et avoir un accès électrique ne garantit pas le niveau de qualité et de service que nous connaissons dans les pays industrialisés. Les développements suivants vont nous montrer qu'il existe des niveaux dans l'accès à l'énergie et que pour chacun d'eux des systèmes de production et des usages spécifiques sont associés.

II.1.1. Niveaux d'accès à l'énergie

Dans le chapitre précédent, l'énergie avait été caractérisée par sa quantité, qualité et répartition. Ici, nous passons au-delà du binaire postulat « accès/pas accès » à l'énergie et cherchons à caractériser cet accès, particulièrement l'accès à l'électricité. Publiée en 2015 par ESMAP et la Banque Mondiale, la méthode d'évaluation de l'accès à l'énergie à plusieurs niveaux permet de mieux appréhender les impacts de l'énergie sur le développement socio-économique en se plaçant du côté du consommateur et en laissant les technologies de production de côté [3]. L'étude couvre l'énergie pour les ménages (électricité, cuisson, chauffage), les engagements productifs ou professionnels et les installations communautaires. Il y a cinq niveaux d'accès à l'énergie, notés de 0 à 5, où le niveau 0 équivaut à un accès nul et le niveau 5 un accès comparable aux pays industrialisés.

L'indice de l'accès des ménages à l'électricité est détaillé dans le Tab II.1. Il comporte 3 aspects : la fourniture, le service et la consommation électrique. Le tableau a) mesurant la fourniture électrique caractérise l'accès en termes de capacité de pointe, de disponibilité, fiabilité, qualité, accessibilité financière, légalité et sécurité. En regardant, la capacité installée et la disponibilité en heures de fonctionnement, le caractère non-binaire de l'accès à l'électricité est illustré : l'accès est progressif, évolutif et permet de plus en plus de services quand l'installation grandit. Le 1er niveau permet un éclairage électrique localisé et le chargement de mobile, le 2ème ajoute l'éclairage général, la télévision et le ventilateur, les 3, 4 et 5ème niveaux ajoutent des appareils électroménagers de plus en plus puissants et pendant plus longtemps (dans l'ordre : réfrigérateur, pompe à eau, machine à laver, climatisation). L'annexe 1 donne plus de détails sur les consommations des appareils électroménagers et le calcul de la consommation électrique occasionnée.

Tab II.1 : Indice de l'accès des ménages à l'électricité [3].

a) Mesure de l'accès à la fourniture électrique des ménages

		TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
1. Peak Capacity	Power capacity ratings[28] (in W or daily Wh)		Min 3 W	Min 50 W	Min 200 W	Min 800 W	Min 2 kW
			Min 12 Wh	Min 200 Wh	Min 1.0 kWh	Min 3.4 kWh	Min 8.2 kWh
	OR Services		Lighting of 1,000 lmhr/ day	Electrical lighting, air circulation, television, and phone charging are possible			
2. Availability (Duration)	Hours per day		Min 4 hrs	Min 4 hrs	Min 8 hrs	Min 16 hrs	Min 23 hrs
	Hours per evening		Min 1 hr	Min 2 hrs	Min 3 hrs	Min 4 hrs	Min 4 hrs
3. Reliability						Max 14 disruptions per week	Max 3 disruptions per week of total duration <2 hrs
4. Quality						Voltage problems do not affect the use of desired appliances	
5. Afford-ability					Cost of a standard consumption package of 365 kWh/year < 5% of household income		
6. Legality						Bill is paid to the utility, pre-paid card seller, or authorized representative	
7. Health & Safety						Absence of past accidents and perception of high risk in the future	

b) Mesure de l'accès aux services électriques des ménages

	TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
Tier criteria		Task lighting AND Phone charging	General lighting AND Phone Charging AND Television AND Fan (if needed)	Tier 2 AND Any medium-power appliances	Tier 3 AND Any high-power appliances	Tier 2 AND Any very high-power appliances

c) Mesure de la consommation électrique des ménages

	TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
Annual consumption levels, in kWhs		≥4.5	≥73	≥365	≥1,250	≥3,000
Daily consumption levels, in Whs		≥12	≥200	≥1,000	≥3,425	≥8,219

La lecture de ces tableaux amène quelques remarques. La mesure de l'accessibilité financière se fait à partir du 3ème niveau : le prix de la consommation électrique est comparé aux revenus du ménage, il doit être inférieur à 5% des revenus. Les notions de fiabilité et de qualité de l'électricité n'arrivent qu'au 4ème niveau ; sur les premiers niveaux la quantité est plus importante que la qualité. L'item santé et sécurité n'est mentionné qu'à partir du 4ème niveau mais les conditions de vie s'améliorent dès le 1er niveau en passant d'un éclairage traditionnel type lampe à pétrole, polluant l'espace intérieur des foyers et gourmand en carburant (1L/semaine environ), à un éclairage électrique plus économique apportant qualité et confort. La consommation électrique annuelle des foyers peut être considérée comme exponentielle en passant vers les niveaux supérieurs : seulement 4.5 kWh/an/foyer pour le 1er niveau à un minimum de 3000 kWh pour le 5ème niveau. Cette valeur est proche du point d'inflexion de la courbe de l'IDH en fonction de la consommation électrique de la Fig I.3 [4]. La qualité de vie augmente énormément entre les niveaux 0 et 5, au-delà il y a peu d'influence sur le niveau de vie donc la caractérisation des niveaux supérieurs au 5ème n'est pas nécessaire.

La méthode multi-niveaux caractérise également l'accès à l'énergie des usages productifs ou professionnels et des installations communautaires comme l'éclairage des rues, l'accès électrique des écoles ou des centres de santé [3]. L'annexe 1 apporte des éléments complémentaires sur ces sujets. Il est à noter que les usages professionnels de l'électricité concernent surtout le pompage solaire et la réfrigération ; ces activités remplacent peu à peu les affaires du type chargement solaire de mobile, qui étaient jusque là les principales activités de ces zones [5].

II.1.2. Solutions pour l'électrification rurale

Il existe de nombreuses solutions techniques pour l'électrification rurale. La première solution est la connexion de la zone isolée par extension du réseau électrique existant. Cette stratégie est beaucoup utilisée en Afrique par exemple mais elle peut poser des problèmes de coûts liés aux distances et de planification de l'infrastructure du réseau ainsi que de son opération. [6] La stratégie actuelle consiste plutôt à étendre le réseau uniquement dans les zones densément peuplées et économiquement viables, installer des mini-réseaux dans les villages éloignés et choisir des systèmes individuels dans les zones faiblement peuplées avec une demande potentielle faible [6]. La différence réside dans la capacité à résister à des perturbations. Le réseau souvent national ou régional est qualifié de fort, il a beaucoup de sources et beaucoup de consommateurs tandis que le micro-réseau est un réseau de petite dimension avec peu d'acteurs, sa robustesse est assurée par la structure de contrôle. Concernant l'insertion d'énergies renouvelables sur le réseau, les gestionnaires exigent souvent des services systèmes, qui sont un ensemble de règles et de comportements que l'installation électrique doit respecter vis-à-vis du réseau afin de ne pas le perturber et de le soutenir en cas d'incident. Ces précautions sont en lien avec les notions de stabilité statique et dynamique [7], [8]. Les services systèmes nécessaires au sein d'un micro-réseau sont gérés au cas par cas. En général et dans le cas d'un réseau fort, le système électrique prévoit une adéquation totale entre production et consommation. Cet équilibre est mis à mal avec l'intégration de sources intermittentes renouvelables comme l'éolien et le solaire sur le réseau même si elles sont prédictibles sur quelques heures à quelques jours ce qui permet l'ajustement des productions à une demande prédictible. Dans le cas d'un réseau faible comme un micro-réseau, production et consommation s'adaptent très mal et la nécessité d'un organe de stockage apparait pour donner plus de flexibilité en régulant l'énergie transmise au réseau.

En 2016, 133 millions de personnes avaient au moins accès au 1er niveau d'énergie grâce à des systèmes individuels ou des mini-réseaux dont 53 millions en Afrique et 76 millions en Asie [9]. Sur l'ensemble des solutions hors-réseau, la technologie solaire représente environ 85 % des équipements [2]. Les mini-réseaux sont une solution intermédiaire entre le réseau conventionnel et les systèmes individuels sur l'intervalle de puissance 1 kW-10 MW [10]. Plus de 9 millions de personnes sont connectées grâce à des mini-réseaux en 2016 [9]. Les technologies utilisées sont les générateurs diesels ou les sources renouvelables avec l'hydraulique en tête (6.4 millions de personnes surtout en Asie [9]) puis le solaire et la biomasse [10]. Les solutions individuelles offrent généralement des services primaires comme l'éclairage et la recharge de téléphone, soit les 1 et 2ème niveaux de l'échelle d'accès. La quasi-totalité des systèmes individuels est à base de solaire photovoltaïque : 100 millions de personnes utilisent des lampes solaires (< 11 W) offrant les services du 1er niveau, 24 millions des systèmes solaires domestiques ('solar home system' SHS en anglais) offrant les services du 2ème niveau [9]. La Fig II.3 reprend les chiffres précédents et montre l'évolution sur la dernière décennie de la population mondiale électrifiée par des systèmes hors-réseau [9]. L'annexe 1 montre les différences entre l'Asie et l'Afrique : l'Afrique connait une croissance fulgurante depuis 2012 avec plus de 80 % de la population utilisant les systèmes solaires PV, l'Asie a une croissance plus modérée et avec plus de diversité sur les technologies.

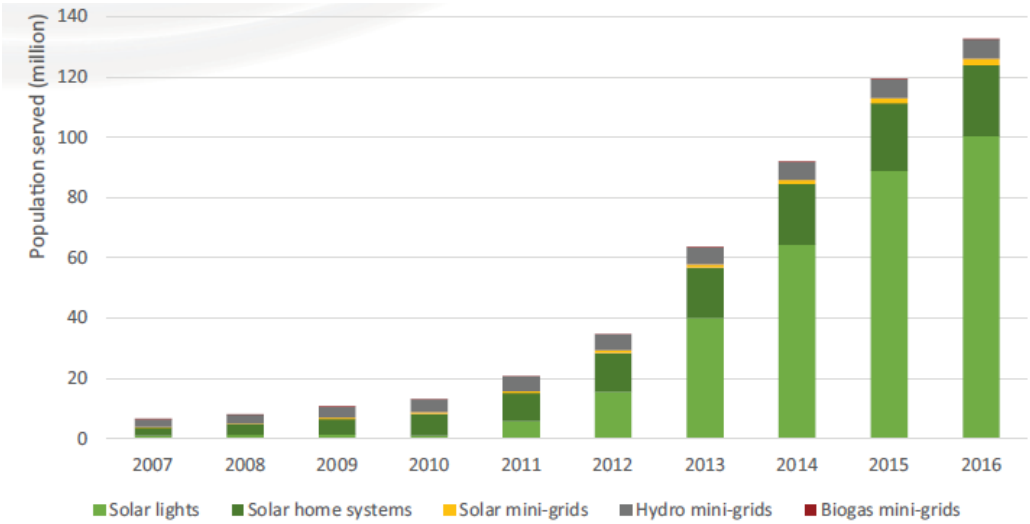


Fig II.3 : Population électrifiée par des solutions d'énergie renouvelable hors réseau à l'échelle mondiale [9].

Prenons l'exemple du Cambodge et de l'Indonésie qui ont des stratégies d'électrification différentes [10]. Au Cambodge, la solution la plus répandue est le mini-réseau alimenté par un générateur diesel. Quand le réseau électrique national avance sur le territoire et rencontre la zone hors-réseau, le mini-réseau diesel est interconnecté au réseau principal. Ces mini-réseaux doivent alors respecter des contraintes électriques sur la tension (+/-10 %) et la fréquence (+/-10 %). Les tarifs pour 1 kWh en 2015 étaient de 0.25 $ pour les mini-réseaux interconnectés au réseau principal et 0.45 $ pour les mini-réseaux isolés. En Indonésie, sur les îles principales, le réseau électrique national alimente 93 % de la population sur les 95 % électrifiés avec une capacité de 61 GW. Pour les autres régions insulaires, les systèmes hors-réseau sont basés sur du micro ou mini-hydro et du solaire PV (avec batterie en fonction des configurations des charges) : leur capacité est de 5 à 400 kW pour alimenter 10 à 1000 foyers par système. Il n'existe pas de recensement officiel sur les mini-réseaux installés

mais une estimation donne environ 900 systèmes (en solaire, micro-hydro et bioénergie) pour 36 MW installés depuis 2011. Il reste encore 10 millions d'indonésiens sans électricité surtout dans les villages très isolés.

Une grande partie de la croissance des systèmes à base d'énergies renouvelables hors réseau s'est produite au cours des cinq dernières années, grâce à la baisse rapide des coûts du solaire PV (voir Fig I.8) et à la mise en place de chaînes d'approvisionnement locales rendant ces solutions accessibles. L'adoption de modèles innovants de distribution et de financement sur mesure, tels que le paiement à l'utilisation ('pay as you go' PAYG en anglais) et le micro-financement, a stimulé la croissance des systèmes solaires domestiques en donnant l'accès à une clientèle moins aisée [9]. L'entreprise française UpOwa par exemple fournit des petits systèmes solaires domestiques au Cameroun [11]. Ils proposent de l'éclairage et de la recharge mobile avec un panneau photovoltaïque de 10 W pour 200 $ environ. Le paiement est échelonné et effectué par banque mobile. L'entreprise emploie de nombreux commerciaux locaux qui vendent le produit sur les marchés ou à domicile. Le système est garanti 5 ans ; en cas de panne, le système n'est pas réparé mais remplacé par un neuf car il n'y a pas de technicien qualifié dédié. Le modèle d'affaire de l'entreprise n'est pas encore orienté vers une démarche de réparation locale qui pourrait être bénéfique sur le long terme.

II.1.3. Perspectives sur l'électrification rurale

Si l'accès à l'énergie connaît une évolution soutenue partout dans le monde, des progrès sont encore nécessaires sur les aspects quantité (encore 840 millions de personnes sans accès électrique), qualité (convertir les systèmes de 1 et 2ème niveaux vers les plus hauts niveaux) et répartition (en continuant les efforts sur les zones rurales et isolées). Les changements concernent toutes les échelles : des décideurs politiques aux consommateurs, en passant par les gestionnaires de réseau et les producteurs d'appareils électriques. La coopération de toutes les parties prenantes, gouvernement, développeurs et bénéficiaires, est indispensable pour la réussite des projets et pour garantir leur durabilité. Pour illustrer ce point, l'étude de Ikejemba et al. [12] analyse les raisons des échecs de projets d'électrification en Afrique sub-saharienne et distingue cinq autres facteurs en plus de la coopération : l'agenda politique du gouvernement, le processus d'attribution des projets, la planification inadéquate avant la mise en œuvre des projets, la maintenance et la gestion des projets, l'acceptation et l'inclusion des bénéficiaires comme parties prenantes. Les chercheurs proposent des solutions pour éviter les échecs qui diminuent la confiance dans les projets d'électrification et pour tendre vers une gestion durable grâce à la transparence, le partage des responsabilités ou l'engagement communautaire. De fait, la recherche sur la gestion durable des projets semble cruciale et prioritaire par rapport aux efforts sur les technologies [12], [13].

Dans les pays en développement, les politiques d'électrification sont capitales mais compliquées à mettre en place à cause du manque de vision à long terme sur l'électrification du territoire : l'urgence est avant tout sur le réseau principal donc les régions lointaines ne sont pas prioritaires. Pourtant, il est indispensable pour les décideurs locaux de connaitre les zones qui vont être reliées par le réseau dans un futur proche et les zones hors-réseau afin de planifier les projets. De même, l'élaboration de normes et de réglementations ad-hoc est un vrai défi pour ces pays [9]. Les décisions politiques à l'échelle nationale se répercutent ensuite sur l'échelle régionale et ont des conséquences sur les projets d'électrification et leurs responsables, politiques locales, associations d'aide au développement, fonds de développement internationaux.

Même si le taux d'électrification est satisfaisant grâce au réseau principal, les producteurs d'électricité et les gestionnaires de réseau ont des efforts à faire sur sa fiabilité et son accessibilité financière [2]. En effet, la fiabilité du réseau électrique est un défi pour les pays en développement : en 2017, un tiers des pays en déficit d'accès connait plus d'une coupure électrique par semaine d'une durée moyenne de 4 minutes. Il y a des cas extrêmes comme l'Erythrée, le Soudan du Sud ou le Honduras où il y a plus de 3 coupures par semaine pour une durée totale dépassant les deux heures. De l'autre côté, les tarifs de l'électricité représentent souvent des montants très élevés dans les pays en développement ; la consommation électrique dite « de subsistance » (30 kWh/mois équivalent au 3ème niveau d'accès à l'électricité) est financièrement inabordable, i.e. coûte plus de 5 % des revenus mensuels du foyer, pour 40 % des foyers les plus pauvres dans la moitié des pays en déficit d'accès, soit 285 millions de personnes dans le monde. La Fig II.4 montre les tarifs de l'électricité par rapport aux revenus des foyers pour 40% des foyers les plus pauvres, par pays et pour l'année 2017. On y retrouve le Soudan du Sud, déjà en peine à cause des problèmes de fiabilité, avec un prix très élevé de 0.40 $/kWh, ce qui représente près de 25 % des revenus dépensés pour la consommation électrique de subsistance pour 40 % des foyers les plus pauvres du pays.

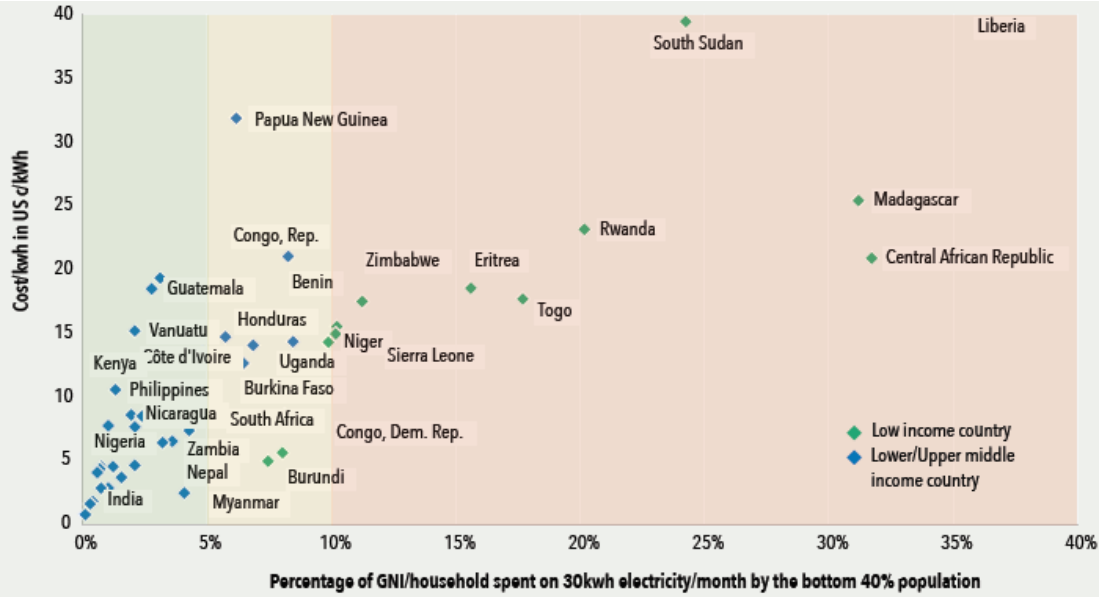


Fig II.4 : Tarifs électriques en pourcentage des revenus médians par foyer parmi les 40% les plus pauvres, par pays pour 2017 [2].

D'un côté, le réseau électrique connecte les zones les plus denses des pays mais offre souvent des performances mitigées en termes de fiabilité et d'accessibilité financière. De l'autre, les zones éloignées donc non connectées au réseau électrique peuvent être électrifiées grâce à des solutions hors-réseau permettant un premier accès électrique de niveau variable. Les pistes d'amélioration de ces solutions sont également sur la fiabilité et l'accessibilité en plus de la gestion durable [12]. Augmenter la durée de vie des systèmes de production électriques en fiabilisant (adaptant aux conditions locales surtout environnementales) ou en rendant réparable. Des projets d'électrification à base de solaire échouent à cause de technologie déficiente car mal-adaptée, du manque de maintenance et de suivi en local ou même de la revente du matériel pour avoir de l'argent facile rapidement. L'implication de la communauté locale et surtout l'appropriation de la technologie est un double levier pour la fiabilité du système et pour le coût de l'énergie : des responsables locaux

peuvent entretenir et réparer le système qui devient plus disponible et moins cher à maintenir. De manière générale, les chances de succès des projets d'accès à l'énergie augmentent si les responsables travaillent main dans la main avec les consommateurs locaux tout au long du projet (design, construction, maintenance). Sur ce modèle collaboratif, l'université de Southampton a réalisé un projet de recherche pluridisciplinaire sur l'électrification solaire en Afrique [14]–[16]. Des chercheurs en développement, énergéticiens, sociologues, ethnographes analysent ensemble le rôle actif de la communauté dans son propre développement. Ces travaux montrent qu'il est indispensable d'inclure l'utilisateur dans le processus. Sur ce thème, le Barefoot College de Bunker Roy pousse la philosophie à l'extrême en formant chaque année près de 200 femmes rurales du monde entier à l'ingénierie solaire. En rentrant dans leur pays, ces 'Solar Mamas' sont capables de répliquer et entretenir des systèmes solaires (éclairage, cuisson, chauffer et traiter l'eau) pour améliorer les conditions de vie de leur communauté.

Sur le plan des technologies, de production d'énergie mais aussi des appareils électriques, le mot clé est l'adaptation ('appropriate technology' en anglais) [17]. En effet, l'adaptation des systèmes à l'environnement local, humain, technique, financier est indispensable pour proposer la meilleure réponse dans le cadre d'un premier accès à l'énergie ; les communautés en développement ont des moyens financiers et techniques (matériels et connaissances) très limités. Les concepteurs doivent améliorer l'offre de solutions techniques en révisant les critères de choix des équipements de génération (diversité des ressources renouvelables : vent, hydro, biomasse), de conversion et des appareils électriques de consommation [9]. Pour chaque niveau d'accès, l'optimum robustesse-performances-prix doit être ajusté afin d'offrir des services électriques adéquats. Par exemple pour les appareils électroménagers, des réfrigérateurs solaires adaptés ont fait leur apparition dans les zones hors-réseau des pays en développement : le modèle SunDazer a une capacité de 160 L, fonctionne en 12 V continu alimenté par PV de 100 W avec convertisseur et batterie et il permet de créer un commerce local autour de la vente de produits frais en plus de la recharge de téléphone.

Finalement, les pays en développement sont à la recherche de solutions énergétiques écologiques, compétitives et qui permettent de tendre vers une gestion durable des systèmes d'électrification en dégageant des bénéfices pour toutes les parties prenantes. Ainsi, des solutions possiblement industrialisables à travers le tissu local sont idéales pour soutenir l'économie de la région. Les populations sont doublement gagnantes : premièrement dans le progrès sociale et humain que constitue un accès à l'énergie et deuxièmement pour la fabrication et l'entretien de leur moyen de production d'énergie par leur industrie créant emplois et richesses locales.

II.1.4. Premier accès électrique des zones isolées

Les recherches bibliographiques précédentes dressent un état des lieux détaillé sur l'accès à l'énergie et l'électrification rurale dans le monde. Nous avons appris à passer au-delà du caractère binaire de l'accès à l'énergie en le caractérisant principalement en termes de quantité et de qualité des services énergétiques associés. Nous avons pu saisir la diversité des situations au sein des pays en développement. Cela nous permet de repérer des opportunités, des besoins spécifiques encore peu ou mal traités à l'heure actuelle pour les populations isolées. Nous choisissons de nous concentrer sur la problématique de l'accès à l'énergie des zones isolées, comme les zones rurales ou insulaires des pays en développement. Le besoin électrique y est faible, équivalent aux premiers niveaux de l'échelle, pour assurer les services primaires (éclairage, réfrigération, ventilation,

communication, divertissement) mais les solutions techniques sont peu nombreuses pour y répondre, majoritairement des systèmes solaires individuels. Nous souhaitons proposer une alternative durable à ces technologies solaires en utilisant d'autres ressources renouvelables disponibles localement. Nous nous focaliserons sur l'adaptation de la technologie de production aux exigences des communautés isolées en gardant à l'esprit que l'accès à l'énergie n'est pas une fin en soi, le vrai but étant le développement de la communauté de manière durable. Le prochain chapitre sera ainsi consacré à la définition d'une méthode de conception durable de système de production intégrant des contraintes pluridisciplinaires qui impacteront le design du produit. Nous poursuivrons sur les axes de la fiabilité et de l'accessibilité financière et matérielle des technologies qui ont été identifiés comme perspectives de l'électrification rurale.

Les centaines de millions de personnes sans accès électrique vivent naturellement près d'une source d'eau, souvent mer ou rivière. Les communautés isolées de ces bassins vivent principalement de la pêche ou d'activités de loisirs comme le tourisme. La partie suivante de ce chapitre est consacrée aux technologies qui permettent d'exploiter l'énergie hydraulique des mers et des rivières et qui peuvent être intéressantes pour les communautés isolées en quête d'un premier accès à l'énergie.

II.2. Exploiter l'énergie hydraulique des zones isolées

Des milliers de communautés isolées vivent près de mers ou de rivières; elles en tirent leur alimentation, un habitat, un salaire (activités de pêche ou de tourisme) et pourquoi pas leur énergie. Les exemples de telles communautés ne manquent pas en Asie du sud et du sud-est, en Amérique centrale et du sud ainsi qu'en Afrique sub-saharienne. L'Asie du sud-est en particulier compte plus de 25000 iles, l'Indonésie possède 17000 à elle seule et probablement plus de villages à électrifier. Dans la partie précédente, nous avons vu que si ces populations sont à la recherche d'un premier accès à l'électricité, les solutions solaires individuelles sont majoritairement proposées pour un accès basique et des micro-réseaux hydrauliques, solaires ou à base de générateur diesel pour un accès plus avancé. Dans un contexte isolé, les technologies nécessitant un apport régulier en carburant comme les générateurs diesel posent des problèmes d'entretien du système et de rendement énergétique : le transport du carburant jusqu'à la zone isolée prend du temps et peut coûter plus d'énergie qu'il n'en rapporte in fine).

La récupération de l'énergie hydraulique locale, des mers et des rivières, est intéressante du point de vue énergétique. En effet, la population vivant à proximité de l'eau, les lieux de consommation sont idéalement à proximité de la production énergétique. Ce circuit-court électrique minimise les pertes dues au transport de l'énergie en rapprochant les lieux de production et de consommation. Si la ressource est abondante, il est envisageable de faire évoluer les moyens de production énergétique au fur et à mesure du développement local et de la hausse de la demande, de passer d'un niveau au suivant avec une certaine adaptabilité, tant que le système n'atteint pas sa saturation. Avec l'exploitation de l'énergie hydraulique locale, la communauté obtient son premier accès à l'énergie, elle n'a donc plus à se déplacer vers les villes fournies en électricité : on peut ainsi freiner l'exode rural et fixer des activités variées réparties sur l'ensemble du territoire.

L'intérêt étant là, quels sont les moyens pour exploiter localement l'énergie des mers ou des rivières et surtout comment transformer cette énergie en électricité ? L'énergie des mers et des océans se trouve sous plusieurs formes : vent, vague, courant, chaleur. Le secteur le plus développé aujourd'hui après l'éolien en mer (variante de l'éolien terrestre) est l'hydrolien pour récupérer l'énergie des courants de marée. L'énergie des rivières quant à elle peut se récupérer sous deux formes : soit en énergie potentielle avec des ouvrages hydroélectriques type chute, barrage pour exploiter la différence de hauteur entre deux bassins ou les sauts naturels d'une rivière, soit en énergie cinétique en utilisant la vitesse d'un courant d'eau comme avec un moulin ou une hydrolienne de rivière. Dans tous les cas, la puissance mécanique transmise au dispositif est ensuite transformée en énergie électrique via une génératrice électrique. Parmi les systèmes cités précédemment, nous étudions les systèmes semblant les plus adéquats pour un premier accès à l'énergie d'une zone isolée, à savoir les hydroliennes de mer et de rivière ainsi que l'hydroélectricité de faible puissance dite micro ou pico-hydraulique.

II.2.1. L'hydroélectricité de faible puissance

L'hydroélectricité est un secteur énergétique mature avec une grande diversité. Suivant la puissance de l'installation, on parle de large (plusieurs centaines de mégawatts), petite (2-10 MW), mini (500 kW à 2 MW), micro (20-500 kW) et même pico-hydroélectricité (< 20 kW). Les centrales larges et petites sont présentes partout dans le monde avec une prédominance de l'Asie pour les

installations inférieures à 10 MW. Dans la section précédente, nous avions appris que l'Asie comptait de très nombreux micro-réseaux à partir de centrales hydroélectriques [9]. Le graphique de la Fig II.5 donne la capacité installée en petite hydroélectricité dans le monde [18].

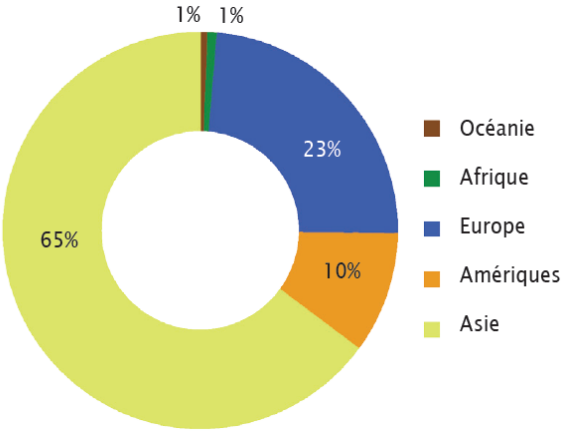


Fig II.5 : Capacité installée de petite hydroélectricité (< 10 MW) par région du monde [18].

Pour un premier accès à l'électricité où le besoin de la communauté est bien en-deçà du mégawatt, les centrales pico et micro-hydroélectriques sont intéressantes. Habituellement au fil de l'eau, elles détournent une partie du débit de la rivière par des ouvrages de génie civil. Comparées aux grandes centrales, elles ne nécessitent pas de captage ou de stockage de l'eau et ont donc un impact moindre sur l'environnement. L'un des inconvénients d'un tel système est la variation saisonnière du débit, ce qui rend difficile dans certains cas l'équilibre entre consommation et production d'électricité. Une centrale micro-hydroélectrique nécessite des travaux de génie civil (déversoir, canal d'alimentation et conduite forcée), ce qui peut être assez long et l'installation des équipements électromécaniques (turbine, générateur et régulateur de charge) [19]. Une centrale pico-hydroélectrique est beaucoup plus petite et intègre les éléments électromécaniques dans un seul appareil portable. Un appareil pico-hydro est facile à installer, avec des unités de classe 300 W généralement installées en raison de la faible hauteur de chute de 1 à 2 mètres, tandis que les unités plus grandes (1 kW) nécessitent quelques travaux de construction. Généralement installés sur le remblai de la rivière ou du cours d'eau, ils peuvent être enlevés pendant les inondations ou les périodes de faible débit. Quelques caractéristiques moyennes de ces centrales issues de [19] sont dans le Tab II.2. Précisons que le facteur de charge est le rapport entre les temps de fonctionnement à puissance réduite et à puissance nominale. Le Tab II.3 montre que les énergies intermittentes ont des facteurs de charge plus faibles [20]. Le facteur de charge des centrales pico et micro-hydroélectriques n'est que de 30 % (Tab II.2), bien inférieur au 60 % des grandes installations. Ceci s'explique par le fonctionnement en site isolé sans stockage où la consommation impose la production et par la variation saisonnière du débit [21].

Tab II.2 : Caractéristiques typiques de centrales pico et micro-hydroélectriques [19].

Type de centrale hydroélectrique	Pico	Pico	Micro
Capacité de pointe	300 W	1 kW	100 kW
Facteur de charge	30 %	30 %	30 %
Durée de vie	5 ans	15 ans	30 ans
Production électrique annuelle	788 kWh	2628 kWh	262800 kWh

Tab II.3 : Facteurs de charge moyens pour différentes sources d'énergie [20].

Source d'énergie	Facteur de charge
Nucléaire	85 %
Hydroélectricité (large)	60 %
Eolien offshore	30 %
Eolien terrestre	25 %
Solaire	15 %

Pour analyser les coûts de production des installations électriques, le coût actualisé de l'énergie ('levelized cost of energy' LCOE en anglais) est utilisé : c'est le prix à payer pour fabriquer un kilowatt-heure d'électricité. Les coûts sont les CAPEX 'Capital Expenditure' investissements initiaux et les OPEX 'Operational Expenditure' concernant les phases d'usage opérationnel et de maintenance [22]. L'énergie extraite sur une année (8760 heures) dépend du facteur de charge α (ou facteur d'utilisation) et de la disponibilité A : $E = \alpha . A . P_n . 8760$. La disponibilité est la durée sur laquelle le système fonctionne sur la durée totale ; le dispositif est indisponible quand il est en panne et en maintenance. Le LCOE est calculé de la manière suivante sur l'ensemble de la durée de vie du système :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$n : Durée\ de\ vie$
$I_t : Investissements\ initiaux\ (CAPEX)$
$M_t : Operation\ et\ maintenance\ de\ l'année\ t\ (OPEX)$
$F_t : Carburant\ utilisé\ l'année\ t\ (ici = 0)$
$E_t : Energie\ produite\ l'année\ t$
$r : Taux\ d'actualisation$

Dans le cas des centrales pico et micro-hydroélectriques, les CAPEX sont très spécifiques au site à cause des travaux de génie civil. Le LCOE de ces systèmes se situe autour de 0.05-0.30 $/kWh comparé à 0.6-1.2 $/kWh pour le générateur diesel [23]. D'après une étude concernant la mini-hydraulique en site isolé en Inde [24], augmenter le facteur de charge de l'installation permettrait de réduire le LCOE. Si le pays ou la région a déjà une culture hydroélectrique forte, les CAPEX ont tendance à diminuer et l'indisponibilité à baisser grâce à une expertise locale pour la maintenance et la réparation avec la disponibilité des pièces de rechange. L'Asie est dans ce cas en tant que leader de la micro et pico-hydroélectricité : les solutions sont développées par des entreprises locales pour répondre aux besoins des communautés rurales. A titre d'illustration, l'annexe 2 présente le récit d'une installation pour un village isolé en Indonésie [25], [26].

Pour conclure, les systèmes micro et pico-hydroélectriques sont simples, évolutifs, raisonnablement fiables et peu coûteux, ils sont en mesure de fournir une source d'énergie bon marché pour les communautés isolées si le site présente les critères adéquats (géologie, hydrologie, hauteur d'eau et débit suffisants).

II.2.2. Les hydroliennes

Qu'elles soient de mer ou de rivière, les hydroliennes ont de nombreuses caractéristiques communes. Utilisant l'énergie des courants de marée ou fluviaux, l'hydrolienne comporte les organes de la chaine de conversion de la Fig II.6. Cette architecture est historiquement très proche de celle de l'éolienne ce qui nous permet de bénéficier de l'expérience du secteur éolien. Toutefois, certains

chercheurs émettent des doutes quant à la proximité des deux technologies renouvelables : l'hydrolien ne devrait pas imiter l'éolien mais au contraire chercher à s'en émanciper avec un développement distinct [27].

Fig II.6 : Chaine de conversion électromécanique d'une hydrolienne.

La turbine peut être à axe horizontal (76 % de tous les projets [28]) ou vertical, elle peut être bipale, tripale (comme la plupart des éoliennes industrielles) ou multi-pales. Augmenter le nombre de pâles augmente le couple au démarrage mais diminue le rendement hydraulique [29]. Une turbine est caractérisée par sa courbe de rendement nommé C_p (d'un maximum théorique à 16/27), coefficient de performance lié au rapport de vitesse du fluide et du bout de pâle et à l'inclinaison de la pâle. Le pitch est un mécanisme d'inclinaison des pâles qui permet de maximiser le C_p pour une vitesse et un angle donnés. Très utilisé dans l'éolien, il tend à disparaitre des prototypes hydroliens pour des considérations de fiabilité. La puissance mécanique extraite par la turbine est : $P_{meca} = \frac{1}{2}\rho C_p S V^3$ avec ρ masse volumique du fluide, S surface balayée par la turbine et V vitesse du fluide. Cette puissance, égale au couple fois la vitesse de rotation, est transmise à l'arbre mécanique. La plupart des systèmes comportent un multiplicateur de vitesse permettant de passer de la vitesse de rotation de la turbine assez lente (quelques dizaines de tours/min) à la vitesse du rotor de la génératrice qui est lui très rapide par comparaison (plusieurs centaines à plusieurs milliers de tours/min). En effet, le générateur électrique fonctionne généralement à grande vitesse sauf si on choisit un stator avec un très grand nombre de pôles. En l'absence de multiplicateur de vitesse, c'est un entrainement direct ('direct-drive' en anglais).

Ensuite, la génératrice électrique réalise la conversion électromécanique à vitesse fixe ou variable. Pour l'éolien, les premiers systèmes fonctionnaient à vitesse fixe mais la puissance du vent étant très fluctuante, la génération à vitesse variable s'est imposée pour tirer le maximum d'énergie. L'hydrolien a suivi les conseils de l'éolien et la majorité des systèmes, entre plusieurs centaines de kW et 2 MW, souhaitant maximiser la puissance récupérée utilisent cette stratégie. Dans ce cas, la machine électrique est couplée aux charges ou au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance généralement passant par une conversion en continu, avec des convertisseurs statiques, qui permet le découplage des fréquences et donc de la vitesse variable pour la génératrice. Il y a quatre phases de fonctionnement en fonction de la vitesse du fluide représentées sur la Fig II.7 [30] : $V < V_{démarrage}$, la vitesse n'est pas suffisante pour faire démarrer l'hydrolienne, rien n'est produit ; $V_{démarrage} < V < V_{nominale}$, l'énergie captée est maximisée en ajustant à chaque instant la vitesse de rotation à la vitesse du fluide (maximiser le Cp avec la stratégie MPPT), la puissance est variable ; $V_{nominale} < V < V_{max}$, travail à puissance nominale P_n ; $V > V_{max}$, l'hydrolienne est arrêtée par sécurité. En vitesse variable, le dimensionnement de l'installation consiste à choisir la puissance nominale P_n inférieure à la puissance maximale obtenue au $C_{p\ max}$, à la vitesse maximale V_{max}. Le choix se fait généralement autour de 30 % de la puissance maximale : avec ce bridage, la Fig II.8 montre que plus de 80 % de l'énergie est récupérable [31]. D'autres choisissent une vitesse nominale égale à 75 % de

la vitesse maximale [32]. Il ne serait pas envisageable de dimensionner la génératrice pour la puissance maximale à cause des surcoûts que provoqueraient ce surdimensionnement.

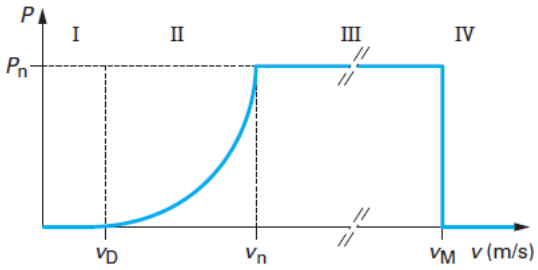


Fig II.7 : Courbe typique de la puissance extraite par une hydrolienne en fonction de la vitesse du courant [30].

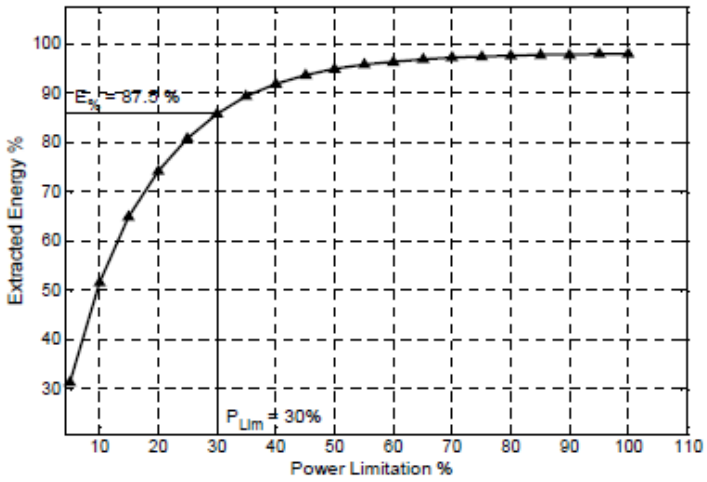


Fig II.8 : Proportion d'énergie extraite en fonction du bridage de la puissance (en pourcentage de la puissance maximale) [31].

Si la distance entre l'hydrolienne et la station électrique à terre est importante, il est nécessaire d'élever le niveau de tension pour le transport de l'énergie sous l'eau. Cette fonction est réalisée par un transformateur de puissance, dispositif électrotechnique historique robuste dont la conception est très bien maitrisée. Pour une utilisation sous l'eau, une cuve étanche résistante à la pression de l'eau contient le transformateur et son huile de refroidissement. Le secteur « oil & gaz » utilise ces systèmes jusqu'à une profondeur de 3000 m, prévus pour 25 ans sans maintenance (ABB et GE). La connectique est réalisée par des connecteurs électriques avec une connexion sous l'eau ou hors de l'eau. Des recherches sont nécessaires pour rendre ces dispositifs compatibles avec les contraintes économiques du secteur renouvelable. La connexion à la station électrique terrestre se fait via des câbles électriques qui peuvent être en continu HVDC (sur une longue distance) ou alternatif HVAC (sur une courte distance), ou hybride. La station à terre est ensuite reliée au réseau électrique ou à un mini-réseau. Souvent, une installation d'énergie renouvelable compte plusieurs systèmes rassemblés en ferme de quelques unités à plusieurs dizaines pour les plus gros projets. Ainsi, le système électrique sous-marin et les connexions forment un véritable réseau électrique sous l'eau. L'existence de ferme tient surtout de motivations économiques : la mutualisation des coûts (effet de volume) et des infrastructures en maximisant l'énergie pour un terrain donné.

❖ Hydroliennes en mer

Par rapport aux autres énergies marines, l'énergie des marées a l'avantage d'être prédictible. Le potentiel hydrolien serait estimé à 1 TW dans le monde [28]. Cette énergie est historiquement récupérée par des barrages côtiers qui exploitent le marnage, différence de hauteurs d'eau entre marées haute et basse comme l'usine marémotrice de la Rance en France avec 240 MW de puissance installée depuis 1966 [33]. Aujourd'hui, les systèmes fonctionnent plutôt sur la récupération de l'énergie des courants de marée avec des hydroliennes en mer à proximité des côtes. En première approximation, la vitesse des courants de marée est proportionnelle à l'amplitude de la marée et à la morphologie côtière : elle augmente dans les passages resserrés (estuaire, chenal) ou à proximité des pointes. La ressource primaire est évaluée en termes de puissance et énergie via les courants moyens de marée et leur variabilité sur l'année avec une grande prédictibilité contrairement à l'éolien [32]. Des cartographies de potentiel hydrolien sont ainsi réalisées par des océanographes : ce potentiel estimé sert de base au dimensionnement de la chaine de conversion. A titre informatif, l'annexe 3 présente un état de l'art des technologies hydroliennes. Comme on peut le voir sur le graphique de la Fig II.9 montrant les prototypes hydroliens installés [34], la plupart des développeurs sont européens ou nord-américains.

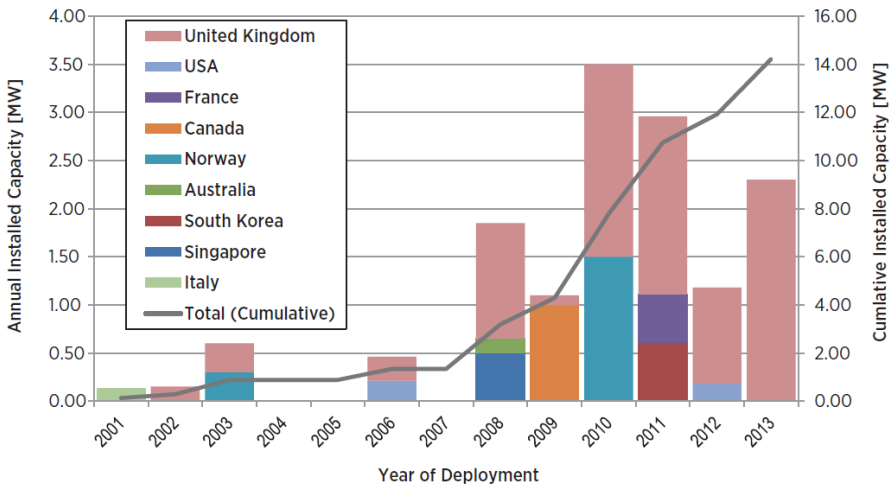


Fig II.9 : Développement de prototypes hydroliens (>100 kW) entre 2001 et 2013 : capacité installée chaque année et cumulée (sans prise en compte des dispositifs enlevés de l'eau) [34].

Les développeurs proposent des turbines de grande puissance pour récupérer le maximum d'énergie, là où le gisement est le plus important avec des courants de marée pouvant aller jusqu'à 5 m/s comme dans la baie de Fundy au Canada. Les technologies les plus matures sont de puissance supérieure ou égale au mégawatt. Des projets de ferme regroupant plusieurs hydroliennes voient le jour au stade de démonstrateur ou commercial. Citons le plus gros projet mondial 'MeyGen' à Pentland Firth au sud des iles Orcades (Royaume-Uni) qui ambitionne 398 MW de puissance installée avec des turbines Atlantis et Andritz [35], [36]. En comparaison, l'IRENA recense en 2017 seulement 17 MW de capacité installée en hydrolien à travers le monde [37]. C'est également au nord du Royaume-Uni à l'EMEC, 'European Marine Energy Centre', que les dispositifs hydroliens peuvent être testés depuis 2003 [38]. Ce laboratoire à ciel ouvert accompagne le développement et la maturation des technologies grâce à deux sites de tests en pleine mer (courant jusqu'à 4 m/s) avec connexion au réseau électrique britannique. L'EMEC rassemble toutes les compétences qui permettent

l'installation et l'exploitation des énergies marines (vague et courant) à tel point qu'on y teste des éléments de connectique (câbles, connecteurs), de supervision et communication (système SCADA), des ancrages, du stockage (air comprimé, hydrogène). Le centre contribue à améliorer les performances techniques des dispositifs ainsi que les aspects économiques en travaillant à la réduction des coûts d'installation et de maintenance.

Concernant le coût de l'énergie hydrolienne, les chiffres sont assez disparates à cause du faible volume de projets. Les coûts dépendent des sites d'installation, des technologies utilisées, de l'énergie extraite, etc. Pour l'hydrolien, le CAPEX représente le prix de la base (ancrages et fondations), la structure porteuse, les composants pour la conversion d'énergie, ainsi que les coûts de R&D puis de réalisation du projet (l'interconnexion, l'acheminement, l'installation et la mise en marche de l'ensemble). Les OPEX concernent la maintenance préventive (planifiée) ou curative (non-planifiée), les assurances et permis (terrain, injection d'électricité dans le réseau), la supervision/monitoring de l'ensemble. Le facteur de charge de l'hydrolien serait de 45 % selon Leijon [20]. Selon une étude de l'IEA auprès de constructeurs hydroliens, le LCOE actuel est de 0.3-1.0 €/kWh puis serait inférieur à 0.20 €/kWh à l'horizon 2030 pour 2-4 GW installés [28], [39]. D'après la Fig I.8 [40], l'hydrolien n'est clairement pas compétitif au stade de démonstrateur ; il le serait tout juste avec l'éolien offshore et le solaire à concentration à l'horizon 2030. Suivant les rapports, les chiffres sont : 35 % du coût total pour l'installation, 15 % pour la structure, 15 % pour les OPEX [28] ou bien la répartition de la Fig II.10 [39]. A titre de comparaison, la maintenance dans l'éolien offshore compte pour 25 % du LCOE [41]. En effet, en passant d'une installation terrestre à offshore puis sous la surface de l'eau, la maintenance est de plus en plus complexe et donc coûteuse. Ces installations requièrent de lourds moyens industriels, portuaires et maritimes : fabrication de grands ensembles complexes, transport jusqu'au port et en mer, assemblage en mer et maintenance de l'installation au large des côtes.

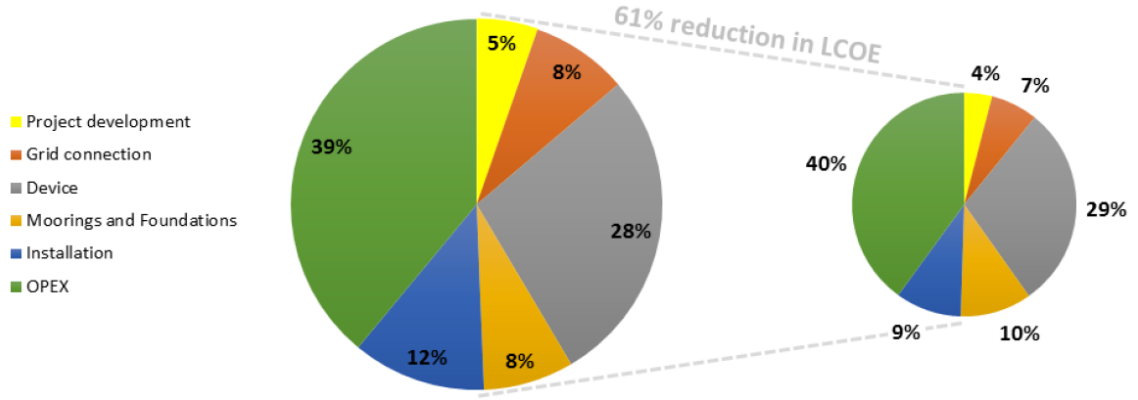


Fig II.10 : Répartition des coûts du LCOE hydrolien au stade de développement en 2015 (gauche) et envisagé au stade commercial (droite) [39].

Le constat économique est sévère pour l'hydrolien et la nécessité de progrès technologique et économique est indiscutable afin de provoquer la baisse du tarif de l'électricité. Une piste avancée par l'IEA pourrait permettre cette réduction en se concentrant sur des systèmes de puissance plus faible. En effet, l'IEA distingue deux échelles pour le développement de la technologie [39]: grande échelle de puissance (> 500 kW) et petite échelle (< 500 kW) ; la plupart des développeurs se situent dans la grande échelle où les LCOE sont très élevés. Selon l'agence, il serait plus judicieux de

développer à court-terme les hydroliennes à petite échelle où les coûts sont plus faibles puis augmenter la taille pour passer au MW. Au stade commercial, les LCOE des petites et grandes installations convergeraient de toute façon. De plus, cette stratégie permettrait de réduire les risques inhérents aux projets, de rassurer les investisseurs et donc de profiter de capitaux de départ réduits qui diminuent le coût de l'énergie à la fin.

Comme tous les secteurs émergents, l'hydrolien est en évolution constante au gré des subventions qui freinent ou donnent un coup d'accélérateur aux développements. Les risques liés aux projets sont initialement élevés à cause de la nouveauté de la filière mais ils augmentent en réaction aux signaux politiques. En France, les avancées et reculées des gouvernements successifs sur les fermes pilotes ont complètement brouillé les visions de long terme des industriels français à l'image de Naval Energies (ex-DCNS Energies). Le groupe a ouvert une usine à Cherbourg pour fabriquer plus de 20 hydroliennes par an, l'a fermé un mois après l'inauguration et a finalement abandonné sa filiale Open Hydro en l'espace d'un an [42]. Sur l'Europe entière, le Brexit menace le secteur mené par les développeurs britanniques qui vont perdre les subventions européennes liées à la recherche. Ainsi, ces entreprises sont forcées de regarder au-delà des frontières de l'UE pour survivre et elles se tournent massivement vers l'Asie, nouvel eldorado des énergies marines. Avec une croissance et des capacités de financement élevées, l'Asie du sud-est (Philippines et Indonésie surtout) a un potentiel hydrolien attractif même s'il est diffus avec des sites moins énergétiques qu'en Europe ou en Amérique du nord. Tous les développeurs rêvent d'y franchir le stade commercial : profiter des tarifs de l'électricité déjà élevés dans ces zones pour développer des projets, baisser les coûts par apprentissage et revenir plus fort sur le marché européen en détrônant les concurrents restés plus chers. En l'état actuel des choses, il semble cependant compliqué d'installer ces hydroliennes de mer en Asie à cause de la taille et de la complexité des structures qui imposent des exigences délicates à honorer sans culture maritime industrielle forte.

- Hydroliennes de rivière

En parallèle du secteur marin, il existe des hydroliennes de rivière. Un avantage du fluvial réside dans la production en continu (avec une variabilité suivant la saison) par rapport aux hydroliennes marines qui fonctionnent avec les courants de marée : selon la typographie du site, elles produisent en marée montante ou en descendante, rarement les deux. Parfois, ce sont les mêmes acteurs qui proposent une adaptation fluviale. Certains développeurs de technologies voient le secteur fluvial comme une étape intermédiaire moins complexe, risquée et coûteuse avant de proposer une version marine commerciale. L'annexe 3 donne aussi un état de l'art des hydroliennes de rivière.

Les coûts ne sont pas encore disponibles pour cette jeune filière des hydroliennes fluviales. La taille des machines est plus faible que pour l'hydrolien marin. Néanmoins, selon les caractéristiques du site choisi, les opérations (installation, maintenance) peuvent être assez complexes.

- Hydroliennes pour les sites isolés

Les hydroliennes marines et fluviales proposées aujourd'hui sont développées par et pour les pays industrialisés et calibrées pour de la production énergétique à grande échelle avec connexion au réseau. Ce contexte est vraiment différent d'un premier accès à l'énergie et des exigences des zones isolées. Quand l'imposante turbine d'un mégawatt est chère et requière des navires rares pour

l'installation et la maintenance, la turbine idéale des pays en développement et des zones isolées devra obligatoirement être en adéquation avec les ressources financières, techniques, matérielles et humaines locales. Il est clair que de tels dispositifs complexes, difficiles à réparer ou irréparables, appartenant au groupe des high-techs, ne répondent pas aux spécifications sévères des lieux isolés.

A l'image de la filière solaire qui a réussi à proposer des technologies pour les différents niveaux d'accès, il est nécessaire d'élargir la gamme de l'hydrolien avec des systèmes orientés vers la production décentralisée pour répondre à des besoins électriques élémentaires. Dans ce cas, il faut adapter la production, potentiellement intermittente, à la consommation en s'appuyant sur un organe de stockage si nécessaire. Si les installations électriques sont gérées par la communauté, elles doivent être adaptées à la population locale et à ses moyens afin de garantir la gestion durable du projet. De nouvelles contraintes sur la conception de ces systèmes apparaissent en plaçant l'humain et son environnement au centre du problème (en tant qu'utilisateur, mainteneur et aussi en tant que producteur). Dès la phase de conception, les projets énergétiques pour le développement doivent être évalués selon des critères pluridisciplinaires afin de trouver la/les solution(s) la/les plus durable(s) pour la collectivité.

Les premières caractéristiques de ces hydroliennes redessinées pourraient être leur faible coût, leur fiabilité et/ou leur facilité d'entretien afin de produire le plus de temps possible, quitte à ce que ces systèmes ne soient pas aussi efficaces dans le processus d'extraction que l'hydrolienne high-tech. Les recherches doivent notamment porter sur le coût de l'énergie hydrolienne pour rendre la technologie plus compétitive par rapport aux sources conventionnelles. En regardant l'équation du LCOE, il faut diminuer les coûts et augmenter l'énergie produite. Diminuer le CAPEX avec une technologie bon marché, une installation simple nécessitant des moyens minimes selon la philosophie low-tech. Certains éléments de la chaine de conversion pourraient éventuellement être retirés pour simplifier la structure. Selon la proximité de l'hydrolienne avec la station électrique à terre, il n'est pas forcément nécessaire d'élever la tension ; par exemple, une hydrolienne de mer ou fluviale placée à quelques dizaines ou centaines de mètres du rivage ne nécessite pas toujours de station de conversion sous l'eau. Les CAPEX sont proportionnels à la puissance nominale de l'installation ; un dimensionnement pour un premier accès est justement sur les faibles puissances. Pour diminuer l'OPEX, il faut s'attaquer à la maintenance, par exemple en réduisant la fréquence des interventions grâce à des systèmes plus robustes, plus fiables et/ou facilement réparables avec des ressources locales (pas de frais de transport). Il est également possible d'augmenter la disponibilité et le facteur de charge. On augmente le temps de production en évitant les pannes, en travaillant dans des régimes moins dangereux pour le système et en adaptant la puissance nominale à la ressource disponible et au besoin de la communauté.

II.3. Formulation de la problématique et des objectifs de la thèse

Dans ce chapitre nous avons constaté les progrès réalisés et ceux encore nécessaires sur l'accès à l'énergie sous la déclinaison quantité, qualité et répartition. La méthode d'évaluation de l'accès à l'énergie permet de mieux appréhender les impacts de l'énergie sur le développement socio-économique d'une communauté grâce à la caractérisation de cet accès en plusieurs niveaux. L'électrification apparait sous un jour nouveau comme un chemin ponctué d'étapes pour passer d'une situation critique sans électricité à un service électrique fiable et accessible comme nous le connaissons dans les pays industrialisés. Nous saisissons maintenant l'origine du saut brutal de qualité de vie d'une communauté grâce à un développement local social et économique important quand celle-ci s'engage sur le chemin de l'électrification.

Même s'il existe des solutions de production et de consommation adaptées à chaque niveau d'accès, des améliorations sont nécessaires sur les aspects diversité, fiabilité et accessibilité. Ainsi, nous avons vu que les 1 et 2ème niveaux d'électrification étaient uniquement assurés par des systèmes solaires élémentaires. Nous souhaitons que les zones isolées désireuses d'un premier accès aient le choix de leur système de production électrique et puissent utiliser d'autres ressources renouvelables. En particulier, les communautés isolées vivant près de mers ou de rivières pourraient exploiter l'énergie hydraulique localement. Cette ressource est fiable, prévisible et moins intermittente que d'autres énergies renouvelables. Suivant les caractéristiques naturelles du site, nous avons compris l'intérêt des centrales hydroélectriques de faible puissance et des hydroliennes pour ces populations. Afin de récupérer l'énergie potentielle sur les sauts d'une rivière, les dispositifs pico et micro-hydroélectriques existants sont bien adaptés au contexte des zones isolées et permettent déjà le développement durable de millions de personnes en Asie. A l'inverse, les hydroliennes marines et fluviales actuelles n'ont pas été développées pour les zones isolées : ces technologies nouvelles ont été conçues par et pour les pays industrialisés avec un gisement hydrolien très énergétique et localisé en de rares endroits. S'adresser aux pays en développement où le gisement est plus diffus et moins énergétique est le défi actuel que les entreprises du secteur se sont lancées.

A la fin de ce chapitre, nous identifions un besoin laissé sans réponse durable et nous formulons donc la problématique de cette thèse : proposer une solution hydrolienne qui permette à une communauté isolée d'exploiter l'énergie hydraulique locale dans un contexte de premier accès à l'énergie et ce, de manière durable. Nous souhaitons à travers nos travaux développer une solution optimisée et originale de générateur hydrolien qui s'inscrive dans une démarche low-tech avec des technologies éprouvées, accessibles, respectueuses de l'environnement et maitrisables par les pays cibles. Quelques explications sur les termes :

- Optimisée : le rendement de l'installation de production d'énergie n'est pas le seul critère, l'optimum sera multicritère dans une optique d'énergie pour le développement.
- Originale : la solution n'est pas la norme des concepteurs hydroliens pour lesquels les grandes unités de production à haut rendement sont privilégiées souvent au détriment de la simplicité et de la robustesse.
- Eprouvées : les technologies utilisées seront choisies pour leur fiabilité reconnue.

- Accessibles pour les communautés isolées qui sont par définition très difficiles d'accès, accessibles par rapport aux moyens techniques, financiers et aux connaissances.
- Respectueuses de l'environnement local et mondial : la technologie sera également éco-conçue, i.e. optimisée pour limiter ses impacts environnementaux.
- Maitrisables : la fabrication sera autant que possible locale et le besoin en compétences trop spécifiques limité au maximum. Les process industriels requis seront en adéquation avec les moyens des pays cibles. La maintenance devra suivre les mêmes exigences pour garantir une gestion durable de l'installation.

Pour répondre à cette problématique sociale bien plus qu'énergéticienne, nous dégageons deux grands objectifs à la thèse :

- l'élaboration d'un outil de conception durable de système de génération électrique prenant en compte toutes les dimensions de la durabilité sur l'ensemble du cycle de vie : nous visons pour sa première itération plutôt un outil d'aide à la décision. Nous nous interrogerons sur la manière de proposer un système qui par essence s'inscrit dans la philosophie de l'énergie pour le développement et qui favorise la gestion durable avec l'inclusion de toutes les parties prenantes. Le projet d'électrification doit maximiser les bénéfices directs et indirects pour toutes les parties prenantes et minimiser les inconvénients. Ensuite, nous utiliserons cet outil de conception dans le cadre du dimensionnement optimal de la solution hydrolienne de manière durable pour les communautés isolées.
- la proposition technique de la solution hydrolienne avec un portrait-robot du système et l'étude de la génératrice électrique. D'autres travaux mécaniques et électrique sur le reste de la chaine de conversion seront nécessaires afin de proposer une solution allant de la ressource hydraulique à l'énergie injectée sur le réseau électrique.

Afin d'ancrer nos travaux dans la réalité, nous pouvons imaginer deux cas d'étude, l'un en rivière, l'autre en mer. Durant cette thèse, nous avons pu rassembler des informations sur deux cas représentatifs, par l'intermédiaire de visites, de discussions et de support technique : une communauté candidate pour une hydrolienne de rivière qui se trouve dans une région isolée d'Amazonie et son homologue pour une hydrolienne de mer sur une ile en Indonésie. Nous avons eu des contacts avec des communautés isolées de ces deux cas d'études et nous y ferons référence dans la suite des travaux. En particulier, nous proposons de dimensionner notre solution hydrolienne pour le cas rivière en utilisant les données récoltées sur site dans le dernier chapitre de cette thèse.

II.4. Références

[1] ONU, « Objectif 7, Objectifs du Développement Durable », *Organisation des Nations Unies*. [En ligne]. Disponible sur: https://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/energy/.

[2] IEA, IRENA, UNSD, WB, et WHO, « Tracking SDG7 Report : The Energy Progress Report 2019 », Washington DC, 2019.

[3] ESMAP et World Bank, « Beyond connections - Energy access redefined », juill. 2015.

[4] IFRI, « Électrifier durablement l'Afrique et l'Asie », IFRI, 2016.

[5] Efficiency for Access Coalition, « Off-grid appliance market survey : Perceived demand and impact potential of household, productive use and healthcare technologies », sept. 2018.

[6] RECP, « Guide pratique de la politique des mini-réseaux : Cadres politique et économique pour des déploiements réussis de mini-réseaux », 2014.

[7] D. Souque, L. Chatonnet, et E. Monnot, *Réglage de tension - Rôles obligations et organisation du producteur pour les besoins du système électrique en France*. Ed. Techniques Ingénieur, 2013.

[8] A. Davigny, « Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie », Lille 1, 2007.

[9] IRENA, « Off-grid renewable energy solutions : Global and regional status and trends », p. 20, 2018.

[10] IRENA, « Policies and Regulations for Renewable Energy Mini-grids », nov. 2018.

[11] « UpOwa ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.upowa.energy/#home.

[12] E. C. X. Ikejemba, P. C. Schuur, J. Van Hillegersberg, et P. B. Mpuan, « Failures & generic recommendations towards the sustainable management of renewable energy projects in Sub-Saharan Africa (Part 2 of 2) », *Renew. Energy*, vol. 113, p. 639-647, déc. 2017.

[13] H. Polatidis et D. A. Haralambopoulos, « Renewable energy systems: A societal and technological platform », *Renew. Energy*, vol. 32, n° 2, p. 329-341, févr. 2007.

[14] A. Bahaj *et al.*, « The Impact of an Electrical Mini-grid on the Development of a Rural Community in Kenya », *Energies*, vol. 12, n° 5, p. 778, févr. 2019.

[15] « Energy for Development Network ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.energyfordevelopment.net/. [Consulté le: 26-août-2019].

[16] « Sustainable Energy Research Group, University of Southampton ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.energy.soton.ac.uk/. [Consulté le: 26-août-2019].

[17] C. Sianipar, G. Yudoko, K. Dowaki, et A. Adhiutama, « Design Methodology for Appropriate Technology: Engineering as if People Mattered », *Sustainability*, vol. 5, n° 8, p. 3382-3425, août 2013.

[18] « Rapport Mondial sur le Développement de la Petite Hydraulique 2016 », ONUDI et CIPH, 2016.

[19] ESMAP, « Technical and economic assessment of off-grid, mini-grid and grid electrification technologies », Energy Sector Management Assistance Program, déc. 2007.

[20] M. Leijon, A. Skoglund, R. Waters, A. Rehn, et M. Lindahl, « 'On the Physics and Economics of Renewable Electric Energy Sources–part I utilization », in *The 2nd WSEAS/IASME International Conference on ENERGY PLANNING, ENERGY SAVING, ENVIRONMENTAL EDUCATION (EPESE'08) Corfu, Greece*, 2008.

[21] W. W. Purwanto et N. Afifah, « Assessing the impact of techno socioeconomic factors on sustainability indicators of microhydro power projects in Indonesia: A comparative study », *Renew. Energy*, vol. 93, p. 312-322, août 2016.

[22] Carbon Trust, « Capital, operating and maintenance costs », 2006.

[23] HPNET, « Mini-grid Webinar Series », *energypedia*. [En ligne]. Disponible sur: https://energypedia.info/wiki/Mini-grid_Webinar_Series#tab=1st_Webinar:_Technology_Differentiation. [Consulté le: 27-août-2019].

[24] M. R. Nouni, S. C. Mullick, et T. C. Kandpal, « Techno-economics of micro-hydro projects for decentralized power supply in India », *Energy Policy*, vol. 34, n° 10, p. 1161-1174, juill. 2006.
[25] « Pico Hydro Power », *energypedia*. [En ligne]. Disponible sur: https://energypedia.info/wiki/Pico_Hydro_Power. [Consulté le: 27-août-2019].
[26] MHPP, « Mini Hydro Power Project in Salulombe,Indonesia ». .
[27] M. C. Sousounis, J. K. Shek, R. C. Crozier, et M. A. Mueller, « Comparison of permanent magnet synchronous and induction generator for a tidal current conversion system with onshore converters », in *Industrial Technology (ICIT), 2015 IEEE International Conference on*, 2015, p. 2481–2486.
[28] IRENA, « Tidal Energy technology brief - IRENA Ocean Energy Technology Brief 3 », juin 2014.
[29] J. Zhang, L. Moreau, M. Machmoum, et P.-E. Guillerm, « State of the art in tidal current energy extracting technologies », in *Green Energy, 2014 International Conference on*, 2014, p. 1–7.
[30] H. B. AHMED, B. MULTON, C. NICHITA, X. ROBOAM, O. GERGAUD, et B. DAKYO, *Aérogénérateurs électriques*. Ed. Techniques Ingénieur, 2004.
[31] S. Djebarri, J.-F. Charpentier, F. Scuiller, et M. Benbouzid, « Influence of Fixed-Pitch Tidal Turbine Hydrodynamic Characteristic on the Generator Design », in *11th European Wave and Tidal Energy Conference*, 2015, p. 8A2–2.
[32] European Commission, « The exploitation of tidal and marine currents », ISSN 10185593, 1996.
[33] R. Bonnefille, *Énergie des marées et des courants en France*. Ed. Techniques Ingénieur, 2013.
[34] IRENA, « Ocean Energy : Technologies, Patents, Deployment Status and Outlook », août 2014.
[35] « MeyGen ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.meygen.com/. [Consulté le: 19-avr-2017].
[36] « MeyGen | Tidal Projects », *Atlantis Resources*. .
[37] OES et IEA, « Annual Report - An overview of ocean energy activities in 2017 ». 2017.
[38] EMEC, « EMEC - Pathway to commercialisation ». 2016.
[39] IEA et OES, « International Levelised Cost Of Energy for Ocean Energy Technologies », 2015.
[40] IRENA, « Renewable Power Generation Costs in 2018 », Abu Dhabi, 2019.
[41] U. Shipurkar, K. Ma, H. Polinder, F. Blaabjerg, et J. A. Ferreira, « A review of failure mechanisms in wind turbine generator systems », in *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*, 2015, p. 1-10.
[42] P.-M. Puaud et S. Rouil, « Cherbourg : un an après la fermeture d'Openhydro, la filière hydrolienne est toujours dans l'impasse », *France 3 Normandie*, 14-juin-2019. [En ligne]. Disponible sur: https://france3-regions.francetvinfo.fr/normandie/nord-cotentin/cherbourg-cotentin/cherbourg-an-apres-fermeture-openhydro-filiere-hydrolienne-est-toujours-impasse-1685264.html. [Consulté le: 27-août-2019].
[43] S. Mujiyanto et G. Tiess, « Secure energy supply in 2025: Indonesia's need for an energy policy strategy », *Energy Policy*, vol. 61, p. 31-41, oct. 2013.

CHAPITRE III

METHODE MULTICRITERE DE CONCEPTION DURABLE

Sommaire du chapitre III

III.1. Notion de durabilité 48
III.2. Imaginer des solutions 55
III.2.1 Proposition de valeur 55
III.2.2 Processus de conception 56
III.3. Présentation de la méthode 58
III.3.1. Domaine social 59
III.3.2. Domaine technique 60
III.3.3. Domaine économique 61
III.3.4. Domaine environnemental 63
III.4. Discussion sur la méthode 64
III.5. Conclusion 65
III.6. Références 66

Résumé du chapitre III :

La conception d'une solution innovante passe par différentes étapes [1]. Après avoir repéré des opportunités, analysé un contexte et dégagé une problématique, nous nous intéressons ici au processus permettant d'imaginer des solutions et d'orienter les réflexions pour que les solutions créées soient durables. La durabilité est analysée sous les angles technique, économique, environnemental et social. Les deux visions pour imaginer des solutions sont la proposition de valeur et la solution technique. Nous élaborons une méthode multicritère de conception durable pour imaginer la solution technique d'un système de production électrique dans un contexte de premier accès à l'énergie pour des communautés isolées. Cette méthode sert d'aide à la décision et de support de discussion entre tous les acteurs (communauté, décideurs, responsables du projet) afin qu'ils construisent collectivement une solution durable. Au fur et à mesure des échanges, des critères de différents domaines se confrontent et se complètent pour permettre l'élaboration du cahier des charges de la solution de production d'énergie qui sera développée dans les chapitres suivants.

III.1. Notion de durabilité

La notion de durabilité est revenue de nombreuses fois depuis le début de ce manuscrit. En effet, nous lui accordons une place centrale dans nos travaux de recherche afin de viser la soutenabilité des solutions techniques proposées. La présente partie expose ce que nous entendons par ce terme. Nous nous intéressons à une solution de production d'énergie électrique. Sa durabilité peut être appréciée grâce aux questions suivantes :

- Est-ce que la solution est techniquement performante ?
  Majoritairement la priorité du concepteur : la solution doit répondre au besoin technique visé selon des critères qui sont souvent de l'efficacité à l'usage, mais dont la pertinence pourra être discutable dans certaines configurations.
- Est-ce qu'elle est économiquement accessible aux utilisateurs et viable pour le gestionnaire ?
  La priorité des utilisateurs qui paient pour avoir de l'électricité, des décideurs et des investisseurs qui exigent la rentabilité, des gestionnaires qui assurent un coût de l'énergie produite.
- Est-ce qu'elle est respectueuse de l'environnement ?
  L'environnement peut être proche ou lointain, les effets locaux ou globaux. De la fabrication à la fin de vie en passant par la phase d'utilisation, le dispositif de production d'énergie électrique impacte de nombreux milieux négativement ou positivement.
- Est-ce qu'elle impacte socialement les acteurs présents dans son environnement ?
  Les acteurs peuvent être les fabricants, les gestionnaires de l'installation, les consommateurs de l'électricité produite, et plus rarement les concepteurs. La population locale retire-t-elle des bénéfices sociaux comme une meilleure éducation ou des services de santé, ou au contraire, subit-elle des conséquences causées par le système ? Nous cherchons à quantifier un impact sur le développement social et le bien vivre dans les environs de la solution.

❖ Durabilité technique : performances et fiabilité

Les performances techniques d'une installation de production d'énergie sont éminemment importantes. Les critères techniques les plus connus sont quantifiables : durée de vie, puissance installée, énergie produite, facteur de puissance, rendement, grandeurs électriques, qualité de l'énergie, etc. Ils sont simples à évaluer quand la technologie est connue. D'autres critères sont évalués plus difficilement comme la facilité de fabrication, d'installation ou la fiabilité de l'installation.

Dans le chapitre précédent, nous avons identifié la fiabilité des installations électriques comme une vraie problématique de l'électrification rurale [2], [3]. De manière théorique, la fiabilité d'un composant ou système se caractérise par la durée moyenne entre deux pannes θ_f (MTBF 'mean time between failures'). La fiabilité peut être étudiée avec une approche sur le cycle de vie des composants (5 stades : introduction, maturité, vieillissement, fin de vie, panne en y ajoutant un stade de maintenance) [4]. Si le MTBF est constant, le taux de panne λ est l'inverse de la fiabilité : $\lambda = 1/\theta_f$. Quand une panne survient, le système est indisponible pendant la durée moyenne de réparation θ_r

(MTTR 'mean time to return'). Ce temps entre la panne et la remise en fonctionnement comprend l'acheminement des opérateurs et des pièces de rechange ce qui peut être considérablement rallongé suivant le contexte, en passant de onshore à offshore dans le cas de l'éolien par exemple [5]. La disponibilité A est ensuite calculée à partir des grandeurs précédentes : $A = \frac{\theta_f}{\theta_f+\theta_r}$. L'objectif est de maximiser la disponibilité en augmentant la fiabilité du système global et en diminuant la durée de réparation afin d'augmenter l'énergie produite. Pour avoir une disponibilité élevée, il faut cinq conditions d'après [5] : la prévention en choisissant des systèmes fiables, le retrait des composants défectueux, prévoir et éviter les pannes en travaillant dans des régimes moins dangereux, la tolérance à la panne et enfin la réparation.

- Durabilité financière : coût de l'énergie et accessibilité

Les critères économiques sont couramment analysés avec la même importance que les critères techniques. En effet, l'idéal étant de choisir les produits ou services offrant les meilleures performances techniques au plus bas prix ou tout du moins aller chercher le meilleur compromis technico-économique. Quand plusieurs ressources sont disponibles sur un même lieu et donc plusieurs types de production d'énergie renouvelable et non-renouvelable sont possibles, les investisseurs et les décideurs ont besoin d'indicateurs clairs pour faire leur choix. Ils prennent en compte l'accès à la ressource, les rendements et durées de vie des systèmes de production, l'adéquation avec la demande en énergie et la rentabilité de l'installation.

La rentabilité financière est analysée avec le coût actualisé de l'énergie LCOE, sa formule a été présentée au chapitre précédent. Diminuer le LCOE d'un système de production d'énergie signifie baisser les coûts d'investissement et les coûts opérationnels ainsi qu'augmenter l'énergie produite. Les investissements sont proportionnels à la puissance, à la complexité de l'installation et au rendement généralement. Comme vu auparavant, un progrès sur la fiabilité impacte les coûts opérationnels en réduisant la maintenance et impacte l'énergie produite en augmentant la disponibilité. Réduire la complexité du système peut améliorer la fiabilité mais aussi diminuer le rendement : les concepteurs doivent trouver un compromis entre complexité et rendement en vue de la rentabilité financière. Enfin, le facteur de charge peut être augmenté par la diminution de la puissance nominale de l'installation, ce qui a également un effet positif sur le CAPEX.

Sur des productions à base d'énergie renouvelable, l'outil LCOE peut être décliné en une version spatiale, le LCOE spatial. En effet, la ressource n'est souvent pas uniforme sur le territoire, l'installation et la maintenance du système électrique coûtent plus ou moins chers selon les distances. Par exemple, un projet de ferme peut être étudié en amont grâce au LCOE spatial en prenant en compte la ressource, l'énergie extraite et le coût de production (CAPEX et OPEX) à chaque endroit de la zone candidate [6]–[8]. La Fig III.1 présente une cartographie d'un estuaire pouvant accueillir une ferme hydrolienne et le LCOE spatial associé. Au centre de la carte, la zone bleue est celle qui permet d'atteindre le coût de l'énergie le plus bas, sous 0.5 £/kWh.

La durabilité économique n'est pas uniquement la rentabilité des gestionnaires de l'installation, l'accessibilité financière du service pour les bénéficiaires est aussi importante, comme vu au chapitre précédent [2], [3], [9]. Le prix de l'électricité, l'existence de subventions ou de facilités de paiement pour le service sont des éléments qui pèsent fortement sur le budget des foyers [10], [11]. De plus, l'économie locale peut être impactée par l'installation de manière positive en permettant des

activités rémunératrices dans les foyers et dans les entreprises donc en favorisant la création d'emplois, ou de manière négative en entrant en confrontation avec des activités économiques déjà implantées sur le territoire [12].

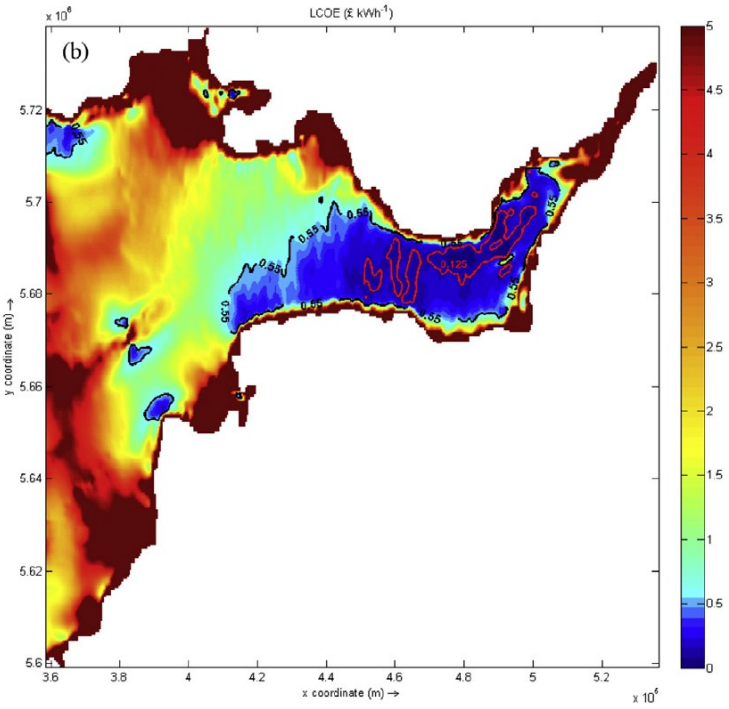


Fig III.1 : LCOE spatial (en £/kWh) pour une ferme hydrolienne dans l'estuaire de la Severn près du canal de Bristol (Royaume-Uni) [8].

❖ Durabilité environnementale : Analyse du Cycle de Vie et étude d'impacts

La durabilité environnementale d'un produit peut être évaluée par l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) qui est une méthode d'évaluation normalisée des impacts environnementaux sur toute la durée de vie (ISO 14044) : « compilation et évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de produit (bien ou service) tout au long de son cycle de vie, de l'extraction de la matière première à la mise au rebut du produit ». Le cycle de vie prend en compte : la fabrication, le transport et l'installation, le fonctionnement avec maintenance, la désinstallation et la fin de vie avec recyclage ou enfouissement. De manière globale, l'ACV fournit des indicateurs de la contribution du produit aux problèmes environnementaux tels que le changement climatique, la toxicité (humaine et des écosystèmes) ou la pénurie de ressources.

Née dans les années 1960, l'étude d'ACV comporte 4 étapes : la première et la plus importante est la définition du contexte et de l'unité fonctionnelle (fonction du produit et définition de son environnement pour caler les frontières de l'étude), puis l'inventaire de tous les éléments constituant le produit, l'évaluation des impacts et enfin l'interprétation des résultats. Des logiciels sont conçus pour passer de l'inventaire de tous les éléments constitutifs du produit aux impacts environnementaux associés comme SimaPro et sont reliés à des bases de données très fournies comme Ecoinvent ou Idemat [13] valables surtout pour les pays industrialisés. Les impacts quantifiés sont les ressources consommées et les émissions dans l'air, l'eau et le sol. La Fig III.2 issue de la formation Innomat [14] présente les impacts environnementaux de l'ACV en indicateurs

intermédiaires ('midpoint'), finaux et uniques qui agrègent les précédents. L'analyse des résultats peut se faire sur des éléments précis (acidification, épuisement de l'eau, …) ou par domaines de protection (santé humaine, environnement ou ressources naturelles) ou bien avec un seul indicateur : l'empreinte carbone mesure l'impact sur le changement climatique, les éco-coûts sont les coûts (en euro) à investir pour prévenir les impacts environnementaux du produit. Il est à noter que le choix d'un critère agrégé en indicateur unique peut mener à des résultats peu fiables car très sensibles à la qualité des données initiales ou des modèles. A contrario, ne considérer qu'un seul critère (comme l'empreinte carbone par exemple) mène à des résultats biaisés, ou des transferts de pollution sont souvent réalisés sans être détectés, sauf à conduire une nouvelle ACV « de vérification ».

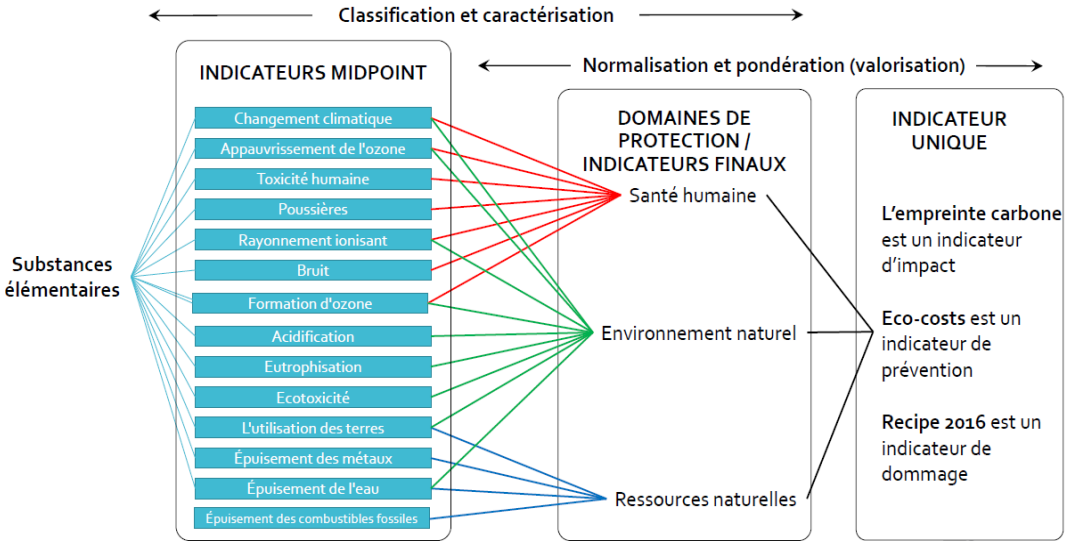


Fig III.2 : Evaluation des impacts environnementaux par des indicateurs intermédiaires ('midpoint'), finaux et uniques pour l'étude d'ACV [14].

L'ACV a généralement pour but de comparer des produits ou d'améliorer les caractéristiques environnementales d'une famille de produits. Pour les installations de production d'énergie, des études poussées d'ACV permettent d'évaluer les impacts de ces systèmes complexes et il est rendu possible de comparer les sources d'énergie entre elles. Le Tab III.1 issu de [15], [16] classe les sources d'énergie grâce à l'indicateur final empreinte carbone en grammes d'équivalent CO_2 par kilowattheure. Les énergies renouvelables sont des énergies bas-carbone, elles sont environ 10 à 100 fois moins émettrices de gaz à effet de serre que les énergies fossiles, hors nucléaire dont les impacts environnementaux sont d'une autre nature.

Tab III.1 : Emissions en grammes d'équivalent CO_2 par kilowattheure pour différentes sources d'énergie sur le cycle de vie (chiffres médians) [15], [16].

Type de source d'énergie	eq. g CO_2/kWh	Type de source d'énergie	eq. g CO_2/kWh
Charbon	820	Large hydroélectricité	24
Diesel	772	Energies des mers	17
Gaz – cycle combiné	490	Eolien offshore	12
Biomasse	230	Nucléaire	12
Solaire photovoltaïque	45	Eolien terrestre	11
Géothermie	38	Petite hydroélectricité	9

L'ACV peut également servir à la rédaction de « déclaration environnementale de produit » DEP ('environmental product declaration' EPD) sur des biens moins complexes qu'un système complet de production énergétique. Par exemple, le Tab III.2 illustre une DEP basée sur l'ACV d'une machine électrique ABB (résultats normalisés pour une machine de 1 kW) [17]. Pour une durée de vie élevée (25 ans ici), les impacts environnementaux sont essentiellement ceux de la phase d'usage où la machine consomme de l'électricité, ce qui est logique pour un usage prolongé tel que celui-ci.

Tab III.2 : Déclaration environnementale de produit d'une machine ABB de 250 kW (HXR 355) [17].

a) Inventaire des matériaux

Type of material	kg/product	kg/kW
Electrical steel	1252	5.01
Other steel	361	1.44
Cast iron	767	3.07
Aluminium	1.6	0.01
Copper	319	1.28
Insulation material	11	0.04
Wooden packing material	50	0.20
Impregnation resin	16	0.06
Paint	11	0.04

b) Consommation énergétique et pertes sur le cycle de vie

Energy consumption and losses	kWh/product			kWh/kW		
Energy form	Manufacturing phase	Usage phase	Disposal phase	Manufacturing phase	Usage phase	Disposal phase
Electrical energy	2087	2 003 541	136	8.35	8014.16	0.54
Heat energy	780	–	–	3.12	–	–

c) Impacts environnementaux sur les phases de fabrication et d'usage

Environmental effect	Equivalent unit	Manufacturing phase	Usage phase	Total lifecycle
Global warming potential GWP	kg CO_2/kW	56.66	4028.82	4062.96
Acidification potential AP	kmol H+/kW	0.01	0.80	0.80
Eutrophication	kg O_2/kW	1.41	50.50	51.73
Ozone depletion potential ODP	kg CFC-11/kW	0.00	0.00	0.00
Photochemical oxidants POCP	kg ethylene/kW	0.05	0.92	0.97

Finalement, la durabilité environnementale d'un produit peut être évaluée de manière globale par l'ACV et de manière locale par des études d'impacts in situ sur les milieux proches de l'installation. Ces études sont très spécifiques à l'installation de production, réalisées en amont de chaque projet afin d'obtenir les autorisations des services de l'état et de la protection de l'environnement. Selon les systèmes, les impacts analysés concernent : les émissions directes dans l'air, l'eau, le sol, l'utilisation des terres et de l'eau, le bruit, l'impact visuel, les impacts sur la faune et la flore [18].

- Durabilité sociale : impacts sur l'environnement humain et le développement local

La durabilité sociale correspond aux impacts sur l'environnement humain de l'installation de production électrique : les avantages et inconvénients du système énergétique auprès des habitants, des entreprises, des décideurs, des gestionnaires donc sur les différentes parties prenantes. Les principaux aspects étudiés sont : le développement social local grâce au service électrique ou à l'installation elle-même, l'intégration de la population locale au projet et l'acceptabilité sociale, la relation client-gestionnaire, etc. Le défi est de mesurer qualitativement et quantitativement les impacts sur la gouvernance, l'éducation, la santé, la sécurité et le confort tout en faisant attention à la répartition équitable des bénéfices sur le territoire [10], [11].

La transition d'une production énergétique centralisée vers une production distribuée spatialement a permis de révéler l'importance de l'acceptation sociale. En effet, les contestations publiques envers des projets d'énergie renouvelable se montrent suffisamment puissantes pour freiner ou arrêter des projets, à l'image du mouvement NIMBY ('Not In My Back-Yard !') qui a lourdement égratigné le secteur éolien terrestre entre autres. Les développeurs de projet l'ont compris et cherchent à intégrer le contentement de la population en amont. Intitulée « Approche multicritère pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables » [6], [19], la thèse de Maslov utilise l'acceptation sociale pour discrétiser la zone d'étude maritime suivant son potentiel à réduire les conflits. Le critère social est ici considéré dès le début des réflexions sur la ferme hydrolienne aux côtés des prévisions d'énergie produite et de rentabilité. De manière plus générale, des solutions considérées comme optimales peuvent en réalité présenter une faible durabilité sociale. Théorisé pour les systèmes de distribution d'énergie [20], le « fossé d'optimalité sociotechnique » indique qu'une conception classique peut mener « vers une solution apparemment optimale sur le plan technique, mais non optimale sur le plan social. »

Il apparait clairement que le critère social prédomine à mesure que la population est en lien étroit avec l'installation. Ce postulat atteint son paroxysme dans le cas de systèmes pour l'électrification rurale dans les zones isolées des pays en développement. Les effets sur l'environnement humain sont à évaluer en priorité lorsqu'il s'agit « d'énergie pour le développement ». Des institutions pour l'aide au développement et de nombreux chercheurs se sont penché sur l'évaluation de la durabilité globale des projets d'électrification. En particulier, Elisabeth Ilskog a proposé une méthode d'évaluation sur cinq dimensions de la durabilité (technique, économique, environnementale, sociale et organisationnelle) avec des variables clés associées et des indicateurs de durabilité choisis pour chaque variable clé [11]. Cette évaluation est schématisée sur le diagramme de la Fig III.3.

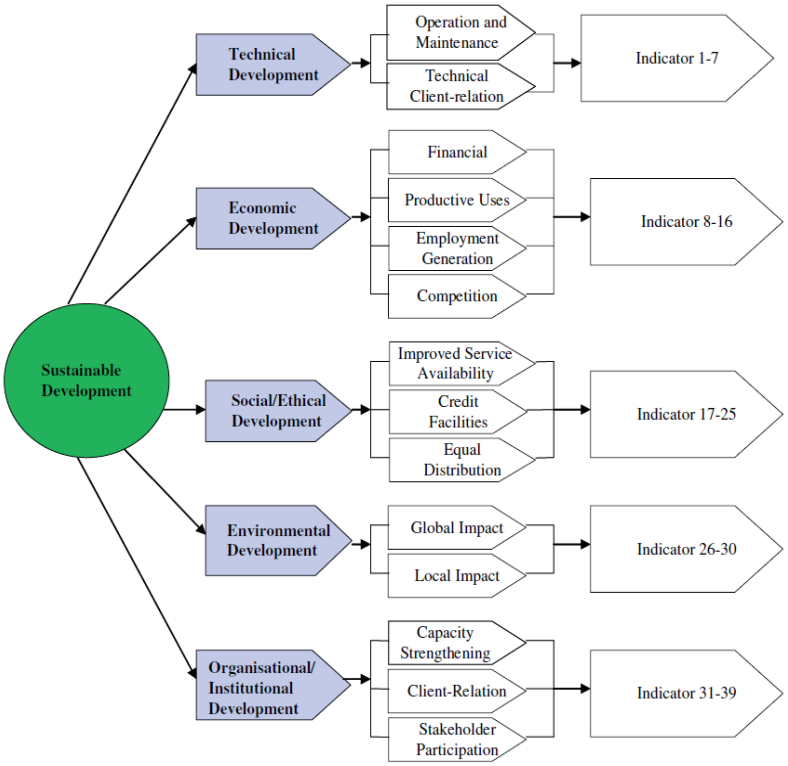


Fig III.3 : Evaluation de la durabilité des projets d'électrification rurale : dimensions, variables clés et indicateurs de durabilité [11].

Les données sont collectées via des rapports d'exploitation ou des sondages puis comparées à des valeurs cibles pour normaliser les résultats, ainsi tous les indicateurs sont quantitatifs même s'ils traitent de qualitatif. Le choix des indicateurs est important parce qu'ils doivent être clairement définis, simples à comprendre et appliquer, transparents et justes. Cependant, Ilskog met en garde sur sa méthode qui ne peut pas couvrir à elle seule toute la diversité des contextes, il faut ajouter des indicateurs spécifiques à certains projets, elle doit plutôt être vue comme un outil pour les décisionnaires, un support de discussion permettant d'appréhender les impacts d'un projet d'électrification sur le développement durable d'une communauté.

Cette évaluation multicritère, comme de nombreuses autres, évalue après-coup un système d'accès à l'énergie sur sa phase d'utilisation par rapport aux consommateurs. Il serait intéressant de noter les impacts sur les autres parties prenantes en ajoutant une réflexion sur le cycle de vie de l'installation. Enfin, il serait intéressant d'utiliser ce type de méthode multicritère non pas en évaluation pendant l'usage mais bien avant, dès la conception du projet. En amont, cet outil de décision aurait beaucoup de potentiel pour éclairer les discussions entre toutes les parties prenantes sur la durabilité d'un projet d'électrification, par exemple pour choisir un système énergétique plutôt qu'un autre suivant ses impacts globaux. Dans la troisième partie de ce chapitre, nous allons donc discuter de cet outil avec en tête un usage en amont des projets.

III.2. Imaginer des solutions

Après une analyse fine du besoin en s'imprégnant au mieux du contexte vient l'étape où il faut imaginer des solutions répondant à la problématique identifiée. Un produit peut être regardé sous deux angles complémentaires : soit comme une proposition de valeur par rapport au besoin qui a été identifié, soit comme une solution technique pour laquelle il faut penser la conception et les process associés.

III.2.1 Proposition de valeur

Le premier angle était jusqu'alors adressé par des commerciaux responsables de penser le business model (« modèle d'affaires ») du produit ou du service. L'outil communément utilisé pour cette étape déterminante est le Business Model Canvas présenté par Osterwalder et Pigneur dans [21] et représenté sur la Fig III.4.a). Ce tableau à 9 entrées permet de construire la proposition de valeur par rapport au client en pensant aux paramètres clés (partenaires, activités et ressources), à la relation client et aux canaux de distribution sur fond de balance financière (dépenses et bénéfices). De cette manière, le produit est bien pensé sous le prisme économique mais seulement celui-là. Conscients de ce biais et de ses conséquences, Joyce et Paquin proposent en 2016 une version augmentée nommée 'Triple Layered Business Model Canvas' en intégrant les perspectives environnementales et sociales du produit [22]. Les tableaux b) et c) de la Fig III.4 servent alors de support de réflexion sur la durabilité environnementale avec les impacts sur le cycle de vie (ressources, fabrication, distribution, usage et fin de vie) et la durabilité sociale avec les impacts sociaux du produit sur toutes les parties prenantes (utilisateur, communautés locales, gouvernance, employés). En adoptant une réflexion par planche et entre les planches, les valeurs économiques, environnementales et sociales du produit sont bien cernées.

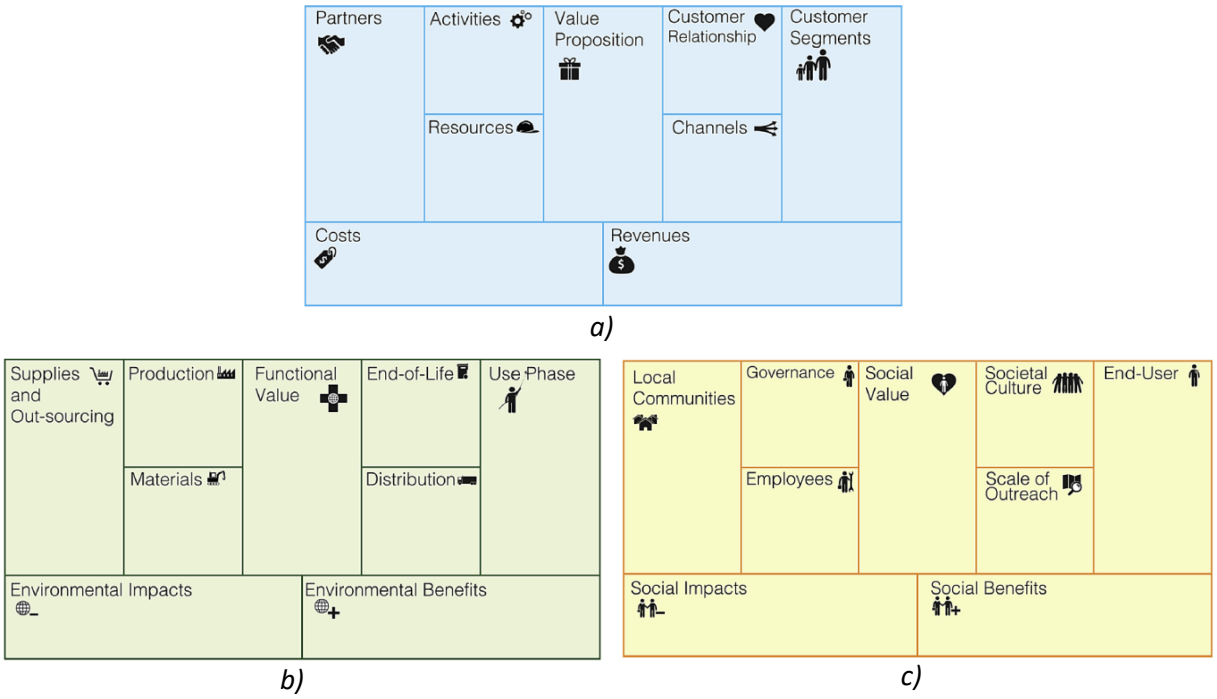


Fig III.4 : Triple Layered Business Model Canvas a) modèle d'affaires, b) modèle environnemental sur le cycle de vie, c) modèle social avec les parties prenantes [22].

III.2.2 Processus de conception

Maintenant, nous regardons la solution sous l'autre angle avec la vision du concepteur de produit qui va imaginer le design ainsi que les process sur l'ensemble du cycle de vie. Les processus de conception ont évolué sur les trente dernières années : d'une conception linéaire ou séquentielle avec un expert puis l'autre à une conception intégrée où les experts définissent collectivement toutes les formulations du besoin de manière globale (dans les années 1990). La conception intégrée mélange des acteurs dits internes (concepteurs, ingénieurs, financiers, commerciaux…) avec d'autres dits externes (clients, fournisseurs, associations…) dans le but de trouver le compromis qui réponde le mieux aux exigences de tous ces acteurs [14]. Dans les années 2000, la conception élargit sa vision en appréhendant les impacts environnementaux sur le cycle de vie entier du produit, on parle alors d'écoconception. Celle-ci intègre l'ambition de durabilité environnementale en amont du projet grâce à l'ACV. Cette réflexion existe de manière spécifique sur la maintenance avec le concept d'éco-maintenance : optimiser la durée de vie de l'installation en minimisant les impacts environnementaux causés par la maintenance (exemple de maintenance par bateau dans les parcs éoliens offshore [23]). Enfin, depuis 2015 environ, la notion de circularité complète le processus de conception sur le plan environnemental mais aussi économique et social : le but est d'allonger la durée de vie globale des ressources grâce à la réutilisation, au reconditionnement, au recyclage où les déchets servent à nouveau de matières premières.

Aujourd'hui les processus de conception se concentrent concrètement sur la durabilité environnementale des solutions et proposent des outils sur la stratégie de conception produit. La carte graphique de la Fig III.5 sert de guide d'écoconception pour la création ou l'amélioration de produits en intégrant les phénomènes induits par la circularité [14]. Sachant qu'il est trop ambitieux de considérer tous les critères simultanément, il faut privilégier les aspects principaux de la carte dans le cas du produit considéré comme objectifs du cahier des charges mis à jour.

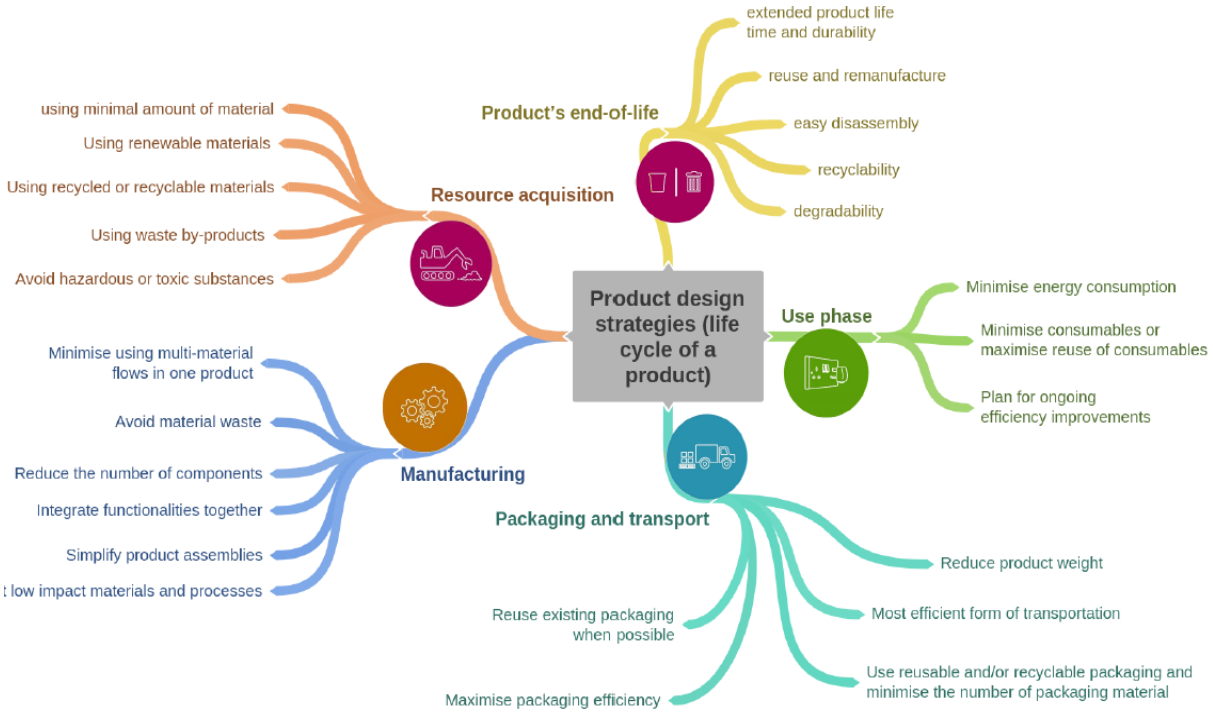


Fig III.5 : Stratégie de conception produit basée sur les étapes du cycle de vie [14].

Par ailleurs, les technologies dites basses et intermédiaires pour 'low-tech' et 'appropriate technology' sont des catégories particulières de technologie qui peuvent être considérées comme des courants alternatifs de processus de conception [24]–[26]. Ces philosophies intègrent l'humain dans la conception en visant la durabilité grâce à la simplicité, la robustesse et la résilience des systèmes. Leur proposition de valeur tend à maximiser les impacts sociaux positifs sur les différentes parties prenantes en offrant des technologies utiles, durables et accessibles pour la communauté en développement. D'après [25], la low-tech se définit par les qualificatifs suivants :

- Durable :
    - Dans le temps : robuste, modulaire, réparable, fonctionnelle ;
    - Par la recherche de sobriété : efficacité jusqu'au juste nécessaire énergétique, économique et d'emploi des matières donc optimisation des performances vis-à-vis des coûts économiques, humains, environnementaux ;
    - Du point de vue sociétal : promeut des solutions, des activités et des connaissances relocalisées diminuant ainsi autant leur empreinte environnementale que sociale et sortant de la logique d'exploitation ;
- Accessible au plus grand nombre :
    - Economiquement : simple, optimisée, robuste, fabriquée et réparée localement ;
    - En termes de connaissances : démocratise la technique, ouvre les savoirs, la créativité et l'ingéniosité en orientant vers l'humain dans son environnement.

En comparant les attributs précédents avec la carte de la Fig III.5, nous constatons que la philosophie low-tech va dans le même sens que l'écoconception circulaire et même qu'elle va au-delà avec les aspects sociétaux. Ainsi, les basses technologies ouvrent des pistes innovantes, suffisamment intéressantes pour la conception de nombreux produits même pour apporter des alternatives aux high-techs [24].

Peu importe le processus de conception, il mène toujours à l'élaboration du cahier des charges du produit. En réalité, ce processus n'est pas tout à fait linéaire : le cahier des charges est affiné au fur et à mesure du projet. Au début, le problème n'est pas encore bien posé et il y a de nombreuses incertitudes sur le cahier des charges. « Par la suite, au fur et à mesure du développement du projet, la formulation du problème évolue en coordination avec les solutions proposées, et ce n'est que peu avant la fin du projet que le cahier des charges devient figé et bien défini. » [27]. C'est le paradoxe « décision-information » pour la conception : la capacité à prendre des décisions sur le projet est inversement proportionnelle à la connaissance du produit. Cela a un impact sur les coûts : si les premières phases du processus ne représentent que 5 % du coût de l'activité de conception, les choix impactent et fixent tout de même 75 % des coûts engagés sur la durée de vie du produit [27]. Il ne faut donc surtout pas négliger ces phases d'analyse du besoin et d'esquisse de la solution car ce sont les plus déterminantes.

En phase d'esquisse, l'approche adoptée est plutôt systémique, « seuls les critères, contraintes et objectifs principaux sont accessibles et définissables» [27]. Le niveau de compétence nécessaire est à son maximum car l'expert est énormément sollicité lors de cette phase où 75 à 80 % des décisions sont prises. A ce stade, s'il est envisageable de formuler un problème d'optimisation, il serait complexe (nombreux critères de domaines distincts) avec des modèles grossiers simples [28]. En revanche, en phase de dimensionnement, l'approche est centrée sur le composant et le problème d'optimisation plus simple à base de modèles détaillés complexes.

III.3. Présentation de la méthode

Après avoir défini la durabilité d'un système énergétique dans la première partie et avoir exposé les notions de proposition de valeur et de processus de conception pour imaginer des solutions dans une deuxième partie, nous relions maintenant tous ces développements pour proposer une méthode de conception durable de systèmes de production électrique. Comme un outil d'aide à la décision, la méthode sert dans les phases amont du projet, au moment du processus de conception. Grâce à une vision globale de par son caractère multicritère, notre méthode favorise l'imagination des parties prenantes qui peuvent ainsi esquisser une solution durable de système de production électrique. Grâce aux nombreux critères quantitatifs et qualitatifs des quatre domaines de la durabilité, l'approche systémique permet d'élaborer le cahier des charges produit au fur et à mesure des échanges. Cet outil est adaptable à chaque projet : suivant les particularités des contextes, un système de poids ajustables peut être mis en place pour relativiser l'importance de chaque critère [12]. Comme tout est pensé dès la phase de conception, les chances de succès du projet augmentent et l'utilisateur est plus susceptible d'obtenir une solution entièrement durable en parfaite adéquation avec ses besoins.

Par rapport à la problématique de cette thèse, nous ancrons la présente méthode dans le contexte particulier de l'électrification rurale et du premier accès à l'énergie des régions isolées. Comme le développement de la communauté locale est prioritaire dans ces projets, nous traitons la durabilité sociale en premier et nous allons voir comment une exigence sociale peut se répercuter sur les autres domaines de la durabilité. Comme cet outil sert à faire progresser les discussions, la méthode s'affine au fur et à mesure des échanges avec un questionnement cyclique : le critère d'un domaine peut impacter le critère d'un autre domaine qui peut à son tour avoir un effet sur le premier critère ou même un autre. Sur la Fig III.6, nous donnons l'exemple du bouclage portant sur la démarche locale pour la fabrication et l'entretien du système. Cette exigence environnementale a des impacts sociaux et économiques sur la communauté : création d'emplois locaux, réduction des dépenses, rapport direct à la technologie favorisant propriété et acceptation. Ces impacts positifs favorisent le progrès social et le développement de la communauté. D'autre part, cette exigence crée une nouvelle contrainte technique de conception : composants simples à fabriquer et à maintenir, accès local facile aux matériaux de réparation. Les concepteurs doivent alors limiter la complexité de la solution qui doit être adaptée au niveau de connaissance de la communauté maintenant le système et au niveau de compétences des entreprises locales (régionales, nationales) fabriquant le dispositif.

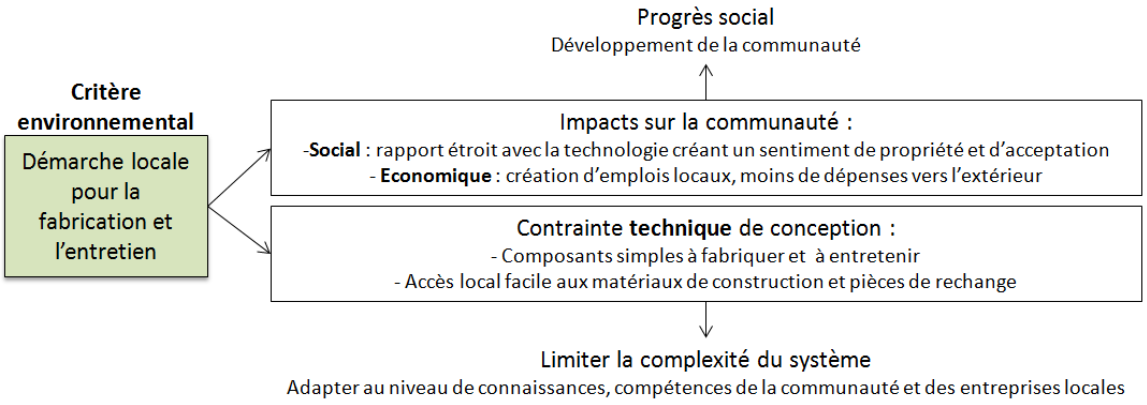


Fig III.6 : Bouclage sur la démarche locale pour la fabrication et l'entretien.

A titre d'illustration, une directive du ministère indonésien de l'industrie impose depuis 2012 une fabrication locale des systèmes électriques afin d'améliorer les capacités des industries locales en matière de technologies d'énergie renouvelable [29]. La mesure a contribué au développement d'une capacité de fabrication de microcentrales hydroélectriques qui non seulement répond aux besoins nationaux mais qui comprend également l'exportation de composants. Les mini-réseaux à base d'hydroélectricité doivent ainsi présenter 64 % de composants locaux pour les centrales d'une puissance inférieure ou égale à 15 MW.

La méthode évoluant au fil des itérations, nous proposons ci-après une version de l'outil qui nous semble pertinente pour esquisser une solution de système de production énergétique dans le cadre d'un premier accès à l'énergie. Chaque domaine de la durabilité est décomposé en variables clés qui regroupent des indicateurs avec un commentaire sur leur appréciation. Les sources bibliographiques utilisées sont mentionnées pour chaque critère. Enfin, nous avons opté pour une vision sur le cycle de vie afin d'intégrer le maximum d'impacts dans les réflexions.

III.3.1. Domaine social

Le système de production d'énergie électrique sert avant tout le développement social et humain de la communauté sur des plans variés comme l'éducation, la santé, le bien-être, l'épanouissement personnel et collectif. Le Tab III.3 présente les critères du projet d'électrification rurale du point de vue de la durabilité sociale avec de nombreux critères qualitatifs et quantitatifs.

Tab III.3 : Critères sociaux de la méthode de conception durable pour un projet d'électrification rurale.

Variable clé	Indicateur	Evaluation	Source
Développement de la communauté	Centres de santé et écoles électrifiés	% de lieux publics utilitaires électrifiés	[11], [30]
	Eclairage de rue	Nombre de lampes tous les 40 mètres	[11], [30]
	Lieux avec accès TV, internet	% des lieux publics, privés	[10], [11]
	Part de la population électrifiée	% de la population totale	[11], [30]
	Appareils électriques	Nombre d'appareils électriques domestiques	
	Activités de loisirs	Temps consacré aux loisirs	[10], [31]
Intégration de la population	Engagement de la communauté, acceptation sociale	Investissement en temps, participation au projet, intérêt, curiosité, appropriation de la solution	[11], [12], [31]
Renforcement des capacités	Part de la population travaillant pour le service	% employés locaux pour l'installation/maintien du service	[11]
	Part du staff avec une éducation appropriée	% staff avec une formation technique	[10], [11], [30]
Relation client	Satisfaction	Niveau de satisfaction pour le service	[10], [11], [30]
Santé sécurité	Santé/sécurité des employés, usagers	Accidents, incidents électriques, effets sur la santé	[10], [11], [18], [30]
Education	Etudes à la maison, à l'école	Nombre d'heures d'études pour les enfants	[10]

Les progrès sociaux sont conditionnés par les nouveaux usages permis par le système énergétique (éclairage, ventilation, divertissement, usages productifs…), du temps gagné qui peut être consacré à l'éducation ou aux loisirs et les effets positifs sur la santé et la sécurité. Ainsi, les exigences sociales ont principalement des conséquences sur l'énergie électrique demandée par la communauté donc elles ont des répercussions sur les domaines technique et économique liés au dimensionnement de l'installation.

D'autre part, les liens à construire entre le système et les personnes, en tant qu'utilisateur, mainteneur ou gestionnaire, modifient les spécifications techniques de manière à obtenir une solution accessible et adaptable dans la philosophie low-tech. Cette situation permet une certaine émancipation sociale par la formation avec le sentiment que la population se réalise par elle-même. Intrinsèquement le système de production électrique permet plus d'autonomie qu'une connexion au réseau.

Certains des critères sociaux du Tab III.3 semblent difficiles à prévoir et à prendre en compte pour la conception. Nous pensons que les enlever de la méthode sous ce prétexte serait néfaste à l'objectif de durabilité car le dialogue entre toutes les parties prenantes en amont est d'autant plus important pour la durabilité sociale que pour les autres. Les développeurs et surtout les concepteurs de solutions doivent se saisir de ces critères sociaux, les remanier suivant le contexte local et en tirer des orientations sur les technologies quitte à les transformer en critères dans d'autres dimensions, ou purement quantitatifs pour la comparaison de solutions viables par ailleurs.

III.3.2. Domaine technique

Les critères de durabilité technique sont en lien avec les performances du système de production ainsi que sa durabilité dans le temps, son accessibilité en termes de connaissance et de moyens. Les critères techniques sont rangés par phases de vie, de la fabrication à la fin de vie. Le Tab III.4 présente l'aspect technique de la méthode de conception durable.

Sur le cycle de vie complet, la volonté d'ancrage territorial pour la provenance des matériaux et la relocalisation des activités (fabrication, installation, maintenance, fin de vie) poursuit l'objectif d'autonomie et d'émancipation par la low-tech [25]. Cela suppose une parfaite connaissance des activités locales, et dans le cas où elles sont inexistantes, il faut juger de la possibilité de les développer et de produire expertise et savoir-faire locaux.

Les performances techniques en fonctionnement (durée de vie, puissance, énergie, rendement…) peuvent toutes être prises en compte par l'expert technique dans le cahier des charges de l'installation. La compatibilité avec le futur réseau et les normes nationales sont très importantes par rapport à un éventuel raccordement avec le réseau électrique national, faute de quoi l'installation électrique deviendra obsolète. La quantité de pétrole évitée sert à comparer le système avec une production à base de générateur diesel. Si la production est à base d'énergie renouvelable (sans combustible), le rendement n'est pas si important car l'énergie primaire est gratuite : il faut surtout maximiser le rapport énergie produite sur coûts d'installation (donc le LCOE) et de manière plus large, accroitre l'EROI. En reprenant l'attribut de la low-tech [25], l'objectif est de tendre vers une optimisation des performances techniques vis-à-vis des coûts économiques, humains et environnementaux.

Tab III.4 : Critères techniques de la méthode de conception durable pour un projet d'électrification rurale.

Phase de vie	Indicateur	Evaluation	Source
Fabrication	Part des éléments fabricables dans le pays	Connaissance des industries du pays, facilité d'accès aux matériaux, niveau de complexité	
Installation	Facilité de mise en place	Moyens matériels et humains nécessaires, niveau de complexité	[31]
Fonctionnement	Puissance installée	Puissance moyenne et crête en kW	
	Electricité produite	kWh/an	[11], [12], [31]
	Rendement énergétique	% énergie primaire convertie en électricité	[11]
	Disponibilité	% heures/an	[11]
	Facteur de charge	% énergie produite/productible	[11], [30]
	Pertes techniques	Electriques entre la sortie de la production et le consommateur	[11]
	Heures de service /jour		[11], [30]
	Usages permis par le service	Eclairage, ventilation…	[10]
	Conformité aux normes du pays	Oui/non	[11]
	Compatibilité avec le futur service réseau	Oui/non	[11], [30]
	Durée de vie du service	Des éléments du système	
	Quantité de pétrole évitée	Tonnes de pétrole équivalent évité /an (cas générateur diesel)	[12]
Maintenance	Fiabilité, sécurité, robustesse	Taux de panne des éléments, risque d'accident, stabilité du micro-réseau	[12], [18], [31]
	Facilité à maintenir	Moyens matériels et humains nécessaires, niveau de complexité	[11], [31]
	Disponibilité des pièces de rechange	Part venant de la communauté, du pays ; accès aux matériaux	
Fin de vie Recyclage	Facilité à recycler ou réutiliser	Localement, dans le pays	

Concrètement, les facilités de mise en place et de maintenance sont liées à la complexité du système mais aussi aux masses et volumes mis en jeu. Pour les zones les plus contraintes, il est préférable que le système soit démontable en sous-parties manipulables, interchangeables et transportables sans danger par quelques personnes.

Dans la section sur la durabilité technique en début de chapitre, nous avons vu qu'une grande disponibilité était en partie permise par des systèmes fiables diminuant la durée et l'occurrence des pannes [5]. La méthode mentionne cet aspect de la durabilité pour que les discussions s'orientent le plus tôt possible sur un choix de technologies, de composants et de matériaux fiables, robustes et/ou facilement réparables.

III.3.3. Domaine économique

Les critères de durabilité économique introduisent les performances économiques du système de production pour les gestionnaires et l'accessibilité financière avec le prix du service électrique pour les utilisateurs. La méthode présente aussi les effets du projet d'électrification sur la

communauté utilisatrice et l'environnement économique local. Le Tab III.5 présente l'aspect économique de la méthode de conception durable pour le système de production électrique.

Tab III.5 : Critères économiques de la méthode de conception durable pour un projet d'électrification rurale.

Variable clé	Indicateur	Evaluation	Source
Perspective financière gestionnaire	Retour sur investissement, période de remboursement	Nombre d'années	[12]
	Valeur actuelle net de l'investissement	Prix de la solution de génération électrique	[12]
	CAPEX	€/kW	[11], [12], [31]
	OPEX	€/kWh	[11], [12], [31]
	LCOE	€/kWh	
	Rentabilité	Profit sur la vente d'électricité / total des factures (1 an)	[11]
	Part des profits réinvestis	Profit sur la vente d'électricité / coût total amortissement matériel (1 an)	[11]
Création d'emplois	Part de l'électricité utilisée pour des activités rémunératrices	% électricité produite (chez les particuliers et entreprises)	[11], [31]
	Nombre d'entreprises, emplois concernés pour fabriquer, maintenir le service	Entreprises locales (part ou nombre); Emplois dans le service : salaire et avantages par rapport aux autres entreprises	[10], [12]
Environnement économique	Possibilités de microcrédits pour se connecter à l'électricité	Nombre de microcrédits	[10], [11], [30]
	Subventions pour le service	Du gouvernement, d'ONG pour les habitants, le gestionnaire électrique	[11], [30], [31]
	Compatibilité de la solution avec des activités économiques	Impacts sur l'agriculture, la pèche, le tourisme…	[12], [18]
Budget des foyers	Prix de l'électricité	€/kWh ou €/service, usage	[10]
	Temps productif	Heures supplémentaires pour travailler grâce à l'éclairage	[10]

Du point de vue du gestionnaire, les performances financières sont toujours présentes et bien estimées en amont par les experts financiers. Les coûts CAPEX, OPEX puis LCOE sont en lien avec la puissance de l'installation et d'autres performances techniques visibles sur le Tab III.4. Les coûts diminuent si l'installation est plus petite, moins complexe et si les activités de fabrication et de maintenance sont locales.

Du point de vue des souscripteurs, le budget consacré au service électrique doit être aligné avec les anciennes dépenses énergétiques du foyer. De même, les microcrédits doivent être en accord avec le plan de financement : si le foyer dépensait 5 €/mois en kérosène, il faudrait que les mensualités soient aux alentours de 5€/mois pour le service électrique.

L'installation électrique est bénéfique à l'environnement économique local en stimulant des activités, en créant des emplois directement pour le service et indirectement chez les particuliers et entreprises électrifiées. L'effet est d'autant plus fort que la quantité d'énergie disponible est grande

et la puissance élevée pour permettre des usages électriques de haut niveau sur l'échelle d'accès à l'énergie (Tab II.1). Cependant, le projet d'électrification peut entrer en concurrence avec des activités à caractère économique déjà ou prochainement implantées sur le territoire. Dès lors, un arbitrage des parties prenantes est nécessaire afin de tomber d'accord sur un optimum.

III.3.4. Domaine environnemental

Les critères de durabilité environnementale sont en lien avec les impacts du système de production sur l'environnement à l'échelle globale et locale sur l'ensemble du cycle de vie. Le Tab III.6 présente les impacts environnementaux à anticiper dans la méthode de conception durable.

Tab III.6 : Critères environnementaux de la méthode de conception durable pour un projet d'électrification rurale.

Echelle	Indicateur	Evaluation	Source
Impact global	Part d'énergie renouvelable dans la production d'électricité	% kWh produits	[11], [30]
	ACV du système	Sur l'ensemble des éléments	[31]
	Potentiel de réduction CO_2	Tonnes de CO_2 évitées /an (cas générateur diesel)	[11], [12], [30]
Impact local	Utilisation des terres, de l'eau	m², m³	[12], [18], [31]
	Niveau de bruit	Niveau de bruit incrémental dB ajoutés*nombre de personnes touchées ; dans tous les milieux	[12], [18]
	Impact visuel esthétique	Sur le paysage, le patrimoine	[12], [18]
	Compatibilité avec des activités non-économiques	Loisirs	[18]
	Réseau électrique et route d'accès	km de réseau, route pour le service (érosion)	[12]
	Emissions dans l'eau, air, sol	Contaminations, modifications; polluants, gaz	[18]
	Modification de température	Dans tous les milieux	[18]
	Faune/flore terrestre/aquatique	Circulation des animaux, poissons, autres; végétation aquatique, terrestre	[18]
	Condition climatique extrême	Nombre de fois où le système est perturbé (causes naturelles)	[11], [30]

Les critères environnementaux sont variés, pertinents sur du local et global, et sur du court et long terme. Ils concernent les milieux naturels (air, eau, sol) et les espèces vivantes (humains, faune ou flore).

Les impacts globaux et locaux doivent être pensés en amont du projet d'électrification. Si les effets apparaissent comme trop conséquents, les développeurs ont le choix entre apporter des modifications structurelles à la solution imaginée et opter pour une autre solution moins dommageable. L'ACV a surtout du sens pour la comparaison entre deux solutions, c'est aussi le cas pour tous les critères du Tab III.6.

III.4. Discussion sur la méthode

La méthode de conception durable que nous proposons est constituée des quatre tableaux Tab III.3, 4, 5 et 6 pour les domaines technique, économique, environnemental et social. Ces tableaux regroupent tous les critères nécessaires pour penser la durabilité en amont des projets d'électrification rurale. Ils constituent un support de discussion dans le cadre d'une conception intégrée où toutes les parties prenantes interviennent (développeurs, communauté, gestionnaire, politique locale, fabricants).

La méthode peut sembler complexe et difficile d'utilisation car elle comporte de nombreux critères qui ne sont pas évidents à évaluer en phase amont. Pourtant, tous ces critères de durabilité doivent bien apparaitre au plus tôt dans le projet. Nous pensons que les parties prenantes doivent échanger sur chacun de ces critères sur les phases préliminaires du projet, au moment du passage de la problématique claire à l'imagination des solutions. C'est précisément dans ce nuage d'idées où les décisions sont déterminantes pour la suite du projet que la solution durable se dessine. En optant pour une vision moins complète, le projet a toutes les chances de s'éloigner d'une trajectoire durable et il sera trop tard ou trop couteux de se corriger sur les phases suivantes ou une fois le système livré.

A l'issue de la conception, la solution choisie est le résultat de débats, d'arbitrages entre plusieurs critères opposés. En général, les critères économiques orientent sensiblement la solution vers une diminution des performances techniques, environnementales et sociales. Notre méthode multicritère avec ses quatre tableaux permet de donner la même importance aux quatre domaines de la durabilité. Ainsi, les discussions entre toutes les parties prenantes sont équilibrées et le centre de gravité de la solution n'est pas décalé vers les préoccupations économiques. Ensuite, il faut se questionner sur la manière dont les acteurs intéressés par la démarche durable choisissent in fine les solutions. A quel point les entreprises peuvent se tourner vers une solution meilleure sur les émissions de CO_2 qui n'améliore pas le LCOE ? Comment proposer une électrification complète alors que la contrainte de rentabilité pose un tarif de vente seulement supportable par 30 à 50 % de la population ? Nous n'avons pas de réponses à ces questions délicates mais notre méthode permet à tous les interlocuteurs d'échanger sur les solutions possibles. Ils sont ensuite libres de trouver ou créer des outils financiers ou réglementaires pour faire levier afin d'accompagner leurs choix.

En pratique, la méthode de conception durable pourrait être mise en œuvre dans un outil d'optimisation multi-objectif après avoir traduit tous les critères en modèles mathématiques simples. La formulation du problème serait assez complexe du fait des difficultés à rendre quantitatifs les critères qualitatifs et à comparer les critères entre eux. Au sein de chaque domaine, il est possible d'attribuer des poids d'importance à chaque critère en accord avec les exigences des parties prenantes et du contexte. Ensuite, il faudrait encore fixer les poids de chaque domaine à égalité ou avec des différences. Enfin une difficulté supplémentaire serait de lier ces différents critères aux variables d'optimisation, souvent des variables de dimension ou de contrôle, naturellement liées aux critères techniques, mais nettement moins aux autres. Des outils d'optimisation auront du mal à trouver un ensemble de solution multicritères optimales si certains objectifs n'influent que peu les solutions alors qu'elles sont par ailleurs très sensibles aux autres.

III.5. Conclusion

Après avoir analysé la manière d'évaluer la durabilité des systèmes énergétiques en fonctionnement, nous avons proposé une méthode de conception multicritère permettant d'appréhender leur durabilité en amont du projet. Présentée sous la forme de quatre tableaux de critères pour les domaines technique, économique, environnemental et social, la méthode sert de support de discussion dans la cadre d'une conception intégrée où toutes les parties prenantes sont conviées (développeurs, communauté, gestionnaire, politique locale, fabricants).

Dans le prochain chapitre, nous appliquons notre méthode de conception durable à la problématique identifiée au chapitre précédent. Nous reprendrons le même cheminement pour imaginer des solutions sur l'application hydrolienne : proposition de valeur et méthode de conception durable pour formuler le cahier des charges de l'hydrolienne idéale dans le cadre d'un premier accès à l'énergie pour les zones isolées.

III.6. Références

[1] H. Teulon, *Le Guide de l'éco-innovation*. Eyrolles.

[2] IEA, IRENA, UNSD, WB, et WHO, « Tracking SDG7 Report : The Energy Progress Report 2019 », Washington DC, 2019.

[3] E. C. X. Ikejemba, P. C. Schuur, J. Van Hillegersberg, et P. B. Mpuan, « Failures & generic recommendations towards the sustainable management of renewable energy projects in Sub-Saharan Africa (Part 2 of 2) », *Renewable Energy*, vol. 113, p. 639-647, déc. 2017.

[4] C. I. Ossai, B. Boswell, et I. J. Davies, « A Markovian approach for modelling the effects of maintenance on downtime and failure risk of wind turbine components », *Renewable Energy*, vol. 96, p. 775-783, oct. 2016.

[5] H. Polinder, H. Lendenmann, R. Chin, et W. M. Arshad, « Fault tolerant generator systems for wind turbines », in *2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, 2009, p. 675-681.

[6] N. Maslov, J.-F. Charpentier, et C. Claramunt, « A modelling approach for a cost-based evaluation of the energy produced by a marine energy farm », *International Journal of Marine Energy*, vol. 9, p. 1-19, avr. 2015.

[7] S. W. Funke, S. C. Kramer, et M. D. Piggott, « Design optimisation and resource assessment for tidal-stream renewable energy farms using a new continuous turbine approach », *Renewable Energy*, vol. 99, p. 1046-1061, déc. 2016.

[8] A. Vazquez et G. Iglesias, « LCOE (levelised cost of energy) mapping: A new geospatial tool for tidal stream energy », *Energy*, vol. 91, p. 192-201, nov. 2015.

[9] ESMAP et World Bank, « Beyond connections - Energy access redefined », juill. 2015.

[10] Sevea, « Solar Home System: Social and Economical Impact Assessment », Bangladesh, mai 2015.

[11] E. Ilskog, « Indicators for assessment of rural electrification—An approach for the comparison of apples and pears », *Energy Policy*, vol. 36, n° 7, p. 2665-2673, juill. 2008.

[12] H. Polatidis et D. A. Haralambopoulos, « Renewable energy systems: A societal and technological platform », *Renewable Energy*, vol. 32, n° 2, p. 329-341, févr. 2007.

[13] « Idemat », *IdematApp*. [En ligne]. Disponible sur: http://idematapp.com.

[14] « INNOMAT: Innovation Management through integration of LCA Training Packages », *EIT RawMaterials*. [En ligne]. Disponible sur: https://eitrawmaterials.eu/course/innomat/.

[15] Intergovernmental Panel on Climate Change, *Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.

[16] A. K. Akella, R. P. Saini, et M. P. Sharma, « Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems », *Renewable Energy*, vol. 34, n° 2, p. 390-396, févr. 2009.

[17] ABB, « Environmental Product Declaration - AC machine type HXR 355, 250 kW power ». .

[18] France Hydro-Electricité, Ademe, et ISL, « Vers la centrale hydroélectrique du XXIème siècle - Guide pour le développement de petites centrales hydroélectriques dans le respect des milieux naturels », France Hydro-Electricité, 2011.

[19] N. Maslov, « Approche multicritère pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables », Géographie, Université de Bretagne occidentale - Brest, 2015.

[20] J. Hinker, C. Hemkendreis, E. Drewing, S. März, D. I. H. Rodríguez, et J. M. A. Myrzik, « A novel conceptual model facilitating the derivation of agent-based models for analyzing socio-technical optimality gaps in the energy domain », *Energy*, vol. 137, p. 1219-1230, 2017.

[21] A. Osterwalder et Y. Pigneur, *Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers*. John Wiley & Sons Ltd, 2010.

[22] A. Joyce et R. L. Paquin, « The triple layered business model canvas: A tool to design more sustainable business models », *Journal of Cleaner Production*, vol. 135, p. 1474-1486, nov. 2016.

[23] N. Tchertchian et D. Millet, « Eco-maintenance for complex systems: application on system of renewable energy production », in *Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), 2014 3rd International Symposium on*, 2014, p. 1–7.
[24] P. Bihouix, *L'Âge des low tech - Vers une civilisation techniquement soutenable*. Seuil, 2014.
[25] Socialter, « L'avenir sera low-tech », nº Hors-série n°6, mai-2019.
[26] C. Sianipar, G. Yudoko, K. Dowaki, et A. Adhiutama, « Design Methodology for Appropriate Technology: Engineering as if People Mattered », *Sustainability*, vol. 5, nº 8, p. 3382-3425, août 2013.
[27] H. Dogan, « Méthodologie de conception des machines synchrones à aimants. Application au véhicule électrique avec chargeur rapide embarqué », phdthesis, Université de Grenoble, 2013.
[28] F. Wurtz, B. Delinchant, X. Brunotte, J. Pouget, et D. V. Binh, « Les enjeux de la conception en phase d'esquisse pour les systèmes du génie électrique: illustration sur le cas des systèmes énergétiques pour les bâtiments », présenté à SGE 2014 - Symposium de Génie Electrique 2014, Cachan, France, 2014, p. 8.
[29] IRENA, « Policies and Regulations for Renewable Energy Mini-grids », nov. 2018.
[30] W. W. Purwanto et N. Afifah, « Assessing the impact of techno socioeconomic factors on sustainability indicators of microhydro power projects in Indonesia: A comparative study », *Renewable Energy*, vol. 93, p. 312-322, août 2016.
[31] M. Kabalan et B. Anabaraonye, « Solar Photovoltaic versus Micro -Hydroelectricity: A Framework for Assessing the Sustainability of Community-run Rural Electrification Projects », in *Proceedings of the 4th IEEE Global Humanitarian Technology Conference, GHTC 2014*, 2014.

CHAPITRE IV

CONCEPTION DURABLE D'UNE SOLUTION HYDROLIENNE

Sommaire du chapitre IV

IV.1. Proposition de valeur 70
IV.1.1. Volet économique 71
IV.1.2. Volet environnemental 72
IV.1.3. Volet social 73
IV.1.4. Synthèse sur la proposition de valeur 74
IV.2. Application de la méthode multicritère de conception durable à une solution hydrolienne 76
IV.2.1. Exigences sociales 76
IV.2.2. Exigences techniques 78
IV.2.3. Exigences économiques 81
IV.2.4. Exigences environnementales 83
IV.2.5. Bilan des exigences pour la conception technique en phase d'esquisse 85
IV.3. Portrait-robot de la solution hydrolienne et de ses composants en phase d'esquisse 89
IV.3.1. Conversion mécanique, la turbine et la transmission 89
IV.3.2. Conversion électromécanique, la génératrice électrique et le convertisseur de puissance . 91
IV.3.3. Conversion électrique, transport à terre et connexion au réseau 96
IV.3.4. Bilan du portrait-robot 97
IV.4. Conclusion 99
IV.5. Références 101

Résumé du chapitre IV :

Pour répondre à la problématique identifiée au chapitre II, nous imaginons une solution hydrolienne adaptée au premier accès électrique d'une communauté isolée en élaborant sa proposition de valeur et son cahier des charges technique.

Dans un premier temps, nous construisons la proposition de valeur sur les volets économique, environnemental et social grâce à un outil nommé 'Triple Layered Business Model Canvas'. Nous pensons la solution hydrolienne de manière durable du point de vue de l'utilisateur. Toutes les relations entre le service électrique et les parties prenantes ainsi que les liens entre ces dernières sont décrites. La vision externe est centrée sur les interactions de la solution hydrolienne, en tant que boîte noire, avec son environnement extérieur.

Dans un second temps, nous imaginons la solution hydrolienne avec une vision complémentaire celle du concepteur technique. Nous sommes les designers du système destiné au premier accès électrique de communautés isolées. Nous utilisons la méthode multicritère de conception durable élaborée au chapitre III pour formuler des exigences sur le système à partir des critères de durabilité des dimensions technique, économique, environnementale et sociale. Grâce à cet outil, le designer transforme des exigences de durabilité en contraintes de conception de type performances techniques, design (structure et dimensionnement) ou comparaison avec une solution de référence (générateur diesel).

Dans un troisième temps, nous passons du niveau système au niveau composant afin de formuler le cahier des charges des sous-parties de la solution hydrolienne. Il s'agit de la phase d'esquisse où le concepteur dessine un portrait-robot du système complet et de ses sous-parties. Cette étape est déterminante dans la conception car les principales caractéristiques des composants y sont choisies, ce qui a pour conséquence de figer les traits principaux de la solution finale.

IV.1. Proposition de valeur

Concevoir une solution, c'est répondre à un besoin. Pour imaginer la solution hydrolienne, nous devons décrire le besoin, par exemple en s'inspirant d'un cas d'étude idéal. A partir des études de contexte présentées dans le chapitre II, nous brossons le portrait d'une communauté isolée en quête d'un premier accès à l'énergie qui pourrait utiliser une hydrolienne de rivière ou de mer.

- Description du cas d'étude type

Suite à l'état de l'art présenté dans les chapitres précédents, nous avons eu l'occasion de bénéficier de rencontres constructives qui nous ont permis d'améliorer notre connaissance du terrain, notamment au travers d'interview de communautés vivant sur des îles indonésiennes et dans la forêt amazonienne en Guyane. Les situations ont bien évidemment des particularités mais nous pouvons discerner suffisamment de points communs pour décrire la situation moyenne suivante.

La communauté type se trouve dans une région reculée et difficile d'accès, à proximité d'une rivière ou sur une ile. Elle est trop éloignée pour être raccordée au réseau électrique régional ou national. Elle compte des dizaines ou une petite centaine d'habitants répartis en quelques foyers. Etant en zone rurale, le village vit surtout de la pêche, de la chasse, de l'agriculture traditionnelle peu mécanisée des terres environnantes et de l'élevage de quelques bêtes. Certains ont des activités d'artisanat manuel à domicile ou dans un atelier. Les connaissances scientifiques, techniques ou industrielles sont très limitées. Les habitants vendent leurs productions sur les marchés locaux qui sont à bonne distance du village : les vendeurs font le déplacement tous les jours pour les produits frais (lait, poisson ou viande), de manière plus espacée pour les denrées plus résistantes (œufs, fruits, légumes, céréales) ou selon la production (artisanat, objet…). Visiter le centre urbain le plus proche pour aller aux marchés locaux est nécessaire pour acheter des produits complémentaires et des services non-disponibles dans le village comme la recharge de batterie ou le kérosène pour les lampes. Les revenus de la communauté sont faibles et la qualité de vie est potentiellement assez basse. Il existe une salle de classe avec un professeur qui vient quelques jours par semaine ; les enfants passent plus de temps à travailler avec leur famille qu'à étudier. Il n'y a pas de centre de santé dans la communauté, il faut aller au centre urbain le plus proche pour disposer de soins médicaux.

Cette communauté souhaite se développer et avoir une meilleure qualité de vie. Elle pourrait connaitre une nette amélioration grâce à un accès à l'électricité. Par chance, le territoire est propice à l'exploitation de l'énergie hydraulique grâce à une rivière, un estuaire ou une mer avec du courant ; il est envisageable d'y installer une hydrolienne pour apporter un premier accès à l'énergie.

- Imaginer une réponse au besoin de la communauté type

Nous nous positionnons en tant que développeurs du projet d'électrification de la communauté type. Nous imaginons une solution hydrolienne spécifique pour notre cas d'étude, grâce aux outils de conception du chapitre précédent. Nous utilisons le Business Model Canvas [1] et le 'Triple Layered Business Model Canvas' TLBMC [2] pour définir la proposition de valeur par rapport aux utilisateurs du service électrique sur les volets économique, environnemental et social dans les sous-parties suivantes.

IV.1.1. Volet économique

Le modèle d'affaires de la solution hydrolienne est présenté au Tab IV.1. Dans cette analyse coûts-bénéfices, la proposition de valeur est le service électrique avec les systèmes de production et de distribution pour atteindre les premiers niveaux d'accès à l'énergie. La production électrique est assurée par l'hydrolienne à la conception durable et accessible. Le système de distribution est basique avec des fils électriques et des compteurs pour chaque foyer afin de faciliter les paiements. Le village isolé est le client avec ses ménages, ses commerces et ses lieux publics. La relation client est primordiale dans les projets d'électrification de ce type car elle repose sur la confiance (par l'intermédiaire de la satisfaction pour le service).

En tant que développeurs de projets, nous identifions les activités, les ressources et les partenaires clés du service électrique. Nous choisissons la démarche locale en mettant la communauté au centre en tant que partie prenante forte en l'incluant dans l'installation, la gestion et la maintenance du service (après formation). Certains membres de la communauté ont un rôle particulier et sont employés du service pour le contrôle et la maintenance du système ainsi que la perception des paiements. De nombreux partenaires sont nécessaires au bon fonctionnement du service : les financiers, les politiques, les industriels et les commerciaux. En particulier, les industriels sont les fabricants des systèmes de production et de distribution choisis à l'échelle la plus locale possible. Il en est de même pour les vendeurs d'outils, de pièces de rechange et des appareils électriques utilisés par la communauté.

Tab IV.1 : Modèle économique de la solution hydrolienne sous la forme du Business Model Canvas.

<table>
<tr><td rowspan="2">Partenaires clés
• Financiers : bailleurs de fonds, agences de développement, banques nationales
• Politiques : décideurs locaux, gouvernement local
• Industriels : fabricants nationaux ou régionaux pour le système de production et le réseau de distribution
• Commerciaux : fournisseurs locaux de pièces de rechange, vendeurs d'équipements électriques</td><td>Activités clés
• Installation et entretien avec maintenance du système de production et distribution
• Récupération des abonnements et paiements pour le service</td><td rowspan="2">Proposition de valeur
• Service électrique permettant d'atteindre les premiers niveaux d'énergie : éclairage, ventilation, petits appareils électriques
• Système de production avec une hydrolienne conçue durablement, accessible financièrement et matériellement
• Système de distribution de l'électricité avec compteurs</td><td>Relation client
• Satisfaction pour le service
• Confiance
• Accessibilité</td><td rowspan="2">Segments clients
• Villages isolés non-raccordés au réseau électrique : foyers, commerces, lieux collectifs (centre de santé, école et éclairage de rues)</td></tr>
<tr><td>Ressources clés
• Site : potentiel hydrocinétique des courants, bonnes conditions pour l'installation d'une hydrolienne
• Système de production et de distribution en état de marche
• Population locale à tous les niveaux
• Intellectuelles : conception, développement et gestion du service et du système
• Techniques : installation, maintenance
• Financières : commerciaux et comptables</td><td>Canaux de distribution
• Initiation du projet grâce aux parties prenantes
• Service électrique à domicile (particuliers, entreprises, centres de vies, rues)</td></tr>
<tr><td colspan="3">Structure de coûts
• Coûts d'investissements du système de production et de distribution de l'électricité
• Coûts opérationnels : maintenance, pas de carburant (OPEX fortement réduits par rapport à un générateur diesel)
• Coûts réduits grâce à une démarche locale et de simplification du système</td><td colspan="3">Sources de revenus
• Subventions des partenaires financiers
• Abonnements des clients : paiement mensuel ou paiement au service. Tarif de l'électricité en accord avec les capacités de paiements des utilisateurs avec possibilité de microcrédits
• Revenus intégralement réinvestis dans le service</td></tr>
</table>

Les coûts sont les investissements pour l'hydrolienne et le système de distribution, ainsi que les coûts d'exploitation. Cette solution doit être moins chère qu'une solution de générateur diesel où les coûts sont déterminés par le prix du carburant et de son transport (d'autant plus en zone isolée). Les approches low-tech et locale sont des leviers pour baisser les coûts. Le prix de l'électricité payé par les foyers doit être inférieur ou égal à leurs anciennes dépenses énergétiques (lampe à pétrole, recharge de batteries). Les revenus du service tiennent compte des subventions des partenaires financiers qui complètent les coûts de production, même si certains recommandent de s'en passer [3]. Aujourd'hui, il est quasiment impossible de réaliser un projet d'électrification sans l'appui de bailleurs de fonds comme les agences de développement. Idéalement, le prix de la solution hydrolienne devrait être suffisamment bas pour permettre aux communautés cibles de faire sans ces acteurs internationaux ; en pratique, les revenus des communautés isolées des pays en développement sont trop faibles pour permettre cette indépendance financière. Ce constat explique l'importance du volet économique des projets d'électrification rurale : il faut programmer le développement d'activités rémunératrices grâce aux usages électriques et pas seulement l'électrification des ménages, qui n'est pas rentable seule [3].

IV.1.2. Volet environnemental

Cette partie et la suivante proviennent de l'approche durable ajoutée à la proposition de valeur traditionnelle [1]. A. Joyce et R.L. Paquin ont construit les couches environnementale et sociale sur le même format que le Business Model Canvas afin de lui donner plus de durabilité [2]. Le volet environnemental s'inspire de l'analyse du cycle de vie du service : il invite à mesurer les effets sur toutes les phases de vie et à générer plus de bénéfices environnementaux que d'impacts néfastes sur les échelles globale et locale. Le Tab IV.2 analyse les coûts-bénéfices environnementaux.

La valeur fonctionnelle choisie est la capacité à fournir de l'électricité à la communauté sur une période de 20 ans. Cette durée de vie est la moyenne observée dans la littérature [4], [5]. La phase d'utilisation impacte très peu, ce qui est typique des énergies renouvelables, à la différence d'un générateur diesel ou des lampes à pétrole. Nous choisissons une approche locale pour la production, les matériaux ainsi que l'approvisionnement et la sous-traitance dans le but de diminuer les impacts dus au transport. Les matériaux peuvent être des matières premières prélevées localement comme le bois ou issus du recyclage à l'image de 'Precious Plastic' qui broie des plastiques collectés et fabrique de nouveaux objets à partir de ces déchets [6]. La fin de vie des composants est dans cet ordre : la réutilisation, la réparation et le recyclage.

Les impacts environnementaux peuvent être évalués au moyen d'une analyse du cycle de vie et comparés à d'autres solutions. Des ACV existantes sur les micro-réseaux et les solutions hors réseau montrent que les systèmes électriques utilisant un générateur diesel ont plus d'impact que les systèmes PV [4], [5]. En effet, les impacts du générateur diesel apparaissent avec la combustion du diesel en phase d'usage. A l'inverse, les installations hybrides PV-batterie génèrent le maximum d'impacts à la fabrication à cause de la batterie surtout [4], [5]. Pour un premier accès à l'énergie, la batterie n'est pas présente dans notre solution : nous considérons le service basique où l'énergie produite est directement consommée. A l'issue de la phase de conception, la liste des matériaux et de l'énergie utilisée permettra de réaliser l'ACV de l'hydrolienne. Enfin, les impacts causés par l'hydrolienne sur le milieu aquatique devraient être réduits autant que possible grâce à une conception, un dimensionnement et des matériaux adaptés.

Tab IV.2 : Modèle environnemental de la solution hydrolienne sous la forme du TLBMC.

<table>
<tr>
<td rowspan="2">Approvisionnements et sous-traitance
• Fabrication de tous les composants du système et des outils pour l'installation et la maintenance
• Energie et eau pour les process
• (Equipement électrique : lampes, appareils électriques divers)</td>
<td>Production
• Fabrication locale des pièces de rechange et de certains outils</td>
<td rowspan="2">Valeur fonctionnelle
• Alimenter en électricité la communauté sur 20 ans</td>
<td>Fin de vie
• Privilégier la réparation pour le système global et ses composants
• Réutiliser des composants pour d'autres systèmes
• Recycler si pas réparé ou réutilisé</td>
<td rowspan="2">Phase d'utilisation
• Energie produite par l'hydrolienne (absence d'émissions à la production)
• Energie distribuée par le réseau électrique (absence d'émissions à la consommation)</td>
</tr>
<tr>
<td>Matériaux
• Matériaux les plus locaux possibles (bois, acier, plastiques transformés), éventuellement issus du recyclage : pièces de rechange et certains outils
• Energie et eau pour les process</td>
<td>Distribution
• Transports locaux pour acheminer les composants, les outils et les pièces de rechange : route, fleuve/mer</td>
</tr>
<tr>
<td colspan="3">Conséquences environnementales
• Impacts du système de production et de distribution répertoriés par une ACV complète
• Impacts locaux sur la rivière/mer pendant l'installation et l'usage
• Aucune émission sur la phase d'usage hormis celles liées à la maintenance</td>
<td colspan="2">Avantages environnementaux
• Production électrique avec une énergie renouvelable comparée à un générateur diesel (émissions de gaz à effet de serre et de polluants réduites comparées à un générateur diesel)
• Process et matériaux locaux pour diminuer les impacts sur l'environnement</td>
</tr>
</table>

IV.1.3. Volet social

La troisième couche du TLBMC est basée sur l'étude des relations entre les parties prenantes et, entre le service et les parties prenantes [2]. Par essence, un service électrique est un bénéfice social pour les utilisateurs ; il est toutefois possible de chercher à maximiser ses effets positifs directs ou indirects sur toutes les parties prenantes impliquées dans un projet d'électrification. Le Tab IV.3 montre l'analyse sociale du TLBMC pour notre solution hydrolienne.

La valeur sociale choisie ici est le développement global de la communauté (meilleure qualité de vie, santé, richesse, éducation...) grâce à l'accès à l'énergie ainsi que l'implication communautaire dans le projet. Les ménages et les commerces locaux voient la plus grande partie du changement, mais les effets se font sentir dans la communauté élargie et même à l'échelle régionale si l'approche locale est bien développée. Le développement de la communauté permet d'augmenter l'attractivité de la région et de limiter l'exode rurale. Localement, l'électricité permet des usages productifs, de meilleures conditions de travail et aussi l'augmentation des heures travaillées ce qui peut être négatif pour la santé. Une autre tendance négative peut apparaitre : la diminution de la vie communautaire par l'augmentation des usages individuels au sein des foyers.

Sur le domaine de la gouvernance, la communauté et les décideurs locaux doivent être consultés tout au long du projet. Les employés du service sont issus de la communauté et formés aux activités techniques et économiques. Les avantages sociaux comme la qualité de vie ou les conditions de travail doivent être maximisés par rapport aux impacts sociaux comme les risques électriques ou

l'augmentation du temps de travail. Enfin, l'hydrolienne doit être compatible avec les usages antérieurs de la rivière ou de la mer grâce à un dimensionnement et un positionnement adaptés au site.

Tab IV.3 : Modèle social de la solution hydrolienne sous la forme du TLBMC.

<table>
<tr>
<td rowspan="2">Communautés locales
• Développement de la communauté étendue grâce à de nouvelles activités économiques, culturelles permises par l'accès à l'énergie et le développement de ceux qui ont l'énergie
• Plus d'activités régionales : entreprises en lien avec la production, l'installation et la maintenance de la solution hydrolienne</td>
<td>Gouvernance
• Population et décideurs locaux impliqués dès le début du projet, consultés pour toutes les décisions
• Développeurs du projet proches du terrain pour comprendre les parties prenantes et instaurer la confiance</td>
<td rowspan="2">Valeur sociale
• Développement global de la communauté grâce à l'accès à l'énergie de manière durable
• Intégration de la communauté sur un projet collectif pour le bien de tous
• Améliorations sur la qualité de vie, le bien-être, la santé, l'éducation, la sécurité, la richesse, le divertissement</td>
<td>Culture sociale
• Modifie la vie de la communauté : nouveaux usages et modes de vie
• Le service permet de travailler plus longtemps et de cumuler des activités
• Les usages électriques personnels dans le foyer peuvent diminuer la vie communautaire</td>
<td rowspan="2">Utilisateur final
• Pour les foyers : augmentation de la qualité de vie, des revenus avec des activités rémunératrices, de l'éducation et de la santé
• Pour les commerces : moyens techniques accrus par l'électricité, conditions de travail améliorées, productivité augmentée avec la possibilité d'allonger les heures travaillées</td>
</tr>
<tr>
<td>Employés
• Population locale engagée pour l'installation et la maintenance du système
• Formation technique dispensée à la communauté
• Employés locaux responsables du service et de la collecte des revenus, avec de bonnes conditions de travail et de rémunération</td>
<td>Ampleur du rayonnement
• Amplifie les bénéfices de la solution hydrolienne à l'échelle locale
• En local : au sein des foyers et des entreprises, dans les centres communautaires
• De manière plus large avec des répercussions sur les échelles régionale et nationale
• Limite l'exode rural
• Attractivité régionale augmentée</td>
</tr>
<tr>
<td colspan="3">Conséquences sociales
• Compatibilité avec les usages de la mer/rivière (agriculture, pêche, tourisme, loisirs…)
• Augmentation du temps de travail
• Risques de l'installation électrique pour la sécurité des employés et de la population
• Peut occasionner une dépendance à l'électricité
• Rôles différents au sein de la communauté (jalousie envers les employés du service)</td>
<td colspan="3">Avantages sociaux
• Qualité de vie, santé, éducation des enfants (moins ou pas de travail infantile)
• Progrès sur les conditions de travail
• Engagement de la communauté grâce à la participation tout au long du projet, à la formation et à la maintenance</td>
</tr>
</table>

IV.1.4. Synthèse sur la proposition de valeur

Le développement local de la communauté est le point qui ressort le plus de notre proposition de valeur : l'approche de proximité est privilégiée pour tous les aspects du service (conception, gestion, entretien) et du cycle de vie (approvisionnement, installation, maintenance, fin de vie). Cette démarche est potentiellement bénéfique écologiquement (réduction du transport), économiquement (dépenses en interne) et socialement (engagement de la communauté). Cependant, la priorité locale peut avoir tendance à dégrader les performances de la solution parce que les compétences et capacités sont souvent plus faibles au niveau local qu'au niveau national ou à celui d'autres pays. Citons par exemple l'absence d'industriels régionaux/nationaux capables de

fabriquer le système (hydrolienne pour la production et compteurs pour la distribution) ou la difficulté d'approvisionnement d'appareils électriques efficaces (exemple des réfrigérateurs vitrines bon marchés disponibles partout dans le monde mais énergivores).

Notre solution et la démarche locale associée semblent difficiles à réaliser en pratique car elles requièrent un haut degré de connaissances multidisciplinaires sur la région. En particulier, explorer localement la fabrication et la réparation nécessite une vision claire des capacités industrielles et d'approvisionnement du pays, des compétences actuelles et prévisibles de la population ainsi que des capacités financières de la communauté. Si la situation est mal-appréciée, la solution imaginée pourrait être bancale ou même irréalisable. En conséquence, une forte collaboration entre les parties prenantes, les institutions locales, les entreprises est obligatoire pour obtenir une solution durable réalisable et un véritable développement régional.

En prenant du recul sur cet exercice, notre proposition de valeur semble pour le moins utopique étant donné qu'il n'existe à ce jour aucune installation électrique pensée sur ce modèle globalement durable. Les panneaux des systèmes solaires individuels sont forcément produits ailleurs, le générateur diesel présente de sérieux inconvénients sur le prix et le transport du carburant ainsi que sur l'empreinte carbone [5], la petite hydroélectricité peut avoir une approche locale comme en Indonésie où les composants sont fabriqués dans le pays [7] et la maintenance assurée localement mais la centrale nécessite des travaux importants qui engendrent des changements irréversibles sur la rivière. Telle que nous l'avons imaginée, notre solution hydrolienne est idéale et offre le maximum d'avantages pour le minimum d'inconvénients sur les tableaux économique, environnemental et social. Malgré leur caractère imaginaire, les utopies sont utiles : elles font avancer les réflexions en montrant la direction souhaitée même si elles ne sont pas réalisables à court-terme. A travers nos travaux de recherche, nous percevons cette proposition de valeur idéalisée comme une piste de réflexion pour les développeurs de projets afin d'atteindre une plus grande durabilité. Cela représente un cas limite théorique ou un asymptote vers laquelle les projets doivent tendre et pourrait même être utilisée sous forme de distance pour comparer des projets vis-à-vis d'une enveloppe multicritère idéale.

En définitive, la proposition de valeur permet de concevoir la solution par rapport à ses utilisateurs. Lors de cet exercice, le service électrique proposé n'est pas détaillé, c'est plutôt une boite noire alors que les interactions entre le service et son environnement (économique, environnemental et social) sont toutes analysées précisément. Définir une proposition de valeur avec l'outil TLBMC permet de concevoir le produit avec une vision utilisateur qui est plutôt extérieure ou externe. La solution sera entièrement imaginée avec la conception sous l'angle complémentaire, la vision interne. Dans ce cas, nous prenons le rôle du designer pour penser la solution technique et ses process. La méthode de conception multicritère élaborée au chapitre III est alors utilisée par le concepteur de technologie. Cette démarche est présentée dans les sections suivantes de ce chapitre.

IV.2. Application de la méthode multicritère de conception durable à une solution hydrolienne

Dans cette section, nous changeons de perspective d'étude sur la solution hydrolienne : nous laissons derrière nous la vision utilisateur et parties prenantes de la section précédente et nous embrassons maintenant la vision concepteur. L'objectif de cette phase d'esquisse est d'imaginer la solution hydrolienne en pensant son design au niveau système puis au niveau composant dans un second temps.

L'étude de la durabilité de la solution hydrolienne à l'échelle du système et des composants est alimentée par des retours d'expériences ; étant une technologie relativement récente, l'hydrolienne a peu d'informations mais elle peut être comparée à des structures voisines comme les centrales hydroélectriques ou les éoliennes qui ont bien plus d'années d'exploitation. Aujourd'hui, il n'existe pas de méthode de conception de dispositifs hydroliens prenant en compte les multiples contraintes liées à la durabilité globale du système. Néanmoins, certains outils peuvent s'en approcher comme :

- L'évaluation a posteriori de la durabilité de projet d'électrification créée par Ilskog et appliquée sur des centrales micro-hydroélectriques en Indonésie [8]. Une étude comparative a été menée par deux chercheurs indonésiens en reprenant la méthode développée par Ilskog [9] dont nous nous sommes déjà servi pour construire l'outil du chapitre III.
- Le Protocole d'évaluation de la durabilité de l'hydroélectricité publié par l'Association internationale de l'hydroélectricité (IHA) [10]. Ce rapport sert avant tout à unifier les pratiques du secteur et améliorer le caractère durable des projets hydroélectriques dans le monde entier notamment pour l'accès à l'énergie. Le Protocole constitue un cadre pour évaluer la durabilité sur le cycle de vie du projet (étape préliminaire, préparation, réalisation, exploitation). A chaque étape, une note sur 5 est attribuée (3 étant associé à la bonne pratique) sur les perspectives environnementales, sociales, techniques et financières du projet. Parmi les indicateurs, certains ne concernent que les centrales hydroélectriques et ne peuvent pas être adaptés aux hydroliennes, d'autres sont intéressants pour notre cas et déjà présents dans l'outil élaboré au chapitre III.

Nous utilisons donc l'outil de conception multicritère construit au chapitre précédent et l'appliquons au cas de la solution hydrolienne pour notre communauté type. Nous reprenons l'analyse des tableaux Tab III.3 à III.6 présentés avec les variables clés et leurs indicateurs pour chaque domaine de durabilité. Ces mêmes variables de durabilité étaient présentes plus-haut dans les paragraphes relatifs à la proposition de valeur mais elles servent ici à formaliser des contraintes de design pour la vision interne. Pour chaque domaine, nous analysons les variables et les indicateurs de durabilité et en extrayons des contraintes techniques liées au dimensionnement, aux performances ou à la structure même du produit. Au cœur de la phase d'esquisse, nous allons voir comment la conception technique tient compte en amont des exigences de durabilité.

IV.2.1. Exigences sociales

Les études d'impacts sociaux réalisées spécifiquement sur les hydroliennes ou les énergies marines sont rares. Notons deux références [11], [12] qui s'attachent à l'opinion du public, à la

propriété de la communauté et aux notions d'acceptabilité sociale, de prise de décision et d'engagement. Et nous avions déjà cité la thèse de Maslov qui prend en compte des contraintes économiques et sociales dans l'optimisation spatiale d'une ferme hydrolienne [13]. A ce stade, nous n'avons pas trouvé de nouveaux indicateurs sociaux spécifiques aux hydroliennes à ajouter dans notre outil de décision pour la conception d'installation énergétique élaboré au chapitre III. Nous reprenons donc le Tab III.3 donnant les variables et indicateurs de durabilité sociale pour la solution hydrolienne. Nous déterminons les répercussions techniques de ces exigences sociales dans la dernière colonne du Tab IV.4 ci-dessous.

Tab IV.4 : Critères sociaux de la méthode multicritère et prise en compte dans la conception technique de la solution hydrolienne.

Variable clé	Indicateur	Prise en compte technique
Développement de la communauté	Centres de santé et écoles électrifiés	Puissance, énergie et disponibilité
	Eclairage de rue	
	Lieux avec accès TV, internet	
	Part de la population électrifiée	
	Appareils électriques	
	Activités de loisirs	Design adapté
Intégration de la population	Engagement de la communauté, acceptation sociale	Design adapté (complexité)
Renforcement des capacités	Part de la population travaillant pour le service	
	Part du staff avec une éducation appropriée	
Relation client	Satisfaction	Puissance, énergie et disponibilité
Santé sécurité	Santé/sécurité des employés, usagers	Design adapté (complexité, encombrement)
Education	Etudes à la maison, à l'école	Puissance, énergie et disponibilité

Les exigences sociales impactent le dimensionnement de l'installation avec la puissance nominale, l'énergie délivrée et la disponibilité du système. Plus ces caractéristiques seront élevées plus le développement de la communauté sera intense et les clients seront satisfaits du service électrique. Nous nous reportons aux Tab II.1.a), b) et c) du chapitre II pour les caractéristiques minimales par foyer liées à chaque niveau d'accès à l'électricité [14]. Notre communauté type compte environ une vingtaine de foyers ; en se référant aux tableaux du chapitre II, la demande électrique du village entier s'élève au minimum à :

- Pour le 1er niveau d'accès : 60 W pendant 4 heures soit 240 Wh/jour et 88 kWh/an,
- Pour le 2ème niveau d'accès : 1 kW pendant 4 heures soit 4 kWh/jour et 1460 kWh/an,
- Pour le 3ème niveau d'accès : 4 kW pendant 8 heures soit 32 kWh/jour et 11680 kWh/an.

L'intégration de la communauté dans le projet d'électrification, le renforcement des capacités et la santé/sécurité impactent le domaine technique avec une contrainte sur la complexité de la solution hydrolienne. Le design des systèmes de production et de distribution et donc le design de leurs composants doit être bien adapté aux utilisateurs. Des technologies simples et accessibles sur le modèle des low-techs sont préférées.

Enfin, des valeurs maximales de masse et de volume pour les composants sont à définir suivant les moyens humains et matériels locaux afin d'assurer la sécurité de la population lors des manipulations du système (installation, maintenance).

IV.2.2. Exigences techniques

Le volet technique est habituellement le plus important pour le concepteur. Le Tab IV.5 reprend les variables et indicateurs de durabilité technique présentés au Tab III.4 pour la solution hydrolienne. La dernière colonne montre les répercussions techniques de ces exigences de durabilité.

Tab IV.5 : Critères techniques de la méthode multicritère et prise en compte dans la conception technique de la solution hydrolienne.

Phase de vie	Indicateur	Prise en compte technique
Fabrication	Part des éléments fabricables dans le pays	Design adapté (complexité)
Installation	Facilité de mise en place	Design adapté (complexité, encombrement)
Fonctionnement	Puissance installée	Puissance
	Electricité produite	Energie
	Rendement énergétique	Rendement
	Disponibilité	Disponibilité
	Facteur de charge	Facteur de charge
	Pertes techniques	Rendement
	Heures de service /jour	Puissance, énergie et disponibilité
	Usages permis par le service	
	Conformité aux normes du pays	Design adapté
	Compatibilité avec le futur service réseau	
	Durée de vie du service	
	Quantité de pétrole évitée	Comparaison générateur diesel
Maintenance	Fiabilité, sécurité, robustesse	Design adapté (fiabilité, complexité)
	Facilité à maintenir	Design adapté (complexité, encombrement)
	Disponibilité des pièces de rechange	Design adapté (complexité)
Fin de vie Recyclage	Facilité à recycler ou réutiliser	

La puissance, l'énergie produite, le rendement (hydraulique, mécanique et électrique), la disponibilité et le facteur de charge sont des critères techniques qui impactent directement la performance en fonctionnement de l'installation. Pour la production d'énergie à partir de ressource renouvelable diffuse et en particulier dans notre application d'accès à l'énergie, le rendement de l'installation électrique a moins de sens car l'énergie primaire est gratuite ; le critère d'efficacité en fonctionnement est donc important mais pas à favoriser de façon exclusive. Il peut être déterminé au regard des autres critères techniques. Les heures de service et les usages permis sont encore présents dans ce volet technique et concernent la puissance, l'énergie et la disponibilité. Nous ajoutons également un critère technique comparatif où la solution hydrolienne est comparée à une installation de référence avec un générateur diesel.

Les autres exigences techniques se transforment en contraintes sur le design de la solution : les indicateurs sélectionnés sont favorisés par un design où la complexité technique et l'encombrement

(masse, volume) du système sont adaptés au contexte et au projet. Ainsi les facilités à fabriquer, installer, maintenir et recycler en local dépendent uniquement du design de la solution.

La fiabilité est régie par le design et la complexité du système puis elle impacte la disponibilité. Il est surtout nécessaire d'étudier la fiabilité du système de production. En tant que technologie nouvelle, l'hydrolienne n'a pas de retour d'expérience utile pour identifier les composants de la chaine de conversion les plus problématiques. Néanmoins, nous pouvons utiliser les analyses existantes du secteur éolien sur l'hypothèse de proximité des structures de conversion. Les retours d'expériences dans le domaine sont nombreux, nous avons choisi deux études assez anciennes mais bien connues sur les éoliennes terrestres [15], [16]. Les graphiques de la Fig IV.1 présentent les taux de panne des composants ou sous-systèmes ainsi que les temps de panne associés [16]. Les données chiffrées étant différentes nous ne retiendrons que les ordres de grandeurs et donc les éléments critiques sur lesquels travailler en priorité. Nous distinguons alors les deux groupes suivants :

- Les systèmes mécaniques (rotor, nacelle et chaine cinématique) totalisent ensemble 40 à 45 % des pannes. En particulier, les composants les plus critiques sont : le pitch (système d'inclinaison des pâles) avec 22 % des pannes et 23 % du temps d'indisponibilité, le yaw (système de pivot pour maintenir la turbine face au vent) avec 12 % des pannes et 8 % du temps, le multiplicateur de vitesse avec 5 % des pannes et 5 % du temps [16] ou 10 % des pannes et 19 % du temps d'après [15]. Une étude de 2016 montre que le multiplicateur d'une éolienne passe 20 % de sa durée de vie en maintenance [17].
- Le système de conversion électromécanique est responsable de 33 % des pannes et de 38 % du temps indisponible. Dans ces études, la conversion de l'énergie se fait avec une génératrice et un convertisseur de puissance pour exploiter la vitesse variable. Ainsi, dans cette configuration très répandue, le convertisseur de puissance cause 13 % des pannes et 18 % du temps de panne et la génératrice 7 % des pannes pour 11 % du temps.

Ainsi, les technologies hydroliennes en développement aujourd'hui présentent déjà des systèmes mécaniques simplifiés pour gagner en fiabilité par rapport à l'éolien. L'annexe 3 sur l'état de l'art hydrolien montre que le pitch est peu présent sur les machines de grande taille, le yaw est quasiment absent et le multiplicateur de vitesse peut être remplacé par un générateur à grand nombre de pôles dans une conversion à entrainement direct [18].

Dans les générateurs et leurs convertisseurs, l'usure puis les pannes seraient dues à la température, en particulier à son cyclage [19]. En effet, les dispositifs électriques utilisés dans l'éolien subissent des contraintes en température fortes et un cyclage plus important que dans une utilisation industrielle : à cause du vent, les variations de puissance sont importantes et de grande fréquence ce qui se répercute directement sur la température des composants. Une solution simple à ce problème est de dimensionner thermiquement au pire cas les systèmes et/ou d'améliorer le refroidissement.

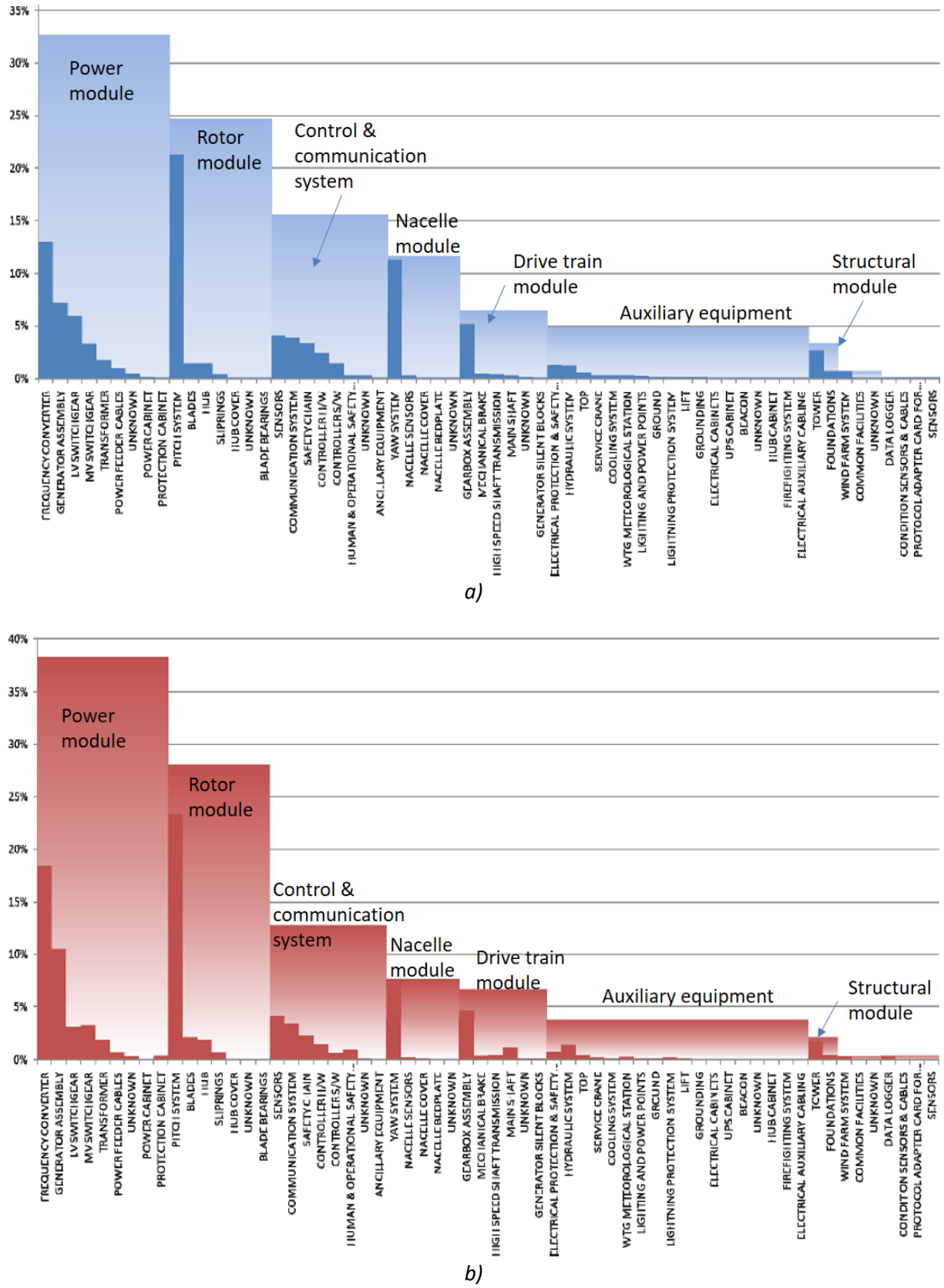


Fig IV.1 : a) Taux de panne (nombre de pannes/turbine/an) en % en fonction des sous-ensembles et leurs composants et b) Temps perdu par an (quantité normalisée en %) à cause des pannes des sous-systèmes et leurs composants [16].

En comparaison, l'hydrolien subit moins de variations que l'éolien, c'est un avantage qui permet de moins surdimensionner les installations. Il y a plus d'études de tolérance à la panne pour les convertisseurs que pour les machines en raison de leur plus faible MTBF mais il existe quelques recommandations sur les génératrices, en particulier pour les hydroliennes, comme l'utilisation de machines polyphasées [20], [21] ou le rejet des bagues électriques au rotor [22]. Plus généralement, le taux de panne augmente avec la puissance des éoliennes et avec la vitesse du vent [19]. C'est un argument supplémentaire pour les systèmes de faible puissance quitte à multiplier les unités.

Dans notre cas, la disponibilité du service doit être maximisée grâce à un travail amont sur la fiabilité et l'adaptation du design. Pour avoir une disponibilité élevée, nous avions présenté cinq conditions au chapitre précédent [23]. Il faut de la prévention en choisissant des systèmes fiables : analyser les possibilités de se passer des sous-systèmes critiques comme le pitch, le yaw, le convertisseur ou le multiplicateur de vitesse. Il faut prévoir et éviter les pannes grâce à la supervision qui permet de réaliser une maintenance dès réception d'une alerte, c'est la 'condition-based maintenance', ou grâce à un contrôle adapté qui sollicite moins le système et repousse ainsi l'heure de la panne, c'est le 'condition-based control' [24]. La maintenance est préventive et corrective [25] ; la préventive immobilise l'installation et stoppe la production, il faut trouver l'optimum de la fréquence d'intervention pour ne pas dégrader la disponibilité et le LCOE sachant qu'augmenter l'intervalle entre maintenances augmente le risque de panne [17]. Dans notre cas, des employés locaux formés sur l'installation réalisent l'entretien et la maintenance surtout corrective et les outils de supervision sont réduits au minimum ou inexistants. La stratégie de récupération de l'énergie doit exploiter des régimes de fonctionnement stables et uniformes quitte à ce que le rendement soit plus faible. Il faut également de la tolérance à la panne rendue possible par la redondance, la détection de la panne puis l'adaptation du contrôle, l'isolement de la panne et son confinement, la relève de l'incident pour effectuer une maintenance ultérieure. Dans notre solution hydrolienne, toutes ces étapes nécessitent l'intervention des employés locaux. Concernant la redondance des éléments, il est important de noter que l'augmentation du nombre de composants a pour effet de diminuer le MTBF global alors qu'on souhaite l'augmenter : il faut trouver l'équilibre [23].

Nous avons analysé la manière dont les critères de durabilité technique se traduisent en contraintes techniques à considérer pour la conception de la solution hydrolienne au niveau système. A la section suivante, nous verrons plus en détails comment toutes ces exigences sont incluses dans la conception des composants de la chaine de conversion.

IV.2.3. Exigences économiques

Nous avions déjà exposé des considérations économiques et financières sur les hydroliennes dans la section II.2.2 du chapitre II. Nous avions vu les coûts des projets hydroliens industriels avec les CAPEX, OPEX et le LCOE. Notre solution hydrolienne pour l'accès à l'énergie des zones isolées est à ce point éloignée des solutions hydroliennes actuelles qu'il est impossible de se référer aux chiffres précédents.

Nous utilisons maintenant l'analyse économique de l'outil de décision multicritère sur notre solution hydrolienne. Le Tab IV.6 reprend les variables et indicateurs de durabilité économique présentés au Tab III.5 pour la solution hydrolienne. La dernière colonne montre la prise en compte technique des exigences économiques.

Tab IV.6 : Critères économiques de la méthode multicritère et prise en compte dans la conception technique de la solution hydrolienne.

Variable clé	Indicateur	Prise en compte technique
Perspective financière gestionnaire	Retour sur investissement, période de remboursement	-
	Valeur actuelle net de l'investissement	-
	CAPEX	Design adapté (complexité), puissance, énergie et disponibilité
	OPEX	Design adapté (fiabilité, complexité, encombrement)
	LCOE	Design adapté (fiabilité, complexité, encombrement), puissance, énergie, disponibilité
	Rentabilité	-
	Part des profits réinvestis	-
Création d'emplois	Part de l'électricité utilisée pour des activités rémunératrices	Puissance, énergie et disponibilité
	Nombre d'entreprises, emplois concernés pour fabriquer, maintenir le service	Design adapté (complexité)
Environnement économique	Possibilités de microcrédits pour se connecter à l'électricité	-
	Subventions pour le service	
	Compatibilité de la solution avec des activités économiques	Design adapté
Budget des foyers	Prix de l'électricité	Design adapté (fiabilité, complexité, encombrement), puissance, énergie, disponibilité
	Temps productif	Puissance, énergie et disponibilité

Le modèle d'affaire de la solution hydrolienne a été détaillé dans la section précédente IV.1.1. Quelques indicateurs de durabilité ont été pris dans le scénario économique comme la rentabilité, les profits réinvestis ou les microcrédits. Nous nous concentrons ici uniquement sur les critères pouvant se traduire en contraintes techniques pour le concepteur.

Concernant la perspective financière du gestionnaire, nous sélectionnons les critères CAPEX, OPEX et LCOE. Les investissements sont reliés à la complexité de la solution ainsi qu'à son dimensionnement avec la puissance, l'énergie et la disponibilité. Les coûts opérationnels sont impactés par la fiabilité bien sûr et par la complexité, le volume et la masse qui jouent dans les temps d'intervention et les moyens nécessaires pour la maintenance. Enfin, le LCOE est concerné par tous ces critères en tant que combinaison des CAPEX, OPEX et énergie produite.

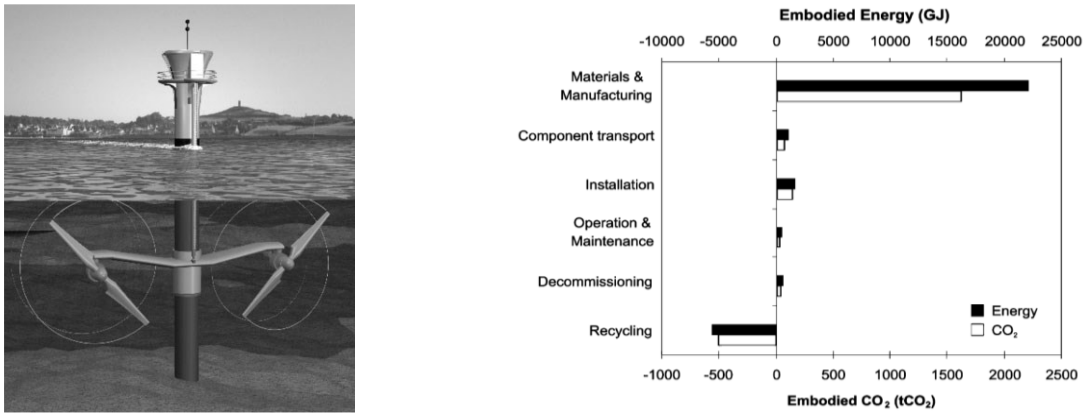
Le concepteur pense à la création d'emploi à travers la quantité et la qualité de l'énergie disponible. Les emplois en lien direct avec la fabrication, l'installation, la maintenance et le recyclage du service sont tributaires du design du système et de sa complexité.

Finalement, le prix de l'électricité est égal au LCOE modulo les subventions extérieures pour que la communauté accède au service, il est donc impacté par les mêmes critères techniques. Il est possible de cibler un tarif de l'électricité de l'installation par comparaison avec les tarifs des systèmes des

premiers accès à l'énergie. Quelques tarifs présentés au chapitre II : pico et micro-hydroélectricité 0.05-0.30 $/kWh comparé à 0.6-1.2 $/kWh pour le générateur diesel (niveaux d'accès 2-3) [26].

IV.2.4. Exigences environnementales

Quelques études sur les énergies marines et les hydroliennes présentent leurs impacts sur l'environnement global et local. Il existe une ACV de Seagen prenant en compte l'hydrolienne sur son pylône, les fondations et la connexion au réseau jusqu'en bout de câble sous-marin sur 20 ans [27]. Pour la phase de fabrication, l'énergie utilisée par les outils est incluse mais pas leur ACV propre. Une maintenance est prévue tous les cinq ans avec le changement des roulements, de l'huile de la boite de vitesse et de la peinture. D'après la Fig IV.2, la phase la plus impactante est l'extraction des matières premières (plus de 80 % d'acier) et la fabrication, soit 86 % de l'énergie grise totale. Les résultats de Seagen sont normalisés par rapport à l'énergie produite sur toute sa vie pour être comparés à d'autres dispositifs de production d'énergie. L'intensité carbone (masse de CO_2 émis sur la vie du produit divisée par l'énergie produite) de Seagen est de 15 gCO_2/kWh avec le recyclage ou 20 sans le recyclage. Cette valeur est comparable à celle de l'éolien ou de l'hydraulique, en étant bien plus faible que le solaire et les fossiles. Les analyses sont toutefois sensibles à la production de la turbine, l'intensité carbone-énergie de chaque matériau et au recyclage. Il existe également une ACV comparative sur quatre hydroliennes différentes pour une unité fonctionnelle d'une ferme de 10 MW sur 100 ans [28]. Il en ressort une intensité carbone faible située entre 18 et 35 gCO_2/kWh pour l'hydrolien contre 8-12 gCO_2/kWh pour l'éolien, environ 30 pour le solaire photovoltaïque, 70 pour le nucléaire et 1000 pour le charbon [28].



a) *b)*

Fig IV.2 : a) Illustration de l'hydrolienne Seagen et b) Consommation d'énergie et émissions de CO_2 sur chaque phase de vie de Seagen [27].

Au niveau local, il existe des études sur les énergies marines, vagues et courants. Les projets considérés sont variés et les résultats nuancés. Les impacts environnementaux sur les habitats et les espèces ne sont pas bien compris pour l'instant au stade de démonstrateur. Ils semblent être faibles si la ferme n'est pas dense et réversibles à l'enlèvement de celle-ci. D'après [11], [12], [29], il s'agit de : modification de la houle et des vitesses des courants, des flux hydrodynamiques et du transport sédimentaire, perturbation des habitats benthiques (formation de récifs artificiels, zones marines protégées), biofouling (encrassement biologique), pollution, champs électromagnétiques, risque de collision, bruit.

Le biofouling est le développement d'organismes vivants, des biofilms aux invertébrés, sur des objets en contact avec l'eau souvent en milieu marin. Des recherches sont actuellement menées à l'université de Caen avec la thèse de Robin à propos de l'impact du biofouling sur les performances (hydrodynamique et électrique) des hydroliennes [30]. Les méthodes pour stopper ou ralentir le biofouling sont surtout mécaniques (curages) et/ou chimiques (biocides). Parmi les options présentées par [31], certaines font sens dans notre contexte : une vitesse d'eau élevée (2.5-3 m/s) en permanence empêcherait la fixation de moules sur la turbine ; un comportement thermique approprié (40°C pendant une heure) détruirait toute la couche fixée sur la génératrice par exemple. En effet, il apparait qu'une augmentation de température aide les organismes à se développer mais seulement jusqu'à un certain seuil : 35-50 °C serait un intervalle de températures destructrices pour le biofouling [32].

A la suite de ces études d'impacts spécifiques aux énergies marines, nous reprenons le travail de conception de notre solution hydrolienne en intégrant les propositions précédentes. Le Tab IV.7 montre les variables et indicateurs de durabilité environnementale présentés au Tab III.6 en y ajoutant la dernière colonne sur les répercussions techniques de ces exigences environnementales.

Tab IV.7 : Critères environnementaux de la méthode multicritère et prise en compte dans la conception technique de la solution hydrolienne.

Echelle	Indicateur	Prise en compte technique
Impact global	Part d'énergie renouvelable dans la production d'électricité	-
	ACV du système	Design adapté (écoconception)
	Potentiel de réduction CO_2	Comparaison générateur diesel
Impact local	Utilisation des terres, de l'eau	Design adapté (encombrement)
	Niveau de bruit	
	Impact visuel esthétique	
	Compatibilité avec des activités non-économiques	Design adapté
	Réseau électrique et route d'accès	-
	Emissions dans l'eau, air, sol	Design adapté (écoconception)
	Modification de température	
	Faune/flore terrestre/aquatique	
	Conditions climatiques extrêmes (crue, cyclone, tsunami)	Design adapté (fiabilité, écoconception)

L'étude environnementale de la solution hydrolienne à l'échelle globale se fait par une ACV en comparaison avec la solution de référence, le générateur diesel. La prise en compte technique se fait grâce à l'écoconception du système et de ses composants afin de proposer un design adapté. La démarche d'écoconception nécessite un diagnostic initial pour cibler les postes avec les impacts environnementaux les plus élevés puis un travail d'amélioration ciblé. Pour des technologies nouvelles, la démarche est plus complexe car elle nécessite des itérations successives et/ou des comparaisons avec des produits voisins. Dans notre cas, nous pouvons initier l'écoconception avec les ACV d'hydroliennes [27], [28] puis proposer des changements au niveau système et composant puis essayer de quantifier les nouveaux impacts par comparaison.

Les impacts environnementaux locaux concernent la faune/flore, les habitats de la rivière ou de la mer, les milieux à proximité ainsi que les humains. La prise en compte technique de ces indicateurs

environnementaux réside dans la proposition d'un design adapté en partie basé sur une écoconception localisée. Le degré de prise en compte dépend du contexte local, il est à fixer avec les parties prenantes : les contraintes sur le système seraient plus sévères dans le cas d'une réserve naturelle ou d'une zone protégée. Comme vu plus-haut, ces impacts sont proportionnels aux dimensions de l'installation.

Enfin, le dernier indicateur sur la résistance aux conditions climatiques extrêmes fait appel à un design adapté et à la fiabilité. Le concepteur cherchera des solutions parmi des systèmes robustes, résilients ou réparables.

IV.2.5. Bilan des exigences pour la conception technique en phase d'esquisse

Au sein du processus de conception, nous sommes dans la phase dite d'esquisse. Certains chercheurs du laboratoire G2Elab ont défini cette étape sur la conception des systèmes énergétiques pour les bâtiments [33] : « [Lors de cette phase, le concepteur] explore le maximum de possibilités avec des outils de modélisation et d'aide à la décision pertinents afin de fixer les bons choix dès les phases initiales, et en intégrant au plus tôt des aspects habituellement décidés très tard dans le cycle de conception des produits. ». Aujourd'hui, les outils dédiés à la phase d'esquisse ne sont pas répandus alors que cette approche systémique est délicate car « seuls les critères, contraintes et objectifs principaux sont accessibles et définissables» [34]. Le niveau de compétence nécessaire est à son maximum car l'expert est énormément sollicité lors de cette phase où 75 à 80 % des décisions sont prises. En construisant la méthode multicritère de conception durable au chapitre III, nous avons ajouté une contribution à la recherche sur la phase d'esquisse pour la conception durable de systèmes énergétiques.

L'optimisation en phase d'esquisse peut être utilisée comme un outil d'aide à la décision. Les modèles représentatifs des systèmes y sont de préférence grossiers et simples, idéalement analytiques ; ils contiennent les informations en adéquation avec l'objectif d'esquisse comme les dimensions, les performances techniques, économiques, environnementales et sociales dans la mesure du possible [33]. A l'inverse, le problème d'optimisation est complexe à cause d'un grand nombre de variables et de contraintes. Dans notre cas, les performances techniques, économiques, environnementales et sociales sont les indicateurs de durabilité issus de la méthode multicritère.

La Fig IV.3 représente le schéma idéal de notre conception en phase d'esquisse. Le modèle central reçoit des paramètres d'entrée qui sont indépendants du concepteur et spécifiques au projet (à la communauté, aux conditions du site…) ou choisis par le concepteur comme le design (structures, technologies) et le dimensionnement. La construction du modèle système de la solution hydrolienne est infaisable en un bloc car les entrées et les sorties du modèle sont trop nombreuses et de nature qualitative et quantitative. Pour pallier à ce problème, nous décidons de réaliser un changement de variable sur les paramètres du modèle pour que les nouvelles variables soient compatibles avec la modélisation système. Ce travail a été réalisé dans cette section dans les Tab IV.4 à 7 : nous avons traduit les nombreux indicateurs en une dizaine de critères techniques principaux à considérer dans la conception du système en phase d'esquisse. Le Tab IV.8 fait le bilan de ces contraintes regroupées sous trois types : les contraintes de performances techniques, de design adapté et de comparaison avec la solution de référence (générateur diesel).

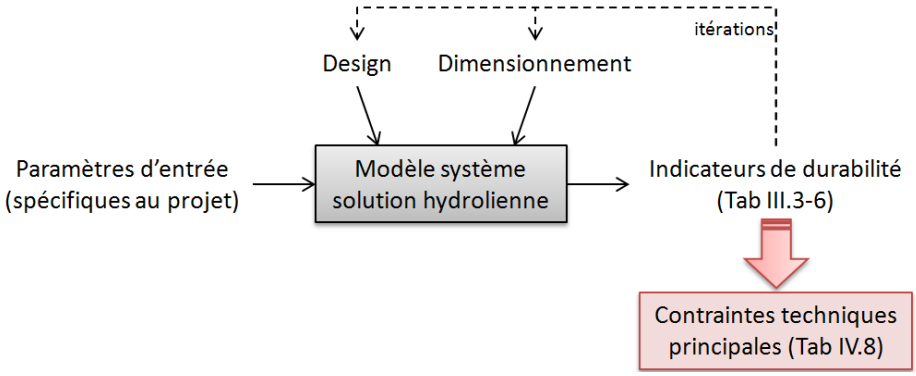


Fig IV.3 : Conception en phase d'esquisse de la solution hydrolienne : cas idéal du modèle système.

Tab IV.8 : Bilan des contraintes techniques principales pour la solution hydrolienne.

Type	Contrainte technique principale
Performances techniques	Puissance
	Energie
	Rendement
	Disponibilité
	Facteur de charge
Design adapté	Fiabilité
	Complexité
	Encombrement
	Ecoconception
Comparaison	Comparaison générateur diesel

Les performances techniques apparaissent toutes individuellement dans le volet technique et sont visibles dans chaque domaine de la durabilité, en particulier le trio puissance, énergie et disponibilité. Ce trio traduit le niveau d'accès à l'énergie disponible grâce à la solution hydrolienne ce qui a des répercussions économiques et sociales importantes. Par ailleurs, les performances ne sont pas toutes indépendantes car l'énergie est calculée avec la puissance, le rendement, la disponibilité et le facteur de charge.

La comparaison avec le générateur diesel vient des indicateurs technique « quantité de pétrole évitée » et environnemental « potentiel de réduction CO_2 ». La comparaison avec la solution de référence peut se faire sur des critères variés en plus des précédents : coûts, encombrement, santé, temps passé pour l'entretien, etc. Le choix des critères retenus se fait après discussion entre le concepteur et les parties prenantes.

Moins explicites que les performances techniques, les contraintes de design adapté n'en sont pas moins importantes et présentes. Le Tab IV.9 regroupe à ce titre tous les indicateurs de durabilité à l'origine des exigences sur le design adapté et de ses spécificités en termes de fiabilité, complexité, encombrement et écoconception. Parmi l'éventail de solutions techniques disponibles, le concepteur sélectionne les structures les plus adaptées au contexte de l'accès à l'énergie de communautés isolées c'est-à-dire des technologies compatibles avec l'existant et le futur, qui présentent une complexité et un encombrement réduits et qui limitent les impacts environnementaux. Encore une fois, une discussion entre concepteur et parties prenantes permet de trier et ordonner les critères de

design selon le projet. Le travail de l'expert technique présente un degré de complexité élevé lors de cette phase d'esquisse parce qu'il nécessite de nombreuses connaissances pour comparer les technologies possibles et de l'innovation pour proposer des structures inédites ou mêmes des structures oubliées. Par ailleurs, la pertinence du design adapté proposé par l'expert est relatif au nombre de structures connues par cet expert qui est inférieur au nombre réel de technologies candidates à travers le monde.

Tab IV.9 : Indicateurs de durabilité à l'origine du design adapté.

Contrainte Design Adapté	Indicateur de durabilité	Domaine
Design adapté	Activités de loisirs	S.
	Conforme aux normes pays et futur réseau	T.
	Durée de vie de l'installation	
	Compatibilité avec activités économiques	Eco.
	Compatibilité avec activités non-économiques	Env.
(encombrement)	Utilisation terres, eau ; Niveau de bruit ; Impact visuel/esthétique	Env.
(fiabilité, complexité)	Fiabilité, sécurité, robustesse	T.
(complexité)	Intégration population et renforcement des capacités	S.
	Fabrication locale, Disponibilité des pièces de rechange, Facilité à réutiliser, recycler	T.
	CAPEX	Eco.
	Entreprises/emplois dans et pour le service	
(complexité, encombrement)	Santé/sécurité	S.
	Facilité d'installation et de maintenance	T.
(fiabilité, complexité, encombrement)	OPEX, LCOE	Eco.
	Prix de l'électricité	
(écoconception)	ACV	Env.
	Emissions dans eau/air/sol	
	Modification de la température	
	Faune/flore terrestre/aquatique	
(fiabilité, écoconception)	Condition climatique extrême	Env.

Puisqu'elles sont issues de la quasi-totalité des indicateurs de durabilité, les contraintes techniques principales doivent apparaitre comme paramètres d'entrée ou de sortie du modèle système dans le nouveau schéma de conception en phase d'esquisse. Par contre, ces contraintes sont encore de nature qualitative et quantitative ; il faut transformer le modèle pour qu'il reçoive les deux types de paramètres et/ou les prendre en compte séparément. D'un autre côté, certains indicateurs quantitatifs non-techniques donc non-présents au Tab IV.8 sont des performances économiques, environnementales ou sociales qui doivent apparaitre dans la conception. Pour une première version de la solution hydrolienne, le concepteur peut choisir de retenir les coûts CAPEX, OPEX et LCOE, les résultats d'ACV et la modification de la température de l'eau.

La Fig IV.4 décrit le nouveau schéma de conception en phase d'esquisse qui succède au schéma idéal mais irréaliste de la Fig IV.3. Le processus de conception se déroule alors en deux temps :

- un premier temps pour choisir le design du système,
- un second temps pour le dimensionner.

La modélisation du système est aussi partagée en deux blocs modèles associés à ces temps :

- le portrait-robot,
- le modèle analytique.

Le portrait-robot résulte du choix de l'expert : grâce à ses connaissances sur les technologies, les structures possibles et en lien avec le contexte (données spécifiques au projet), l'expert définit le portrait-robot du système. Il en ressort des indicateurs qualitatifs de design (fiabilité, complexité, écoconception) et des paramètres liés au design choisi. Une fois que le design est figé, il ne reste plus que le dimensionnement. Le modèle analytique système prend des paramètres de design, de dimensionnement et des paramètres spécifiques au projet en entrée et il donne des indicateurs quantitatifs techniques, économiques et environnementaux en sortie.

Le processus comporte des boucles de rétroaction en pointillés sur le schéma. Dans un premier temps, l'expert peut changer le design si les indicateurs en sortie du portrait-robot ne conviennent pas. Dans un second temps, une optimisation des indicateurs quantitatifs peut être mise en place si le modèle analytique le permet : les indicateurs techniques sont maximisés et les autres minimisés. Nous aboutissons à un problème de conception plutôt classique avec des objectifs contraires dont les poids des indicateurs sont fixés par le concepteur en concertation avec les parties prenantes. La comparaison avec la solution générateur diesel permet de fixer des valeurs seuils. Enfin, la dernière boucle se passe quand les indicateurs quantitatifs ne conviennent pas quel que soit le dimensionnement et qu'il faut revenir sur le choix du design.

L'objectif de la phase d'esquisse étant de rédiger le cahier des charges du système complet, les blocs modèles systèmes doivent être décomposés en sous-blocs représentatifs de chaque composant de la chaine de conversion. Pour optimiser en phase d'esquisse à ce niveau, il faut répliquer le schéma de la Fig IV.4 pour tous les composants avec leurs paramètres et indicateurs.

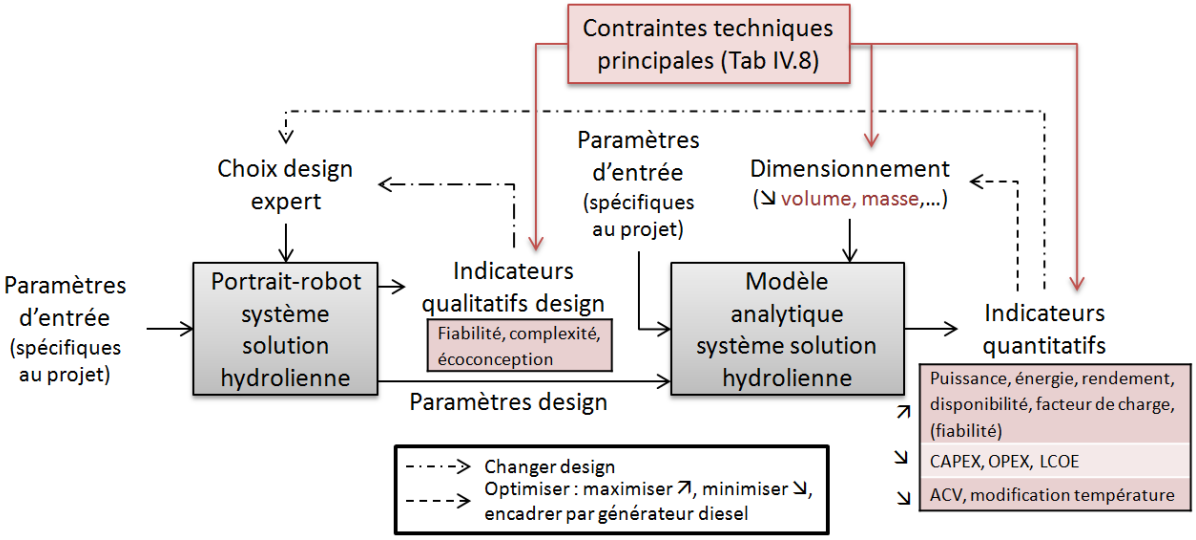


Fig IV.4 : Conception en phase d'esquisse de la solution hydrolienne avec le portrait-robot et le modèle analytique du système.

IV.3. Portrait-robot de la solution hydrolienne et de ses composants en phase d'esquisse

Dans cette nouvelle section, nous sommes toujours dans la conception en phase d'esquisse de la solution hydrolienne. Plus précisément, nous allons dessiner le portrait-robot du système par l'intermédiaire des portraits de ses composants. Dans le rôle de l'expert, nous faisons des choix structurants sur les composants (choix de technologie, structure et caractéristiques principales) en prenant le cas d'étude de la communauté type. En cohérence avec le schéma de conception en phase d'esquisse de la Fig IV.4, nous essayons d'évaluer pour chaque design les indicateurs qualitatifs principaux (fiabilité, complexité, écoconception) et les indicateurs liés au design adapté regroupés dans le Tab IV.9 puis reboucler en choisissant des nouvelles structures jusqu'à identifier le meilleur design.

La fiabilité des hydroliennes a été analysée à la section IV.2.2 via les retours d'expérience de l'éolien et hydrolien. Nous sélectionnons plusieurs axes d'amélioration et de simplification de la chaine de conversion dont la structure classique est Fig II.6. Dans les trois parties suivantes, nous dressons le portrait-robot des composants de la chaine de conversion : turbine et transmission, génératrice et convertisseur, conversion électrique, transport à terre et connexion au réseau local.

IV.3.1. Conversion mécanique, la turbine et la transmission

La conversion mécanique est assurée par la turbine et une chaine cinématique comportant généralement un multiplicateur de vitesse. Nous proposons ici des choix de structures mécaniques qui devront être évaluées par des experts du domaine avant d'être intégrées à la solution hydrolienne.

Les turbines des hydroliennes peuvent être à axe horizontal, vertical ou à hydrofoil oscillant [35]. Les structures les plus répandues sont celles à axe horizontal dans une large mesure puis celles à axe vertical [36]. Certaines structures présentent des convergents ou divergents pour accélérer la vitesse du courant au niveau des pâles et ainsi augmenter la puissance récupérable [37]. Ces deux designs semblent pareillement adaptés à notre contexte et donc présenter sensiblement les mêmes résultats sur les indicateurs qualitatifs de performances. A la suite des études de fiabilité, nous n'utilisons pas de pitch pour gérer l'inclinaison des pâles ni de yaw pour orienter la turbine dans le courant. Le fixed-pitch nécessite un travail plus important sur le contrôle de la génératrice (comme le défluxage pour les machines à aimants) afin d'offrir le meilleur rendement de conversion [38], [39].

Les matériaux utilisés pour les turbines sont des composites ou des aciers recouverts de peintures biocides. Ils sont parmi les plus complexes, les plus chers et les plus dommageables pour l'environnement. Nous proposons plutôt l'emploi de matériaux locaux comme le bois, l'acier sans biocides ou même le plastique s'il est issu du recyclage. Ces matériaux bruts nécessiteront sûrement plus d'entretien et de changement (possible augmentation de l'OPEX) mais ils bénéficient d'un approvisionnement local ce qui facilite fabrication et maintenance. En particulier, dans l'éventualité de condition climatique extrême qui endommagerait la turbine, celle-ci serait plus rapidement remplacée, limitant ainsi les temps de coupure (ce qui est bénéfique au niveau de l'OPEX).

La chaine cinématique regroupe les pièces mobiles comme les arbres de transmission, les engrenages, les roulements. Il faut souvent un multiplicateur mécanique pour ajuster les vitesses de rotation mécanique et électrique : l'arbre de la turbine tourne lentement alors que l'arbre du rotor de la génératrice doit tourner beaucoup plus rapidement. Nous avons vu dans la partie précédente que le multiplicateur a une faible fiabilité et un coût élevé (OPEX). Le problème d'usure mécanique dans les roulements et les engrenages peut être réglé en les enlevant (pas de multiplicateur donc entrainement direct), en les remplaçant par des systèmes magnétiques (multiplicateurs magnétiques [40]) mais très chers, ou en réduisant l'usure par design et contrôle actif à base d'électronique de puissance [41] (pas forcément compatible avec une approche low-tech). Il existe des générateurs à entrainement pseudo-direct où générateur et multiplicateur magnétique sont intégrés [42]. Ces structures étant complexes et coûteuses, nous optons pour un entrainement direct sans multiplicateur. L'adaptation des vitesses est alors déportée sur la génératrice électrique qui doit avoir un grand nombre de paires de pôles.

En restant en phase d'esquisse, nous entrevoyons le dimensionnement de la turbine en calculant quelques ordres de grandeur de puissance mécanique pour un design à axe horizontal. Le rendement hydraulique ou coefficient de puissance C_p est pris égal à 30 % et le rendement électrique à 80 % (valeurs typiques de la littérature). En pratique, le C_p varie en fonction de la vitesse de l'eau, de la vitesse de rotation de la turbine et de la charge. La Fig IV.5 présente la puissance mécanique disponible sur la turbine en fonction du rayon des pâles et de la vitesse de l'eau. Nous avons placé les valeurs (converties en watts mécaniques) des premiers niveaux d'accès à l'énergie de notre communauté type. L'intervalle de vitesse [0.5 ; 2] m/s est typique des courants de rivière et de marée. Le Tab IV.10 complète en donnant le rayon minimum pour que la turbine ait assez d'énergie pour chaque niveau d'accès et chaque vitesse d'eau.

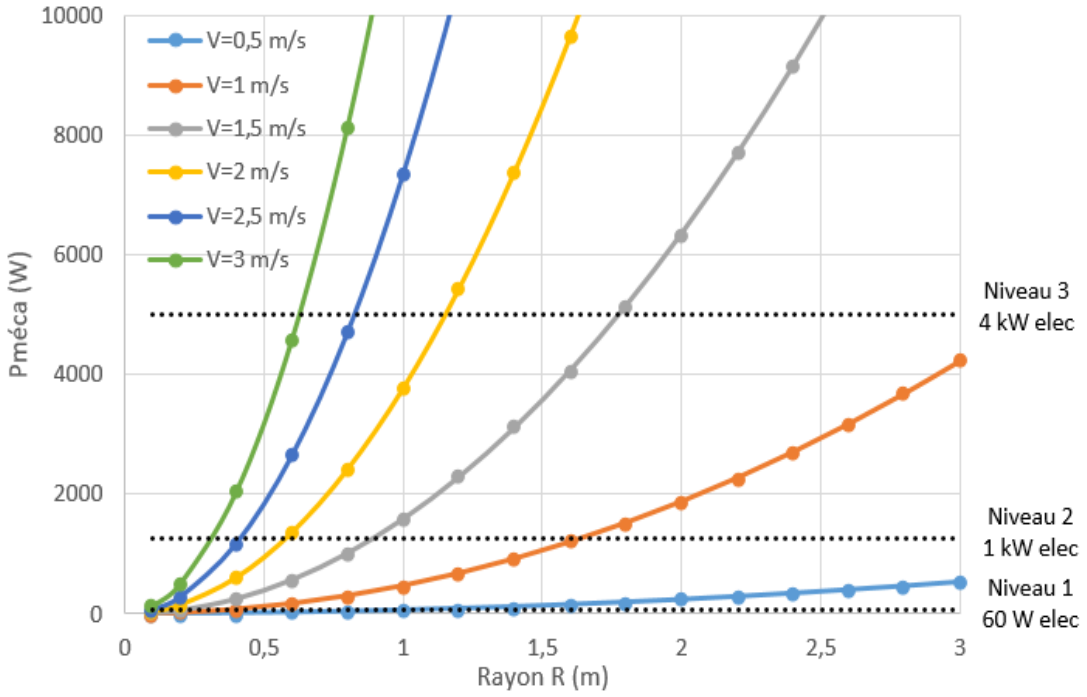


Fig IV.5 :Puissance mécanique sur la turbine en fonction du rayon des pâles, de la vitesse de l'eau et seuils de puissance correspondants aux niveaux d'accès 1, 2, 3 pour la communauté type.

Tab IV.10 : Rayon minimum des pâles (en m) pour assurer le niveau d'accès souhaité par la communauté type pour quatre vitesses d'eau.

	Vitesse d'eau	0.5 m/s	1 m/s	1.5 m/s	2 m/s
Niveau d'accès	1er : 60 W électriques	1.1	0.4	0.2	0.14
	2ème : 1 kW électriques	4.6	1.6	0.9	0.6
	3ème : 4 kW électriques	9.2	3.3	1.8	1.2

Une turbine adaptée au 3ème niveau d'accès apparait très encombrante pour des faibles vitesses d'eau, au minimum 9.2 m ou 3.3 m de rayon. Certaines turbines existent à taille variable avec des pâles interchangeables de plusieurs longueurs pour s'adapter à la profondeur d'eau en fonction des saisons par exemple [43]. Sinon, il est envisageable de concevoir une ferme en multipliant les hydroliennes de plus petite taille mais les coûts augmentent à puissance équivalente. L'évaluation de la ressource hydraulique, vitesse et profondeur en particulier, est déterminante pour le dimensionnement de l'hydrolienne unitaire et de l'installation en ferme si nécessaire.

IV.3.2. Conversion électromécanique, la génératrice électrique et le convertisseur de puissance

La conversion électromécanique est assurée par la génératrice électrique et son convertisseur de puissance. Ces deux composants fonctionnent en duo pour transformer l'énergie mécanique reçue par le rotor en énergie électrique au stator puis à travers le convertisseur. L'extraction de l'énergie est à vitesse de rotation fixe ou variable. Il existe plusieurs duos machine-convertisseur possibles selon les stratégies.

En vitesse fixe (ou quasi-fixe), la machine asynchrone MAS à cage d'écureuil est la plus utilisée en raison de son faible coût, de sa simplicité et de sa robustesse [36], [44]. Toutefois, des pannes peuvent advenir : les causes peuvent être thermique, électrique ou électromagnétique, mécanique ou dynamique, environnementale, résiduelle mais le diagnostic post-panne est très difficile à établir [45]. La machine peut être connectée à un réseau fort ou bien autonome en site isolé avec quelques charges [46], [47]. La génératrice asynchrone à cage consomme de l'énergie réactive pour la magnétisation de son circuit qui peut être fournie par un banc de condensateurs en fonctionnement autonome. Cette configuration simple sans convertisseur de puissance est présentée sur la Fig IV.6 [46]. Les condensateurs permettent l'auto-amorçage de la génératrice (établissement de la tension) et leur valeur minimale est déterminée par les paramètres électriques de la MAS [46].

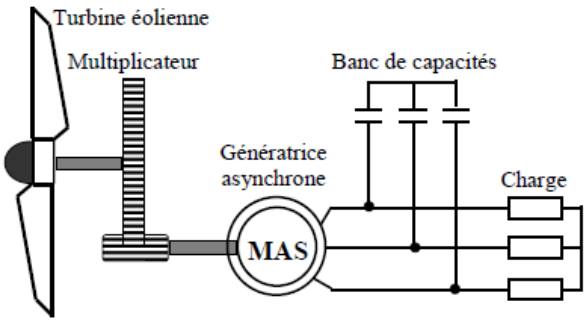


Fig IV.6 : Machine asynchrone auto-excitée avec un banc de condensateurs [46].

En site isolé, la tension aux bornes de la machine (amplitude et fréquence) est très sensible aux variations de vitesse et de charge. Un pitch (actif) ou un stall (passif avec décrochage aérodynamique) peuvent être utilisés pour incliner les pâles ce qui permet presque de figer la vitesse de rotation quand la vitesse du fluide varie [46], [47]. Pour faire face à ce problème, d'autres réponses complexes existent comme des convertisseurs de puissance ajustant la valeur de capacité, des boites de vitesse ou des structures de bobinage qui changent le nombre de pôles au stator.

Les stratégies d'extraction à vitesse variable règnent aujourd'hui sur les éoliennes et hydroliennes de moyenne et grande puissance connectées au réseau afin de maximiser la puissance pour des vitesses de fluide variables. La génératrice est synchrone ou asynchrone et complétée par un convertisseur de puissance. Les convertisseurs nécessaires sont : un redresseur coté générateur (contrôle vectoriel à flux orienté ou direct torque control) utilisant une MPPT pour la vitesse de rotation puis un onduleur coté réseau (contrôle du bus continu et des puissances active et réactive en vectoriel à tension orienté ou direct power control) [48]. Grâce à eux, la fréquence du réseau n'est plus imposée à la génératrice : le contrôleur coté générateur choisit la fréquence des courants statoriques telle que la vitesse de rotation du rotor soit optimale pour l'extraction d'énergie (réglage sur la valeur maximale du C_p à vitesse de fluide donnée). Les machines communes pour un fonctionnement en vitesse variable sont [18], [36], [38], [44], [49]–[51] :

- La machine synchrone à aimants permanents MSAP avec convertisseur AC-DC-AC pleine puissance. Grâce au convertisseur, la plage de vitesse est très large et le contrôle des puissances active et réactive est complet. L'absence de balais (connexion électrique glissante au rotor) est un avantage économique et de fiabilité. De plus, la MSAP peut être couplée à un multiplicateur mécanique ou bien s'en passer dans une configuration à entrainement direct (les aimants permettent de réaliser un nombre de pôles élevés). La possibilité de démarrage autonome grâce aux aimants ('black-start') est idéale pour les sites isolés. Les aimants représentent un faible pourcentage en masse de la machine mais un coût économique et environnemental élevé (empreinte carbone 15.4 $kgCO_2/kg$ pour un aimant en néodyme comparé à 2.24 $kgCO_2/kg$ pour du cuivre [52]).
- La machine asynchrone MAS à cage d'écureuil avec convertisseur AC-DC-AC pleine puissance. C'est historiquement la première structure à vitesse variable utilisée en éolien. Le convertisseur pleine puissance contrôle les puissances et la vitesse comme pour la MSAP mais le rendement global de la structure est moins bon. Cette structure utilise un multiplicateur de vitesse. Pour des fortes puissances, le décalage de prix entre la machine et son électronique de puissance est trop important pour être compétitif.
- La machine asynchrone à double alimentation MASDA : stator connecté au réseau et rotor bobiné connecté à un convertisseur AC-DC-AC d'environ 30 % de la puissance nominale (plus petit donc moins cher que pour les deux cas précédents). Le convertisseur permet de régler la puissance active et la réactive en absorption ou injection sur le réseau. La vitesse est limitée à plus ou moins 30 % de la vitesse de synchronisme (plage plus faible que pour les deux cas précédents) donc l'énergie des faibles vitesses de courant n'est pas récupérée. Cette structure nécessite le système bagues-balais au rotor, déconseillé pour son manque de fiabilité [22], et un multiplicateur de vitesse dont nous connaissons les désavantages.

Le graphique de la Fig IV.7 présente un résumé des générations possibles à vitesse fixe avec la MAS à cage et à vitesse variable avec la MSAP et la MASDA [51]. Contrairement aux stratégies à vitesse fixe,

celles à vitesse variable optimisent l'énergie récupérée pour chaque vitesse de fluide (MPPT sur la vitesse de rotation). De nombreux travaux comparent des structures électromécaniques pour les applications hydroliennes et éoliennes à vitesse variable :

- MSAP / MASDA : les deux structures les plus utilisées dans l'éolien [50] et dans l'hydrolien. Dans un cas hydrolien [22], l'énergie produite sur une année est 25 % plus importante avec la MSAP grâce à la récupération de l'énergie des faibles vitesses de courant. Sur la Fig IV.7, la courbe de la MSAP démarre pour des vitesses plus faibles que celles de la MASDA. La MSAP est également préférée pour son absence de multiplicateur (moins de maintenance) même si elle est plus chère à cause du convertisseur pleine puissance.
- MAS cage / MSAP pour une hydrolienne avec multiplicateur et une conversion de puissance onshore. A cause de leur non-fiabilité, les convertisseurs sont déportés à terre dans cet exemple pour réduire la maintenance, à la fois les occurrences mais surtout le prix [53]. Sur un cycle de marée, les résultats de la MSAP sont légèrement meilleurs que ceux de la MAS à cause de pertes supérieures pour la MAS dues à des harmoniques de tension et courant.

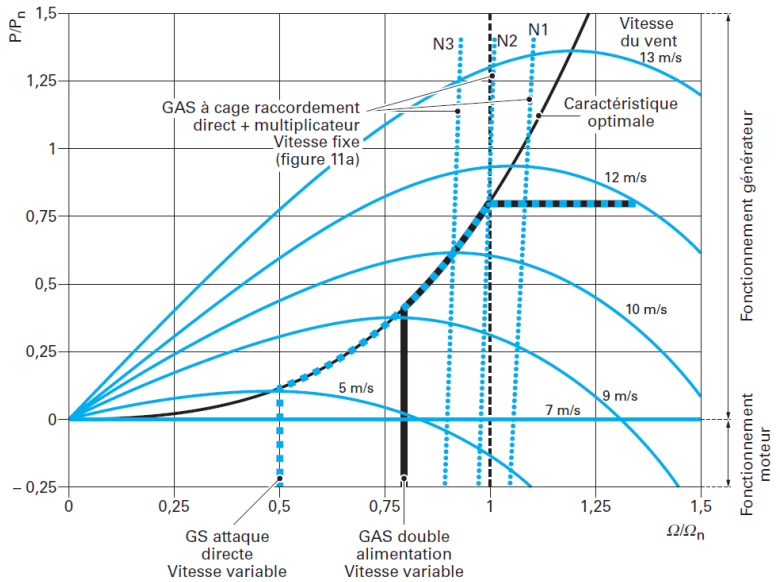


Fig IV.7 : Puissance extraite en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice pour plusieurs configurations de machine-convertisseur [51].

❖ Choix de design adapté

Après cet état de l'art, nous choisissons la structure de conversion électromécanique nous paraissant la plus adaptée au contexte : la machine asynchrone à cage sans multiplicateur de vitesse, en mode autonome avec un simple banc de condensateurs. Cette machine est meilleure que la MSAP sur le plan environnemental (aimants permanents) et meilleure que la MASDA sur la fiabilité (bague-balai). Cette génératrice est dépouillée des éléments les plus complexes (à fabriquer, à réparer) et les plus critiques identifiés à la section IV.2.2 (pitch, multiplicateur, convertisseur de puissance) pour augmenter la fiabilité et diminuer les coûts (CAPEX et OPEX). Par contre, tous ces composants sont très utiles pour gérer la vitesse variable du fluide. Nous proposons alors quelques adaptations originales pour exploiter des vitesses de fluide variables tout en souhaitant un degré de complexité (à fabriquer, à réparer) faible et un design adapté au contexte :

- Un stall passif sur la turbine qui peut se présenter sous la forme d'une adaptation du design des pâles pour favoriser le décrochage aux vitesses trop élevées.
- Un grand nombre de paires de pôles sur le stator pour avoir une vitesse de rotation basse. L'entrainement direct est traditionnellement réservé pour les MSAP grâce à l'augmentation du nombre d'aimants [49], [50] et il émerge pour les MASDA [54]. Nous le recherchons ici pour la MAS à cage.
- Le fonctionnement à vitesse légèrement variable intrinsèque de la MAS à cage.
  Certaines configurations avec électronique utilisent la variation de la résistance au rotor pour décaler la caractéristique de couple-vitesse et donc exploiter une plus large plage de glissement comme présenté sur la Fig IV.8 [47]. Nous envisageons de dimensionner la machine pour que sa plage de vitesse soit plus importante que la normale. Le revers de ce choix est l'augmentation des pertes Joule au rotor qui sont proportionnelles à la résistance. Si dégrader le rendement est inconcevable en moteur, le faire en générateur est possible quand le rendement n'est pas le critère principal. Par rapport à notre contexte, nous prenons cette liberté quitte à sur-dimensionner légèrement la machine.
- La saturation de la machine pour fixer la tension.
  Généralement, la saturation des circuits magnétiques est un problème car cet état induit des non-linéarités et augmente les pertes dans les matériaux. Pourtant, elle peut être un outil naturel de régulation de la tension et est indispensable en fonctionnement autonome avec capacité. La saturation est utilisée dans certains transformateurs (constant-voltage transformer CVT) basés sur la ferrorésonnance pour masquer les variations de tension du circuit primaire sur le secondaire [55]. Comme une version low-tech de régulateur, les CVT sont de conception simple et robuste, ils se trouvent sur les réseaux de distribution de pays en développement. D'autre part, un transformateur saturable a été couplé à une génératrice éolienne asynchrone à cage en mode autonome dans l'article [56] pour gérer les vitesses de vent variables. Nous proposons de la même manière d'utiliser la saturation directement dans la machine asynchrone ou de la coupler à un transformateur saturable comme dans l'article précédent.

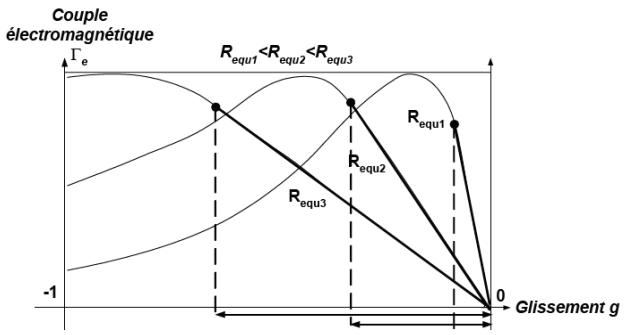


Fig IV.8 : Couple électromagnétique en fonction du glissement de la génératrice pour des valeurs de résistance rotorique différentes [47].

Pour notre application hydrolienne, nous pensons que la fiabilité de la génératrice électrique peut être accrue en :

- Augmentant la tolérance au défaut grâce à des machines multiphasées [20], [57], [58]. Quelques travaux montrent les avantages de machines à 5 phases comparées à des machines

triphasées : sans défaut, elles offrent une meilleur qualité de courants et de couple, avec défaut, la puissance délivrée peut être conservée si la stratégie de récupération du convertisseur est adaptée [21], [59], [60]. Nous n'avons pas de convertisseur de puissance pour réguler dans notre cas donc nous ne savons pas si l'augmentation du nombre de phases présente un réel avantage.

- Gérant astucieusement la température de la machine.
  Les pannes sur les machines asynchrones ont plusieurs origines dont la thermique : les bobinages vieillissent plus rapidement s'ils sont soumis à des températures élevées [45]. Il est donc conseillé de sur-dimensionner les équipements sur le plan thermique ou de mieux refroidir pour réduire le risque. Comme la génératrice de l'hydrolienne est immergée, nous souhaitons profiter de l'eau environnante pour refroidir la machine. Nous imaginons une structure de machine où l'eau pourrait circuler entre les éléments pour refroidir le bobinage qui serait alors réalisé par câble étanche. Cette solution hydro compatible évite des machines totalement fermées et difficilement refroidies [61], [62]. Par contre, cette configuration est d'autant plus sensible au biofouling qui dégrade à son tour le refroidissement. Nous avons vu à la section IV.2.4 qu'une température des surfaces en contact avec l'eau suffisamment élevée empêchait le développement du biofouling [30], [31]. Ainsi, il faut trouver la plage de température adaptée pour empêcher le biofouling et en même temps préserver la machine sur le plan thermique.
- Facilitant la fabrication et la maintenance de la machine électrique.
  Parmi les pannes éventuelles, les courts-circuits nécessitent de refaire le bobinage. Avec le bobinage réparti classiquement utilisé, tout le bobinage de la machine doit être découpé et refait à neuf en cas de fautes. A l'inverse, un bobinage dentaire permet d'isoler la bobine en défaut, de l'extraire du stator et d'en remettre une nouvelle. Le bobinage concentré est aussi plus facile à réaliser dès la fabrication. Par ailleurs, l'entrainement direct qui nécessite un grand nombre de pôles est souvent réalisé par des bobinages fractionnaires et dentaires [54].

En définitive, le portrait-robot de la génératrice électrique présente de nombreuses adaptations tirées surtout par la recherche de fiabilité et de moindre complexité à l'usage. Nous avons donc une génératrice asynchrone à cage en mode autonome avec banc de capacités, en entrainement direct grâce à un nombre de pôles élevés avec un bobinage dentaire en câble étanche et une gestion thermique qui gère le biofouling. A cela, s'ajoutent un nombre de phases supérieur à trois, une tension adaptée grâce à la saturation et une plage de vitesse augmentée par un dimensionnement adapté de la résistance rotorique. Si certaines caractéristiques ont montré leurs avantages dans la littérature pour des situations spécifiques, les adaptations proposées méritent d'être bien analysées et leurs performances évaluées dans notre contexte. Le prochain chapitre traitera de la compréhension des phénomènes liés à ces caractéristiques, l'évaluation des indicateurs de durabilité relatifs à la génératrice puis au développement d'un modèle analytique de la génératrice utilisable pour la conception en phase d'esquisse décrite dans la Fig IV.4.

A ce stade des travaux, nous pouvons avoir un premier ordre de grandeur sur le dimensionnement de la génératrice électrique : des machines standards Siemens de l'ordre de grandeur de puissance du kilowatt pèsent entre 5 et 40 kg suivant la puissance et le nombre de pôles [63]. Pour le projet hydrolien, ces objets peuvent être manipulés assez facilement par la communauté isolée avec des moyens sommaires.

IV.3.3. Conversion électrique, transport à terre et connexion au réseau

Dans notre application, l'hydrolienne de mer ou de rivière convertit l'énergie hydrocinétique des courants à une relative proximité de la rive. A l'inverse, les fermes offshores situées à plusieurs kilomètres des côtes requièrent des dispositifs électriques pour ce réseau sous-marin comme des câbles, des connectiques immergées pour connecter et déconnecter des génératrices et des transformateurs de puissance pour élever la tension entre le réseau sous-marin et le câble de transport vers la terre. Une installation électrique proche des côtes ne présente pas le besoin d'élévation de tension et un moindre besoin en connectique immergée. Pourtant, nous nous sommes tout de même demandé quel serait le portrait-robot de ces dispositifs si notre installation hydrolienne marine était plus éloignée. Les transformateurs de puissance utilisés dans les fermes offshores sont des équipements de très grande puissance (ordre de grandeur 10-500 MW) possiblement marinisés et étanchéifiés ou issus de l'industrie oil&gaz où les enjeux et les moyens sont différents. Les connecteurs immergés permettent respectivement une connexion hors et dans l'eau. Ces connecteurs très complexes viennent aussi du secteur oil&gaz et sont économiquement incompatibles avec notre contexte. Pour simplifier les étapes d'installation et de maintenance dans l'eau et pour réduire le temps et le prix d'intervention, il faut trouver un dispositif adapté à faible complexité et haute fiabilité. Notons que cette partie de la chaine de conversion fera l'objet d'un développement spécifique dans un contexte de brevet pour valorisation qui limite sa description dans le cadre de ce manuscrit.

Que l'hydrolienne soit proche ou éloignée des côtes, il faut un câble électrique triphasé ou multiphasé sortant de l'eau pour relier un point de connexion à terre. Si la connexion est multiphase, les charges électriques (monophasées pour ces niveaux d'accès) branchées sur le micro-réseau doivent être réparties équitablement sur toutes les phases comme cela est fait en triphasé. La structure du micro-réseau électrique local dépend du niveau d'accès souhaité ; pour les trois premiers niveaux, il peut être très sommaire : quelques compteurs électriques, avec ou sans organe de stockage. Une batterie permet d'assurer plus de fiabilité et des usages électriques plus conséquents mais elle nécessite de l'électronique de puissance assurant entre autre le contrôle de son état de charge. Sur le plan environnemental, une batterie et son contrôleur sont problématiques à la fabrication et la fin de vie. Nous pouvons distinguer deux situations pour la production électrique : le cas rivière et le cas mer. D'un côté, les courants de rivière ont une variabilité saisonnière et occasionnellement journalière ou hebdomadaire en cas de crue, de l'autre les courants en mer sont soumis à l'intermittence des marées toutes les six heures. La production électrique de l'hydrolienne étant complètement différente entre ces deux cas de figure, le besoin de stockage court-terme se fait sentir plus fortement pour une exploitation marine. Toutefois, la disponibilité électrique n'est que de quelques heures par jour dans les premiers niveaux d'accès à l'énergie (cf Tab II.1 au chapitre II). Pour un premier accès à l'électricité, nous pensons que la communauté peut s'adapter à cette situation en n'utilisant l'énergie que lorsqu'elle est disponible. Nous choisissons donc la configuration sans batterie pour une solution dépouillée, extrêmement simple, économique et robuste. Il est clair, en se basant sur les indicateurs sociaux présentés précédemment, que ce choix constituerai une première étape d'électrification, qui serait amenée à être complétée (par exemple par du stockage si on ne veut pas rajouter de générateur diesel) en fonction de l'évolution des besoins en énergie de la communauté.

Si la communauté souhaite un accès plus élevé avec de l'électricité à la demande, elle pourra ajouter des unités de stockage dans un second temps quand elle aura repoussé les limites de son installation actuelle et qu'elle bénéficiera de nouveaux financements. De la même manière, l'installation électrique peut s'adapter au développement de la communauté et à la croissance de la demande énergétique grâce à l'ajout d'unités de production supplémentaires. En termes de fiabilité, le fait d'avoir plusieurs petites unités de production au lieu d'une grande présente un avantage de redondance : si une unité subit une panne, d'autres continuent à produire pendant que la maintenance est réalisée sur l'unité défectueuse.

Enfin, la stabilité en tension et en fréquence des micro-réseaux est un challenge surtout quand la proportion en énergies intermittentes est élevée. Certains travaux montrent que la stabilité peut être conservée en utilisant des règles moins drastiques que celles appliquées sur les réseaux conventionnels tout en permettant des plages de fonctionnement plus larges. Au G2Elab, des études originales cherchent à réaliser des micro-réseaux résilients qui garantissent la fourniture électrique aux utilisateurs en employant des moyens simples [65].

IV.3.4. Bilan du portrait-robot

Nous sommes arrivés au bout des réflexions sur les composants de la chaine de conversion hydrolienne. Nous avons détaillé les améliorations et les adaptations apportées sur les conversions mécanique, électromécanique, électrique et la connexion au micro-réseau local à terre. Les portraits-robots des composants ont été établis grâce à notre expertise et aux nombreuses références bibliographiques ; ils sont résumés et visibles dans le Tab IV.11.

Tab IV.11 : Portrait-robot des composants de la solution hydrolienne.

Conversion	Composant	Caractéristiques
Mécanique	Turbine	Axe horizontal ou vertical avec pâles interchangeables de longueurs différentes Pas de pitch, stall passif éventuellement Pas de yaw Matériaux locaux (possible recyclage) : bois, acier, plastique sans peintures biocides.
	Transmission	Entrainement direct, pas de multiplicateur mécanique (problème déporté sur la génératrice électrique).
Electro-mécanique	Génératrice électrique	Machine asynchrone à cage pour simplicité, robustesse, prix avec : Fonctionnement autonome Nombre de pôles élevés (pour enlever le multiplicateur de vitesse) Plage de vitesse de fonctionnement augmentée Légère saturation pour fixer la tension Multiphase pour la fiabilité Bobinage dentaire pour la réparation Structure ouverte avec câbles étanches pour refroidissement à eau Gestion de température entre protection et biofouling
	Convertisseur de puissance	Pas de convertisseur de puissance. Banc de capacité pour fournir la puissance réactive et permettre l'auto-amorçage de la génératrice.
Electrique, transport, connexion au réseau	Transformation et connectique	A développer
	Connexion au réseau local	Connexion électrique multiphasée ou triphasée à terre Réseau sommaire avec compteurs électriques et avec ou sans batterie

Grâce à l'expertise acquise (par la connaissance du terrain, des technologies ou états de l'art), nous avons réussi à faire des choix de conception en adéquation avec notre contexte du premier accès à l'énergie d'une communauté isolée. Autant que possible, nous avons évalué les indicateurs qualitatifs principaux (fiabilité, complexité, écoconception) et les indicateurs de design adapté pour chacune des caractéristiques techniques proposées. De cette manière, nous avons abouti au portrait-robot de la solution hydrolienne et donc à un cahier des charges technique en phase d'esquisse.

La solution hydrolienne proposée est spécifiquement adaptée à la communauté type et au besoin formulé chapitre II. Les caractéristiques de notre installation sont pertinentes par rapport à ce contexte et se justifient dans cette situation particulière. Toutefois, elles pourraient convenir à d'autres contextes une fois qu'elles auront fait leurs preuves. En effet, les questions de fiabilité, complexité, écoconception, coûts, maintenance préoccupent universellement tous les développeurs de technologies.

Il reste encore à prouver scientifiquement et quantitativement l'intérêt de chaque proposition de notre solution hydrolienne. En tant que chercheurs du génie électrique, nous nous intéresserons plus particulièrement à la génératrice. Dans le chapitre suivant, nous analyserons chaque adaptation de la machine avec des études majoritairement électromagnétiques et thermiques et nous essaierons de construire un modèle analytique de la machine qui pourra être couplé ultérieurement avec les modèles des autres composants pour obtenir le modèle système (cf schéma de conception Fig IV.4). Le modèle nous servira à proposer un pré-dimensionnement qui sera évalué par les indicateurs quantitatifs techniques, économiques et environnementaux comme présenté dans la Fig IV.4. Finalement, la solution hydrolienne pourra être complètement dimensionnée quand les modèles composants seront tous prêts. Cela va bien sûr nécessiter d'autres développements par des experts de domaines très variés.

IV.4. Conclusion

Dans le processus de conception d'une solution innovante, ce chapitre IV retrace l'étape déterminante où la solution est imaginée et surtout ses lignes directrices déterminées. Lors de cette phase d'esquisse, le concepteur mène deux actions : il élabore le cahier des charges de la solution et donne ses premiers traits à la solution. Dans ce chapitre, nous avons partagé la conception de notre solution hydrolienne en deux étapes liées à deux visions complémentaires, la vision externe et la vision interne, auxquelles sont associés deux outils spécifiques pour modéliser la solution et définir nos critères de durabilité. La première vision est celle du développeur de projet, elle a été présentée dans la première section du chapitre, et la seconde est celle du concepteur de technologie, présentée dans la deuxième et troisième sections.

La vision externe ou proposition de valeur permet de concevoir la solution par rapport à ses utilisateurs. Dans ce cas, le système hydrolien n'est pas détaillé contrairement aux interactions avec son environnement. L'outil 'Triple Layered Business Model Canvas' a permis d'ancrer notre proposition de valeur dans un cadre durable. La solution énergétique a été pensée sur les plans économique, environnemental et social avec l'objectif de maximiser les bénéfices pour toutes les parties prenantes en limitant les inconvénients. Nous avons alors opté pour une démarche résolument locale afin de répondre au besoin en énergie et aux défis liés au développement de la communauté isolée. En pratique, cette démarche est difficile à réaliser parce qu'elle nécessite deux conditions : des connaissances multidisciplinaires fortes sur la région et une réelle collaboration entre les parties prenantes à l'échelle locale. Finalement, nous savons que notre proposition de valeur est idéaliste mais nous la voyons comme une piste de réflexion pour les développeurs de projets hydroliens afin d'aller vers plus de durabilité.

La vision interne concerne la conception technique de la solution hydrolienne : son design au niveau système puis au niveau composant. La phase d'esquisse est délicate pour le concepteur, le système n'est pas encore bien connu : comme pour un dessin, les premiers traits de crayon sont hésitants, un contour est tracé, quelques détails sont ajoutés puis retirés. La phase d'esquisse est très exigeante pour le concepteur-expert car elle fait appel à toutes ses connaissances et elle fige la suite des développements. Les outils utilisables dans cette étape sont rares, alors nous avons construit le nôtre au chapitre III : la méthode multicritère de conception durable. Cet outil est pertinent dans notre contexte car il est suffisamment complet pour aborder tous les aspects de la durabilité de la solution hydrolienne en amont mais cette profusion peut être un obstacle à sa mise en pratique. Nous avons alors traduit les nombreux indicateurs disponibles en une dizaine de critères techniques principaux à considérer dans la conception du système en phase d'esquisse : des critères de performances, de design adapté et de comparaison avec la solution générateur diesel de référence. Nous avons ensuite combiné notre méthode multicritère à un autre outil d'aide à la décision, l'optimisation en phase d'esquisse.

Nous avons construit un schéma de conception en phase d'esquisse où le système est décrit avec toutes les informations strictement utiles à l'objectif d'esquisse comme le dimensionnement et les performances issues de notre outil multicritère. Le processus de conception imaginé se déroule en deux temps : un premier pour fixer le design du système grâce à un portrait-robot et un second pour le dimensionner grâce à un modèle analytique. Le portrait-robot résulte du choix de l'expert grâce à ses connaissances sur les technologies et le contexte. Il en ressort des indicateurs qualitatifs de

performance issus de notre outil et des paramètres relatifs au design. Une fois que le design est choisi, le modèle analytique système prend des paramètres de design, de dimensionnement et des paramètres spécifiques au projet en entrée puis il donne des indicateurs quantitatifs techniques, économiques et environnementaux issus de notre outil en sortie. Le processus reboucle pour modifier le design ou le dimensionnement si les indicateurs du portrait-robot et du modèle analytique ne conviennent pas au concepteur et aux parties prenantes.

L'objectif de la phase d'esquisse étant de rédiger le cahier des charges de la solution complète, le modèle système (portrait-robot et modèle analytique) doit être décliné en modèles composants. La troisième section du chapitre a présenté la phase d'esquisse des composants avec leurs portraits. Dans le rôle du concepteur-expert, nous avons fait des choix structurants sur les composants (technologie, structure et caractéristiques principales) en adéquation avec le contexte du premier accès à l'énergie et nous avons détaillé les adaptations apportées sur les conversions mécanique, électromécanique, électrique et la connexion au micro-réseau local à terre. La solution hydrolienne proposée est spécifiquement adaptée à la communauté type et à son besoin mais certaines caractéristiques pourraient intéresser d'autres contextes marqués par les questions de fiabilité, écoconception, coûts et maintenance. Chacune des adaptations proposées sur les composants de notre solution hydrolienne doit être étudiée indépendamment et validée dans notre contexte. Le chapitre V sera ainsi consacré à cette tache sur la génératrice électrique avec des études électromagnétiques et thermiques. D'autre part, nous avons besoin des modèles analytiques des composants pour le schéma de conception en phase d'esquisse. Nous élaborerons celui de la génératrice électrique au chapitre V. Finalement, la solution hydrolienne sera complètement dimensionnée quand les modèles composants seront tous prêts, ce qui va nécessiter de nombreux développements par des experts de domaines très variés.

IV.5. Références

[1] A. Osterwalder et Y. Pigneur, *Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers*. John Wiley & Sons Ltd, 2010.

[2] A. Joyce et R. L. Paquin, « The triple layered business model canvas: A tool to design more sustainable business models », *Journal of Cleaner Production*, vol. 135, p. 1474-1486, nov. 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.06.067.

[3] AFD et The World Bank, « Conférence "Accès à l'énergie dans les pays du G5 Sahel", Alliance Sahel, 9 et 10 octobre 2019 à Paris », *Alliance Sahel*. [En ligne]. Disponible sur: https://www.alliance-sahel.org/premiere-conference-acces-a-lenergie-dans-les-pays-du-g5-sahel-les-9-et-10-octobre-2019-a-paris/. [Consulté le: 28-oct-2019].

[4] C. Smith *et al.*, « Comparative Life Cycle Assessment of a Thai Island's diesel/PV/wind hybrid microgrid », *Renewable Energy*, vol. 80, p. 85-100, août 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.01.003.

[5] A. Bilich *et al.*, « Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Microgrid Systems in Off-Grid Communities », *Environmental Science & Technology*, vol. 51, n° 2, p. 1043-1052, janv. 2017, doi: 10.1021/acs.est.6b05455.

[6] « Precious Plastic ». [En ligne]. Disponible sur: https://preciousplastic.com/. [Consulté le: 28-oct-2019].

[7] IRENA, « Policies and Regulations for Renewable Energy Mini-grids », nov. 2018.

[8] W. W. Purwanto et N. Afifah, « Assessing the impact of techno socioeconomic factors on sustainability indicators of microhydro power projects in Indonesia: A comparative study », *Renewable Energy*, vol. 93, p. 312-322, août 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.02.071.

[9] E. Ilskog, « Indicators for assessment of rural electrification—An approach for the comparison of apples and pears », *Energy Policy*, vol. 36, n° 7, p. 2665-2673, juill. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.03.023.

[10] International Hydropower Association, *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*. Sutton: International Hydropower Association, 2011.

[11] A. Copping, H. Battey, J. Brown-Saracino, M. Massaua, et C. Smith, « An international assessment of the environmental effects of marine energy development », *Ocean & Coastal Management*, vol. 99, p. 3-13, oct. 2014, doi: 10.1016/j.ocecoaman.2014.04.002.

[12] P. A. J. Bonar, I. G. Bryden, et A. G. L. Borthwick, « Social and ecological impacts of marine energy development », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, p. 486-495, juill. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.03.068.

[13] N. Maslov, « Approche multicritère pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables », Géographie, Université de Bretagne occidentale - Brest, 2015.

[14] ESMAP et World Bank, « Beyond connections - Energy access redefined », juill. 2015.

[15] J. Ribrant et L. M. Bertling, « Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997–2005 », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, n° 1, p. 167-173, mars 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.889614.

[16] Reliawind, « Reliability-focused research on optimizing Wind Energy system design, operation and maintenance: Tools, proof of concepts, guidelines & methodologies for a new generation », 2011.

[17] C. I. Ossai, B. Boswell, et I. J. Davies, « A Markovian approach for modelling the effects of maintenance on downtime and failure risk of wind turbine components », *Renewable Energy*, vol. 96, p. 775-783, oct. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.05.022.

[18] S. Benelghali, M. E. H. Benbouzid, et J. F. Charpentier, « Generator Systems for Marine Current Turbine Applications: A Comparative Study », *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, vol. 37, n° 3, p. 554-563, juill. 2012, doi: 10.1109/JOE.2012.2196346.

[19] U. Shipurkar, K. Ma, H. Polinder, F. Blaabjerg, et J. A. Ferreira, « A review of failure mechanisms in wind turbine generator systems », in *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*, 2015, p. 1-10, doi: 10.1109/EPE.2015.7311669.

[20] F. Mekri, S. Benelghali, M. Benbouzid, et J. F. Charpentier, « A fault-tolerant multiphase permanent magnet generator for marine current turbine applications », in *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*, 2011, p. 2079–2084.

[21] F. Mekri, S. Ben Elghali, et M. E. H. Benbouzid, « Fault-Tolerant Control Performance Comparison of Three- and Five-Phase PMSG for Marine Current Turbine Applications », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, n° 2, p. 425-433, avr. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2227126.

[22] S. Benelghali, M. E. H. Benbouzid, et J. F. Charpentier, « Comparison of PMSG and DFIG for marine current turbine applications », in *Electrical Machines (ICEM), 2010 XIX International Conference on*, 2010, p. 1–6.

[23] H. Polinder, H. Lendenmann, R. Chin, et W. M. Arshad, « Fault tolerant generator systems for wind turbines », in *2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, 2009, p. 675-681, doi: 10.1109/IEMDC.2009.5075278.

[24] A. Mérigaud et J. V. Ringwood, « Condition-based maintenance methods for marine renewable energy », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, p. 53-78, déc. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.07.071.

[25] N. Tchertchian et D. Millet, « Eco-maintenance for complex systems: application on system of renewable energy production », in *Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), 2014 3rd International Symposium on*, 2014, p. 1–7.

[26] HPNET, « Mini-grid Webinar Series », *energypedia*. [En ligne]. Disponible sur: https://energypedia.info/wiki/Mini-grid_Webinar_Series#tab=1st_Webinar:_Technology_Differentiation. [Consulté le: 27-août-2019].

[27] C. A. Douglas, G. P. Harrison, et J. P. Chick, « Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine », *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, vol. 222, n° 1, p. 1-12, janv. 2008, doi: 10.1243/14750902JEME94.

[28] S. Walker, R. Howell, P. Hodgson, et A. Griffin, « Tidal energy machines: A comparative life cycle assessment study », *Proceedings of the IMechE*, vol. 229, n° 2, p. 124-140, mai 2015, doi: 10.1177/1475090213506184.

[29] C. Frid *et al.*, « The environmental interactions of tidal and wave energy generation devices », *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 32, n° 1, p. 133-139, janv. 2012, doi: 10.1016/j.eiar.2011.06.002.

[30] R. Ilan, B. Anne-Claire, D. Jean-Claude, et G. Hamid, « Impact of tidal turbine biofouling on turbulence and power generation », présenté à 24ème Congrès Français de Mécanique, Brest, 2019, p. 12.

[31] K. K. Satpathy, A. Kumar, G. Sahu, S. Biswas, et S. M., « Biofouling and its Control in Seawater Cooled Power Plant Cooling Water System - A Review », in *Nuclear Power*, P. Tsvetkov, Éd. Sciyo, 2010.

[32] R. Venkatesan et P. S. Murthy, « Macrofouling Control in Power Plants », in *Marine and Industrial Biofouling*, H.-C. Flemming, P. S. Murthy, R. Venkatesan, et K. Cooksey, Éd. Berlin, Heidelberg: Springer, 2009, p. 265-291.

[33] F. Wurtz, B. Delinchant, X. Brunotte, J. Pouget, et D. V. Binh, « Les enjeux de la conception en phase d'esquisse pour les systèmes du génie électrique: illustration sur le cas des systèmes énergétiques pour les bâtiments », présenté à SGE 2014 - Symposium de Génie Electrique 2014, Cachan, France, 2014, p. 8.

[34] H. Dogan, « Méthodologie de conception des machines synchrones à aimants. Application au véhicule électrique avec chargeur rapide embarqué », phdthesis, Université de Grenoble, 2013.

[35] W. Li, H. Zhou, H. Liu, Y. Lin, et Q. Xu, « Review on the blade design technologies of tidal current turbine », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, p. 414-422, sept. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.017.
[36] J. Zhang, L. Moreau, M. Machmoum, et P.-E. Guillerm, « State of the art in tidal current energy extracting technologies », in *Green Energy, 2014 International Conference on*, 2014, p. 1–7.
[37] « Hydrolienne Guinard Energies - solution de production électricité », *Guinard Energies*. [En ligne]. Disponible sur: https://www.guinard-energies.bzh/fr/guinard-energies/. [Consulté le: 24-févr-2020].
[38] Z. Zhou, F. Scuiller, J. F. Charpentier, M. E. H. Benbouzid, et T. Tang, « Power Control of a Nonpitchable PMSG-Based Marine Current Turbine at Overrated Current Speed With Flux-Weakening Strategy », *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, vol. 40, n° 3, p. 536-545, juill. 2015, doi: 10.1109/JOE.2014.2356936.
[39] S. Djebarri, J. F. Charpentier, F. Scuiller, et M. Benbouzid, « A systemic design methodology of PM generators for fixed-pitch marine current turbines », in *Green Energy, 2014 International Conference on*, 2014, p. 32–37.
[40] M. Desvaux, « Optimisation mécatronique de multiplicateurs magnétiques pour le grand éolien », École normale supérieure de Rennes, 2018.
[41] J. K. H. Shek, D. G. Dorrell, M. Hsieh, D. E. Macpherson, et M. A. Mueller, « Reducing bearing wear in induction generators for wave and tidal current energy devices », in *Renewable Power Generation (RPG 2011), IET Conference on*, 2011, p. 1–6.
[42] B. Bidouche, T. Lubin, et S. Mezani, « Design and Analysis of a Magnetically Geared Induction Machine », in *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, Alexandroupoli, 2018, p. 629-634, doi: 10.1109/ICELMACH.2018.8507009.
[43] « Technologie H^3 – Hydrotube Energie », *Hydrotube Energie*. [En ligne]. Disponible sur: http://hydrotube-energie.com/h3/. [Consulté le: 27-févr-2020].
[44] H. Polinder, J. A. Ferreira, B. B. Jensen, A. B. Abrahamsen, K. Atallah, et R. A. McMahon, « Trends in Wind Turbine Generator Systems », *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, n° 3, p. 174-185, sept. 2013, doi: 10.1109/JESTPE.2013.2280428.
[45] A. H. Bonnett et G. C. Soukup, « Cause and analysis of stator and rotor failures in three-phase squirrel-cage induction motors », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 28, n° 4, p. 921–937, 1992.
[46] K. Idjdarene, « Contribution à l'étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes », Lille 1, 2010.
[47] F. Poitiers, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone a cage autonome-machine asynchrone a double alimentation reliée au réseau », Université de Nantes, 2003.
[48] R. Tiwari et N. R. Babu, « Recent developments of control strategies for wind energy conversion system », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, p. 268-285, déc. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.08.005.
[49] H. Polinder, F. F. A. Van Der Pijl, G.-J. De Vilder, et P. J. Tavner, « Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, n° 3, p. 725-733, sept. 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.875476.
[50] D. Bang, H. Polinder, G. Shrestha, et J. A. Ferreira, « Review of generator systems for direct-drive wind turbines », in *European Wind Energy Conference & Exhibition, Belgium*, 2008, p. 1–11.
[51] H. B. AHMED, B. MULTON, C. NICHITA, X. ROBOAM, O. GERGAUD, et B. DAKYO, *Aérogénérateurs électriques*. Ed. Techniques Ingénieur, 2004.
[52] « Idemat », *IdematApp*. [En ligne]. Disponible sur: http://idematapp.com.
[53] M. C. Sousounis, J. K. Shek, R. C. Crozier, et M. A. Mueller, « Comparison of permanent magnet synchronous and induction generator for a tidal current conversion system with onshore converters », in *Industrial Technology (ICIT), 2015 IEEE International Conference on*, 2015, p. 2481–2486.

[54] L. Alberti et N. Bianchi, « Analysis of asynchronous machines for direct drive wind power generation », in *2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, Miami, FL, USA, 2009, p. 1838-1843, doi: 10.1109/IEMDC.2009.5075453.

[55] N. N. . Mendis, E. M. M. . Yatiyana, K. . Wijesinghe, J. . Lucas, et R. Perera, « Design and Construction of Constant Voltage Transformer », in *First International Conference on Industrial and Information Systems*, Sri Lanka, 2006, p. 40-45, doi: 10.1109/ICIIS.2006.365632.

[56] S. M. Alghuwainem, « Steady-state analysis of a self-excited induction generator including transformer saturation », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n° 3, p. 667-672, sept. 1999, doi: 10.1109/60.790933.

[57] F. Scuiller, « Génératrice Synchrone à Aimants multi-étoile pour améliorer le facteur de charge d'une hydrolienne », in *Symposium de Genie Electrique*, Grenoble, France, 2016.

[58] E. Levi, R. Bojoi, F. Profumo, H. A. Toliyat, et S. Williamson, « Multiphase induction motor drives – a technology status review », *IET Electric Power Applications*, vol. 1, n° 4, p. 489, 2007, doi: 10.1049/iet-epa:20060342.

[59] O. Fall, J. F. Charpentier, N.-K. Nguyen, et P. Letellier, « Maximum torque per ampere control strategy of a 5-phase PM generator in healthy and faulty modes for tidal marine turbine application », in *2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition*, Shanghai, China, 2014, p. 468-473, doi: 10.1109/PEAC.2014.7037901.

[60] I. Z. Mohammedi, O. Touhami, M. . Mahmoudi, C. Henaux, et Y. Lefevre, « Transformation by rewinding a stator of a three phase induction machine with squirrel cage to a five-phase induction machine », in *2016 XXII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, Lausanne, Switzerland, 2016, p. 619-625, doi: 10.1109/ICELMACH.2016.7732590.

[61] F. O. Luenberger, « Waterproof stator construction for submersible dynamo-electric machine », US2749456A, 05-juin-1956.

[62] C. Kral, A. Haumer, et T. Bauml, « Thermal Model and Behavior of a Totally-Enclosed-Water-Cooled Squirrel-Cage Induction Machine for Traction Applications », *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, n° 10, p. 3555-3565, oct. 2008, doi: 10.1109/TIE.2008.927242.

[63] Siemens, « IEC Squirrel-cage motors. Frame sizes 56 to 450, power range 0.06 to 1250 kW. Ctalog D81.1 2008 ». 2008.

[64] J. Berger, « LES RÉGULATEURS D'INDUCTION », *La Houille Blanche*, n° 6, p. 169-179, nov. 1926, doi: 10.1051/lhb/1926029.

[65] K. M. Banjar-Nahor, L. Garbuio, V. Debusschere, N. Hadjsaid, T.-T.-H. Pham, et N. Sinisuka, « Study on Renewable Penetration Limits in a Typical Indonesian Islanded Microgrid Considering the Impact of Variable Renewables Integration and the Empowering Flexibility on Grid Stability », in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2018, p. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571673.

CHAPITRE V

LA GENERATRICE ELECTRIQUE

Sommaire du chapitre V

V.1. Objectifs de la conception de la génératrice en phase d'esquisse 107
V.2. Modélisation de la machine asynchrone à cage 109
V.2.1. Modélisation électromagnétique 110
V.2.2. Modélisation thermique 115
V.2.3. Modélisations économique et environnementale 119
V.2.4. Bilan sur la modélisation 121
V.3. Modélisation et évaluation des caractéristiques adaptées 122
V.3.1. Fonctionnement en mode autonome et saturation 122
V.3.2. Plage de vitesse élargie grâce à la cage du rotor 129
V.3.3. Refroidissement ouvert à eau et bobinage par câble 131
V.3.4. Bobinage dentaire pour la maintenabilité et l'entrainement direct 134
V.3.5. Machine multiphasée 137
V.3.6. Bilan sur les caractéristiques de la machine 138
V.4. Génératrice asynchrone à cage avec bobinage dentaire 140
V.4.1. Expérience de bobinage 140
V.4.2. Effet des harmoniques d'espace de la FMM 142
V.4.3. Performances de bobinages dentaires en simulation 145
V.4.4. Discussion sur la cage 153
V.4.5. Conclusion sur la génératrice à bobinage dentaire 155
V.5. Bilan sur la conception de la génératrice en phase d'esquisse 156
V.5.1. Portrait-robot révisé 156
V.5.2. Modèle analytique révisé 157
V.5.3. Implémentation pratique du modèle 159
V.6. Conclusion 160
V.7. Références 161

Résumé du chapitre V :

Ce cinquième chapitre est exclusivement consacré à la génératrice électrique de la solution hydrolienne.

Nous commençons par expliciter les objectifs de conception de la génératrice électrique en phase d'esquisse. En déclinant le schéma de conception système au niveau du composant, nous souhaitons utiliser le portrait-robot et le modèle analytique de la génératrice pour élaborer une solution de machine dont les paramètres de dimensionnement sont connus et les performances évaluées avec les indicateurs qualitatifs et quantitatifs. Nous devons donc mener l'évaluation des diverses caractéristiques de la génératrice et la modélisation analytique multi-domaine de la machine pour une optimisation en phase d'esquisse.

Dans un premier temps, nous réalisons une revue bibliographique sur les modèles analytiques de machine asynchrone à cage. Dans l'abondance de travaux, nous ciblons les modèles les plus à même de convenir pour une optimisation en phase d'esquisse. Enfin, nous cherchons des modèles multi physiques (électromagnétique et thermique) ainsi que des caractérisations environnementales et économiques des machines asynchrones à cage.

Ensuite, nous discutons des études et/ou des évaluations sur les caractéristiques particulières de notre génératrice. Certaines sont bien étudiées et assez facilement paramétrables dans notre contexte tandis que d'autres n'ont jamais été traitées dans la littérature. Ainsi, nous décidons de consacrer une section à l'étude du bobinage dentaire pour les machines asynchrones à cage en mode générateur avec une expérience de bobinage et une approche par simulation numérique.

Enfin, nous faisons le bilan sur le design et le modèle analytique de la génératrice. Nous discutons des résultats et nous évoquons l'implémentation du modèle dans un logiciel d'optimisation.

V.1. Objectifs de la conception de la génératrice en phase d'esquisse

Ce chapitre est exclusivement consacré à la génératrice électrique de la solution hydrolienne, c'est-à-dire à la conception durable du composant réalisant la conversion de l'énergie mécanique issue de l'énergie des courants de marée ou fluviaux en énergie électrique pour le micro-réseau. Nous commençons par expliciter les objectifs du chapitre sur la conception de la génératrice en phase d'esquisse.

Nous déclinons le schéma de conception système du chapitre précédent au niveau du composant génératrice sur la Fig V.1. Les blocs déterminants sont le portrait-robot et le modèle analytique de la génératrice pour élaborer une solution de machine dont les paramètres de dimensionnement sont connus et les performances évaluées avec les indicateurs qualitatifs et quantitatifs sélectionnés (et/ou disponibles). Le portrait-robot a été annoncé à la fin du chapitre précédent, il reste encore à le valider. Sur la modélisation analytique de la machine, tout reste à faire.

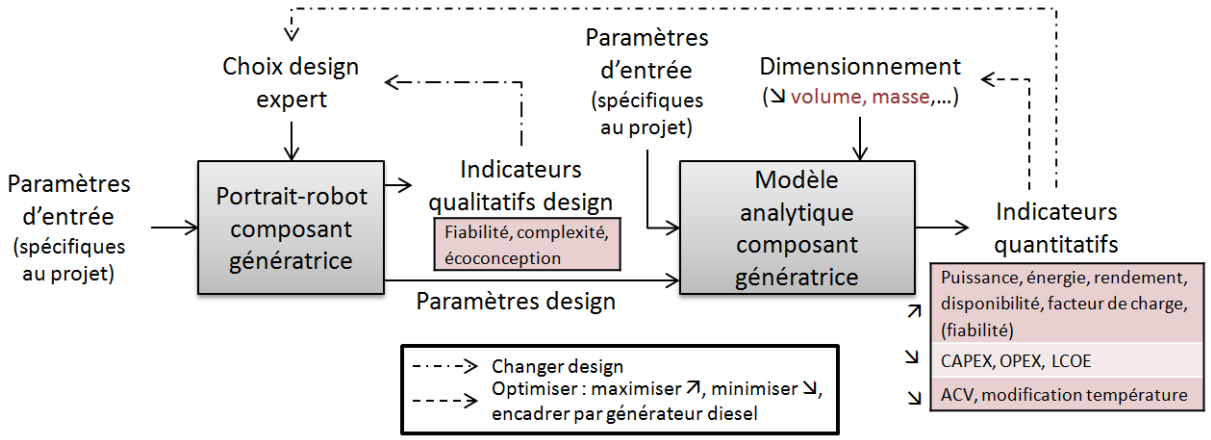


Fig V.1 : Conception en phase d'esquisse de la génératrice électrique avec son portrait-robot et son modèle analytique.

Pour permettre une optimisation en phase d'esquisse basée sur des paramètres d'entrée (design et dimensionnement) et des indicateurs de sortie (qualitatifs et quantitatifs), nous devons mener deux tâches de front :

- la modélisation analytique de la génératrice en lien avec les domaines technique, économique et environnemental,
- l'évaluation qualitative/quantitative de la génératrice asynchrone à cage et de ses caractéristiques adaptées.

La section V.2 est consacrée à la modélisation de la machine asynchrone à cage. Dans un premier temps, nous réalisons une revue bibliographique des modèles analytiques de machine asynchrone à cage. Dans l'abondance des travaux, nous sélectionnons les modèles appropriés à une optimisation en phase d'esquisse. Pour raisonner sur les différents domaines de la durabilité, le modèle analytique de la machine doit être multi-physique (électromagnétique et thermique) avec des caractérisations

environnementales et économiques. A la fin de la section, nous obtenons un modèle analytique multi-domaine de machine asynchrone classique à cage.

La section V.3 traite à la fois de l'étude et de l'évaluation des caractéristiques particulières de notre génératrice ainsi que de leur prise en compte dans le modèle analytique. Nous reprenons l'état de l'art pour trouver des études et/ou des évaluations sur les caractéristiques particulières de notre génératrice : mode autonome et tension stabilisée par la saturation, plage de vitesse élargie, refroidissement ouvert à eau avec bobinage en câble étanche et gestion thermique astucieuse qui protège du biofouling, maintenabilité améliorée et entrainement direct grâce à un bobinage dentaire, configuration multiphasée. Nous utilisons le maximum d'études existantes pour valider et intégrer chaque caractéristique au modèle. Si des briques manquent pour la modélisation et l'évaluation, nous aurons à les développer.

Ensuite, nous faisons le point sur les caractéristiques que nous conservons au vu des évaluations précédentes. Nous livrons un portrait-robot révisé et un modèle analytique complet de la génératrice de la solution hydrolienne. Nous abordons l'implémentation pratique du modèle dans un logiciel d'optimisation.

V.2. Modélisation de la machine asynchrone à cage

La machine asynchrone à cage est un dispositif électromécanique massivement utilisé à travers le monde et abondamment documenté ; il existe de nombreux livres et études sur son fonctionnement, son dimensionnement et sa construction [1]–[4]. Les modélisations possibles sur la machine à induction sont multi-physiques et pour différents régimes (permanent, transitoire). Une vue classique éclatée de la machine asynchrone à cage fermée et auto-ventilée est visible en Fig V.2 [5]. Dans la machine, la partie active avec le stator et le rotor (circuits magnétiques, enroulements et cage) assure le fonctionnement électromagnétique, et la partie inactive (carter, flasques, arbre, roulements, ventilateur, boite de raccordement) assure les fonctions secondaires.

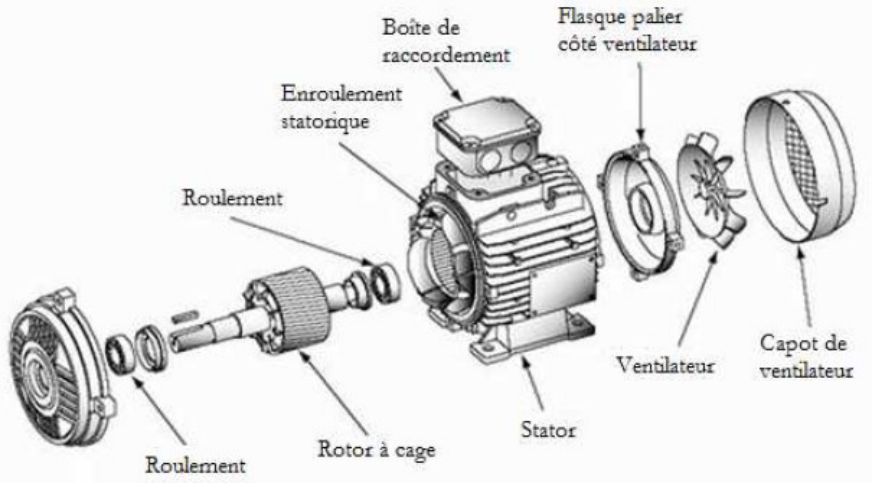


Fig V.2 : Vue éclatée d'une machine asynchrone à cage fermée auto-ventilée [5].

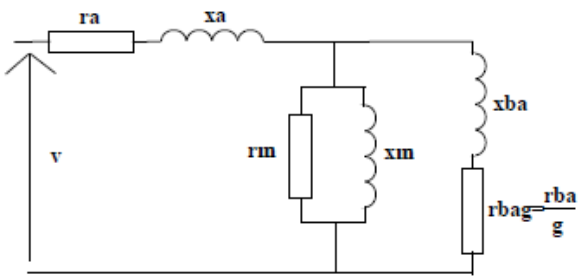
Dans cette section, nous recherchons les modélisations disponibles nous permettant de construire le bloc modèle analytique de la génératrice au sein du schéma de conception en phase d'esquisse de la Fig V.1. Pour évaluer les critères de durabilité, nous avons besoin de modéliser la machine asynchrone sur les domaines électromagnétique, thermique, économique et environnemental. Un modèle analytique permet de relier tous ces éléments et de donner des résultats en temps court alors qu'un modèle numérique est généralement plus lourd et spécifique à un aspect physique.

La phase d'esquisse est la première étape du cycle de conception et à ce titre, elle est cruciale pour l'avenir du projet [6]. A la section IV.2.5, nous avions exposé les enjeux de la phase d'esquisse et les outils à disposition du concepteur comme l'optimisation. L'optimisation pour le dimensionnement de dispositifs électrotechniques n'est pas un sujet nouveau. En 1996, Wurtz formalise un outil d'aide à la conception qui permet d'explorer l'espace des solutions, l'approche PASCOSMA pour Programme d'Analyse, de Synthèse, de Conception et d'Optimisation de Systèmes Modélisables Analytiquement [7]. Cette approche permet l'interdépendance des phénomènes physiques intervenant dans une machine, gère les contraintes d'un cahier des charges et optimise les solutions trouvées. Afin de guider le processus de conception, elle emploie des algorithmes génériques d'optimisation numérique sous contraintes avec une fonction objectif à minimiser et des contraintes sur les entrées et les sorties du modèle.

Pour l'optimisation en phase d'esquisse, il faut un modèle analytique simple et grossier lié à un problème d'optimisation de formulation complexe en raison du grand nombre de paramètres. La finesse du modèle doit être adaptée aux incertitudes du cahier des charges sinon elle risque de mener à des erreurs dans les résultats et surtout du temps de calcul perdu en vain [8]. Il faut construire le modèle le plus simple mettant en relation tous les paramètres d'entrée et de sortie en gardant à l'esprit l'objectif d'optimisation et donc du modèle : le pré-dimensionnement d'une machine complète (parties actives et inactives) et l'évaluation de ses indicateurs de durabilité.

V.2.1. Modélisation électromagnétique

De nombreux travaux ont été consacrés à la modélisation de la machine asynchrone. Mezani distingue les modèles externes donnant des schémas électriques équivalents, des modèles internes reposant sur la résolution des équations de l'électromagnétisme dans la machine avec des méthodes numériques [9]. Par rapport à notre besoin, nous nous dirigeons vers les modèles externes en régime permanent. Dans ces modèles, toutes les grandeurs sont à variation sinusoïdale par rapport au temps et seul le premier harmonique d'espace est considéré [9]. Il n'existe pas de schéma équivalent unique de la machine asynchrone à cage. Nous avons choisi de travailler avec le schéma équivalent monophasé dit en T de la Fig V.3 où les paramètres rotoriques sont ramenés au stator [1], [7], [10].



v tension par phase
r_a résistance du bobinage statorique
x_a réactance de fuite du bobinage statorique
r_m résistance représentative des pertes fer
x_m réactance magnétisante
r_{bag} résistance équivalente du rotor ramenée au stator avec g glissement
x_{ba} réactance de fuite équivalente du rotor ramenée au stator

Fig V.3 : Schéma équivalent monophasé de la machine asynchrone à cage ramené au stator [7].

Cette modélisation permet d'évaluer les performances électromagnétiques (couple, puissance, pertes) de la machine à partir des paramètres du schéma équivalent. De plus, ces derniers sont calculés en fonction des paramètres géométriques de construction. Ce modèle analytique à double niveau est compatible avec une optimisation sous contrainte. Wurtz l'a utilisé dans l'approche PASCOSMA pour optimiser le dimensionnement d'une machine triphasée fermée entre 1 et 5 kW [7]. Les caractéristiques du modèle utilisé par Wurtz sont :

- Fonctionnement au fondamental, seul le flux fondamental est considéré dans l'entrefer.
- Dimensionnement de la machine pour un fonctionnement moteur au nominal, glissement entre 0 et 0.3. Le moteur est en régime permanent.
- Certains paramètres sont relatifs à la gamme 1-5 kW : le coefficient de frottement visqueux et les pertes fer.
- Prise en compte la saturation à vide de la machine par un coefficient qui modifie l'inductance magnétisante.
- Au stator : bobinage composé de deux fils ronds au maximum, possibilité de raccourcissement et de spires en parallèles, encoche stator paramétrable.

- Au rotor : cage d'écureuil soit coulée, soit faite de barres, encoche rotor paramétrable.
- Prise en compte de l'effet des encoches sur la perméance par le coefficient de Carter [3].
- Prise en compte de l'effet de peau qui varie avec le glissement dans la résistance et l'inductance de fuite du rotor en se ramenant à une encoche équivalente rectangulaire.
- Prise en compte de l'inclinaison des barres du rotor par un coefficient d'inclinaison.

❖ Etapes du modèle électromagnétique

Nous présentons ici les étapes nécessaires à la modélisation électromagnétique de la machine asynchrone à cage.

1° Liste des paramètres d'entrée du modèle visibles sur la Fig V.4 :

- Les conditions d'utilisation de la machine : fréquence f, tension d'alimentation v, glissement g au nominal, rang de l'harmonique pris en compte $\gamma = 1$, température des conducteurs stator t_{sta} et rotor t_{rot}.
- Les paramètres de construction de la machine : m phases, p paires de pôles, longueur fer l, entrefer e, nombres d'encoches au stator n_e et au rotor n_r.
- Les diamètres : stator intérieur d_i et extérieur d_{eext}, rotor intérieur d_{ir} et extérieur d_r.
- Les paramètres d'encoche stator et rotor : hauteurs, largeurs et aires (images a) et b)).
- Les paramètres du bobinage stator : nombres de spires série/encoche n_{sspe}, de voies de bobinage en parallèle n_b, d'encoches de raccourcissement $renc$, diamètre fil d_{fil}, résistivité du cuivre ρ_{cu} et son coefficient en fonction de la température α_{sta}.
- Les paramètres de la cage (coulée ou barre) et de l'anneau de court-circuit : spires en série par phase au rotor $n_{sr} = 0.5$, coefficient bobinage rotor $k_{br} = 1$, résistivité aluminium ρ_{al} et son coefficient en fonction de la température α_{rot}, inclinaison des barres kr ; a, h_{an}, b_{an} dimensions de l'anneau de court-circuit, d_{am} diamètre moyen de la cage, l_m distance entre le centre de la tête de bobine au stator et l'anneau de court-circuit.

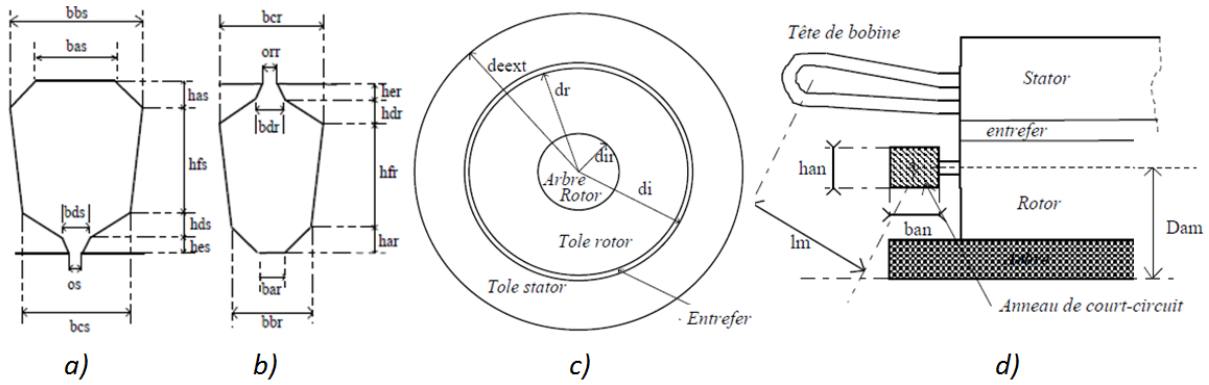


Fig V.4 : Schémas a) encoche stator, b) encoche rotor, c) diamètres de la machine, d) tête de bobine et anneau de court-circuit [7].

2° Calcul des grandeurs caractéristiques :

- Au stator : pulsation ω, encoches/pôle/phase q, spires série/phase n_s, encoches/pôle $denc$, pas de bobinage pas, section cuivre dans une encoche s_{ce}, coefficient de remplissage encoches crs , ouverture bobine c, pas polaire τ, coefficient de bobinage k_b (distribution et raccourcissement), largeur dent l_{ds}.
- Au rotor : coefficient d'inclinaison des barres k_i, coefficient permettant de ramener les impédances rotor au stator : k.

3° Prise en compte de l'effet de peau au rotor : si la cage est coulée, calcul d'une encoche rectangulaire équivalente avec les mêmes surface et hauteur pour une largeur équivalente. Calcul de e_{psp} épaisseur de l'effet de peau, k_{rr} et k_x coefficients d'effet de peau pour la résistance et la réactance.

4° Prise en compte des pertes mécaniques : s_{mecav} coefficient de frottement visqueux identifié sur une machine de référence. Identification de la puissance nécessaire à l'entrainement de la machine alors qu'elle n'est pas alimentée à Ω la vitesse de l'essai en rad/s : $s_{mecav} = P_{mec}/\Omega^2$.

5° Calcul des paramètres du schéma équivalent :

- r_a résistance de l'enroulement stator : longueur tête de bobine l_{tb}, longueur spire l_s.
- x_m réactance magnétisante : t_s et t_r pas dentaire stator et rotor, k_{cs}, k_{cr} et k_c coefficient de carter stator, rotor et global.
- r_m résistance modélisant les pertes fer : extrapolation à partir des pertes identifiées sur une machine de référence.
- r_{ba} résistance rotor ramenée au stator avec effet de peau : r_b résistance d'une barre rotor, r_{eqan} résistance de la portion d'anneau court-circuité entre deux barres, r_{bbs} résistance phase du rotor (une barre et deux portions d'anneau) avec l'effet de peau dans la barre.
- x_a réactance de fuite stator : somme des réactances de fuite d'encoche x_{es}, de dispersion dans l'entrefer x_{diss}, de fuite différentielle x_{ds}, zig-zag x_{zs} et des têtes de bobines x_{tb}. Avec k_s coefficient pour tenir compte du raccourcissement du bobinage, k_{xs} coefficient pour passer des perméances aux réactances au stator.
- x_{ba} réactance de fuite rotor ramenée au stator avec effet de peau : somme des réactances de fuite d'encoche x_{er}, de dispersion dans l'entrefer x_{disr}, de fuite différentielle x_{dr}, zig-zag x_{zr}, de l'anneau de court-circuit x_{acr} et de l'inclinaison des barres x_{skew}. Avec k_{xr} coefficient pour passer des perméances aux réactances au rotor, x_b somme des réactances rotor avec l'effet de peau dans l'encoche.

6° Prise en compte de la saturation à vide de la machine : k_{sat} facteur de saturation. Il est égal au rapport : somme des ampères-tours nécessaires pour faire circuler le flux magnétique dans l'entrefer et dans la tôle magnétique divisée par les ampères tours nécessaires pour faire circuler le flux magnétique dans l'entrefer [4]. Calcul de ϕ_p flux mutuel par pôle, b_{eent} induction maximum dans l'entrefer. Il faut connaitre la caractéristique $H(B)$ de la tôle. Calcul des chutes de potentiel magnétique dans chaque portion de dent et de culasse au stator et rotor [1].

7° Calcul des performances de la machine en moteur :

- z_a impédance du stator, z_b impédance du rotor ramenée au stator, x_{mk} réactance magnétisante avec la saturation, z impédance du circuit équivalent.
- i_a courant par phase statorique, i_b courant dans la branche représentant le rotor, j_s et j_{rs} densité de courant au stator et au rotor.
- C_{em} couple électromagnétique, C_{mecav} couple de résistance mécanique, C_u couple utile : $C_{em} = C_u + C_{mecav}$.
- P_{abs} puissance absorbée, P_t puissance mécanique totale fournie par la machine, p_{mecav} pertes mécaniques dues aux frottements, P_u puissance utile, p_{jous} et p_{jour} pertes Joule stator, rotor.
- cos_ϕ facteur de puissance, $rend$ rendement.

❖ Modifications du modèle électromagnétique pour la phase d'esquisse

Nous avons apporté quelques modifications au modèle précédent qui sont des corrections et des simplifications dans une optique d'optimisation en pré-dimensionnement. Nous donnons les changements relatifs à chaque étape.

1° et 2° Un modèle exhaustif tel que celui-ci, avec une abondance de paramètres d'entrée, convient pour optimiser le dimensionnement d'une machine. Par contre, il est nécessaire de réduire ces entrées pour le pré-dimensionnement car la machine n'existe pas encore. L'objectif est de déduire tous les paramètres d'entrée et grandeurs caractéristiques à deux paramètres seulement : le diamètre d'alésage d_i et la longueur fer l. Pour cela, de nouvelles relations comme des rapports de dimensions sont ajoutées [1], [10], [11].

- Rapport de la hauteur d'encoche statorique sur le diamètre d'alésage : $k_{hdi} = h_{ts}/d_i$. Il est compris entre 0,15 et 0,3 pour les machines classiques où la valeur basse est pour les machines de petite puissance.
- Rapport entre les hauteurs d'encoches statorique et rotorique : $k_{hsr} = h_{tr}/h_{ts}$. Il est classiquement inférieur ou égal à 1.
- Rapports entre la plus grande largeur d'encoche en fonction de la hauteur totale d'encoche stator et rotor : $k_{hbs} = b_{bs}/h_{ts}$ et $k_{hbr} = b_{cr}/h_{tr}$.
- Répartition de la hauteur des parties d'encoche en fonction de la hauteur totale de l'encoche et rapports entre les largeurs des parties d'encoche en fonction de la largeur la plus grande.
- Rapports entre la hauteur d'encoche et la hauteur de culasse stator et rotor : k_{hecs} et k_{hecr}.
- Les diamètres : $d_{eext} = d_i + 2h_{ts} + 2e_{cs}$, $d_r = d_i - 2e$, $d_{ir} = d_r - 2h_{tr} - 2e_{cr}$, diamètre de fond d'encoche stator et rotor $d_{fs} = d_i + 2h_{ts}$, $d_{fr} = d_r - 2h_{tr}$.
- Taille anneau de court-circuit : rapport entre hauteur de l'anneau et hauteur de l'encoche rotor $k_{han} = h_{an}/h_{tr}$, rapport largeur-hauteur $k_{an} = b_{an}/h_{an}$.
- Facteurs modifiant l'induction en fonction de la saturation : facteur d'aplatissement α_i et facteur de forme k_f extraits de la courbe 1.9 de [1]. On a alors : $B_{eent} = \phi_p/\alpha_i\tau_p l$.

$$\alpha_i = \frac{2}{\pi}[0.24(k_{sat} - 1) + 1] \qquad ; \qquad k_f = \frac{\pi}{2\sqrt{2}}(-0.0575k_{sat} + 1.0575)$$

- Calcul du nombre de spires en série/phase n_s : avec $E \cong k_u v \cong 4k_f f n_s k_b \phi_p$ où $k_u = 0.1/27(1-p) + 0.98$ tient compte de la chute de tension au stator.

Des préconisations peuvent être entrées sous la forme de contraintes [1], [10], [11] :

- Valeurs d'induction maximale dans le circuit magnétique pour les moteurs de petite et moyenne puissance : entrefer B_{eent} à 1 T, culasse stator B_{cs} à 1,3 T, culasse rotor B_{cr} à 1,4 T, dents statoriques B_{ds} à 1,7 T, dents rotoriques B_{dr} à 1,8 T. Dans le pied de dent, l'induction peut aller jusqu'à 2.1 T au stator et 2.2 T au rotor.
- Sur les dents et encoches, l'ouverture d'encoche minimale au stator est 2 mm ou le diamètre du fil et la largeur de dent minimale au stator et au rotor est 4 mm pour la tenue mécanique.

5°Les pertes fer sont calculés avec le modèle de Bertotti : somme des pertes par hystérésis, courants de Foucault et excédentaires. La tôle utilisée est M800-65A et les coefficients sont en fonction de la masse volumique de la tôle mv_{tole} : $K_{hys} = 0.0298 * mv_{tole}$, $K_{fouc} = 3.564\ 10^{-4} * mv_{tole}$, $K_{exe} = 0.0028 * mv_{tole}$. Une induction est associée à chaque volume de tôle puis les trois types de pertes sont calculés suivant l'induction et le volume. Les pertes sont calculées à vide donc les pertes au stator sont comptabilisées. La résistance fer est alors : $r_m = (k_u v)^2/p_{fer}$.

7° Performances en générateur : le glissement est négatif, les couples et puissances négatives, les pertes positives. La Fig V.5 compare les diagrammes énergétiques de la machine en mode moteur et en mode générateur avec les notations du modèle.

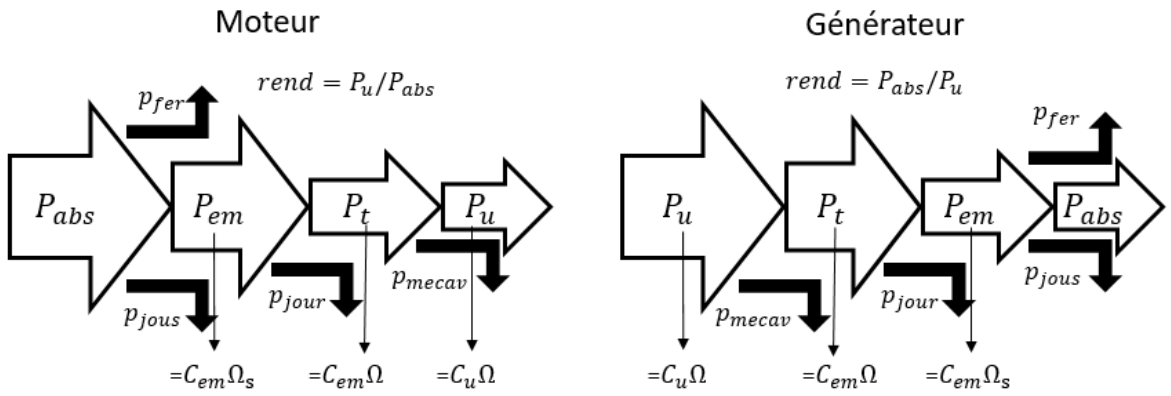


Fig V.5 : Diagrammes énergétiques en fonctionnement moteur et générateur.

❖ Application du modèle électromagnétique sur une machine de référence

Nous avons appliqué ce modèle analytique électromagnétique sur une machine asynchrone à cage fermée auto-ventilée Siemens de référence 1LA7133-4AA10. Ce moteur triphasé alimenté sous 230 VD/400 VY à 50 Hz délivre à 1455 tr/min la puissance assignée 7.50 kW, le couple assigné 49.2 Nm pour le courant assigné 26.7 A(D)/15.4 A(Y) avec un rendement de 86.0 % et un facteur de puissance de 0.82.

L'annexe 4 donne les données physiques nécessaires aux calculs. L'annexe 5 détaille l'application et la validation du modèle analytique électromagnétique sur cette machine de référence. Cette étape nous a permis de caler le modèle par rapport à cette référence, en particulier : la longueur d'une spire, les pertes fer, la saturation. Les performances calculées par le modèle sont très proches des performances au nominal données par la fiche d'essai : l'écart est de 7 % au maximum.

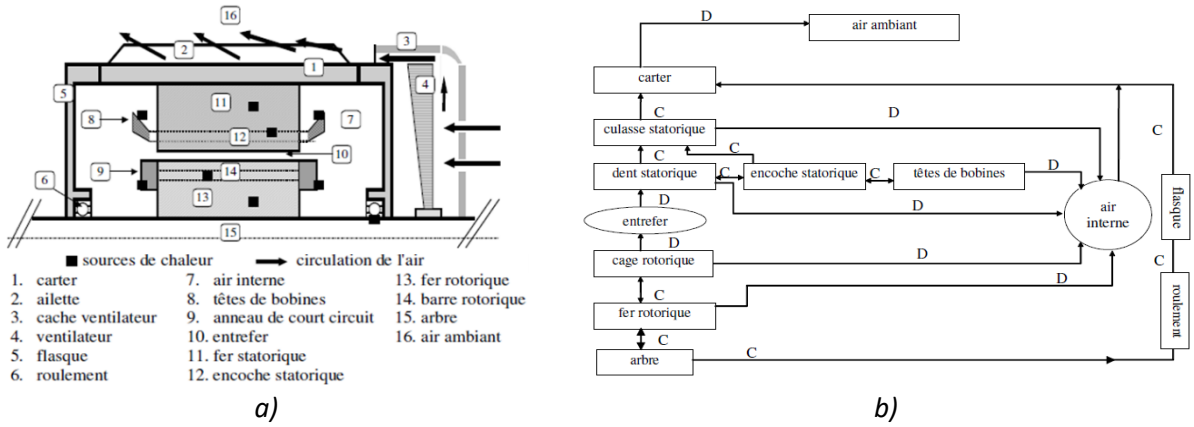
V.2.2. Modélisation thermique

De manière générale, il est très important de prendre en compte la thermique dans les machines car une mauvaise gestion de l'évacuation des pertes dégrade la fiabilité, impactant la maintenance dans une perspective sur cycle de vie. Pour chaque augmentation de 10 °C, la durée de vie de l'isolant est divisée par 2 [12]. De plus, les variations de tension, les déséquilibres électriques dans les phases, et le cyclage entrainent une surcharge thermique préjudiciable. Le vieillissement thermique peut être ralenti par la réduction de la température de fonctionnement des bobinages et l'augmentation de la classe d'isolation du fil.

Dans notre cas, la thermique est reliée à la fiabilité de la machine et à l'impact environnemental sur l'eau de la rivière ou de la mer. Nous devons contrôler les températures intérieure et extérieure de la machine pour assurer ses performances électromagnétiques et thermiques. Nous voulons calculer les températures des zones critiques en utilisant les paramètres du modèle électromagnétique et contraindre leurs valeurs par rapport au biofouling et au vieillissement thermique.

La modélisation thermique est soit numérique, soit nodale [9]. La première nécessite de travailler en 3D avec des éléments finis ce qui est très long et incompatible avec notre objectif de conception en phase d'esquisse. Par contre, la deuxième permet de ramener l'étude du comportement thermique de la machine à un schéma équivalent électrique. En régime permanent, les transferts de chaleur sont modélisés par des résistances thermiques. Les pertes constituent les sources de courant et le potentiel aux différents nœuds donne la température. Il reste à résoudre l'équation de la chaleur.

Nous nous penchons sur la machine asynchrone à cage fermée et auto-ventilée à air. Il existe de nombreux travaux sur la modélisation thermique des petites machines de notre gamme de puissance [9], [13]–[19]. La machine considérée est représentée avec tous ses éléments sur la Fig V.6 ainsi que le schéma des transferts thermiques par conduction et convection [9]. Les transferts thermiques par conduction se déroulent à travers un milieu matériel sans déplacement de matière et ceux par convection entre un fluide et un solide [9]. Aucun transfert par rayonnement n'est considéré dans une première approximation. Les sources de chaleur sont dans les parties actives (conducteurs et tôles) et dans les roulements. Le ventilateur, monté en bout d'arbre, débite un flot d'air sur la surface extérieure du carter. La chaleur diffuse axialement et radialement des parties actives vers l'air interne puis vers l'extérieur.



a) b)

Fig V.6 : Transfert de chaleur dans une machine asynchrone fermée auto-ventilée : a) représentation physique, b) schéma des échanges par conduction C ou convection D [9].

Les transferts de chaleur par conduction sont modélisés par plusieurs résistances thermiques : résistance linéique, résistances axiales et radiales de la méthode des cylindres et résistance de contact.

La forme la plus simple est le transfert dans un conducteur linéique par analogie avec le courant traversant un fil. La résistance linéique est : $R_{line} = l/kS$ où l et S sont la longueur et la section de passage du conducteur, k est la conductivité thermique du solide en W/m.K.

La modélisation de la conduction axiale et radiale dans la machine repose sur la méthode des cylindres pour le réseau nodal [9], [14], [15], [19]. La structure cylindrique de la machine permet d'utiliser cette méthode simple qui relie les températures de surface et la température moyenne interne du solide aux différentes résistances thermiques axiales et radiales. La Fig V.7 montre l'élément cylindrique creux en a) modélisé par le circuit thermique équivalent en b) [9]. Les pertes sont traduites par la source de courant branchée au potentiel de la température moyenne. La symétrie perpendiculaire à l'axe de rotation permet de considérer un demi-solide.

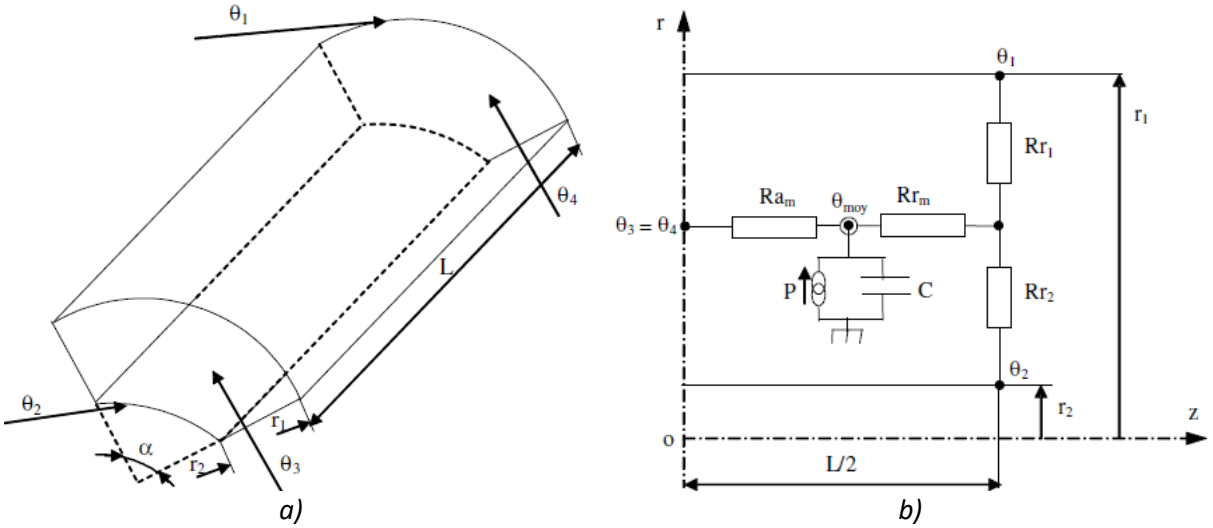


Fig V.7 : Composant cylindre creux : a) représentation physique, b) circuit thermique équivalent du demi cylindre avec source de chaleur [9].

Les résistances thermiques du demi-cylindre sont : Ra_m résistance liée au transfert par conduction axiale du centre du volume vers l'extérieur, Rr_1 et Rr_2 résistances liées au transfert radial vers les parois de rayon r_1 et r_2, Rr_m résistance radiale d'interconnexion où k_{axial} et k_{radial} sont les conductivités thermiques axiale et radiale du volume.

$$Ra_m = \frac{L}{6\pi k_{axial}(r_1^2 - r_2^2)}$$

$$Rr_1 = \frac{1}{2\pi k_{radial} L}\left[1 - \frac{2r_2^2 \ln\left(\frac{r_1}{r_2}\right)}{r_1^2 - r_2^2}\right] \qquad Rr_2 = \frac{1}{2\pi k_{radial} L}\left[\frac{2r_1^2 \ln\left(\frac{r_1}{r_2}\right)}{r_1^2 - r_2^2} - 1\right]$$

$$Rr_m = \frac{-1}{4\pi(r_1^2 - r_2^2)k_{radial}L}\left[r_1^2 + r_2^2 - \frac{4r_1^2 r_2^2 \ln\left(\frac{r_1}{r_2}\right)}{r_1^2 - r_2^2}\right]$$

Les résistances de contact à l'interface entre deux solides sont de la forme : $R_{contact} = 1/h_c S_c$ avec h_c le coefficient de contact en W/m².K lié à la pression de contact à l'interface et S_c la surface de contact entre les deux solides.

Les transferts par convection sont traduits par des résistances de convection de la forme : $R_{conv} = 1/h_e S_e$ avec h_e le coefficient d'échange convectif en W/m².K calculé par les nombres adimensionnels de la mécanique des fluides suivant le comportement du fluide de transfert (laminaire, turbulent) et S_e la surface d'échange entre le solide et le fluide.

La difficulté de la modélisation nodale réside dans la détermination des paramètres thermiques : les conductivités thermiques axiale et radiale, les coefficients de contact et d'échange. Dans la littérature, des formules analytiques donnent les paramètres sensibles comme la conductivité thermique des enroulements en fonction du coefficient de remplissage, la conductivité équivalente des roulements. Les règles sont des approximations qui doivent être validées par des essais spécifiques sur la machine considérée. Nous avons pris la moyenne des valeurs observée dans la littérature.

Nous avons utilisé les nombreux travaux, une combinaison des résistances citées ci-dessus et des hypothèses sur les paramètres des parties inactives pour réaliser notre modèle thermique de la machine asynchrone à cage fermée auto-ventilée en régime permanent. La Fig V.8 présente le circuit thermique équivalent avec une quarantaine de résistances thermiques et sept sources de courant pour traduire les pertes. Les voltmètres servent à relever les températures moyennes des éléments. La source de tension T_{air} en haut du schéma représente la température de l'air extérieur, c'est la température depuis laquelle tous les échauffements sont calculés. Cette représentation est faite pour une demi-machine grâce à la symétrie axiale. Ainsi, il faut prendre la moitié des pertes calculées par le modèle électromagnétique précédent.

- Application du modèle thermique sur une machine de référence

Nous avons appliqué le modèle thermique de la MAS à cage fermée auto-ventilée à air sur la machine Siemens dans l'annexe 5. Les coefficients thermiques utilisés sont en annexe 4. Pour information, les valeurs de toutes les résistances du schéma nodal de la Fig V.8 sont données au Tab 4 de l'annexe 5. Le modèle thermique calcule toutes les températures de la machine sur la Fig 3 de l'annexe 5. Sur la Fig 4 de l'annexe 5, nous avons étudié la sensibilité de certains paramètres thermiques sur les températures, en particulier les coefficients d'échange convectif à l'entrefer, à l'interface carter/air extérieur et à l'interface surfaces internes/air intérieur.

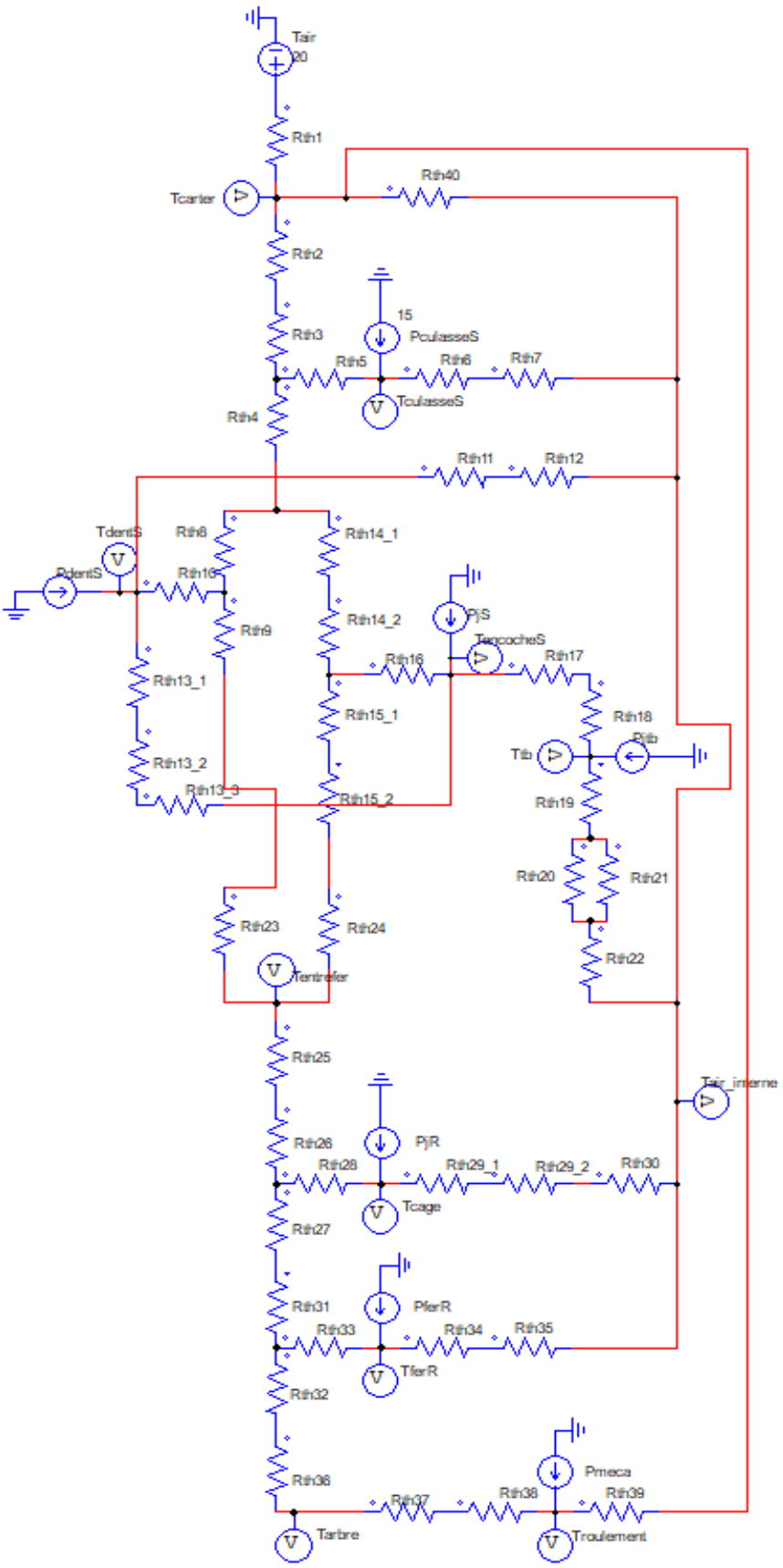


Fig V.8 : Modèle thermique de la machine asynchrone à cage.

V.2.3. Modélisations économique et environnementale

La modélisation des aspects économiques et environnementaux permet l'évaluation des critères quantitatifs restants : CAPEX, OPEX, LCOE et ACV. L'impact environnemental local, la modification de la température, est pris en compte dans la modélisation thermique précédente.

Il existe des relations entre le prix et la puissance pour les machines d'une même gamme. De même, il est possible de donner des relations sur les impacts environnementaux. Par contre, ces modèles simples sont des boîtes noires incompatibles avec une optimisation où les paramètres d'entrées varient potentiellement beaucoup. Nous préférons des modèles détaillés à l'échelle des éléments de la machine. Un inventaire des matériaux et des procédés est alors nécessaire aux deux modélisations. En effet, les coûts économiques et environnementaux sont fonction de la masse des matériaux et de l'énergie dépensée pour réaliser des opérations sur les pièces tout au long du cycle de vie de la machine. Les impacts environnementaux par unité de masse sont donnés pour les matériaux et l'énergie consommée pour les procédés grâce à des bases de données comme l'application Idemat [20]. Les coûts matière et de fabrication peuvent être communiqués par des fabricants du domaine mais l'évaluation reste difficile.

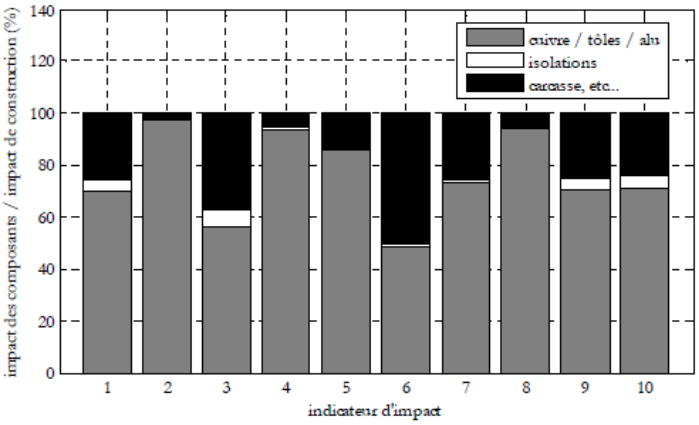
Le calcul des masses actives et inactives est intégré au modèle électromagnétique et thermique précédent [10], [21]. Les dimensions des parties actives permettent le calcul exact des volumes puis des masses avec la masse volumique des matériaux. On obtient les masses des tôles magnétiques stator et rotor, du cuivre du bobinage statorique, de l'aluminium de la cage rotorique. Les calculs des parties inactives sont plus approximatifs car dépendants du type de machine et de sa gamme de puissance : carter, arbre, roulements, ventilateur, boîte à bornes, isolation (isolants des fils émaillés, de fond d'encoche et vernis d'imprégnation). Il existe toutefois des travaux qui relient la masse des parties inactives à la masse des parties actives et aux paramètres connus [10], [21]. L'annexe 4 donne les valeurs des masses volumiques utilisées et l'annexe 5 donne l'inventaire des matériaux avec leur masse et volume pour la machine de référence.

Les procédés sont surtout les étapes de fabrication et un peu la maintenance et le recyclage s'il est choisi. Toutes les étapes de fabrication d'une machine sont connues mais leur prix et leur impact sont difficilement quantifiables. Ils dépendent de l'énergie consommée, de la complexité des opérations, de la main d'œuvre nécessaire (heures travaillées).

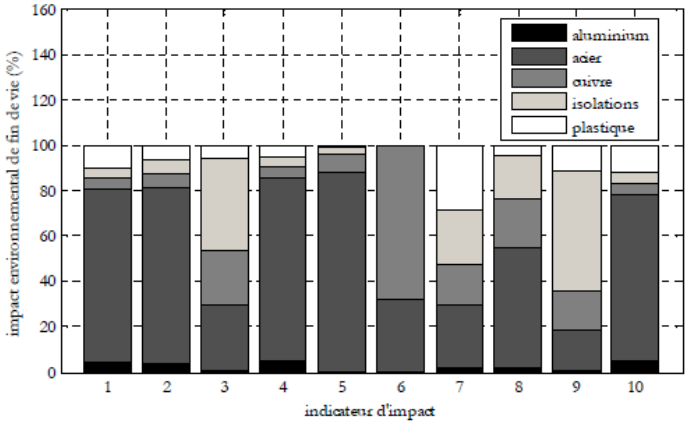
En phase d'esquisse, les évaluations économiques et environnementales sont un réel défi. Comme tout prendre en considération est impossible, nous choisissons de garder les éléments les plus impactants pour la modélisation. Nous utilisons l'ACV de Boughanmi sur un moteur asynchrone à cage de 10 kW pour trouver ces éléments [5], [10]. Le moteur fonctionne 20 000 heures en continu et l'ACV est menée sur 10 critères. La phase de construction est plus impactante que la fin de vie pour tous les critères sauf la pollution de l'eau. Les impacts sur chaque phase sont :

- Fabrication. La Fig V.9 a) donne les impacts de la fabrication. Les parties actives (cuivre, fer électrique, aluminium) représentent en moyenne 70 % des impacts sur tous les critères. Le mix électrique du pays fabricant influence les résultats : notons que les pays en développement, cibles de notre étude, ont des mix plus carbonés qu'en Europe par exemple. Une réduction des impacts passerait par une diminution de la masse totale de la machine et de l'énergie des procédés : fabrication simplifiée et moins longue.

- Usage. Aucune comparaison possible entre un moteur et générateur car le générateur ne consomme pas d'électricité et qu'aucune maintenance n'est prise en compte.
- Fin de vie : recyclage, incinération et enfouissement. 70% du cuivre et de l'aluminium et 45% de l'acier sont recyclés. La Fig V.10 b) donne les impacts en fin de vie. Le cuivre et l'acier sont les matériaux les plus impactants mais ce sont aussi les plus importants en masse, contrairement aux plastiques et aux isolants qui pèsent moins de 1 % mais qui impactent entre 5 à 40 %. Dans les pays cibles, les impacts de la fin de vie sont sûrement aggravés par le manque de recyclage.



a)



'1-R.nat', '2-Acid.', '3-Algues', '4-C.ozone', '5-Toxi.', '6-Poll.eau', '7-Poll.sol', '8-Oxyd.', '9-CO2', '10-Energie'

b)

Fig V.9 : Impacts environnementaux liés à : a) la construction et b) la fin de vie pour une machine asynchrone à cage de 10 kW [10].

A la suite de son ACV, Boughanmi propose de nouvelles machines à faible impact environnemental par l'écoconception : l'utilisation de fils emmaillés polymérisés par UV et fabriqués sans solvant ; le thermocollage des enroulements en remplacement de l'imprégnation avec des vernis polluants ; l'introduction des matières plastiques d'origine végétale pour fabriquer les parties non actives ; l'utilisation de tôles magnétiques à grains orientés décalées qui limitent les pertes fer ; le guidage en rotation par des roulements à haut rendement qui utilisent des revêtements céramiques. Toutes ces mesures réduisent le coût environnemental de la machine mais augmentent son coût économique.

Avec l'inventaire des matériaux, nous obtenons un premier ordre de grandeur (valeur minimale) des coûts initiaux c'est-à-dire les prix matières inclus dans les CAPEX et les impacts environnementaux des matériaux à la fabrication (énergie des procédés de transformation exclue). L'application Idemat [20] nous donne les éco-coûts (en euros) et l'empreinte carbone (en kg CO_2 équivalent) pour le fil électrique, l'acier, l'aluminium. Les éco-coûts regroupent quatre indicateurs transformés en valeur monétaire : les impacts sur la santé humaine, l'écotoxicité, l'épuisement des ressources et l'empreinte carbone.

Pour évaluer les coûts économiques et environnementaux sur le reste du cycle de vie (usage et fin de vie), il faut intégrer la maintenance, le remplacement de pièces et le scénario de fin de vie. L'analyse de fiabilité permet de quantifier le taux de panne de chaque élément et d'en déduire les maintenances préventive et corrective requises pour que le système fonctionne sur la durée de vie souhaitée. Nous identifions ici un défi sur l'évaluation quantitative de la fiabilité de produits non encore existants car au stade de conception et donc sur l'évaluation des OPEX, LCOE et impacts de la maintenance et fin de vie.

V.2.4. Bilan sur la modélisation

Finalement, nous avons réussi à construire un modèle analytique électromagnétique, thermique, économique et environnemental de la machine asynchrone grâce à de nombreuses études. Nous l'avons appliqué à une machine de référence de 8 kW dont le modèle analytique complet utilisé est disponible en annexe 5. Comme tous les modèles, notre modèle comporte de nombreuses hypothèses, approximations, omissions et un domaine de validité restreint. Citons George E. P. Box : « Tous les modèles sont faux, mais certains sont utiles. ».

Nous avons adapté cet outil pour la phase d'esquisse en réduisant au maximum le nombre de paramètres d'entrée. Malgré tout, il reste des paramètres indéterminés par les deux grandeurs principales que sont la longueur et le diamètre d'alésage, comme le nombre d'encoches au stator et au rotor. Il existe bien des relations entre eux mais il faut tout de même choisir l'un des deux. L'intégration des caractéristiques particulières de la génératrice de l'hydrolienne viendra peut-être déterminer des paramètres manquants jusqu'alors.

La section suivante est consacrée à l'étude et la validation des caractéristiques provenant du design adapté puis à leur intégration dans le modèle analytique de la génératrice.

V.3. Modélisation et évaluation des caractéristiques adaptées

Dans cette section, nous voulons intégrer chacune des caractéristiques adaptées de notre génératrice dans le schéma de conception en phase d'esquisse de la Fig V.1. Elles concernent la conception et le dimensionnement de la génératrice en elle-même ou de composants nécessaires à son fonctionnement. Ces spécificités doivent être prises en compte au niveau du portrait-robot et surtout dans le modèle analytique de la machine pour permettre les évaluations qualitatives et quantitatives et in fine l'optimisation du dimensionnement en phase d'esquisse.

Pour chaque caractéristique, nous cherchons dans la littérature des études répondant à notre besoin de modélisation. Si certaines caractéristiques sont bien documentées et leurs avantages-inconvénients montrés pour des situations proches de la nôtre, d'autres méritent des développements supplémentaires pour notre contexte. Nous évaluons les connaissances manquantes pour répondre à notre problématique et nous menons des travaux additionnels au sein de cette section et de la suivante.

V.3.1. Fonctionnement en mode autonome et saturation

Le fonctionnement de la génératrice asynchrone en mode autonome est bien connu, il est notamment expliqué dans [22] et dans [23], [24] pour des éoliennes de petite puissance en site isolé. La génération en mode autonome est utilisée quand il est impossible de connecter la machine à un réseau électrique. Dans notre application, la machine doit « créer le réseau » c'est-à-dire donner une fréquence et une tension stables pour les charges en plus de leur fournir la puissance. Au stator, la tension v et la fréquence f figées par un réseau classique deviennent ici variables suivant l'état de fonctionnement de la génératrice et l'état de charge, ce qui impacte le schéma équivalent de la machine en régime permanent. D'autre part, la machine asynchrone nécessite un apport d'énergie réactive qui est prélevé sur le réseau si elle y est connectée. En mode autonome, cette énergie doit être apportée d'une autre manière, la plus simple étant par des condensateurs en parallèle de la charge comme sur le schéma de la Fig V.10 [23].

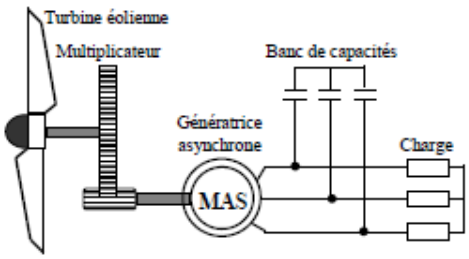


Fig V.10 :Génératrice asynchrone avec banc de capacités pour le mode autonome [23].

Au démarrage, la machine ne peut pas s'amorcer seule, il faut l'auto-excitation qui repose sur un phénomène de résonance entre les condensateurs d'auto-amorçage et les inductances des enroulements (fuites et magnétisante) et des charges. La valeur des condensateurs est choisie pour permettre cette auto-excitation à vide. Le fonctionnement en mode autonome est plus complexe qu'avec une connexion au réseau et il est difficile à maîtriser car les variations de charge et de vitesse

de rotation influent directement sur les tensions et fréquences délivrées à la charge avec risque de déstabiliser la machine.

Plusieurs questions se posent par rapport à notre objectif de modélisation :

- Comment choisir la valeur du condensateur permettant l'auto-amorçage de la machine ?
- Comment intégrer la plage de fonctionnement élargie (en fréquence, tension, vitesse de rotation par rapport à une génératrice connectée au réseau) à notre modèle sachant qu'il doit permettre le dimensionnement d'une machine fonctionnelle autour d'un point nominal ?
- Comment la charge apparait-elle dans le modèle ? Elle peut être représentée par la puissance qu'elle reçoit ou être directement intégrée au schéma par un composant résistif, inductif et/ou capacitif.

❖ Auto-excitation à vide et choix des condensateurs

L'auto-amorçage à vide se produit grâce au flux magnétique rémanent dans la machine, plus précisément dans le circuit magnétique au rotor. En présence d'un condensateur branché aux bornes du stator, le flux rémanent produit une force électromotrice FEM rémanente au stator, soit une faible tension aux bornes du stator qui induit un faible courant à travers le condensateur. Ce courant induit à son tour une augmentation de la FEM qui finit par le renforcer. La caractéristique de l'auto-amorçage en Fig V.11 représente la FEM statorique en fonction du courant magnétisant [24]. Le point d'intersection entre la courbe de magnétisation de la FEM et la droite de la tension aux bornes du condensateur correspond au point de fonctionnement de la génératrice. L'intersection se situe sur la partie non-linéaire ou saturée de la FEM et elle n'est possible que si la courbe de magnétisation est coudée (après la partie linéaire). Sans saturation du circuit magnétique, l'auto-amorçage serait sans limite car il n'y aurait pas d'intersection entre les deux droites caractéristiques tension-courant et la tension augmenterait à l'infini (observé en simulation).

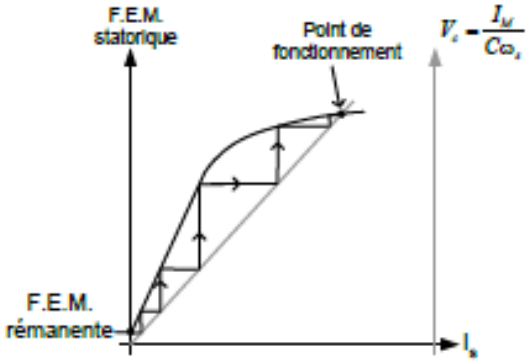


Fig V.11 :Phénomène d'auto-amorçage de la machine asynchrone tenant compte de la saturation [24].

L'objectif est de dimensionner le banc de condensateurs permettant l'auto-amorçage en mode générateur. La valeur de la capacité doit être choisie de manière à ce que le point d'intersection des deux courbes corresponde à la tension de sortie désirée (modulo la chute de tension causée par les résistances). La droite de la tension aux bornes de la capacité possède deux limites : la première

correspond à la partie linéaire de la courbe de magnétisation et la seconde est contrainte par le courant maximal admissible par les enroulements statoriques.

La mise en équation peut se faire à partir du schéma équivalent monophasé de la machine comme dans [22] ou avec son modèle diphasé d,q (régime linéaire puis saturé) comme dans [23], [24] ; nous préférons celle du schéma équivalent monophasé pour continuer à utiliser le modèle analytique de la section précédente.

Nous utilisons le raisonnement développé par Abdessemed dans [22] pour trouver la valeur de la capacité C. La Fig V.12 montre le schéma équivalent de la machine asynchrone en mode autonome avec le condensateur aux bornes du stator. La réactance magnétisante x_{mk} tient compte de la saturation à vide : $x_{mk} = x_m/k_{sat}$. La résistance r_m traduisant les pertes fer est retirée du calcul car sa valeur est très grande devant les autres impédances (approximation).

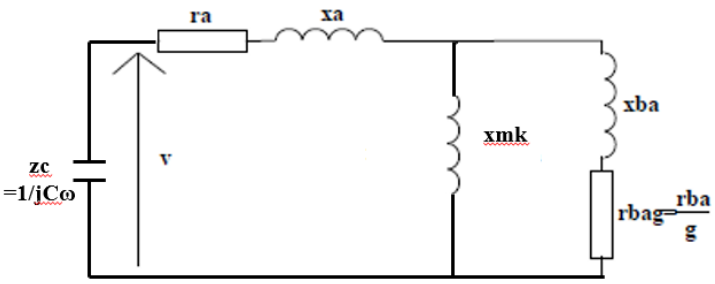


Fig V.12 : Schéma équivalent monophasé de la machine asynchrone en mode autonome avec condensateur aux bornes du stator.

Considérons z_G l'impédance équivalente de la génératrice (différant de l'impédance z par la résistance fer r_m), z_C l'impédance du condensateur et z_{tot} l'impédance globale du circuit. Le fonctionnement de la génératrice auto-excitée est stable si l'équation *(1)* est satisfaite et donc si les parties réelle *(2)* et imaginaire *(3)* de z_{tot} sont nulles.

$$z_{tot} = z_G + z_C = 0 \qquad (1)$$

$$Re(z_{tot}) = r_a + \frac{r_{bag}x_{mk}^2}{r_{bag}^2 + (x_{ba} + x_{mk})^2} \qquad (2)$$

$$Im(z_{tot}) = -\frac{1}{C\omega} + x_a + \frac{r_{bag}^2 x_{mk} + x_{mk}x_{ba}^2 + x_{mk}^2 x_{ba}}{r_{bag}^2 + (x_{ba} + x_{mk})^2} \qquad (3)$$

Soit ω la pulsation des grandeurs statoriques en régime d'auto-amorçage, ω_{mec} la pulsation mécanique (égale à $p\Omega_{rotor}$) et g le glissement exprimé par : $g = (\omega - \omega_{mec})/\omega$.

L'amorçage n'est possible que si la puissance d'entrainement (dans la résistance $r_{bag}(1-g)$) est supérieure à la puissance consommée dans les résistances r_a et r_{ba} donc si la partie réelle de z_{tot} est négative *(2).* Cette condition d'amorçage définit la zone où l'auto-amorçage est possible entre les deux glissements limites g_1 et g_2 négatifs tels que $g_2 < g < g_1$.

Pour des très faibles valeurs de glissement, r_{bag} est très grande devant les autres termes. Il est possible de réduire la partie réelle de z_{tot} à l'expression *(4)* puis de l'annuler pour déduire g_1 en *(5).*

$$Re(z_{tot}) \cong r_a + \frac{x_{mk}^2}{r_{ba}}\, g_1 \qquad (4) \qquad ; \qquad g_1 \cong -\frac{r_a r_{ba}}{x_{mk}^2} \qquad (5)$$

Pour des grandes valeurs de glissement, r_{bag} est très petite devant les autres termes. Il est possible de réduire la partie réelle de z_{tot} à *(6)* puis de l'annuler pour déduire g_2 en *(7).* Usuellement, l'inductance magnétisante est plus grande que les inductances de fuites.

$$Re(z_{tot}) \cong r_a + \frac{r_{ba} x_{mk}^2}{(x_{ba} + x_{mk})^2}\, g_2 \cong r_a + \frac{r_{ba}}{g_2} \qquad (6)$$

$$g_2 \cong -\frac{r_{ba}}{r_a} \frac{x_{mk}^2}{(x_{ba} + x_{mk})^2} \cong -\frac{r_{ba}}{r_a} \qquad (7)$$

En tenant compte des approximations et des valeurs usuelles, g_1 est très faible, la machine tourne pratiquement à la vitesse de synchronisme et g_2 est de l'ordre de -1 donc presque le double de la vitesse de synchronisme.

Sur le domaine d'amorçage $[g_2; g_1]$, la valeur de la capacité s'obtient en annulant la partie imaginaire de z_{tot} *(3).* Pour $g_1 \cong 0$, $\omega \cong \omega_{mec}$, nous déduisons *(8)* puis la valeur du condensateur C_1 pour ce glissement en *(9)* en annulant l'expression précédente.

$$Im(Z_{tot}) \cong -\frac{1}{C_1 \omega_{mec}} + x_a + x_{mk} \qquad (8) \qquad ; \qquad C_1 \cong \frac{1}{\omega_{mec}(x_a + x_{mk})} \qquad (9)$$

Pour $g_2 \cong -1$, $\omega \cong \omega_{mec}/2$, nous déduisons *(10)* puis la valeur du condensateur C_2 pour ce glissement en *(11)* en annulant l'expression précédente.

$$Im(Z_{tot}) \cong -\frac{2}{C_2 \omega_{mec}} + x_a + x_{ba} \qquad (10) \qquad ; \qquad C_2 \cong \frac{2}{\omega_{mec}(x_a + x_{ba})} \qquad (11)$$

Finalement, la zone d'amorçage existe pour des glissements entre 0 et -1 environ et pour des valeurs de capacité associée entre C_1 et C_2.où $C_1 \ll C_2$. En pratique, le fonctionnement se fait pour des glissements faibles peu éloignés du synchronisme donc le choix de la capacité se fera plutôt avec la formule *(9),* soit la capacité C_1 qui permet de compenser l'inductance de fuite statorique et l'inductance magnétisante.

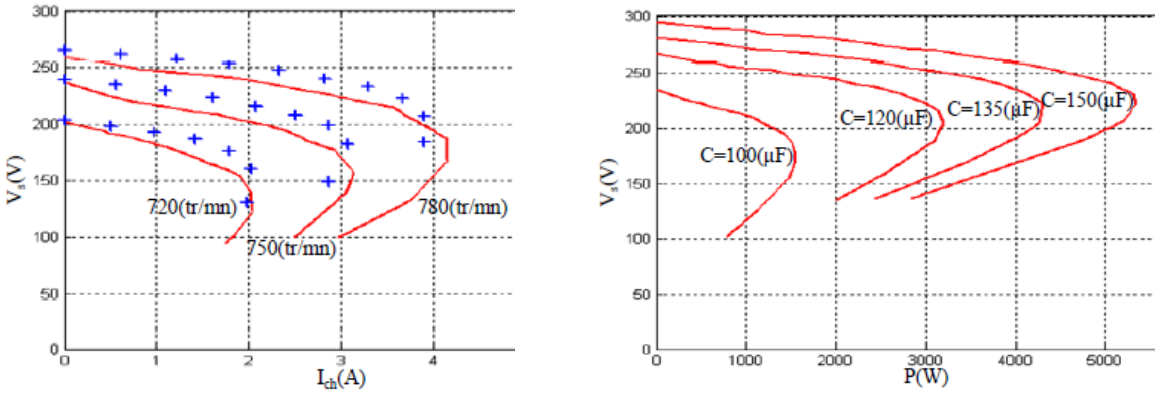
Il est à noter que les impédances du schéma équivalent ainsi que la résistance rotorique r_{bag} sont fonction de la pulsation des grandeurs statoriques ω qui est variable. A vide, les valeurs de capacité et de vitesse de rotation fixent les impédances et donc le point de fonctionnement en tension et fréquence de la génératrice asynchrone.

- Limites en charge

Lorsqu'une charge est insérée aux bornes du stator et du condensateur, le but est de conserver l'auto-excitation de la machine alors qu'elle débite de la puissance dans la charge. La valeur des capacités détermine la puissance maximale au-delà de laquelle la génératrice ne pourra plus garantir son fonctionnement. A ce moment-là, la tension s'écroule, la machine perd sa magnétisation et sa faculté à s'amorcer à nouveau.

Le fonctionnement autonome avec banc de capacités fixes présente une forte variabilité de la tension dont l'amplitude et la fréquence sont très sensibles aux variations de vitesse et de charge. Dans la thèse de Poitiers [24], si la vitesse de rotation diminue de 5 %, la tension diminue de 15 % et la fréquence de 5 %. Pour garder la tension fixe à chaque vitesse et quel que soit la charge, il faudrait adapter la valeur de la capacité et réaliser un montage avec des capacités variables, ce que nous ne souhaitons pas.

La Fig V.13 montre les caractéristiques tension-courant et tension-puissance en charge pour quelques valeurs de capacité et de vitesse de rotation d'une machine asynchrone de faible puissance [23]. Les courbes ont une allure d'hameçon typique des génératrices asynchrones autonomes avec le désamorçage quand la puissance demandée est trop importante. La courbe a) présente la tension statorique pour une valeur de capacité (100 µF) en fonction du courant de charge pour trois vitesses de rotation différentes. A vide (I_{ch}=0 A), la tension est d'autant plus grande que la vitesse est importante. En charge, le courant maximal disponible augmente avec la vitesse de rotation mais le désamorçage s'initie également pour des tensions plus grandes. La courbe b) présente la tension pour une certaine vitesse en fonction de la puissance débitée dans la charge pour différentes valeurs de capacités. A vide, la tension est d'autant plus grande que la capacité est importante. En charge, il est possible de tirer plus de puissance avant le coude de désamorçage à mesure que la valeur de la capacité augmente même si la tension critique est plus grande.



a) *b)*

Fig V.13 : a) Tension statorique en fonction du courant de charge pour différentes vitesses de rotation (C=100 µF), b) Tension statorique en fonction de la puissance débitée pour différentes valeurs de capacités à vitesse fixe [23].

La nature des charges impacte le fonctionnement de la génératrice : une charge RL consomme une partie du réactif fourni par le condensateur et provoque une diminution de la tension, à l'inverse une charge RC est moins pénalisante. D'après les travaux [23], [24], le déséquilibre des charges ne perturbe pas le fonctionnement de la génératrice autonome.

Notre modèle analytique de dimensionnement calcule la capacité nécessaire à l'amorçage à vide en fonction des paramètres du schéma équivalent. Pour le fonctionnement en charge, cette valeur doit être révisée en fonction de la nature et valeur de la charge pour que la machine puisse fournir la puissance en restant auto-amorcée. Notre modèle basé sur le schéma équivalent donne un dimensionnement pour un point de fonctionnement à fréquence, tension et vitesse de rotation fixes. Notre modèle permet de voir la sensibilité des performances quand ces grandeurs changent. Par

contre, il faut mener des travaux complémentaires pour réaliser un dimensionnement sur la plage de fonctionnement élargie (en fréquence, tension, vitesse de rotation) en fonction de la charge.

❖ Stabilisation de la tension grâce à la saturation

La génératrice asynchrone en mode autonome est accessible financièrement et peu complexe mais elle offre une faible qualité de service réseau à cause de sa variabilité en tension et fréquence. Il serait possible de réduire ce problème grâce à la saturation du circuit magnétique.

La saturation des circuits magnétiques est habituellement évitée (non-linéarités, pertes dans les matériaux) mais elle permet intrinsèquement de réguler la tension. La saturation est ainsi utilisée dans certains transformateurs (CVT) pour masquer les variations de tension du circuit primaire sur le secondaire [25]. Dans d'autres travaux [26], un transformateur saturable est couplé à une génératrice éolienne asynchrone autonome pour atténuer la variation de tension due aux vitesses de vent variables. Branché entre la machine et la charge, le transformateur limite la surtension vue par la charge quand la vitesse de rotation augmente. L'article présente l'étude de la non-linéarité de la machine et de celle du transformateur. La Fig V.14 illustre l'effet de la saturation du transformateur sur la tension à vide, en charge variable R et RL pour des vitesses variables. La caractéristique tension-courant de la courbe b) montre que la surtension est diminuée mais le désamorçage se fait dans les mêmes conditions et pour un courant maximal plus faible.

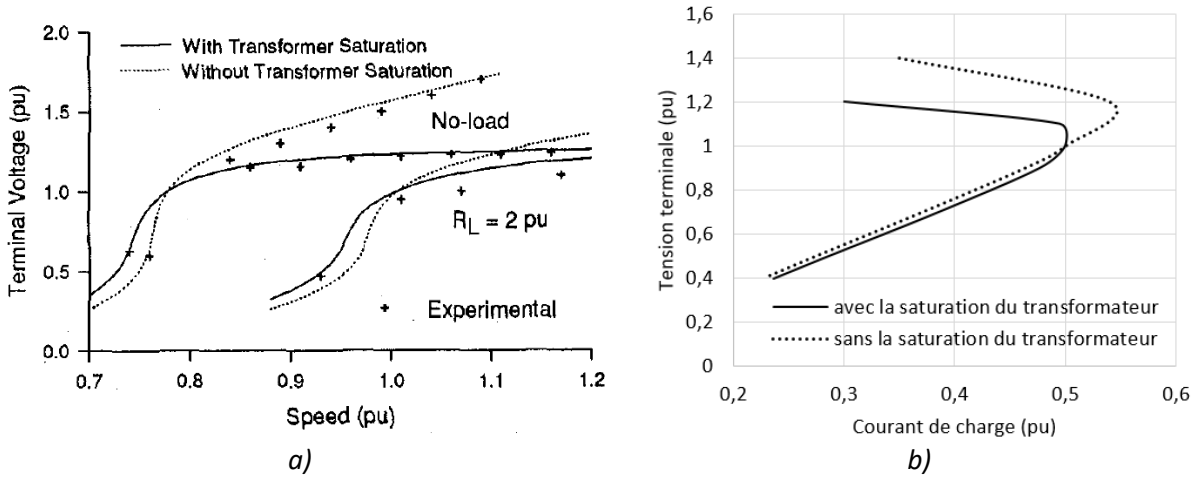


Fig V.14 : Tension terminale avec et sans la saturation du transformateur : a) en fonction de la vitesse de rotation à vide et avec une charge RL (capacité fixe) [26], b) en fonction du courant de charge résistive (capacité et vitesse fixes) issu de [26].

Devant ces résultats positifs, nous proposons d'utiliser la saturation pour diminuer les variations de tension directement dans la machine asynchrone et pas à travers un transformateur. Cette configuration de génératrice asynchrone autonome saturable nécessite des études plus poussées notamment sur la saturation dans la machine asynchrone à cage en s'inspirant de [9]. Pour ce qui est du modèle en phase d'esquisse, la saturation à vide est prise en compte grâce au coefficient de saturation k_{sat} qui réduit la valeur de l'inductance magnétisante x_{mk} ce qui impacte le choix du condensateur d'auto-amorçage. Par contre, la limite de validité du modèle est surement atteinte avec une saturation élevée. Dans le dimensionnement, nous pourrons contraindre k_{sat} à une valeur élevée ce qui aura pour conséquence de diminuer la taille du circuit magnétique nécessaire afin de

saturer. Les pertes fer augmentent par rapport à un dimensionnement non-saturé mais les coûts économiques et environnementaux, majoritairement proportionnels à la masse, s'améliorent.

❖ Evaluation des indicateurs de durabilité

Le fonctionnement autonome de la génératrice asynchrone induit des variations de tension et de fréquence pour les charges ce qui n'est pas forcément problématique au vue de notre contexte isolé et contraint. Pour les premiers niveaux d'accès à l'énergie visés, les charges sont des petits appareils de faible puissance qui ont des amplitudes de tension et fréquence assez larges (appareils peu sensibles). Par exemple, un ventilateur est en capacité de subir ces plages de fonctionnement sans risque de dégradation mais il verra sa vitesse de rotation modifiée. La génératrice autonome en régime saturé peut convenir à notre communauté type. En passant aux niveaux d'accès suivants, les appareils augmentent en qualité et en sensibilité, il faut limiter les plages de variation en utilisant un transformateur dédié à la saturation puis des convertisseurs de puissance contrôlés. Sur ce sujet, la thèse de Banjar-Nahor sur les micro-réseaux résilients ouvre la voie sur des contrôles simples et robustes en V/f intégrés aux convertisseurs pour autoriser des régimes dégradés et éviter les black-outs [27].

Nous pouvons maintenant comparer notre solution à une solution standard de machine asynchrone à cage associée à des convertisseurs de puissance permettant la vitesse variable. L'atout principal de notre solution est la réduction importante du nombre de composants, un banc de condensateur (une capacité par phase) au lieu des convertisseurs, et de la taille de la machine pour être en saturation. Le Tab V.1 donne les avantages et inconvénients de notre solution par rapport à la solution standard sur les indicateurs qualitatifs de design.

Tab V.1 : Indicateurs qualitatifs pour la génératrice autonome saturée.

Indicateur	Evaluation par rapport à la solution standard	
Fiabilité	Condensateur plus fiable que les composants actifs des convertisseurs	Risque de désamorçage et de perte de production, les pertes à évacuer sont augmentées par la saturation
Complexité	Montage simple, facile à maitriser et à réparer	Fonctionnement plus complexe à modéliser (saturation)
Ecoconception	Moins de composants électroniques et moins de circuit magnétique	

Concernant les indicateurs quantitatifs évalués par le modèle analytique, nous donnons quelques tendances :

- Les critères techniques sont a priori moins bons que la référence. Il faut quantifier le gain en fiabilité par rapport à la solution standard. La production énergétique à vitesse variable fournit une puissance maximisée sur une plage de temps allongée (sauf indisponibilité) donc une énergie plus importante en comparaison du mode autonome avec banc de capacité. De plus les pertes fer sont augmentées avec la saturation du circuit magnétique.
- Les critères économiques sont partagés : le CAPEX est bien meilleur, l'OPEX est meilleur car la maintenance unitaire est moins chère, le LCOE reste à valider. Un condensateur électrolytique de 200 µF à 240 V coûte environ 2-3 euros l'unité.

- Les critères environnementaux sont à l'avantage de notre solution : ACV améliorée car un composant passif remplace des convertisseurs composés d'éléments plus petits (passifs, actifs, PCB…) et le circuit magnétique au stator rétrécit : économie de matière et d'énergie pour les procédés. Le condensateur précédent dure 25 000 heures à 40 °C, ses dimensions cylindriques sont : diamètre 35 mm et longueur 55 mm pour une masse de 50 g environ.

V.3.2. Plage de vitesse élargie grâce à la cage du rotor

Nous cherchons ici à utiliser une caractéristique intrinsèque de la machine asynchrone, son fonctionnement à vitesse légèrement variable autour de son point nominal.

La caractéristique couple-vitesse de la machine asynchrone est une droite de pente inversement proportionnelle à la résistance rotorique r_{ba} aux abords du synchronisme. Maitriser la pente et donc la résistance permet de gérer la plage de vitesse. Le couple électromagnétique maximal $C_{em\,max}$ est obtenu pour le glissement g_{Cmax} ; leurs expressions sont (pour un schéma équivalent en L) respectivement *(12)* et *(13)* avec les signes$\pm$ pour moteur/générateur [2].

$$C_{em\,max} \cong \pm\frac{pmV^2}{2\omega(\pm r_a + x_a + x_{ba})} \qquad (12) \qquad ; \qquad g_{Cmax} \cong \pm\frac{r_{ba}}{x_a + x_{ba}} \qquad (13)$$

Le couple maximal est indépendant de la résistance rotorique, seul son glissement est impacté : plus la résistance rotorique est grande, plus le glissement g_{Cmax} est grand et plus la pente de la droite couple-vitesse faiblit. La Fig V.15 montre la diminution de la pente pour des résistances rotoriques croissantes [24]. Ainsi la caractéristique associée à la résistance la plus élevée autorise une forte incursion du glissement autour du point nominal.

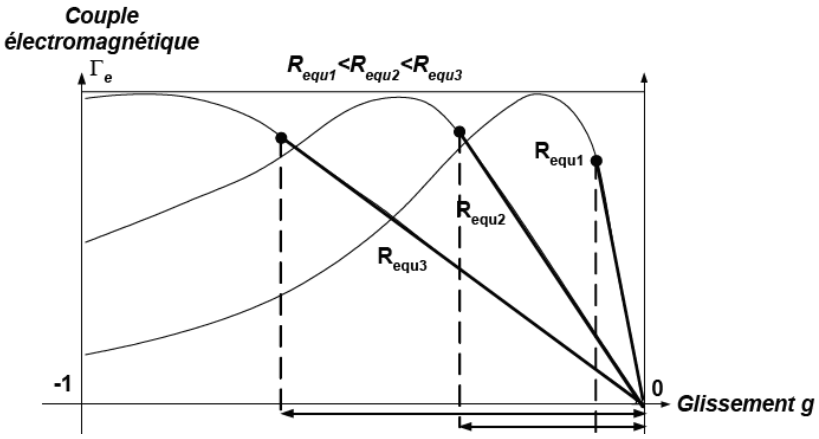


Fig V.15 : Couple électromagnétique en fonction du glissement de la génératrice pour des valeurs de résistance rotorique différentes [24].

La caractéristique puissance-vitesse est également impactée par une variation de résistance. La puissance mécanique maximale $P_{t\,max}$ est obtenue pour le glissement g_{Pmax} ; leurs expressions sont (pour un schéma équivalent en L) respectivement *(14)* et *(15)* avec les signes $\pm$ pour moteur-générateur [2].

$$P_{t\,max} \cong \pm \frac{mV^2}{2(\pm(r_a + r_{ba}) + x_a + x_{ba})} \tag{14}$$

$$g_{Pmax} \cong \pm \frac{r_{ba}}{r_{ba} \pm \sqrt{(r_a + r_{ba})^2 + (x_a + x_{ba})^2}} \tag{15}$$

Quand la résistance rotorique augmente, la puissance mécanique maximale diminue à cause des pertes Joule rotoriques plus importantes et son glissement augmente. Il faut donc trouver la valeur de résistance qui permette l'équilibre entre un élargissement de plage de vitesse et une réduction de la puissance transmise.

D'autre part, la résistance rotorique est la somme de la résistance d'une barre r_b et de la résistance d'une portion d'anneau de court-circuit r_{eqan}. Chaque résistance est proportionnelle à la résistivité du matériau conducteur et à sa forme : longueur par rapport à section de passage du courant.

La cage de la machine asynchrone peut être en cuivre ou en aluminium, fabriquée en barres (pour les très grosses puissances), en moulage sous pression en coquille ('die-casting') ou à la cire perdue ('investment-casting'). Les possibilités de réparation sont meilleures avec des barres qu'avec des moulages. Historiquement, les barres étaient en cuivre et l'aluminium était utilisé pour le moulage 'die-cast'. D'après différents travaux [28]–[34], il est possible de distinguer les avantages et inconvénients des cages en cuivre/aluminium : fabrication économique, maitrisée et plus simple pour l'aluminium ; résistivité plus faible du cuivre donc résistance rotorique plus faible à conception équivalente ce qui réduit les pertes Joule (meilleure thermique donc durée de vie plus longue), augmente le rendement, diminue le glissement nominal en augmentant la pente de la caractéristique couple-vitesse. Dans notre application, nous préférons une cage coulée en aluminium pour le prix, la facilité de fabrication et la résistivité plus grande.

Pour notre dimensionnement, nous cherchons à augmenter la résistance rotorique grâce à la forme des conducteurs dans les encoches et des anneaux de court-circuit.

La résistance d'un conducteur rotorique est : $r_b = \rho_{Al} l / s_{cr}$ où ρ_{Al} est la résistivité de l'aluminium, l la longueur de la machine et s_{cr} la section de conducteur dans l'encoche rotorique. Il est préférable de diminuer la section s_{cr} plutôt que de modifier la longueur l car ce paramètre impacte le dimensionnement général et les performances globales.

La résistance d'une portion d'anneau de court-circuit entre deux conducteurs est : $r_{eqan} = \rho_{Al}\pi . d_{am}/(n_r a) . 1/(2\sin(\pi p/n_r))^2$ où d_{am} est le diamètre moyen de la cage, n_r le nombre d'encoches rotoriques, a la section de l'anneau de court-circuit. Il est préférable de diminuer la section a en priorité puis n_r plutôt que de jouer sur d_{am} lié au diamètre d'alésage.

Finalement, le dimensionnement de la machine pourra être orienté vers une augmentation de la résistance rotorique et une plage de vitesse élargie en choisissant l'aluminium et en apposant des contraintes sur s_{cr} et a les sections de passage de la barre et de l'anneau et éventuellement le nombre d'encoches n_r. La réduction des sections aura des possibles répercussions sur la fabrication, la fiabilité de la cage et le prix global. La valeur des sections minimales est choisie par les contraintes mécaniques.

❖ Evaluation des indicateurs de durabilité

L'évaluation de la caractéristique plage de vitesse élargie grâce à la cage se fait en comparaison avec une solution standard où la cage en aluminium présente une faible résistance pour maximiser le rendement électrique. La caractéristique couple-vitesse de la machine standard a une grande pente et une faible plage de glissement : elle n'offre quasiment pas de variabilité en vitesse. Le Tab V.2 donne les indicateurs qualitatifs de design de notre solution par rapport à la solution standard.

Tab V.2 : Indicateurs qualitatifs pour la plage de vitesse élargie grâce à la cage rotorique.

Indicateur	Evaluation par rapport à la solution standard	
Fiabilité	Plage de vitesse compatible avec les variations de la ressource	Plus de pertes à évacuer sur des surfaces d'échange réduites
Complexité		Fabrication plus difficile pour des faibles sections de conducteurs
Ecoconception	Masse de la cage réduite	Process de fabrication de la cage plus coûteux en énergie

Concernant les indicateurs quantitatifs évalués par le modèle analytique, nous donnons quelques tendances :

- Les critères techniques sont partagés : la puissance nominale et le rendement électrique de notre machine sont moins élevés mais la machine peut fonctionner sur une plage de vitesse élargie. Suivant la ressource, notre machine peut fonctionner plus de temps que la solution standard et donner plus d'énergie au final.
- Les critères économiques sont partagés : le volume d'aluminium est plus faible (CAPEX baisse) mais la fabrication risque d'être plus complexe (CAPEX monte), OPEX équivalents malgré le risque thermique car la cage reste un composant robuste, LCOE à voir.
- Les critères environnementaux sont partagés : pour l'ACV, le coût en matière diminue mais le coût en process peut augmenter ; il y a plus de pertes à évacuer au rotor pour des surfaces d'échange réduites donc la température extérieure de la machine va sûrement augmenter.

V.3.3. Refroidissement ouvert à eau et bobinage par câble

La bonne gestion thermique de la génératrice hydrolienne est cruciale pour assurer ses performances électromagnétiques avec une fiabilité élevée tout en surveillant l'élévation de la température de l'eau extérieure. De ce fait, il y a des contraintes sur les températures de la machine qui peuvent être directement apposées au modèle :

- La température des bobinages doit être contrainte par une valeur maximale pour réduire le vieillissement thermique de l'isolant.
- La température extérieure de la machine doit être contrainte par une valeur minimale et une maximale en raison de l'impact sur l'environnement local et du biofouling. Au précédent chapitre, l'intervalle de températures 35-50 °C avait été identifié pour détruire le biofouling [35].

De plus, les transferts de chaleur dans l'eau étant bien plus grands que dans l'air, le refroidissement de la machine pourrait se faire grâce à l'eau ambiante. Le design est ainsi adapté pour profiter d'une contrainte extérieure : le refroidissement est à l'eau ambiante et la génératrice immergée peut être ouverte. La structure est hydro-compatible avec les bobinages en câbles étanches. Les conducteurs électriques du stator ne sont plus des fils de cuivre émaillés mais des câbles avec un isolant compatible avec l'eau ; l'épaisseur de l'isolant est plus grande que la couche d'émail ce qui a pour conséquence de diminuer le facteur de remplissage au stator, il faut donc augmenter la taille de l'encoche pour pouvoir faire entrer le même nombre de conducteurs. Par contre, il n'y a plus de vernis d'imprégnation sur le bobinage ni d'isolant de fond d'encoche. La machine considérée a un carter mais pas de flasque ou alors des flasques trouées pour laisser l'eau extérieure circuler dans la machine.

Le modèle thermique initialement réalisé pour une machine fermée et refroidie à air doit être adapté pour un refroidissement à eau. Dans la littérature, il y a des études sur des machines ouvertes à l'air et des machines fermées à l'eau, mais cette dernière configuration utilise des canaux de refroidissement à eau à travers le stator et les extrémités 3D stator et rotor sont refroidies à air [18], [36].

Les modifications sur le modèle thermique concernent la convection avec l'air (interne et externe) remplacée par la convection avec l'eau et l'isolation des conducteurs statoriques.

La première série de changements est réalisée sur les résistances de convection. La conductivité thermique du fluide passe de λ_{air}=0.03 W/m.K à λ_{eau}=0.6 W/m.K. D'après les performances de refroidissement de plusieurs fluides [37], nous supposons que les coefficients d'échange thermique de convection sont : $h_{carter-air\ externe}$=200 W/m².K à $h_{carter-eau}$=400 W/m².K. La machine étant ouverte, il n'y a plus de différence entre le fluide externe et interne mais la surface de contact n'a pas d'ailette comme le carter : $h_{surface-air\ interne}$=40 W/m².K à $h_{surface-eau}$=200 W/m².K. Le coefficient d'échange à l'entrefer passe de 150 à 200 W/ m².K. Toutes ces valeurs sont en annexe 4.

La deuxième série de changements tient compte du bobinage par câble au stator. Les résistances de conduction des conducteurs sont modifiées comme suit en première approximation :

- La conductivité équivalente de l'enroulement $\lambda_{eq} = F_v \lambda_{vernis}$ voit λ_{vernis}=0.4 remplacée par celle de l'isolant $\lambda_{isolant}$=0.2. Elle ne dépend pas directement de la taille de l'isolant sur le fil mais du coefficient de remplissage de l'encoche.
- La résistance entre l'enroulement et la dent R_{th13} comportait 3 termes : un terme lié à la dent, un autre lié aux conducteurs et un dernier à l'isolant de fond d'encoche. Nous supprimons le dernier terme car il n'y a plus d'isolant de fond d'encoche.

Par ailleurs, l'augmentation de la surface d'encoche provoque une diminution de la taille des dents pour ne pas trop augmenter le diamètre d'alésage ce qui aura pour effet de saturer les dents : cette modification va dans le même sens que la caractéristique mode autonome et saturé. Les pertes plus importantes au rotor venant de la plage de vitesse élargie seront mieux évacuées par le refroidissement ouvert à eau.

Le changement de fluide demande de modifier le coefficient de frottement visqueux menant aux pertes mécaniques. Nous supposons une multiplication par trois en première approximation.

Nous souhaitons que la machine soit ouverte pour que l'eau extérieure la refroidisse mais vis-à-vis du modèle thermique, nous différencions deux configurations de refroidissement à eau, la réalité se trouvant à mi-chemin entre les deux propositions :

- configuration semi-ouverte : le réseau nodal reste celui de la Fig V.8 ; la résistance thermique Rth40 entre le fluide interne et la carcasse devient nulle. C'est comme si la machine était fermée refroidie à eau avec une température interne égale à la température du carter et supérieure à celle de l'eau extérieure.
- configuration ouverte : le réseau nodal est modifié, il est donné Fig V.16 ; les surfaces internes connectées à la température de l'eau interne sont maintenant reliées à la température de l'eau extérieure. La machine est entièrement ouverte, sans différence de température entre fluide interne et externe.

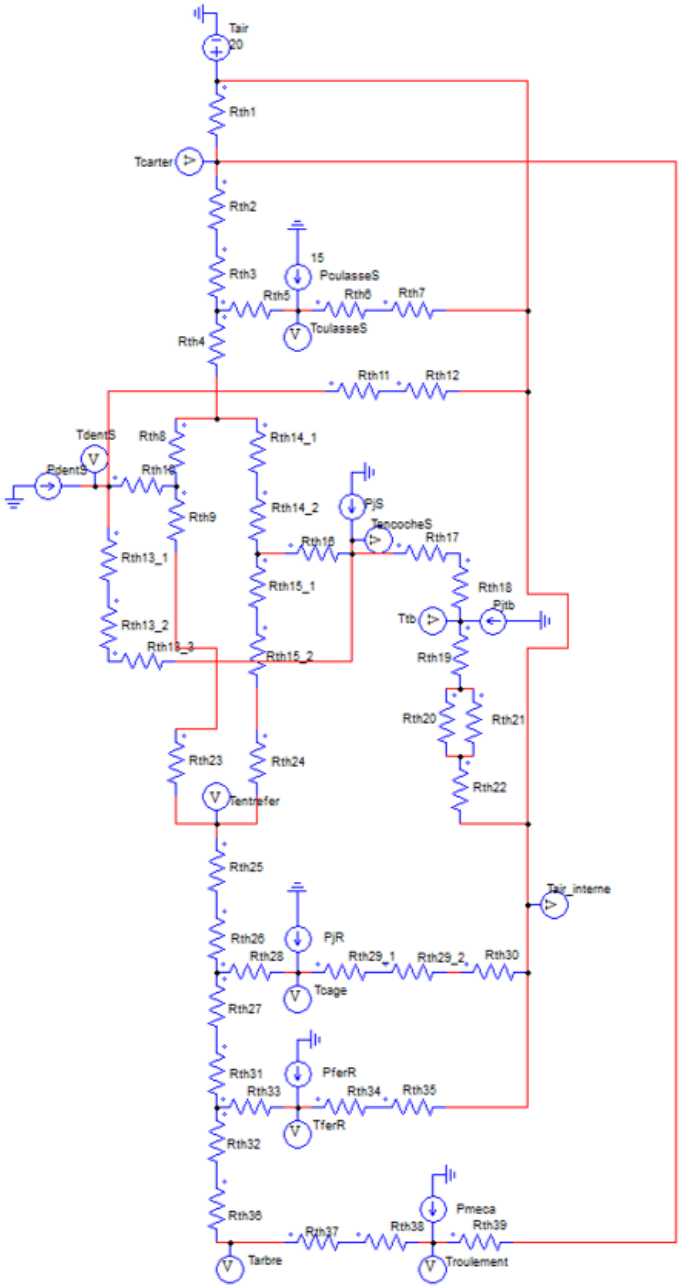


Fig V.16 : Modèle thermique de la machine asynchrone à cage en configuration ouverte.

Nous avons appliqué les modifications sur le réseau nodal avec les configurations semi-ouverte et ouverte sur la machine de référence en annexe 5. Au point nominal, les températures de la machine diminuent fortement ce qui impacte les valeurs des résistances puis des pertes Joule donc des performances : la puissance mécanique délivrée augmente de 12 % en passant de fermé à air à semi-ouverte à eau, de 17 % en passant de fermé à air à ouverte à eau.

❖ Evaluation des indicateurs de durabilité

La solution standard de la caractéristique refroidissement ouvert à eau est la machine classique fermée auto-ventilée à air. Le Tab V.3 donne les indicateurs qualitatifs de design de notre solution par rapport à la solution standard.

Tab V.3 : Indicateurs qualitatifs pour le refroidissement ouvert à eau et bobinage par câble.

Indicateur	Evaluation par rapport à la solution standard	
Fiabilité	Transferts thermiques avec l'extérieur augmentés, gestion du biofouling	Des objets peuvent pénétrer dans la machine
Complexité		Bobinage par câble peut être plus difficile
Ecoconception	Moins d'acier, pas d'émail, ni isolant de fond d'encoche, ni vernis	Câble avec isolant étanche

Concernant les indicateurs quantitatifs évalués par le modèle analytique, nous donnons quelques tendances :

- Les critères techniques sont positifs : les pertes sont évacuées plus efficacement donc la machine peut augmenter son taux de pertes (plage de vitesse élargie) en restant fiable.
- Les critères économiques sont plutôt négatifs : les coûts de fabrication sont plus élevés à cause du câble plus cher que du fil émaillé même si le carter est réduit et le ventilateur supprimé.
- Les critères environnementaux sont plutôt négatifs : augmentation de l'isolant avec un impact environnemental élevé même si réduction de l'acier du carter, suppression de l'isolant de fond d'encoche, de l'émail et du vernis.

V.3.4. Bobinage dentaire pour la maintenabilité et l'entrainement direct

L'idée ici est d'utiliser un bobinage dentaire au stator de la génératrice pour bénéficier de deux avantages : une meilleure maintenabilité de l'enroulement statorique en cas de défaut électrique et une attaque directe en évitant le multiplicateur de vitesse grâce à l'augmentation du nombre de pôles.

❖ Aspect maintenabilité

Le bobinage dentaire ou concentré fait partie des bobinages à pas fractionnaire : l'aller et le retour d'une bobine sont de part et d'autre d'une dent, dans deux encoches voisines. Ces structures offrent de nombreux avantages par rapport aux bobinages distribués classiques tels que [11], [38] :

- Un procédé de fabrication plus simple et moins coûteux avec des bobines physiquement séparées. Une bobine peut être enroulée sur un cadre à l'extérieur du stator puis insérée autour d'une dent. La connexion entre les entrées/sorties des bobines est réalisée sur le côté, ce qui donne plus de liberté dans le schéma de bobinage et même une possibilité de réorganisation ultérieure pour modifier le nombre de bobines par phase, le nombre de phases et le sens de connexion.
- Des têtes de bobine plus courtes. La longueur de l'enroulement diminue donc sa résistance et sa réactance de fuite sont réduites.
- Une tolérance au défaut.

D'après les études sur les pannes dans les machines asynchrones, les défauts sur le bobinage statorique représentent 28 à 36 % des problèmes relevés [39]. Les contraintes thermiques, électriques, mécaniques et environnementales (contamination), individuellement ou en combinaison, sont responsables des dégradations sur les enroulements [12]. Le circuit électrique peut s'ouvrir ou être court-circuité ; dans les deux cas, il faut refaire le bobinage en tout ou partie. Avec le bobinage réparti classiquement utilisé, les enroulements sont enchevêtrés les uns dans les autres, il est impossible de réparer localement : tout le bobinage est découpé, ôté et refait si la machine n'est tout simplement pas changée pour une nouvelle. De l'autre côté, un bobinage dentaire permet d'isoler la bobine défectueuse, de l'extraire de la dent, de la réparer et la remettre ou d'insérer une nouvelle, indépendamment du reste de l'enroulement.

❖ Aspect entrainement direct

Dans la littérature, de nombreux articles traitent du bobinage dentaire pour les machines à aimants permanents. Ce type de bobinage augmente le nombre de paires de pôles au stator en conservant un nombre relativement faible d'encoches et une taille de machine contrainte. Si le rotor à aimants permanents présente la même polarité élevée, la vitesse de rotation de la machine est faible et un entrainement direct est possible [40], [41]. Le bobinage dentaire provoque une augmentation du contenu harmonique de la FMM et de l'induction magnétique dans l'entrefer qui impacte peu les machines à aimants [11]. Il est utilisé aujourd'hui de manière classique dans ces machines, en particulier dans les génératrices éoliennes pour l'attaque directe.

D'un autre côté, les bobinages fractionnaires ou dentaires pour les machines à induction n'ont été abordés que quelques fois : citons la thèse de Desbiens en 2003 [11], l'article de El-Refaie et Shah en 2008 [42] et les articles de Alberti et Bianchi en 2009 et 2012 [43], [44]. Seuls les articles de Alberti et Bianchi abordent l'entrainement direct. Nous revenons brièvement sur chaque article ou publication ci-dessous.

La thèse de Desbiens intitulée « Machines à induction bobinées sur dents » [11], présente un travail exhaustif sur les configurations de bobinage dentaire et concentré au stator en présence d'une cage au rotor. Les bobinages sont de quatre types : une couche, deux couches, concentrique à une couche et concentrique mixte (1 et 2 couches). La force magnétomotrice FMM est calculée pour chaque configuration puis les amplitudes des coefficients de la série de Fourier des harmoniques spatiaux de la FMM. L'analyse du contenu harmonique montre une diminution de l'amplitude du fondamental et la présence d'harmoniques pairs (parfois) et impairs. La machine asynchrone à cage est sensible aux harmoniques d'espace de la FMM qui se retrouvent dans l'induction dans l'entrefer pour provoquer ensuite des harmoniques de courant dans la cage qui vont s'opposer au fondamental du courant

rotorique circulant dans la cage et créant le couple. Une optimisation des structures de bobinage est faite pour diminuer les harmoniques 5 et 7 en jouant sur l'ouverture des bobines, le double bobinage ou la double alimentation. Enfin, Desbiens optimise les performances et la transmission de puissance en moteur en travaillant sur les géométries stator et rotor.

En 2008, El-Refaie et Shah comparent des moteurs asynchrones à cage avec un enroulement distribué standard et trois autres enroulements concentrés [42]. Cet article révèle que l'enroulement distribué reste la meilleure solution pour obtenir un couple présentant une valeur élevée, une qualité acceptable du point de vue de la contribution des harmoniques spatiaux des enroulements à la production de couple (valeur moyenne et ondulation) et des pertes Joule dans les barres du rotor en utilisant à la fois l'analyse par éléments finis en magnéto-harmonique et transitoire.

Alberti et Bianchi ont considéré une machine asynchrone à rotor bobiné dans une application éolienne à entraînement direct [43], [44]. Ils utilisent un bobinage fractionnaire multicouche (2 et 4 couches) au stator et au rotor afin de réduire les amplitudes des harmoniques spatiaux de FMM, améliorant ainsi l'ondulation de couple. Un coefficient traduisant l'interaction des harmoniques d'espace entre eux est minimisé tout en gardant le produit des coefficients de bobinage stator et rotor pour l'harmonique principal le plus élevé. Les machines à très basse vitesse, très grand nombre de paires de pôles, ont un courant magnétisant trop élevé donc rédhibitoire mais les résultats s'améliorent à mesure que la vitesse augmente et que le nombre de pôles diminue. Les bobinages multicouches permettent effectivement de diminuer les oscillations de couple mais la valeur moyenne du couple reste faible.

D'autre part, la compréhension du bobinage dentaire passe par la prise en compte des harmoniques d'espace de la FMM dans le fonctionnement de la machine et donc dans son schéma équivalent. En utilisant le principe de superposition (hors saturation), le champ total est la somme des champs harmoniques [9]. Le schéma global peut être la somme des schémas harmoniques en série car chaque harmonique est proportionnel au courant par phase. Il existe des travaux comme ceux d'Alger [3] pour calculer les impédances des harmoniques considérés à partir de formulations analytiques.

- Travaux complémentaires pour le mode générateur

A la suite de cette revue bibliographique, il n'y a pas de précédent sur notre proposition de machine asynchrone à cage avec un bobinage dentaire au stator en mode générateur. Nous allons devoir mener des travaux supplémentaires pour comprendre les effets du bobinage dentaire dans notre cas et enfin évaluer notre proposition.

La prise en compte physique du bobinage dentaire dans le modèle analytique de la génératrice passe par la modification du schéma de bobinage, de la longueur des têtes de bobines puis des expressions de la résistance et de la réactance de fuite. Les effets sur les performances électromagnétiques doivent être étudiés. Le schéma équivalent pourra être modifié en fonction de ces résultats. Nous présentons les travaux complémentaires dans la section V.4.

V.3.5. Machine multiphasée

Dans certains cas, l'augmentation du nombre de phases au stator apporte un gain de fiabilité en améliorant la tolérance au défaut électrique. Nous étudions cette caractéristique pour notre génératrice hydrolienne.

Dans une application hydrolienne à vitesse variable, des machines synchrones à aimants à 5 phases offrent une meilleure qualité de courant et de couple que leurs équivalentes triphasées. Quand un défaut survient, la puissance délivrée peut être conservée avec une qualité convenable si la stratégie de récupération du convertisseur est adaptée [45]–[48]. De même, l'article [49] montre la tolérance au défaut de machines multiphasées à induction avec un convertisseur de puissance. Quand une phase s'ouvre, les conséquences dépendent de la stratégie mais elles diminuent en importance quand le nombre de phase augmente.

Dans le cas où il n'y a pas de convertisseur, il faut comparer une génératrice multiphasée autonome avec une triphasée autonome. De l'étude de l'auto-amorçage en V.3.1, il apparait que le mode autonome est indépendant du nombre de phases : il faut un condensateur d'auto-amorçage par phase. Quand une machine asynchrone subit un défaut électrique sur une phase, le moteur continue à fonctionner avec une puissance moindre mais les autres phases voient le report de courant. Pour les machines triphasées, ce report est le plus conséquent, il entraine une surchauffe des bobinages qui peut provoquer un défaut électrique [39]. Plus le nombre de phases est élevé, moins le défaut et la perte d'une phase impactent le fonctionnement électromagnétique et thermique de la machine. Par contre, les machines multiphasées sont plus larges avec plus d'encoches au stator ce qui augmente les coûts économiques et environnementaux.

Le scénario de la génératrice asynchrone multiphasée autonome est le suivant : en fonctionnement normal, les m phases alimentent des charges réparties de manière équilibrée sur l'ensemble des phases. Si une phase tombe, les $m-1$ phases continuent d'alimenter les charges avec une qualité et une puissance dégradées ; les charges sur la phase en défaut peuvent être réparties sur les phases saines si l'ensemble des charges peut réduire la demande électrique. Et ainsi de suite jusqu'à au moins trois phases saines restantes.

Par ailleurs, les enroulements des machines sont souvent constitués d'un certain nombre de bobines en parallèle. Par conséquent, la machine peut généralement être reconfigurée en multiphasé. Cette forme de tolérance aux pannes est donc presque gratuite [50]. Cet aspect peut être utilisé en permettant une reconfiguration du bobinage directement depuis la boîte à bornes ; cela nécessite des fils rallongés pour les connexions au bornier et un plus grand bornier. La résistance statorique donc les pertes augmentent légèrement ainsi que les coûts et impacts de la machine.

Du point de vue de la modélisation, notre modèle analytique fait apparaitre le nombre de phases donc les calculs des résistances, inductances n'ont pas à être modifiés. Par contre, les machines multiphasées fonctionnent sous plusieurs harmoniques d'espace dont les performances se somment [4]. Il faut agrandir le schéma équivalent en prenant les paramètres électriques aux harmoniques supérieurs. Des travaux pour calculer les performances depuis le schéma équivalent monophasé ou d'autres modèles peuvent être utiles [4], [51].

❖ Evaluation des indicateurs de durabilité

Contrairement à une machine triphasée, la génératrice multiphasée a la possibilité de fonctionner en mode dégradé ce qui permet d'augmenter la disponibilité. Le Tab V.4 donne les indicateurs qualitatifs de design de notre solution par rapport à la solution standard triphasée.

Tab V.4 : Indicateurs qualitatifs pour la machine asynchrone multiphasée.

Indicateur	Evaluation par rapport à la solution standard	
Fiabilité	Autorise le fonctionnement dégradé en cas de défaut sur une phase	
Complexité		Bobinage statorique plus conséquent
Ecoconception	Longueur de fil par phase diminuée	Longueur totale de fil, diamètre machine augmenté, plus de capacité, plus de câbles vers la côte

Concernant les indicateurs quantitatifs évalués par le modèle analytique, nous donnons quelques tendances :

- Les critères techniques sont favorables : en mode normal, la génératrice multiphasée fournit une électricité de meilleure qualité avec un rendement plus haut ; en mode dégradé, la génératrice continue à fournir de l'électricité ce qui augmente la disponibilité et l'énergie disponible.
- Les critères économiques sont partagés : la fabrication est plus couteuse si le bobinage statorique et le circuit magnétique sont plus conséquents. Le fonctionnement en mode dégradé laisse plus de temps à la communauté pour trouver les financements nécessaires à la réparation.
- Les critères environnementaux sont partagés : réduction et augmentation des masses de matériaux donc des impacts.

V.3.6. Bilan sur les caractéristiques de la machine

Sur le schéma de conception de la Fig V.1, nous sommes au moment du premier bouclage autour du portrait-robot de la génératrice. Nous avons étudié cinq caractéristiques du portrait-robot et nous avons évalué qualitativement leur design adapté par rapport à des solutions standards. A l'heure actuelle, nous avons suffisamment de connaissances pour nous prononcer sur les trois premières caractéristiques et nous décidons de les conserver : mode autonome saturé, plage de vitesse élargie et refroidissement ouvert à eau avec bobinage par câble étanche.

L'évaluation qualitative de la machine est la suivante :

- Fiabilité :
  La machine est adaptée à la production d'énergie en site isolé grâce au mode autonome avec un banc de condensateurs plus fiable qu'un ensemble de convertisseurs, à la stabilisation de tension par saturation et à la plage de vitesse élargie. Par contre, il existe un risque de désamorçage et d'arrêt de la production en présence de variations trop fortes de la vitesse de l'eau ou de la charge. Les pertes supplémentaires venant de la saturation et de la résistance rotorique plus élevée sont évacuées comme toutes les autres pertes plus

efficacement avec le refroidissement à eau. La carcasse peut être ouverte ou semi-ouverte en cas de risques d'entrée d'objets extérieurs dans la machine. Le risque de biofouling est limité par la gestion astucieuse de la température.

- Complexité :
  Notre solution est plus simple d'entretien donc plus adaptée aux communautés isolées : un banc de capacités à la place des convertisseurs de puissance. Par contre, la fabrication peut être plus complexe en raison de la structure originale hydro-compatible (câble et ouvertures sur le carter) et de la cage plus fine. Son étude est plus complexe car elle fait intervenir la saturation, les tension et fréquence variables.
- Ecoconception :
  Les avantages résident dans le retrait des circuits et composants électroniques, la réduction des parties actives (circuit magnétique et cage) et inactives (flasque, ventilateur, émail, isolant d'encoche et vernis) ; les inconvénients apparaissent sur le bobinage par câble étanche et des procédés qui semblent plus longs et délicats donc plus coûteux en énergie.

Les paramètres de design spécifiques à ces trois caractéristiques donnent des évolutions du modèle analytique ou des contraintes :

- Mode autonome et saturé :
  Calcul de la capacité d'auto-amorçage à vide. Les calculs des performances se font toujours au fonctionnement nominal, à tension, fréquence et glissement donnés mais une étude de sensibilité permet de calculer la variation des performances électromagnétiques en fonction de ces grandeurs variables. La charge n'apparait pas concrètement dans le modèle, elle est juste représentée par la puissance qu'elle reçoit. La saturation est intégrée par une contrainte sur k_{sat}.
- Plage de vitesse élargie :
  Contraintes sur la résistance rotorique ou sur les grandeurs s_{cr}, a, n_r. Analyser les caractéristiques couple-glissement et puissance-glissement pour voir si la pente est suffisamment faible, sinon revoir les contraintes.
- Refroidissement ouvert à eau et bobinage par câble :
  Contraintes sur les températures des bobinages suivant la classe de l'isolant et sur la température extérieure de la machine. Le modèle thermique voit la modification des coefficients d'échange convectifs à cause du changement de fluide, de l'air à l'eau ambiante, et des résistances de conduction relatives aux conducteurs statoriques avec les câbles.

Nous n'avons pas assez d'éléments pour intégrer les deux autres caractéristiques, bobinage dentaire et multiphase. Des travaux supplémentaires sur la prise en compte des harmoniques d'espace dans le schéma équivalent de la machine permettront d'intégrer ces caractéristiques au modèle analytique. Par soucis de temps, nous avons seulement pu mener des travaux sur le bobinage dentaire. La prochaine section est consacrée à l'étude de la génératrice asynchrone avec un bobinage dentaire.

V.4. Génératrice asynchrone à cage avec bobinage dentaire

Dans cette section, nous menons des travaux originaux sur la génératrice asynchrone à cage avec un bobinage dentaire au stator. En effet, nous avons identifié dans la partie précédente des manques pour répondre à notre besoin de modélisation en phase d'esquisse. Sur l'aspect pratique, nous avons réalisé une expérience de bobinage dentaire par nos propres moyens. Du point de vue des performances électromagnétiques, nous avons tenu à faire un point théorique sur l'effet des harmoniques spatiaux sur le couple puis nous avons réalisé des simulations éléments finis sur une machine avec différents bobinages en mode moteur et générateur.

V.4.1. Expérience de bobinage

Dans le cadre d'une solution low-tech, la maintenance du système doit pouvoir être effectuée de manière rapide et avec le minimum de connaissances spécifiques. Nous avons demandé à des étudiants de l'école d'ingénieurs ENSE3 de réaliser un bobinage dentaire par leurs propres moyens sur la machine de référence. Les outils et équipements sont : tournevis, pince coupante, maillet, gants et lunettes de protection. La Fig V.17 présente les différentes étapes de leur travail de dé-bobinage et re-bobinage.

Afin d'accéder au bobinage, il faut retirer la flasque coté accouplement, le roulement, la clavette puis le rotor de la machine. Une fois la machine asynchrone démontée, le bobinage est accessible (a)). Organisé de manière extrêmement compacte et robuste, il présente un coefficient de remplissage maximisé. Il est imprégné d'un vernis qui solidarise les spires des bobines et augmente leur tenue mécanique aux vibrations, facilite les transferts de chaleur, réduit la présence d'air au cœur de l'enroulement, assure une protection contre les agressions chimiques externes et améliore la tenue diélectrique. Toujours pour augmenter la robustesse du système, les différentes spires sont maintenues solidaires grâce à l'utilisation de gaines et de cordes. Cette structure compacte rend impossible la réparation locale d'une spire défectueuse.

L'extraction commence par le retrait des gaines et des cordes de maintien. Le bobinage est retiré encoche par encoche (b) et c)). Il n'est pas possible de l'extraire simplement en tirant dessus car il est glissé en force à l'intérieur des encoches et coincé par l'isolant. Cette étape est fastidieuse et difficile car elle nécessite beaucoup de patience et de précision afin de retirer proprement le bobinage sans endommager les encoches, les isolants et plus largement la machine. Il a fallu environ 8 heures de travail pour extraire les conducteurs des 24 encoches.

Pour le bobinage dentaire, la configuration à une seule couche est retenue par simplicité : une dent sur deux est bobinée. Avec un fil de cuivre émaillé de section 0,8 mm², le nombre de spires par bobine est égal à 15, au-delà le bobinage est très compliqué en raison du faible volume des encoches. Il faut environ 5 m de fil par bobine. Dans la pratique, la réalisation du bobinage dentaire a nécessité deux personnes respectivement disposées d'un côté et de l'autre de la machine afin de bobiner fil à fil l'ensemble des 24 dents et cela durant plus de 6 heures (d)). La connexion des bobines reste à faire. Pour simplifier le bobinage, il est envisagé d'utiliser un support externe en rotation pour bobiner plus vite puis de glisser la bobine sur la dent si sa forme est rectangulaire.

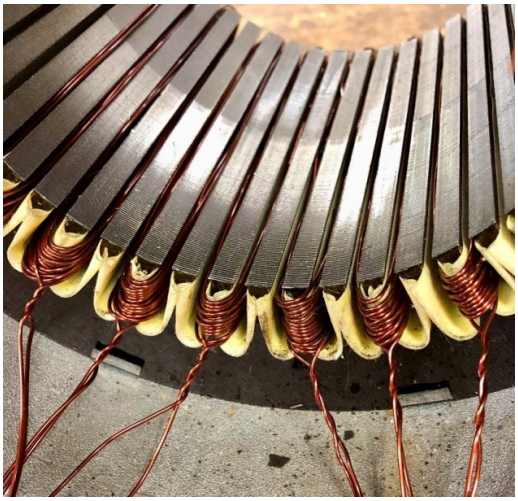
L'image e) montre que la répartition des conducteurs dans les encoches est irrégulière et que le coefficient de remplissage est plus faible. Sur l'image f), certains fils sortent de l'encoche et empiètent sur l'entrefer. Afin de corriger ce problème, il faut placer une cale pour refermer l'encoche.

Cette expérience montre qu'il est possible de réparer un bobinage dentaire avec des moyens sommaires.

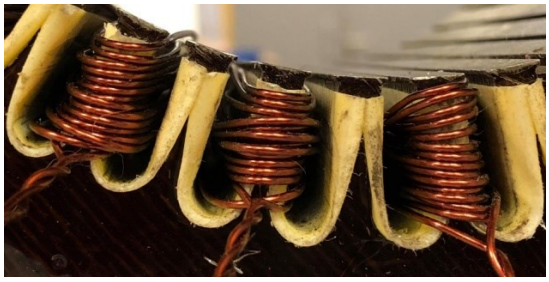
a)

b)

c)



d)



e)

f)

Fig V.17 : Dé-bobinage et re-bobinage dentaire d'une machine asynchrone à cage de 8 kW : a) bobinage réparti standard ficelé et imprégné, b) démontage du bobinage, c) stator à nu en conservant les isolants dans les encoches, d) bobinage dentaire simple couche, e) une bobine par dent et taux de remplissage faible, e) fils sortant de leur encoche.

V.4.2. Effet des harmoniques d'espace de la FMM

A la suite de l'étude bibliographique de la section V.3.4, nous souhaitons comprendre l'effet des harmoniques d'espace de la FMM exacerbées dans les bobinages dentaires. Nous analysons le couple électromagnétique et les pertes Joule.

Dans une machine asynchrone (non saturée), le couple électromagnétique global est la somme du couple fondamental et des différents couples parasites [3]. Les couples parasites sont les couples asynchrones provenant des harmoniques supérieurs de la FMM y compris les harmoniques de denture, les couples synchrones à une certaine vitesse et pour un certain rapport entre les nombres d'encoches au stator et au rotor et les couples de vibrations liés au rapport précédent.

Le couple électromagnétique fondamental est créé par l'interaction entre le fondamental de l'induction magnétique dans l'entrefer et les courants circulant dans les barres du rotor. Le champ tournant dans l'entrefer provient de la force magnétomotrice résultante des FMM des enroulements du stator et du rotor. La FMM statorique provient des courants circulant dans les enroulements du stator. L'emplacement des bobines au stator donc celui des courants dans les encoches influence le contenu harmonique de la FMM. La FMM du stator est la somme des m FMM de phase (3 phases ici) [2], [3].

La FMM de l'enroulement au stator s'exprime comme une somme d'ondes mobiles sous la forme *(16)* issue de [2]. En utilisant une décomposition en série de Fourier sur les harmoniques d'espace, l'onde est décomposée en ondes harmoniques proportionnelles au nombre de phases, au nombre de spires en série N_s, au courant I dans les conducteurs, au coefficient de bobinage harmonique kb_v et inversement proportionnelles au nombre de paires de pôles et au rang harmonique. L'équation *(17)* donne le coefficient de bobinage harmonique pour un bobinage à nombre d'encoches par pôle et par phase q entier avec les coefficients de distribution et de raccourcissement (c est l'ouverture de la bobine et τ le pas polaire).

$$FMM_{stator}[t,\theta] = \frac{m\sqrt{2}}{\pi}\frac{N_s I}{p}\sum_{v=1}^{\infty}\left(\sin\left(\frac{\pi v}{2}\right).\frac{kb_v}{v}\sin(\omega t \pm v\theta)\right) \qquad (16)$$

$$kb_v = \frac{\sin\left(\frac{\pi v}{2m}\right)}{q\sin\left(\frac{\pi v}{2q.m}\right)}.\sin\left(\frac{c}{\tau}.\frac{\pi v}{2}\right) \qquad (17)$$

Les harmoniques d'ordre $v = mk$ (multiples du nombre de phases) disparaissent de la FMM de l'enroulement, ceux d'ordre $v = 2mk + 1$ (1, 7, 13… en triphasé) sont appelés directs et ont le coefficient $sin(\omega t - v\theta)$, ceux d'ordre $v = 2mk - 1$ (5, 11, 17… en triphasé) sont appelés inverses et ont le coefficient $sin(\omega t + v\theta)$. Les harmoniques directes tournent dans le même sens que l'onde fondamentale et que le rotor, les inverses tournent dans le sens opposé. La vitesse de rotation de l'harmonique par rapport à l'enroulement du stator est : $n_v = \pm n_1/v$. Elle est positive si l'harmonique est direct, négative si elle est inverse.

Généralement, seule l'onde fondamentale de la FMM est considérée pour décrire le fonctionnement de la machine asynchrone et trouver ses principales équations ; c'est le cas dans notre modèle analytique. Les FMM fondamentales du stator et rotor, tournant à la même vitesse, se somment en

la FMM totale donnant l'induction dans l'entrefer. Cette induction magnétique interagit avec les conducteurs du rotor pour créer le couple électromagnétique fondamental. La Fig V.18 présente la caractéristique du couple électromagnétique en fonction du glissement. On y distingue trois régimes basés sur la vitesse de l'onde fondamentale par rapport à la vitesse de rotation de la machine :

- Mode moteur quand l'onde fondamentale et le rotor tournent dans le même sens et que le rotor tourne moins vite que l'onde, le couple électromagnétique est positif et moteur.
- Mode générateur quand l'onde fondamentale et le rotor tournent dans le même sens et que le rotor tourne plus vite que l'onde, le couple électromagnétique est négatif et résistant.
- Mode frein quand l'onde fondamentale et le rotor tournent dans deux sens opposés, le couple électromagnétique est positif et résistant.

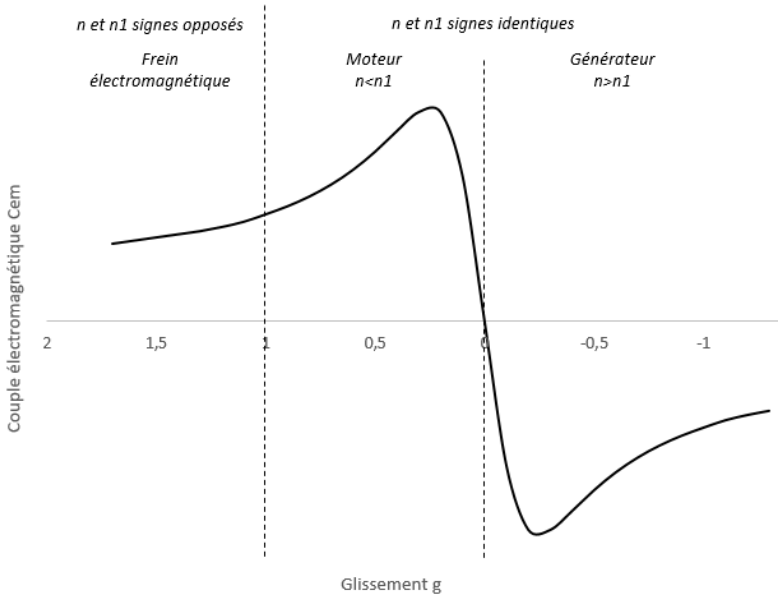


Fig V.18 : Couple électromagnétique de la machine en fonction du glissement pour le fondamental.

Les harmoniques supérieurs de la FMM produisent des couples asynchrones sur le même principe que le couple fondamental. Provoqués par les harmoniques de la FMM, ces couples harmoniques ont également des modes moteur, générateur et frein en fonction de leur vitesse de synchronisme harmonique. La caractéristique couple-glissement de la Fig V.18 est déclinée par harmonique. Le glissement correspondant à l'harmonique v est donné par *(18)* où n_1 est la vitesse de rotation de l'onde fondamentale par rapport au stator et n la vitesse de rotation du rotor par rapport au stator. Notons que $v = 1$ dans *(18)* donne bien le glissement fondamental g.

$$g_v = \frac{\pm n_1/v - n}{\pm n_1/v} = 1 \mp (1-g)v \qquad (18)$$

Lorsque le glissement harmonique s'annule, la courbe du couple harmonique passe par zéro pour :

- $g = 1 - 1/v$ pour les harmoniques directs. Par exemple, le couple du 7ème harmonique s'annule en $g = 6/7$. Pour $g \in [1 - 1/v; 1]$, ces harmoniques directs sont moteurs. Pour $g < 1 - 1/v$, le rotor tourne plus vite que leur vitesse de synchronisme donc ils sont en mode générateur. Pour $g > 1$, le rotor tourne en sens inverse, ils sont en mode frein.

- $g = 1 + 1/v$ pour les harmoniques inverses. Par exemple, le couple du 5ème harmonique s'annule en $g = 6/5$. Pour $g \in [1; 1 + 1/v]$, ces harmoniques inverses sont moteurs. Pour $g > 1 + 1/v$, le rotor tourne plus vite que leur vitesse de synchronisme donc ils sont en mode générateur. Pour $g < 1$, le rotor tourne en sens inverse, ils sont en mode frein.

En fonction du contenu harmonique de la FMM de bobinage, tous les couples harmoniques s'additionnent avec le couple fondamental pour réduire ou augmenter le couple résultant. La Fig V.19 illustre les couples harmoniques 1, 5 et 7 et le couple résultant. Nous distinguons les contributions harmoniques sur les modes moteur ou générateur de la machine :

- Sur l'intervalle de glissement $g \in [0; 1]$, les harmoniques directs sont moteurs (mode moteur) sur $[1 - 1/v; 1]$ puis résistants (mode générateur) sur le reste de l'intervalle et les harmoniques inverses sont résistants (mode frein). Le couple électromagnétique résultant est donc surtout atténué par les couples harmoniques résistants.
- Pour des glissements négatifs, $g < 0$, le couple fondamental est générateur, les harmoniques directs sont également en mode générateur donc ils s'ajoutent au couple fondamental pour donner un couple résultant plus grand en valeur négative.

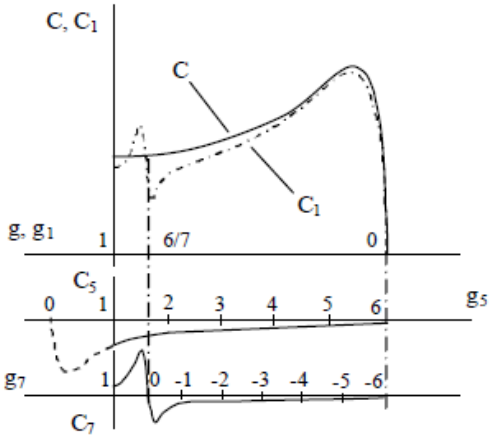


Fig V.19 : Courbe des couples asynchrones dus aux harmoniques 1, 5 et 7 en fonction du glissement et des glissements harmoniques [11].

Nous retombons sur les conclusions de la littérature scientifique pour le comportement dégradé de la machine asynchrone en mode moteur en présence d'harmoniques de FMM. Il est conseillé de réduire les harmoniques de FMM par tous les moyens : avec des bobinages distribués à pas raccourci et à nombre entier d'encoche par pôle et par phase, avec le choix adéquat des nombre d'encoches au stator et au rotor, avec l'inclinaison des barres rotoriques [2]. Par contre, nous n'avons trouvé aucune mention de l'effet positif des harmoniques sur le couple en mode générateur. Nous aboutissons ici à plusieurs postulats qu'il faudra démontrer par la suite :

- En mode générateur, le couple électromagnétique peut être augmenté en valeur absolue par la présence d'harmoniques dans la FMM.
- Le maximum du couple électromagnétique en mode générateur est plus élevé que le maximum du mode moteur avec des harmoniques de FMM.
- Il est possible de trouver des configurations de bobinage particulières pour augmenter l'effet des harmoniques en mode générateur.

D'autre part, il y a un inconvénient pour un contenu harmonique élevé dans les deux modes moteur et générateur : les pertes Joule plus élevées dans les barres du rotor et certainement plus de pertes fer dans les circuits magnétiques. Aux pertes Joule du fondamental s'ajoutent les pertes Joule causées par les courants harmoniques et à mesure que la résistance augmente avec la fréquence, la résistance équivalente (c'est-à-dire la somme des résistances harmoniques) augmente.

Dans la littérature, des règles sur les nombres d'encoches stator et rotor sont répandues pour réduire les phénomènes parasites en moteur surtout au démarrage. Pour éviter les harmoniques de denture qui sont les harmoniques asynchrones de rang égal au nombre d'encoches, il faut respecter *(19)* [2]. Pour réduire les couples parasites synchrones (interaction des harmoniques du même ordre du stator et du rotor), il faut éviter *(20)* [2]. Pour les couples vibratoires liés aux variations d'induction dans les dentures stator et rotor produisant des variations de force à l'origine de vibrations et de bruit, il faut éviter *(21)* [2]. Parmi les règles existantes, certaines se contredisent, il est donc difficile de choisir le couple $n_e n_r$ [1], [2], [4].

$$n_r \leq 1.25\left(\frac{n_e}{p} \pm 1\right)p \qquad (19)$$

$$n_e = n_r \quad et \quad n_e - n_r = \pm 2p \qquad (20)$$

$$n_e - n_r = \pm 2 \pm 4p \quad et \quad n_r \; impair \qquad (21)$$

V.4.3. Performances de bobinages dentaires en simulation

Nous souhaitons explorer l'effet des harmoniques spatiales sur le couple des machines asynchrones à cage en comparant les performances de plusieurs bobinages statoriques en fonctionnement moteur et générateur. Nous nous inspirons de l'article de El-Refaie et Shah présenté à la section V.3.4 [42]. Trois configurations de bobinage sont choisies pour une même machine, leur contenu harmonique est analysé ainsi que leurs performances en terme de couple électromagnétique et de perte Joule grâce à des simulations magnéto-harmoniques par éléments finis avec Altair Flux.

- Configurations de bobinage et analyse harmonique

La machine étudiée a une gamme de puissance de plusieurs kilowatts avec 24 encoches statoriques et 30 barres rotoriques, le diamètre d'alésage est de 0,27 m et la longueur du circuit magnétique est 0,1 m. Il y a deux paires de pôles donc une vitesse de synchronisme de 1500 tours/min. Les dimensions du stator et du rotor sont fixes ainsi que la longueur de l'entrefer. La charge électrique est fixe : courant nominal et nombre de spires par phase constants. Une coupe de la machine dessinée sur le logiciel Altair Flux est donnée à la Fig V.20. Les encoches sont complètement ouvertes et les dents sont rectangulaires au stator et au rotor ; cette forme, initialement choisie pour des exigences d'assemblage et d'entretien, ajoute les harmoniques d'espace dues à l'encochage.

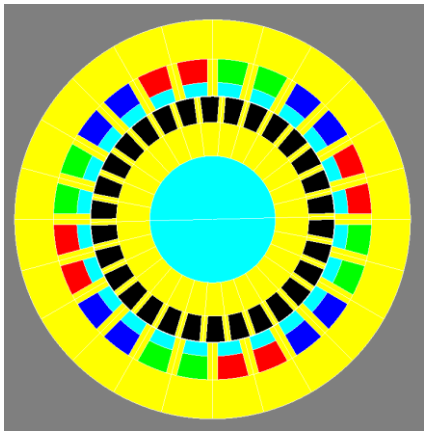


Fig V.20 : Coupe de la machine étudiée sous Flux (bobinage dentaire).

Trois configurations d'enroulement sont proposées au stator : distribué, dentaire à une seule couche et à deux couches. Les configurations présentées en Fig V.21 sont schématisées avec l'application Emetor [52] : phases A, B et C où la lettre majuscule représente l'orientation positive du courant et la lettre minuscule représente l'orientation négative du courant dans l'encoche.

- La première configuration q=2, SL ('Single Layer' pour simple couche) : elle sert de référence. C'est un enroulement distribué standard avec un nombre d'encoche/pôle/phase $q = 2$. Ce bobinage a une seule couche (SL) (bobine enroulée autour de dents alternées) et aucune bobine raccourcie, c'est-à-dire que le pas est égal à 1.
- La deuxième configuration q=2/5, SL : enroulement dentaire à une couche avec $q = 2/5$. Cette dénomination provient de l'étude des bobinages fractionnaires pour les machines à aimants où le rotor affiche 10 paires de pôles.
- La troisième configuration q=2/5, DL ('Double Layer' pour double couche) : enroulement dentaire à deux couches (bobine enroulée sur chaque dent) avec $q = 2/5$.

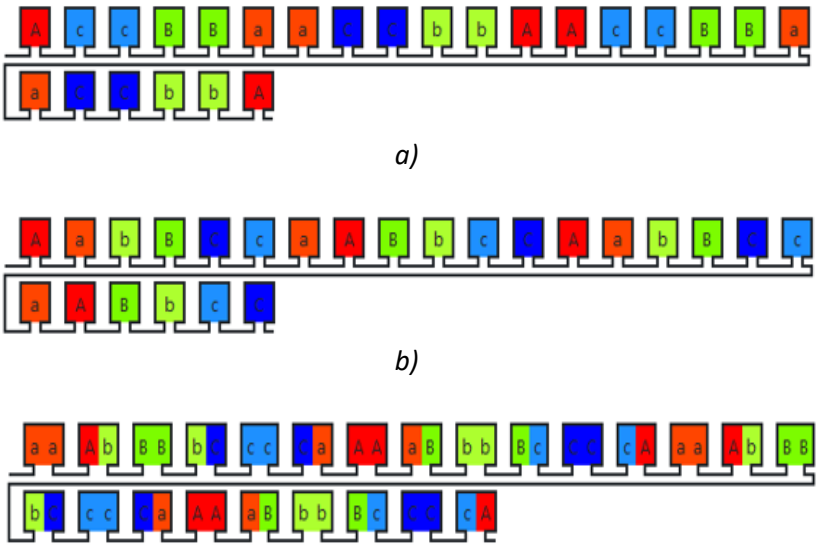
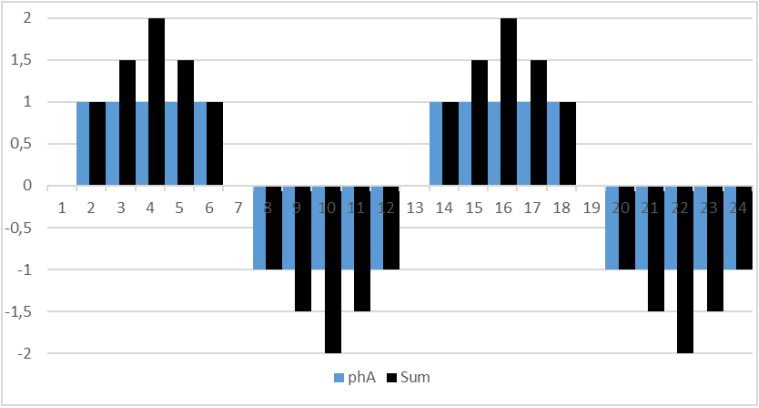
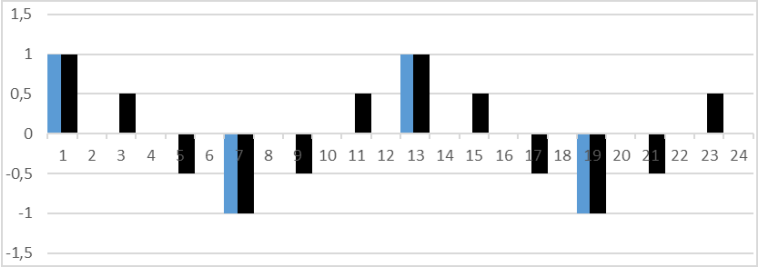


Fig V.21 : Configurations de bobinage sur les 24 encoches du stator : a) bobinage distribué standard, q=2, SL, b) bobinage dentaire, q=2/5, SL, c) bobinage dentaire, q=2/5, DL.

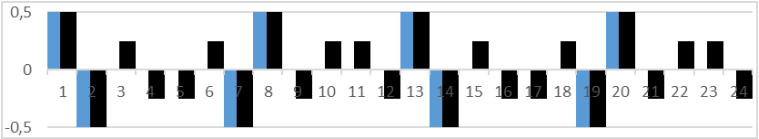
Une analyse harmonique de la FMM des enroulements est effectuée. De nombreux outils d'analyse du contenu harmonique du bobinage existent : Emetor [52], Sarlota [53], [54] ou l'outil géométrique de Marault (qui s'affranchit du nombre d'encoches) pour coupler les harmoniques d'espace et de temps [55]. La Fig V.22 présente la FMM de la phase A et la somme des FMM de phase pour obtenir la FMM triphasée de l'enroulement. Quand la phase A voit 1 p.u., les phases B et C voient -0.5 p.u.



a)



b)



c)

Fig V.22 : FMM de phase et de l'enroulement triphasé sur les 24 encoches du stator pour chaque configuration de bobinage : a) q=2, SL, b) q=2/5, SL, c) q=2/5, DL.

Pour le bobinage standard q=2, on utilise la formule *(17)* du coefficient de bobinage harmonique kb_v [3]. En ce qui concerne le bobinage dentaire, la méthode de l'étoile des encoches est très utile pour déterminer les différents kb_v/v, comme indiqué dans la littérature [38], [56]. L'amplitude de kb_v/v est présentée sur la Fig V.23 pour les harmoniques jusqu'au rang 25 pour les trois configurations. Ce sont les harmoniques basiques c'est-à-dire les harmoniques divisés par la polarité p. Le contenu harmonique est très élevé pour les bobinages dentaires par rapport au cas classique, la conséquence est que l'amplitude de l'harmonique principal est très faible. L'harmonique principal des configurations dentaires est $v = 5$, la valeur est différente de l'harmonique fondamental $v = 1$.

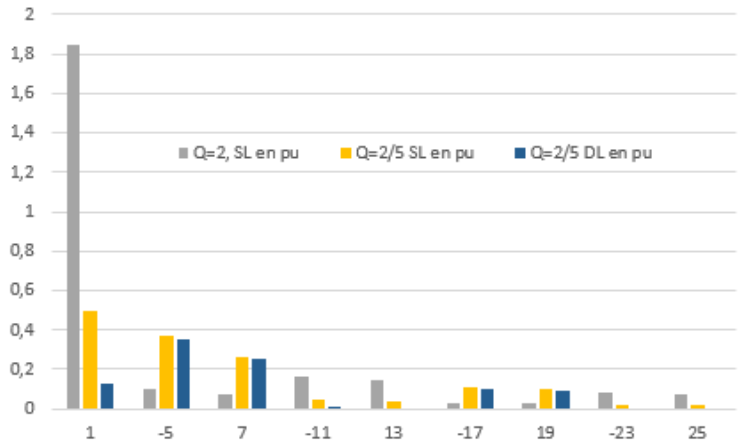


Fig V.23 : Amplitude des harmoniques 1 à 25 en p.u. de la FMM du bobinage statorique pour les trois configurations.

Pour ce stator à 24 encoches, nous avons également analysé les autres bobinages dentaires à une couche possibles avec Emetor et Sarlota [52], [54]. Il existe trois autres configurations en plus de la q=2/5, SL mais avec un nombre de paires de pôles différents : la configuration SL 2 à p=1, la configuration SL 3 à p=4 et la configuration SL 4 à p=1. La Fig V. 24 montre la FMM des enroulements statoriques pour chaque configuration. La Fig V.25 compare le contenu harmonique des FMM pour chaque bobinage dentaire monocouche.

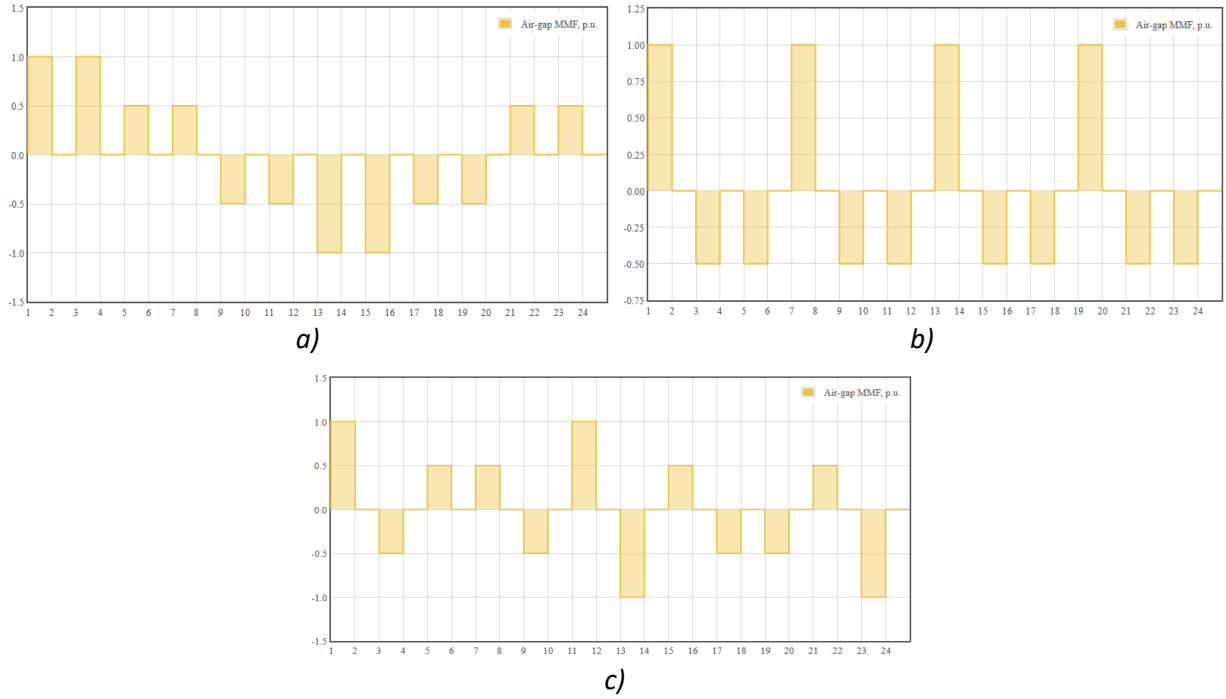


Fig V.24 : FMM de l'enroulement triphasé sur les 24 encoches du stator pour chaque configuration dentaires monocouches : a) SL 2 p=1, b) SL 3 p=4, c) SL 4 p=1.

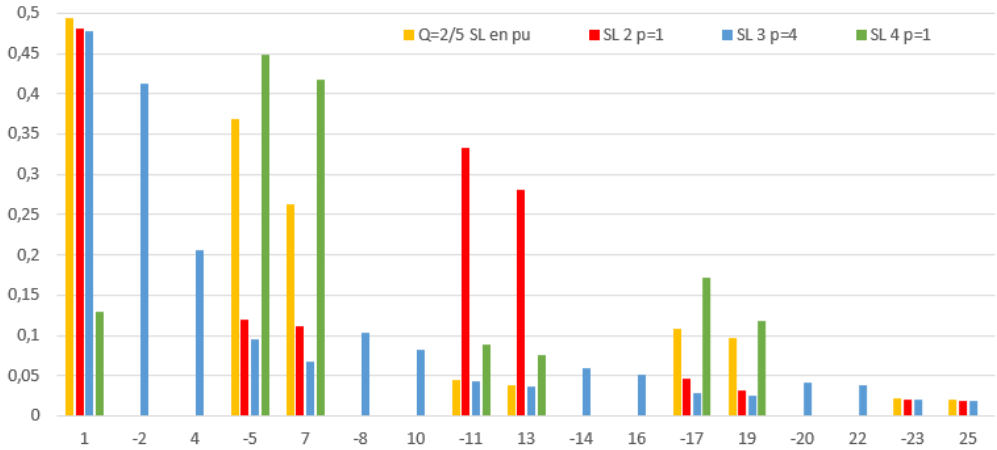


Fig V.25 : Amplitude des harmoniques 1 à 25 en p.u. de la FMM du bobinage statorique pour les configurations dentaires monocouches.

Nous remarquons que le bobinage SL 3 a une FMM non symétrique ce qui engendre l'apparition d'harmoniques pairs. La configuration SL 2 a des harmoniques 11 et 13 très élevés. La configuration SL 4 voit son harmonique fondamental très bas et ce sont les 5ème et 7ème les plus importants. Nous remarquons que la configuration SL 4 et la q=2/5, DL ont le même contenu harmonique et la même FMM mais sur un nombre de paires de pôles double. Ces quatre bobinages dentaires monocouche ont des contenus harmoniques différents mais l'amplitude du fondamental et des harmoniques est assez similaire, aux alentours de 0.3-0.5 p.u. restant loin de la configuration distribuée à q=2 SL.

- Simulations éléments finis en régime harmonique avec Flux 2D

Comme dans l'article [42], une simulation en régime harmonique est conduite pour analyser l'action de chaque harmonique séparément. Cette hypothèse est valable quand la machine fonctionne en régime linéaire en dehors de la saturation. L'étude simule le rotor (barres et circuit magnétique) et l'entrefer ; le stator est pris en compte par l'intermédiaire de trois distributions de courant surfaciques à l'interface de l'entrefer pour simuler les trois phases du bobinage. La condition limite d'induction magnétique normale a été prise sur cette surface. Les équations associées à chaque distribution pour l'harmonique v sont *(22), (23)* et *(24)* pour les phases respectives A, B et C où θ est la coordonnée angulaire liée au repère du stator. Les distributions de courant sont déphasées respectivement de 0 °, 120 ° et 240 °.

$$I_A(v,\theta) = I.\frac{kw_v}{v}.\cos(v.2\theta) \qquad (22)$$

$$I_B(v,\theta) = I.\frac{kw_v}{v}.\cos(v.2(\theta - 120)) \qquad (23)$$

$$I_C(v,\theta) = I.\frac{kw_v}{v}.\cos(v.2(\theta - 240)) \qquad (24)$$

Chaque harmonique spatial de rang v a son glissement harmonique g_v calculé par *(18).* Le glissement g est étudié de -1 à 1 pour les modes moteur et générateur de la machine donc la vitesse va de 0 à 3000 tr/min.

La simulation magnéto-harmonique donne accès au couple électromagnétique moyen, au courant efficace dans une barre et aux pertes Joule dans les barres du rotor générés par chaque harmonique de la FMM. Tous les résultats sont donnés en p.u. où 1 p.u. de couple est atteint pour le fondamental dans la configuration standard à q=2 et 1 p.u. de courant efficace et de pertes Joule est atteint pour le fondamental de cette configuration en essai à rotor bloqué, $g = 1$. La Fig V.26 montre les caractéristiques couple-vitesse de chaque harmonique (1, 5, 7, 11, 13) et la somme des couples pour les trois configurations. La Fig V.26 b) montre les couples harmoniques 5 à 25 pour la q=2, SL.

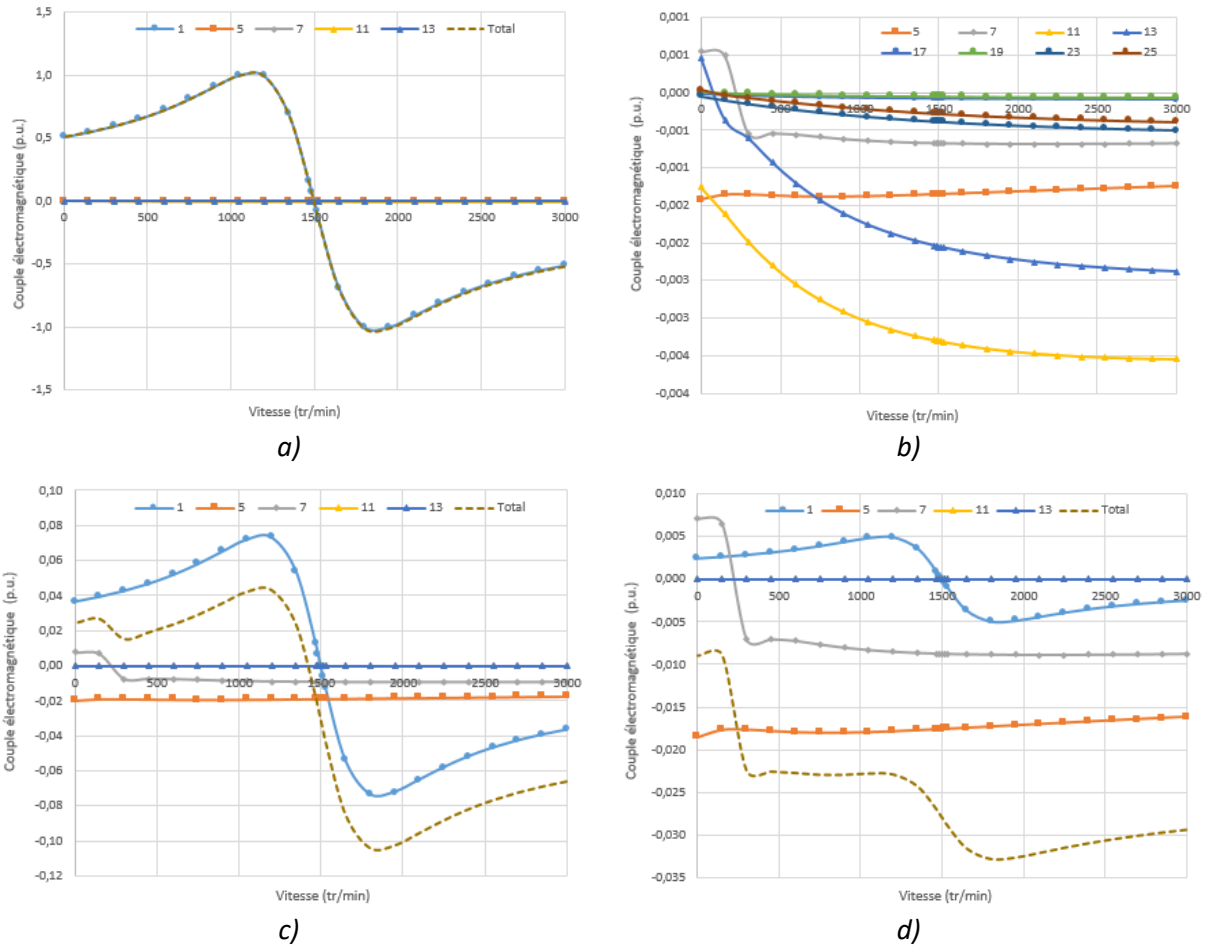


Fig V.26 : Couple électromagnétique-vitesse pour chaque harmonique et la somme pour chaque configuration de bobinage : a et b) q=2, SL, c) q=2/5, SL, d) q=2/5, DL.

Comme prévu, l'enroulement distribué q=2 offre le couple le plus élevé des configurations. Le couple total est quasiment égal au couple fondamental. Sur la Fig V.26 b), les couples harmoniques les plus élevés sont pour les harmoniques 11 et 13, valant respectivement -0,004 et -0,002 p.u. à 3000 tr/min.

L'analyse des caractéristiques couple-vitesse pour les bobinages dentaires révèle la contribution harmonique spatiale à la production de couple. Tout d'abord, la courbe du couple total n'est plus symétrique sur les Fig V.26 c) et d) : les valeurs absolues de couple sont différentes en moteur et en générateur. Pour q=2/5 SL, la valeur maximale du couple total en moteur est de 0,043 p.u. alors

qu'elle est de -0,104 p.u. en générateur (rapport 2.4 entre les deux modes) : il y a un bonus de couple en mode générateur avec les harmoniques.

La valeur maximale du couple fondamental a chuté à 0,074 pour q=2/5 SL et à 0,005 pour q=2/5 DL. L'harmonique fondamental est le plus important en configuration SL, tandis que le 5ème harmonique devient le plus importante en configuration DL, ce qui est fidèle à l'analyse de la Fig V.23. Sur la plage de glissement positif, le couple dû au 5ème harmonique reste négatif. Dans la configuration dentaire DL, il reste aux alentours de -0,018 p.u. La conséquence est significative sur le couple total car son signe est toujours négatif (maximum de -0,033 p.u. en mode générateur), même en mode moteur. Dans la configuration q=2/5 SL, le 5ème harmonique joue un rôle majeur et induit la différence entre la valeur absolue du couple total en moteur et générateur. Cette différence est intéressante mais le couple reste faible en valeur par rapport au cas standard distribué.

Nous analysons ensuite le courant efficace dans une barre rotorique. La Fig V.27 donne le courant de barre en p.u. en fonction de la vitesse de rotation pour les harmoniques 1, 5, 7, 11, 13 et la somme des courants pour les trois configurations. La Fig V.27 b) montre les courants harmoniques 5 à 25 pour la q=2, SL.

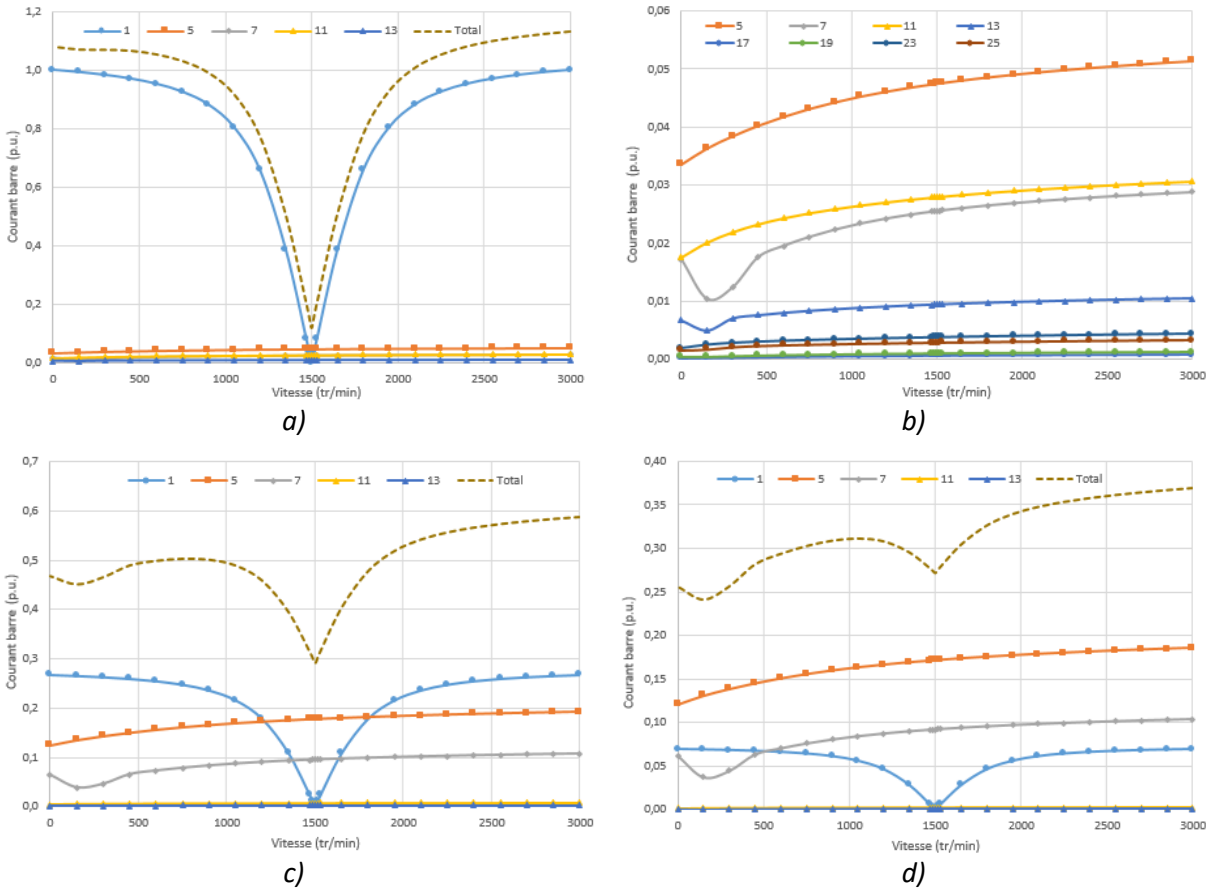


Fig V.27 : Courant rotorique en fonction de la vitesse de rotation pour chaque harmonique et le total pour chaque configuration de bobinage : a et b) q=2, SL, c) q=2/5, SL, d) q=2/5, DL.

Pour le bobinage standard, la Fig V.27.a) révèle déjà la contribution harmonique sur le courant dans une barre : jusqu'à 8 % de courant supplémentaire par rapport au courant fondamental à rotor

bloqué et 13 % à 3000 tr/min. Bien que les harmoniques ne modifient pas la valeur du couple, elles ont un impact sur le courant total dans une barre dans le bobinage standard.

Sur les Fig V.27 c) et d), le courant efficace total est plus faible dans les configurations de bobinage dentaire par rapport à la configuration standard : maximum 0,587 p.u. pour q=2/5, SL et 0,502 p.u. pour DL. Or le courant de barre diminue proportionnellement moins que le couple en passant aux configurations dentaires.

A la suite des courants, nous étudions les pertes Joule au rotor de la forme $R * I^2$ où la résistance et le courant sont relatifs à leurs harmoniques. La Fig V.28.présente les pertes Joule dans les barres du rotor en p.u. en fonction de la vitesse de rotation pour les harmoniques 1, 5, 7, 11, 13 et la somme des pertes pour les trois configurations. La Fig V.28 b) montre les pertes harmoniques 5 à 25 pour la q=2, SL.

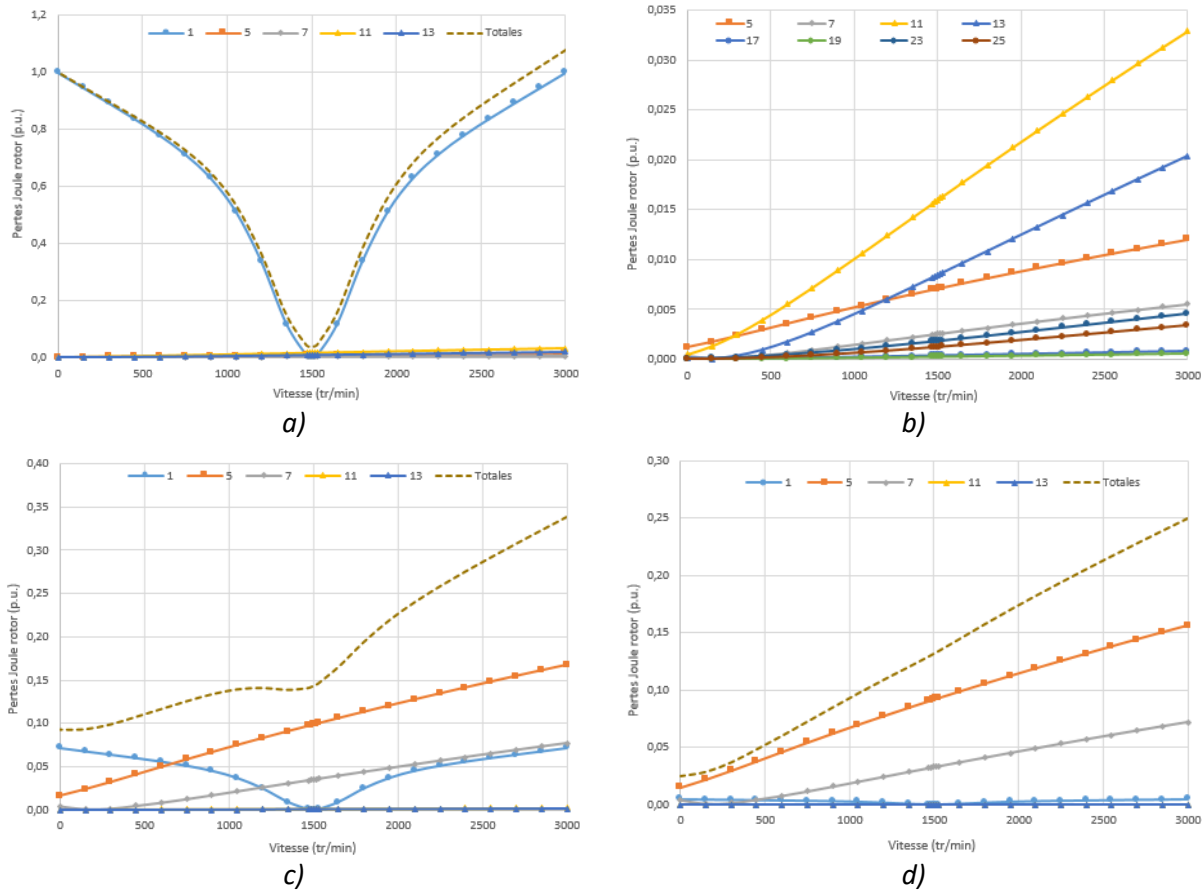


Fig V.28 : Pertes Joule au rotor en fonction de la vitesse de rotation pour chaque harmonique et la somme pour chaque configuration de bobinage : a et b) q=2, SL, c) q=2/5, SL, d) q=2/5, DL.

Pour la configuration standard, les pertes résistives au rotor sont principalement dues au fondamental. Les courbes de pertes du fondamental et de la somme sont quasiment superposées en moteur alors qu'il y a une séparation en générateur (8 % de plus à 3000 tr/min). Les harmoniques principaux de la FMM (Fig V.23), les 11ème et 13ème, créent la plus grande partie des pertes harmoniques.

Sur les configurations dentaires où le contenu harmonique est très important, nous constatons que les pertes Joule harmoniques au rotor augmentent avec la vitesse de rotation alors que les pertes du fondamental sont minimales au synchronisme. Pour le bobinage dentaire, la majeure partie des pertes cuivre est créée par le 1er, le 5ème et le 7ème harmonique. La valeur maximale des pertes résultantes est de 0,34 p.u. pour SL et de 0,25 p.u. pour DL à 3000 tr/min.

Enfin, le Tab V.5 compare les résultats collectés pour les trois configurations de bobinage. Pour notre cas, le passage d'un bobinage distribué à dentaire réduit le couple global de 90 %. Pourtant, le courant et les pertes ne diminuent pas dans les mêmes proportions : le courant rotorique diminue de 50 % pour SL et de 70 % pour DL, les pertes au rotor diminuent de 85 % en mode moteur et de 60-75 % en mode générateur. Les simulations ont mis en évidence une dissymétrie sur le couple électromagnétique total entre les deux modes comme annoncé théoriquement : ce décalage entre moteur et générateur est un rapport 2 pour la configuration q=2/5, SL. Par contre, ce bonus de couple en générateur entraine la multiplication par 2 des pertes cuivre au rotor.

Tab V.5 : Valeurs maximales pour le couple, le courant de barre et les pertes Joule rotor en mode moteur et générateur pour les trois configurations de bobinage.

(en p.u.)	Q=2, SL	Q=2/5, SL	Q=2/5, DL
Couple - Moteur	0.993	0.043	-0.009
Couple - Générateur	-1.008	-0.104	-0.033
Courant barre - Moteur	1.079	0.502	0.311
Courant barre - Générateur	1.131	0.587	0.369
Pertes Joule rotor – Moteur	1.002	0.143	0.132
Pertes Joule rotor – Générateur	1.080	0.339	0.250

Cette étude montre l'impact des harmoniques d'espace de la FMM dus au bobinage statorique sur le fonctionnement en moteur et en générateur d'une machine asynchrone à cage de 24 encoches et 30 barres au rotor. Nous avons validé les postulats énoncés à la section V.4.2. Dans certains cas, le renforcement de couples harmoniques négatifs permet d'obtenir un couple électromagnétique plus élevé en mode générateur. Le bobinage q=2/5, SL présente cette caractéristique : un couple maximum 2 fois plus élevé en mode générateur par rapport au mode moteur. Cependant, le couple moyen est très affaibli par rapport au bobinage classique et les pertes Joule au rotor augmentent proportionnellement. L'étude présente un exemple de machine asynchrone où un bonus de couple apparaît, même si cette machine présente quelques inconvénients (faible couple et pertes élevées).

Une simulation magnéto-transitoire éléments finis de la machine sous les mêmes configurations de bobinage a été réalisée sous Flux 2D en gardant les mêmes hypothèses (courant, densité de courant et nombre de spires en série par phase). Les oscillations de couple, les effets de la saturation (absents de la simulation magnéto-harmonique) et l'effet de peau dans les barres sont visibles sur ces études temporelles. Toutes les tendances observées en magnéto-harmonique sont renforcées.

V.4.4. Discussion sur la cage

Nous avons étudié les harmoniques d'espace de la FMM de l'enroulement statorique sans prêter attention à ce qu'il y avait au rotor. Il faut analyser la FMM produite par la cage d'écureuil pour comprendre les interactions entre le stator et le rotor.

Le nombre de phases au rotor est $m_2 = n_r/p$. Dans notre exemple à 30 encoches et 2 paires de pôles : $m_2 = 15$. D'après [57], la cage produit uniquement des harmoniques spatiaux liés à la denture qui sont de la forme : $v = kn_r \pm p$ avec k entier. Les harmoniques principaux de la FMM de notre cage sont de rang 2, 28 et 32, 58 et 62, 88 et 92… Dans les bobinages dentaires q=2/5, les harmoniques principaux basiques sont 1, 5 et 7, 17 et 19 soit avec $p = 2$ les harmoniques sont 2, 10 et 14, 34 et 38.

La seule interaction stator-rotor possible à l'origine d'un couple est basée sur le fondamental, $v = p = 2$ car c'est le seul harmonique commun entre les deux structures. La machine asynchrone à cage voit au moins l'interaction sur l'harmonique fondamental, son rang étant dicté par l'enroulement statorique. Contrairement aux machines à aimants où le rotor impose la polarité, la machine à cage fonctionne sur la polarité de la FMM statorique.

Pour diminuer la vitesse de rotation dans le but d'utiliser un entrainement direct, il faut augmenter la polarité de la FMM statorique. Or, nous constatons que le bobinage dentaire ne fait pas augmenter la polarité ; il permet seulement d'augmenter la proportion d'harmoniques sur lesquels les rotors polarisés comme ceux à aimants peuvent se caler. Nous avons vu que le bobinage dentaire augmente le contenu harmonique et qu'il peut modifier l'harmonique principal. Sur la Fig V.23, nous constatons que le 5ème harmonique de la configuration q=2/5, DL est le principal mais que le 1er harmonique est toujours présent. Un rotor à aimants de polarité 1 s'accrochera sur le 1er harmonique et un rotor à aimants de polarité 5 se fixera sur le 5ème harmonique. A l'inverse, le rotor à cage se fixe toujours sur l'harmonique le plus bas, celui de la polarité de la FMM statorique.

D'autre part, les harmoniques supérieurs peuvent être utilisés pour ajouter des interactions donc des couples. En moteur, tous les couples sont résistants, il faut éviter les couples harmoniques ; en générateur, les harmoniques directs ($v = 2mk + 1$, k entier) sont générateurs comme le fondamental, il est utile de les favoriser. Dans notre exemple, si on veut que l'harmonique 14 (direct) interagisse avec le rotor, il faut que n_r soit égal à 12 ou 16. Si on ne veut pas que l'harmonique 10 (inverse) interagisse, il faut que n_r soit égal à 8 ou 10. Donc pour interagir avec l'harmonique direct 14 et pas avec l'harmonique inverse 10, il faut choisir 16 barres au rotor. Avec ce choix, il y aura le couple asynchrone fondamental à p et le couple harmonique asynchrone à $7p$. Une simulation magnéto-harmonique avec 16 barres est nécessaire pour voir comment ces deux interactions s'ajoutent et les effets sur le fonctionnement global de la machine (couple, courant, pertes).

Enfin, si l'on veut obliger la machine asynchrone à fonctionner à basse vitesse, il faut obliger la FMM du rotor à ne présenter que des harmoniques élevés. Un rotor bobiné court-circuité à la place d'une simple cage permettrait de contrôler les harmoniques de la FMM rotoriques. Par contre, cette option complexifie énormément le rotor. Alberti et Bianchi présentent une machine asynchrone à double alimentation avec bobinage fractionnaire dans une éolienne à entraînement direct [43], [44]. Ils utilisent un bobinage fractionnaire multicouche (2 et 4 couches) à la fois dans le stator et dans le rotor afin de réduire les amplitudes des harmoniques spatiaux de la FMM, améliorant ainsi l'ondulation du couple. En perspectives, il serait intéressant de regarder la piste du bobinage multicouche pour notre génératrice hydrolienne.

V.4.5. Conclusion sur la génératrice à bobinage dentaire

Dans cette section, nous avons mené des travaux spécifiques sur la génératrice asynchrone à bobinage dentaire en évaluant la facilité à bobiner dans une expérience pratique et en analysant l'effet des harmoniques spatiaux sur le couple électromagnétique, le courant et les pertes rotoriques par la théorie et la simulation.

L'expérience pratique a montré que le bobinage classique réparti, compact ne peut pas être réparé en cas de défaut local avec des moyens et connaissances sommaires tels que ceux de la communauté type visée. Au contraire, un bobinage dentaire peut être réalisé et maintenu assez facilement dans ces conditions. Nous validons la maintenabilité du bobinage dentaire par rapport à la solution standard qui est le bobinage réparti.

Par contre, nous avons finalement constaté que le bobinage dentaire dans une machine asynchrone à cage ne permet pas d'augmenter la polarité pour diminuer la vitesse de rotation et in fine avoir un entrainement direct. Le bobinage dentaire augmente le contenu harmonique de la FMM de l'enroulement mais la cage rotorique ne permet pas de fonctionner sur les harmoniques plus élevés comme le font les rotors polarisés des machines synchrones. Avec une cage, le seul moyen pour augmenter la polarité de la FMM statorique est la manière classique en augmentant la périodicité des bobines (plus de paires de pôles). Cela fait augmenter fortement le diamètre d'alésage et le nombre d'encoches au stator. Sinon, il est envisageable de définir astucieusement un rotor bobiné en court-circuit avec une polarité élevée. Ces développements ouvrent la voie à de futurs travaux sur les structures de bobinages au rotor et au stator en essayant de conserver un bobinage dentaire pour la maintenabilité.

Si nous refusons la complexification du rotor dans notre application, il faut nécessairement recourir à un multiplicateur de vitesse. Afin de rester compatible avec les exigences de la solution hydrolienne low-tech, des recherches devront être menées sur les multiplicateurs de vitesse et plus globalement sur la transmission mécanique dans l'eau.

V.5. Bilan sur la conception de la génératrice en phase d'esquisse

Dans cette dernière section, nous faisons le bilan de la conception de la génératrice en phase d'esquisse sur le bloc « portrait-robot » et le bloc « modèle analytique » présents dans le schéma de conception de la Fig V.1. Nous donnons le portrait-robot final avec les caractéristiques retenues, nous discutons sur les points forts et points faibles du modèle analytique pour l'optimisation en phase d'esquisse. Dernièrement, nous abordons l'implémentation pratique du modèle dans un logiciel d'optimisation.

V.5.1. Portrait-robot révisé

Le portrait-robot de la génératrice comportait initialement cinq caractéristiques particulières relatives à l'adaptation du design à notre contexte isolé. Les études bibliographiques et les travaux complémentaires des deux dernières sections nous ont permis de trancher sur les différentes options et nous livrons ici un portrait-robot révisé.

Deux caractéristiques ne sont finalement pas retenues dans le portrait-robot :

- le bobinage dentaire pour la maintenabilité et l'entrainement direct,
- la machine multiphasée pour la tolérance au défaut et la qualité d'énergie.

Nous avons besoin d'études approfondies pour nous prononcer définitivement sur ces deux caractéristiques. Le bobinage dentaire présente une bonne maintenabilité mais ne permet pas de faire un entrainement direct en cas de rotor à cage en comparaison des rotors à aimants. Des investigations poussées sur des bobinages dentaires au stator et au rotor permettront peut-être de concevoir une machine asynchrone à entrainement direct pour notre application. La configuration multiphasée n'a pas été suffisamment étudiée. Pour les deux cas, il faut continuer les travaux entrepris sur les harmoniques d'espace. Si les résultats sont satisfaisants, il faudra intégrer ces caractéristiques au modèle analytique de la machine.

Comme l'entrainement direct est impossible à l'heure actuelle, nous devons revenir au multiplicateur de vitesse. Rejeté pour ses problèmes de fiabilité, il faut chercher à le rendre plus fiable et robuste à moindre frais. Pour le moment, nous envisageons un multiplicateur fait de deux roues dentées pour un rapport de multiplication maximal de 10, facilement disponible dans le commerce pour un prix de 50 € la roue environ. Un boitier en bois ou en métal non-étanche protègerait le système de transmission tout en restant accessible financièrement et techniquement. Le système serait réparable avec les moyens et connaissances d'une communauté isolée.

Nous avons retenu les trois autres caractéristiques suivantes pour le portrait-robot :

- le mode autonome saturé,
- la plage de vitesse élargie grâce à la cage rotorique,
- le refroidissement ouvert à eau et le bobinage par câble.

Le mode autonome est permis par le banc de condensateurs branché sur le stator. Une légère saturation de la machine est requise pour stabiliser la tension rendue variable par le mode

autonome. L'élargissement de la plage de vitesse en mode générateur donne plus de liberté par rapport à la ressource hydraulique ; les proportions des conducteurs au rotor et des anneaux de court-circuit sont ajustées pour augmenter la résistance globale du rotor. Les pertes supplémentaires venant de la saturation et les pertes résistives sont mieux évacuées grâce au refroidissement à eau. L'enroulement statorique est réalisé en câble étanche.

Au bilan de la section V.3, nous avions évalué qualitativement ces trois caractéristiques et nous sommes satisfaits de constater les progrès a priori de notre génératrice hydrolienne sur la fiabilité, la complexité et l'écoconception qui sont les critères de durabilité liés au design adapté. Dans le rôle du concepteur expert, nous avons transformé les critères de durabilité en exigences sur le composant génératrice et nous avons réussi à proposer le design le plus adapté à notre contexte. Toutefois, le travail sur le portrait-robot n'est pas terminé : des études prenant en compte les trois caractéristiques en même temps permettront de valider complètement le fonctionnement, les performances avec des variations de la ressource et de la charge et in fine le design de la génératrice hydrolienne.

V.5.2. Modèle analytique révisé

A la section V.2, nous avons obtenu un modèle analytique électromagnétique, thermique, économique et environnemental de la génératrice asynchrone à cage. L'étude des caractéristiques adaptées à la section V.3 a permis leur modélisation et leur intégration dans le modèle analytique précédent. Le modèle complet avec les trois caractéristiques retenues est intégralement disponible en annexe 6.

Le modèle analytique repose sur le schéma équivalent monophasé de la génératrice asynchrone à cage. Il permet de relier les paramètres de construction aux paramètres du schéma équivalent et ceux-ci aux performances électromagnétiques de la machine. La modélisation thermique est nodale : un schéma équivalent relie les températures de la machine, les pertes et les résistances thermiques définies en fonction des paramètres géométriques. La modélisation électromagnétique et thermique donne les performances de la génératrice sur un point de fonctionnement en régime permanent. Elle permet ainsi de dimensionner la machine à son point nominal.

La modélisation est complétée par les aspects économiques et environnementaux grâce à un inventaire des composants de la machine : les masses de chaque composant permettent le calcul de la partie des coûts économiques (CAPEX) et environnementaux (en fabrication) relative aux matières premières mais pas à l'énergie pour la fabrication.

Le modèle a des limites fortes liées à ses hypothèses et son domaine de validité :

- Fonctionnement au nominal à tension, fréquence et vitesse fixes. Une étude de sensibilité montre la variation des performances électromagnétiques en fonction de ces grandeurs.
- Seul le fondamental du flux dans l'entrefer est considéré, hypothèse du 1er harmonique
- Glissement faible -0.3 à 0.3
- Saturation à vide de la machine inclue dans la réactance magnétisante
- Nombre de paramètres géométriques de construction réduit au minimum. Ils sont reliés au diamètre d'alésage d_i et à la longueur fer l.
- Au stator : câble étanche pour un bobinage distribué, raccourci, possibles spires en parallèle

- Au rotor : cage aluminium coulée avec possible inclinaison des barres
- Effet des encoches sur les réactances
- Effet de peau au rotor avec une encoche équivalente rectangulaire
- Fluide convectif remplacé par l'eau
- Machine ouverte ou semi-ouverte
- Capacité d'auto-amorçage calculée à vide
- La charge est représentée par la puissance qu'elle reçoit

Les contraintes apparaissent sur les entrées et les sorties :

- Le volume et la masse
- Les contraintes mécaniques de fabrication liées aux épaisseurs de découpe des tôles
- La saturation avec une limite basse sur k_{sat}
- La résistance rotorique avec un minium relevé et s_{cr}, a, n_r avec un maximum diminué. Revoir les contraintes par rapport à la pente des caractéristiques du couple et de la puissance en fonction du glissement.
- La température des bobinages limitée par la classe de l'isolant
- La température extérieure de la machine entre 35 et 50 °C.

Malgré tout, le modèle assure la fonction pour laquelle il a été créé : il permet de dimensionner la génératrice en phase d'esquisse. Les entrées sont les paramètres géométriques de construction et des matériaux, ceux spécifiques au projet et ceux relatifs au design et aux caractéristiques adaptées. Les sorties sont les critères quantitatifs évaluant la durabilité de la solution. Le modèle calcule les principaux critères de sortie suivants :

- Techniques : puissance, rendement ;
- Economiques : CAPEX (matières premières) ;
- Environnementaux : ACV (matières premières), température extérieure de la machine.

Il manque l'évaluation de l'énergie, la disponibilité, le facteur de charge, la fiabilité et OPEX, LCOE. Certains critères sont dépendants de l'énergie mécanique exploitable et de l'énergie électrique consommée donc des scénarios de ressource et de charge ; il faut un dimensionnement par scénario. Certains critères sont reliés à la fiabilité. Nous avons discuté qualitativement de la fiabilité de notre solution par rapport à des solutions standards mais son évaluation quantitative est impossible à ce stade. Il faudrait ajouter un modèle de vieillissement des composants les moins fiables : les bobinages et la transmission mécanique (roulements et multiplicateur). Pour le moment, nous pouvons sur-dimensionner les composants critiques avec l'impact négatif sur les coûts économiques et environnementaux mais pour une durée de vie allongée. La fiabilité est ainsi déportée en contrainte sur des paramètres.

Le pré-dimensionnement de la génératrice peut être optimisé si le modèle analytique est intégré dans un logiciel d'optimisation. Une optimisation des performances avec de nombreuses contraintes sur les paramètres entrée/sortie oriente vers le pré-dimensionnement le plus durable : critères techniques maximisés, critères économiques et environnementaux minimisés.

Notre modèle analytique est partiel car il n'intègre pas ou peu des phénomènes comme la saturation, les harmoniques, les variations de tension, fréquence et vitesse. Nous ne savons pas tout

traduire analytiquement à l'heure actuelle. Notre modèle analytique livre une machine dimensionnée de manière non fine pour la phase d'esquisse. Ensuite, cette machine peut être testée puis optimisée par éléments finis ce qui est lent : avec autant de précision, nous sortons du cadre de conception en phase d'esquisse.

V.5.3. Implémentation pratique du modèle

Nous implémentons notre modèle dans l'interface CADES pour l'optimisation. CADES (Computer Aided Design for Engineering Systems) est l'héritier de l'approche PASCOSMA de Wurtz [7], il est beaucoup utilisé au laboratoire G2Elab pour des optimisations en phase d'esquisse et pour du dimensionnement fin sur tous les domaines du génie électrique. De plus, il peut être couplé avec des modules développés au laboratoire comme Reluctool, Thermotool ou Freqtool.

Dans CADES, l'écriture des équations électromagnétiques, économiques et environnementales du modèle analytique est très simple. Elle se fait dans un fichier sml. Les paramètres à droite du signe égal apparaissent en entrée du modèle et ceux à gauche en sortie.

Nous utilisons le module Thermotool pour relier la modélisation thermique au reste du modèle. Une fois, le schéma équivalent thermique tracé en schéma électrique sous PSIM, l'interface graphique de Thermotool permet de définir les sources de tension (températures), les résistances (conductives et convectives) dans des formats types et les sources de courant (pertes) en fonction des paramètres du modèle précédent et de paramètres thermiques. Ensuite, Thermotool compile tous les composants du schéma et définit une fonction thermique qui permet d'obtenir les températures désirées en fonction des autres paramètres. Cette fonction écrite dans le fichier sml du modèle provoque l'apparition des températures dans la liste des paramètres de sortie.

CADES calcule tous les paramètres de sortie une fois que des valeurs sont assignées à tous les paramètres d'entrées. Ceux-ci sont des propriétés physiques, électriques, thermiques comme la conductivité du cuivre ou les coûts économiques et environnementaux massiques des composants. Ils ne sont pas modifiés au cours du dimensionnement mais il peut être intéressant d'étudier la sensibilité des performances de la génératrice en cas de variation de ces données grâce à l'outil d'analyse de sensibilité de CADES.

CADES intègre un outil d'optimisation avec plusieurs algorithmes et un ou plusieurs objectifs. Les paramètres sont au choix : fixes, contraints par des valeurs minimum et maximum, libres, à minimiser, à maximiser. Les paramètres discrets (nombre de spires, d'encoches…) peuvent poser problème à l'optimiseur. Delhommais a présenté une stratégie d'optimisation imaginaire en considérant continues les variables discrètes pour du pré-dimensionnement en électronique de puissance [58]. Ainsi, il est possible d'utiliser les algorithmes d'optimisation par gradient type SQP aptes à gérer de très nombreux paramètres. Une première optimisation avec les paramètres continus est réalisée puis une deuxième vague d'optimisation est faite en prenant comme entrée les plus proches valeurs discrètes des paramètres précédents.

Nous proposons d'utiliser le modèle sur un cas de dimensionnement de génératrice hydrolienne pour une application en rivière en Guyane. Cette étude fait l'objet du prochain et dernier chapitre.

V.6. Conclusion

Après les études sur la conception durable à l'échelle du système, nous avons décidé de répliquer la stratégie à l'échelle du composant central de la solution hydrolienne. Entièrement consacré à la conception durable de la génératrice hydrolienne, ce chapitre a montré comment réaliser en pratique le schéma de conception à l'échelle du composant avec son portrait-robot et son modèle analytique.

Nous avons étudié le design de l'hydrolienne en analysant les caractéristiques du portrait-robot. Celles-ci ont été évaluées sur la fiabilité, la complexité et l'écoconception qui étaient les critères qualitatifs retenus en lien avec le design adapté pour la communauté isolée. Trois caractéristiques ont été retenues et deux rejetées par manque de preuve sur leur pertinence dans notre contexte.

Nous avons construit un modèle analytique de la génératrice compatible avec l'évaluation quantitative des critères techniques, économiques et environnementaux. Il relie les paramètres d'entrées spécifiques au projet et les paramètres de dimensionnement aux performances de la génératrice. En conséquence, la modélisation de la machine est menée sur les domaines électromagnétique, thermique, économique et environnemental. Le modèle électromagnétique repose sur le schéma équivalent monophasé de la machine asynchrone à cage en régime permanent. Le modèle thermique est également sous la forme d'un schéma électrique équivalent en régime permanent : il représente les transferts thermiques par conduction et convection au sein des parties active et inactive de la machine. Les modélisations économique et environnementale reposent sur le lien entre l'inventaire matière-énergie des composants et leurs coûts et impacts.

Malgré ses approximations et hypothèses, le modèle analytique est compatible avec l'objectif de dimensionnement en phase d'esquisse. Il peut être implémenté dans un logiciel d'optimisation dans le but d'obtenir la génératrice la plus durable.

Dans le prochain chapitre, nous proposons d'utiliser les outils développés ici pour concevoir la génératrice hydrolienne durable pour une communauté isolée en Guyane.

V.7. Références

[1] M. Liwschitz-Garik, L. Maret, and J.-D. Chatelain, *Calcul des machines électriques. Tome 1 et 2*. Lausanne, Suisse: SPES, 1967.

[2] M. P. Kostenko and L. M. Piotrovskii, *Machines électriques: Machines à courant alternatif*. Mir, 1969.

[3] P. L. Alger, *Induction Machines: Their Behavior and Uses*. Gordon and Breach, 1970.

[4] P. Cochran, *Polyphase Induction Motors, Analysis : Design, and Application*. CRC Press, 1989.

[5] W. Boughanmi, J.-P. Manata, D. Roger, and J.-F. Brudny, *Écoconception des machines électriques tournantes à courants alternatifs*. Techniques de l'ingénieur, 2014.

[6] F. Wurtz, B. Delinchant, X. Brunotte, J. Pouget, and D. V. Binh, "Les enjeux de la conception en phase d'esquisse pour les systèmes du génie électrique: illustration sur le cas des systèmes énergétiques pour les bâtiments," presented at the SGE 2014 - Symposium de Génie Electrique 2014, Cachan, France, 2014, p. 8.

[7] F. Wurtz, "UNE NOUVELLE APPROCHE POUR LA CONCEPTION SOUS CONTRAINTES DE MACHINES ELECTRIQUES," phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1996.

[8] H. Dogan, "Méthodologie de conception des machines synchrones à aimants. Application au véhicule électrique avec chargeur rapide embarqué," phdthesis, Université de Grenoble, 2013.

[9] S. Mezani, "Modélisation électromagnétique et thermique des moteurs à induction, en tenant compte des harmoniques d'espace," thesis, Vandoeuvre-les-Nancy, INPL, 2004.

[10] W. Boughanmi, "Eco-conception des motorisations électriques : Application à la machine asynchrone," thesis, Artois, 2012.

[11] G. Desbiens, "MACHINES À INDUCTION BOBINÉES SUR DENTS," Sciences de l'ingénieur, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2003.

[12] A. H. Bonnett and G. C. Soukup, "Cause and analysis of stator and rotor failures in three-phase squirrel-cage induction motors," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 28, no. 4, pp. 921–937, 1992.

[13] D. Roye, "Modélisation thermique des machines électriques tournantes. Application à la machine à induction," INP Grenoble, 1983.

[14] C. Chillet, A. W. Hadi, R. Perret, and R. Isnard, "Identification du modèle thermique d'une machine à induction de puissance moyenne," *Revue de Physique Appliquée*, vol. 24, no. 9, pp. 923–931, 1989, doi: 10.1051/rphysap:01989002409092300.

[15] P. H. Mellor, D. Roberts, and D. R. Turner, "Lumped parameter thermal model for electrical machines of TEFC design," *IEE Proceedings B Electric Power Applications*, vol. 138, no. 5, p. 205, 1991, doi: 10.1049/ip-b.1991.0025.

[16] G. Kylander, "Thermal modelling of small cage induction motors," Goteborg, Sweden, 1995.

[17] R. Glises, "Machines électriques tournantes - Simulation du comportement thermique," p. 13, 1998.

[18] Y. Bertin, "Refroidissement des machines tournantes. Études paramétriques," p. 20, 2006.

[19] M. Bouheraoua, "Contribution à la modélisation thermique d'un moteur asynchrone à cage," Thesis, Université Mouloud Mammeri, 2008.

[20] "Idemat," *IdematApp*. [Online]. Available: http://idematapp.com.

[21] V. Debusschere, "Contributions méthodologiques à l'éco-conception des convertisseurs électromagnétiques d'énergie," phdthesis, École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2009.

[22] R. Abdessemed, *Modélisation et simulation des machines électriques*. Ellipses, 2011.

[23] K. Idjdarene, "Contribution à l'étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes," Lille 1, 2010.

[24] F. Poitiers, "Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone a cage autonome-machine asynchrone a double alimentation reliée au réseau," Université de Nantes, 2003.

[25] N. N. . Mendis, E. M. M. . Yatiyana, K. . Wijesinghe, J. . Lucas, and R. Perera, “Design and Construction of Constant Voltage Transformer,” in *First International Conference on Industrial and Information Systems*, Sri Lanka, 2006, pp. 40–45, doi: 10.1109/ICIIS.2006.365632.

[26] S. M. Alghuwainem, “Steady-state analysis of a self-excited induction generator including transformer saturation,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 667–672, Sep. 1999, doi: 10.1109/60.790933.

[27] K. M. Banjar-Nahor, L. Garbuio, V. Debusschere, N. Hadjsaid, T.-T.-H. Pham, and N. Sinisuka, “Study on Renewable Penetration Limits in a Typical Indonesian Islanded Microgrid Considering the Impact of Variable Renewables Integration and the Empowering Flexibility on Grid Stability,” in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571673.

[28] R. Yabiku, R. Fialho, L. Teran, A. Santos, E. Rangel, and D. Dutra, “A comparative study between copper and aluminum induction squirrel cage constructions,” in *Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC), 2010 Record of Conference Papers Industry Applications Society 57th Annual*, 2010, pp. 1–9.

[29] Y. Liu, P. Han, and A. M. Bazzi, “A comparison of rotor bar material of squirrel-cage induction machines for efficiency enhancement purposes,” in *Power Electronics and Applications (EPE’15 ECCE-Europe), 2015 17th European Conference on*, 2015, pp. 1–7.

[30] I. Daut, K. Anayet, N. Gomesh, M. Asri, and Y. M. Irwan, “Comparison of Copper Rotor Bars with Aluminium Rotor Bars Using FEM Software--A Performance Evaluation,” 2009, pp. 456–459, doi: 10.1109/ICCEE.2009.261.

[31] M. Thieman, R. Kamm, and J. Jorstad, “Copper motor rotors: Energy saving efficiency, now also economic feasibility,” in *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing Expo, 2007*, 2007, pp. 328–333.

[32] A. Boglietti, A. Cavagnino, L. Ferraris, and M. Lazzari, “Energetic considerations about the use of cast copper squirrel cage induction motors,” in *Industrial Electronics Society, 2007. IECON 2007. 33rd Annual Conference of the IEEE*, 2007, pp. 157–162.

[33] K. Hafiz, G. Nanda, and N. C. Kar, “Performance Analysis of Aluminum- and Copper-Rotor Induction Generators Considering Skin and Thermal Effects,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 1, pp. 181–192, Jan. 2010, doi: 10.1109/TIE.2009.2034177.

[34] W. R. Finley and M. M. Hodowanec, “Selection of copper vs. aluminum rotors for induction motors,” in *Petroleum and Chemical Industry Conference, 2000. Record of Conference Papers. Industry Applications Society 47th Annual*, 2000, pp. 187–197.

[35] R. Venkatesan and P. S. Murthy, “Macrofouling Control in Power Plants,” in *Marine and Industrial Biofouling*, H.-C. Flemming, P. S. Murthy, R. Venkatesan, and K. Cooksey, Eds. Berlin, Heidelberg: Springer, 2009, pp. 265–291.

[36] F. O. Luenberger, “Waterproof stator construction for submersible dynamo-electric machine,” US2749456A, 05-Jun-1956.

[37] T. Davin, “Refroidissement des moteurs électriques : exploration des solutions à huile de lubrification,” thesis, Valenciennes, 2014.

[38] N. Bianchi, S. Bolognani, M. D. Pre, and G. Grezzani, “Design considerations for fractional-slot winding configurations of synchronous machines,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 42, no. 4, pp. 997–1006, Jul. 2006, doi: 10.1109/TIA.2006.876070.

[39] S. Karmakar, S. Chattopadhyay, M. Mitra, and S. Sengupta, “Induction Motor and Faults,” in *Induction Motor Fault Diagnosis*, Singapore: Springer Singapore, 2016, pp. 7–28.

[40] H. Polinder, F. F. A. Van Der Pijl, G.-J. De Vilder, and P. J. Tavner, “Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 725–733, Sep. 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.875476.

[41] D. Bang, H. Polinder, G. Shrestha, and J. A. Ferreira, “Review of generator systems for direct-drive wind turbines,” in *European Wind Energy Conference & Exhibition, Belgium*, 2008, pp. 1–11.

[42] A. M. El-Refaie and M. R. Shah, “Comparison of Induction Machine Performance with Distributed and Fractional-Slot Concentrated Windings,” in *2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 2008, pp. 1–8, doi: 10.1109/08IAS.2008.30.
[43] L. Alberti and N. Bianchi, “Analysis of asynchronous machines for direct drive wind power generation,” in *2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, Miami, FL, USA, 2009, pp. 1838–1843, doi: 10.1109/IEMDC.2009.5075453.
[44] L. Alberti and N. Bianchi, “Design and tests on a fractional-slot induction machine,” in *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2012, pp. 166–172, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342827.
[45] F. Mekri, S. Benelghali, M. Benbouzid, and J. F. Charpentier, “A fault-tolerant multiphase permanent magnet generator for marine current turbine applications,” in *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*, 2011, pp. 2079–2084.
[46] F. Mekri, S. Ben Elghali, and M. E. H. Benbouzid, “Fault-Tolerant Control Performance Comparison of Three- and Five-Phase PMSG for Marine Current Turbine Applications,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 425–433, Apr. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2227126.
[47] O. Fall, J. F. Charpentier, N.-K. Nguyen, and P. Letellier, “Maximum torque per ampere control strategy of a 5-phase PM generator in healthy and faulty modes for tidal marine turbine application,” in *2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition*, Shanghai, China, 2014, pp. 468–473, doi: 10.1109/PEAC.2014.7037901.
[48] I. Z. Mohammedi, O. Touhami, M. . Mahmoudi, C. Henaux, and Y. Lefevre, “Transformation by rewinding a stator of a three phase induction machine with squirrel cage to a five-phase induction machine,” in *2016 XXII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, Lausanne, Switzerland, 2016, pp. 619–625, doi: 10.1109/ICELMACH.2016.7732590.
[49] E. Levi, R. Bojoi, F. Profumo, H. A. Toliyat, and S. Williamson, “Multiphase induction motor drives – a technology status review,” *IET Electric Power Applications*, vol. 1, no. 4, p. 489, 2007, doi: 10.1049/iet-epa:20060342.
[50] H. Polinder, H. Lendenmann, R. Chin, and W. M. Arshad, “Fault tolerant generator systems for wind turbines,” in *2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, 2009, pp. 675–681, doi: 10.1109/IEMDC.2009.5075278.
[51] L. A. Pereira, C. C. Scharlau, L. F. A. Pereira, and J. F. Haffner, “General Model of a Five-Phase Induction Machine Allowing for Harmonics in the Air Gap Field,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 4, pp. 891–899, Dec. 2006, doi: 10.1109/TEC.2005.858090.
[52] “Emetor - Electric motor winding calculator.” [Online]. Available: https://www.emetor.com/windings/. [Accessed: 20-Jan-2020].
[53] G. Madescu, E. Berwanger, M. Biriescu, M. Mot, and M. Greconici, “Very Fast Prediction of MMF Harmonics Content in Multiphase Electrical Machines,” in *IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies*, Novi Sad, Serbia, 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/EUROCON.2019.8861728.
[54] “Run FastMMF.” [Online]. Available: https://www.sarlota.de/RunFastMMF56.html. [Accessed: 20-Jan-2020].
[55] J. Marault, A. Tounzi, M. Hecquet, and F. Gillon, “A Fast and Accurate Analytical Tool to Study the Winding Function,” in *2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, Alexandroupoli, 2018, pp. 2409–2415, doi: 10.1109/ICELMACH.2018.8507175.
[56] T. Boussey *et al.*, “Tooth Coil Fractional Slot Structures for the Design of Axial-Flux Permanent Magnet Synchronous Machines,” p. 15.
[57] B. Heller and V. Hamata, *Harmonic field effects in induction machines*. Elsevier Scientific Pub. Co., 1977.
[58] M. Delhommais, “Méthode de pré-design par optimisation en électronique de puissance,” thesis, Grenoble Alpes, 2019.

CHAPITRE VI

APPLICATION SUR UN CAS D'ETUDE REEL

Sommaire du chapitre VI

VI.1. Energie et rivières en Guyane 166
VI.1.1. Situation énergétique de la région 166
VI.1.2. Exploiter l'énergie des rivières guyanaises 169
VI.2. La station de recherche des Nouragues 171
VI.2.1. Le camp Pararé, scène du projet Hydroriv 171
VI.2.2. Analyse de la ressource et des besoins en énergie 173
VI.2.3. Modélisation du micro-réseau Pararé 177
VI.2.4. Proposer une hydrolienne pour le camp Pararé 180
VI.3. Une hydrolienne pour l'accès à l'énergie des villages guyanais 184
VI.3.1. Proposer une solution hydrolienne pour l'accès à l'énergie en Guyane 184
VI.3.2. Pré-dimensionner la génératrice électrique 185
VI.3.3. Bilan 198
VI.4. Discussion 200
VI.4.1. Le cas d'étude 200
VI.4.2. La méthode multicritère de conception durable 201
VI.4.3. Le modèle de pré-dimensionnement de la génératrice électrique 201
VI.5. Conclusion 203
VI.6. Références 204

Résumé du chapitre VI :

Ce dernier chapitre est une projection sur un cas réel de la démarche adoptée dans les chapitres précédents. Nous choisissons d'étudier un site en milieu amazonien qui est fortement contraint par l'environnement : la Guyane.

Dans une première partie, nous comprenons les défis énergétiques posés en Guyane par l'environnement contraint. Les situations sont très différentes entre les zones côtières densément peuplées et bien alimentées et les communes de l'intérieur qui n'ont pas accès au réseau électrique principal. L'hydroélectricité occupe une place importante dans la production mais le potentiel hydrocinétique des rivières reste à exploiter.

Dans une deuxième partie, nous nous concentrons sur la station de recherche du CNRS Guyane, les Nouragues et le camp Pararé au bord de la rivière Arataye. Les chercheurs et le personnel technique séjournant au camp sont une communauté isolée dans un environnement extrêmement contraint. Des données réelles de production et de consommation électriques in-situ permettent de modéliser le fonctionnement du micro-réseau avec le logiciel Homer Pro. D'autre part, nous appliquons les outils de conception dont notre méthode multicritère pour esquisser une solution hydrolienne adaptée au camp Pararé.

Dans une troisième partie, nous proposons une solution hydrolienne pour l'accès à l'énergie des villages guyanais. Nous utilisons les données réelles de Pararé sur un hypothétique village isolé au bord de l'Arataye. La solution hydrolienne adaptée est celle de la communauté type. Après le portrait-robot, nous nous concentrons sur le composant génératrice et utilisons les développements du chapitre précédent pour pré-dimensionner la génératrice en phase d'esquisse avec les données réelles. Nous utilisons le modèle analytique dans l'optimiseur CADES pour réaliser deux générations de machines avec des câbles étanches de dimensions différentes. Nous comparons les solutions sur les performances techniques, économiques et environnementales.

Enfin, nous avons une discussion sur le cas d'étude de la Guyane, la méthode multicritère pour la conception durable et le modèle de pré-dimensionnement de la génératrice électrique.

VI.1. Energie et rivières en Guyane

Nous choisissons la Guyane comme territoire cible de notre étude. Nous utilisons les connaissances acquises jusqu'ici pour analyser la Guyane avec la grille de lecture des premiers chapitres. Le développement économique de la Guyane s'accompagne d'une forte consommation d'énergie surtout électrique. La conception de solutions énergétiques durables est un défi technique, économique, environnemental et social pour cette région française extrêmement isolée et contrainte. Il est possible de tirer parti des richesses naturelles locales pour alimenter en électricité les communautés les plus isolées : les rivières au fort potentiel hydrocinétique.

VI.1.1. Situation énergétique de la région

Nous étudions l'accès énergétique en Guyane en comparant la région côtière aux territoires de l'intérieur grâce aux rapports publics de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) de 2017 et 2018 [1], [2] et de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) pour la Guyane de 2016 [3]. Le réseau électrique guyanais, sans interconnexion avec les pays voisins, possède un caractère insulaire de par sa taille réduite. La disparité territoriale de la population et les grandes distances déterminent sa configuration : un réseau de transport le long du littoral et onze systèmes électriques indépendants pour les communes de l'intérieur. Le défi est de parvenir à un développement équilibré du territoire en permettant à tous d'accéder à l'énergie dans des conditions techniques, économiques et environnementales satisfaisantes. La capacité installée du parc de production s'élève à 324 MW fin 2016. La production repose essentiellement sur la centrale thermique (diesel et turbine à combustion) de Dégrad des Cannes pour 112 MW et le barrage hydraulique de Petit-Saut pour 115 MW. Si ce dernier fournit entre la moitié et les deux-tiers de la production annuelle, sa part est dépendante du niveau d'hydraulicité [3]. La production dans les communes de l'intérieur se fait surtout à partir de moyens thermiques (centrale diesel et groupe électrogène). Les coûts de production sont bien plus élevés qu'en métropole, environ 243 €/MWh en 2013 contre 50 €/MWh en métropole. L'hydraulique coûte entre 60-90 €/MWh alors que le thermique plafonne à 1200 €/MWh pour les zones isolées. Les prix de l'hydroélectricité sont stables alors que la production thermique dépend du prix des combustibles.

En 2016, la production d'énergies renouvelables représente 55 % du mix électrique. Hormis Petit-Saut, le potentiel des renouvelables est peu exploité, l'essentiel étant porté par le développement du photovoltaïque (45 MWc). Les installations photovoltaïques souffrent du climat équatorial (corrosion), les brusques variations de la couverture nuageuse diminuent le rendement des panneaux et provoquent des variations chaotiques de production avec des impacts sur la stabilité du réseau. Les conditions d'exploitation conduisent à une productivité diminuée, une maintenance plus fréquente et une durée moyenne de production comparable à celle observée en métropole : la puissance effectivement fournie est presque deux fois moins élevée que celle installée. Au regard de la ressource locale considérable en biomasse, la PPE affiche l'objectif de construire 40 MW de centrales biomasse d'ici 2023.

- Le réseau littoral

Le schéma du système électrique du littoral est en Fig VI.1 [3]. La configuration actuelle avec les deux principaux sites de production localisés à Cayenne et à Kourou ne répond plus au besoin car

la croissance de la population se concentre désormais à la frontière ouest de la Guyane (Saint-Laurent du Maroni). Une évolution du système électrique et de sa configuration spatiale est nécessaire mais sa planification est rendue complexe par l'incertitude sur le rythme de développement de la biomasse et la réalisation des projets d'exploitation aurifère.

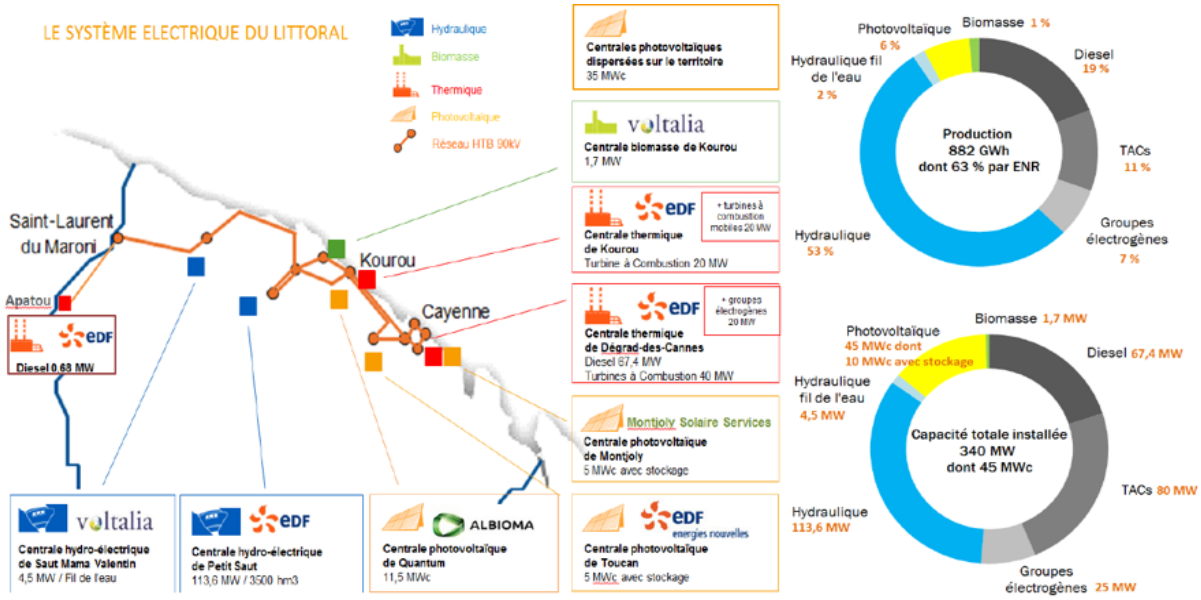


Fig VI.1 : Réseau électrique et mix énergétique du littoral guyanais en 2015 [1].

❖ Les communes de l'intérieur

Les communes de l'intérieur sont très éloignées des centres urbains du littoral et ne sont accessibles que par voie aérienne ou fluviale. Rassemblant près de 30000 habitants (12 % de la population), elles présentent un habitat très dispersé réparti le long des fleuves. Elles sont approvisionnées en électricité à partir de systèmes électriques autonomes, composés de moyens de production (surtout petites centrales diesels) et d'un réseau de distribution public, appartenant aux autorités concédantes et exploités par EDF. La Fig VI.2 situe les différents systèmes électriques [3].

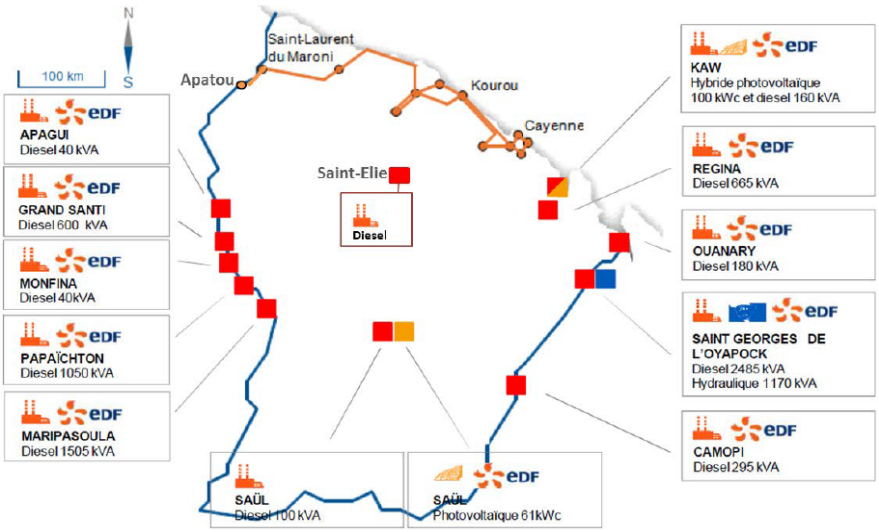


Fig VI.2 : Réseaux électriques des communes de l'intérieur à fin 2015 [1].

Les communes de l'intérieur présentent des enjeux multiples de développement :

- Favoriser l'accès à l'électricité ainsi qu'à d'autres services (eau potable, télécommunications, télé-enseignement...) dans des conditions technico-économiques satisfaisantes. Le taux d'électrification résidentiel est seulement de 51,5 %.
- Répondre aux nouveaux besoins liés à une augmentation rapide de la population. La croissance démographique s'élève à 7,8 %/an contre 2,2 %/an sur le littoral.
- Réaliser des extensions du réseau électrique. Les investissements sont insuffisants : les collectivités ne peuvent pas faire face aux coûts importants liés à l'étendue des zones à équiper et aux difficultés d'intervention.
- Répondre aux besoins tant domestiques qu'économiques et renforcer les réseaux électriques et les moyens de production. La faible capacité des installations (puissance de pointe entre 0.3-1 MW) ne permet pas le raccordement d'installations de fortes puissances et donc d'entreprises nouvelles (scierie, menuiserie, centrale à béton...) sans que cela ne dérègle le système électrique. Pour créer une activité sur place, il faut disposer de son propre système de production, en dehors de la péréquation tarifaire donc plus cher, ce qui freine le développement économique local.
- Développer des moyens de production d'électricité complémentaires à base de renouvelable afin d'améliorer la résilience des systèmes électriques et de réduire les coûts économiques et environnementaux. L'éloignement et la difficulté d'accès impactent les coûts de production, surtout le transport et la maintenance. Quand l'approvisionnement s'effectue par pirogue, le prix de l'électricité atteint 1300 €/MWh soit un tarif cinq fois supérieur au coût moyen de production régional et dix fois supérieur au prix de vente. Le développement des énergies renouvelables, hydraulique et photovoltaïque, présente non seulement un intérêt environnemental mais également un intérêt économique.
- Développer la compétence locale et la formation pour permettre une appropriation et une maintenance des moyens de production en local.
- Développer des nouveaux modèles de développement d'offres énergétiques et de production électrique locale en identifiant les solutions adaptées au contexte des communes de l'intérieur.

Les communes de l'intérieur se partagent en quatre catégories en fonction de leur taille et de leur système énergétique :

- les gros bourgs de la Fig VI.2 alimentés par une centrale thermique avec 3 ou 4 moteurs de type diesels qui injectent l'électricité sur un réseau de distribution publique moyenne ou basse tension. La maîtrise d'ouvrage est assurée par les communes et l'exploitation par EDF.
- des villages de 20 à 100 foyers (une douzaine). Comme le village de Taluen de 200 personnes à deux heures de pirogue du bourg de Maripa-Soula qui a une centrale hybride d'une puissance de 160 kVA pour un coût de plus de 4 M€. En moyenne, le niveau d'accès à l'énergie des villages correspond au 3ème niveau de l'échelle présentée à la section II.1.1 [4].
- des écarts de un à dix foyers (environ 200 identifiés) non alimentés ou alimentés par des installations solaires grâce à l'association locale Kwala Faya. Depuis 2013, elle dispense des formations à l'auto-construction de kits solaires individuels donnant accès aux niveaux 2 et 3, voire 4 pour les plus puissants. Cette solution, simple à mettre en œuvre et peu coûteuse, donne les moyens aux habitants d'assurer localement entretien et maintenance. Cette

démarche complète l'offre énergétique publique dans les écarts dépourvus de services publics et difficiles à aménager. Les actions menées s'inscrivent dans une stratégie participative locale et permettent : d'améliorer les conditions de vie ; de créer des activités économiques en développant une offre de service énergétique et d'améliorer l'insertion ; de valoriser les économies d'énergie et de diminuer les coûts de production ; d'accompagner les habitants à l'accès à l'énergie et d'inciter à un usage raisonné de l'électricité ; de développer des compétences techniques sur le solaire pour permettre l'entretien de manière autonome.
- des sites d'attrait économique (sites touristiques, camps militaires, mines) alimentés par des générateurs solaires ou diesels privés.

Isolé et contraint, le territoire guyanais fait face à des difficultés d'électrification surtout dans les communes de l'intérieur. L'enjeu principal de cette région française est le développement social et économique local. Les progrès sont possibles grâce à l'accès à une énergie fiable, à bas coût et respectueuse de l'environnement et des populations locales dont les solutions techniques restent encore à développer.

VI.1.2. Exploiter l'énergie des rivières guyanaises

Depuis ses premières heures, la Guyane s'est façonnée autour de ses principales rivières, les utilisant comme source de matières premières, d'alimentation et comme voie de transport. Elles ont servi comme source d'énergie à l'apparition de la première installation hydroélectrique en 1994, le barrage de Petit-Saut (115 MW) qui alimente le réseau électrique du littoral. En 2012, le barrage au fil de l'eau de Saut Mama Valentin (4.5 MW) est connecté au réseau du littoral. Le bourg de Saint-Georges-de-l'Oyapock a une petite centrale hydroélectrique de 1.3 MW à Saut-Maripa. D'autres projets de petite hydroélectricité sont à l'étude par EDF ou Voltalia mais les barrages avec retenue ne sont plus envisagés.

En 2015, l'Office de l'eau de la Guyane a commandé un guide opérationnel pour le montage de projets d'électrification en petite hydroélectricité pour les sites isolés de Guyane [4]. Ce guide s'adresse aux acteurs publics (Etat, Conseil Régional, Communautés de Communes et Communes, Syndicat d'électrification) chargés du développement de projets d'électrification. Il passe en revue les différentes contraintes rencontrées au cours des projets :

- Les contraintes techniques et environnementales : la morphologie et géologie du site, l'accès aux matériaux locaux (prélèvement de graviers, sables, bois légalement interdit), l'accès au site (par pirogue jusqu'à 10 tonnes, par avion/hélicoptère ou par piste si existante), la distance aux usagers ou au réseau local existant et les facilités locales (réseaux de communication).
- Les contraintes administratives, foncières, environnementales : le foncier (propriété de l'état), la règlementation, l'urbanisme et les zones frontalières.
- Les contraintes sociales : les perturbations des activités existantes, l'ennoiement, la capacité locale d'exploitation (difficulté à laisser du personnel d'exploitation sur place, former en local et suivi de l'installation à distance).
- Les contraintes économiques et financières : LCOE comparé au prix de vente (meilleur que la production diesel en sites isolés) et financement du projet (par dette long terme).

De manière générale, les petites centrales hydroélectriques nécessitent des moyens d'exploitation assez conséquents et coûteux. L'énergie des rivières peut être exploitée avec moins d'impacts environnementaux via des hydroliennes. En Guyane, il y a eu une expérience de ce type en 2013 : l'entreprise HydroQuest en partenariat avec EDF a installé une hydrolienne de rivière sur l'Oyapock pour le village de Camopi (200 habitants) auparavant alimenté par un générateur diesel [5]. Depuis, l'installation a été démantelée mais il est difficile de savoir les problèmes rencontrés.

L'exploitation hydrolienne nécessite l'identification et la caractérisation préalable de sites au voisinage de communautés isolées où la vitesse d'écoulement est au-dessus de 1 ou 1.5 m/s et la profondeur d'eau supérieure à 2 m. Il faut donc déterminer des variables hydrauliques comme la vitesse d'écoulement, la profondeur d'eau, le débit et le flux de l'énergie hydrocinétique. Malgré les ressources hydrauliques importantes, l'hydrologie et le fonctionnement des cours d'eau restent mal compris et peu étudiés dans les zones tropicales comme en Guyane. Mis à part le bassin amazonien, la plupart des études effectuées transposent des données issues de la zone tempérée directement en zone tropicale sans une analyse claire de leur pertinence. Par conséquent, un travail amont régional est nécessaire pour la présélection de sites intéressants qui nécessitent ensuite des études plus fines. En 2017, des études spécifiques à la Guyane ont été menées par Boutouchent dans la perspective d'exploitation hydrolienne du fleuve Maroni [6]. Quelques sites intéressants apparaissent comme le village Adonian avec la population la plus importante sans accès électrique avec jusqu'à 4.6 kW/m² de flux d'énergie hydrocinétique.

Dans la prochaine section, nous choisissons une communauté isolée particulière, la station CNRS des Nouragues : à proximité d'une rivière, elle pourrait bénéficier d'une solution hydrolienne pour son accès électrique.

VI.2. La station de recherche des Nouragues

Au cœur de la réserve naturelle des Nouragues, la station de recherche du même nom rattachée au CNRS Guyane accueille annuellement une quarantaine d'équipes de recherche internationales dans les domaines de l'écologie, de la biodiversité et des forêts tropicales. Les visiteurs, plus de 200 par an, sont majoritairement des scientifiques. La station est organisée en deux camps distants de 8 km (4 heures de marche) : Inselberg à proximité d'une colline granitique et Saut-Pararé sur la rivière Arataye. La Fig VI.3 situe les deux camps dans la réserve naturelle. La station est idéalement éloignée de l'influence directe des activités humaines et par conséquent difficile d'accès. Les visiteurs accèdent à la station par hélicoptère, 30-45 minutes depuis Cayenne, ou par pirogue en 5 heures depuis la commune de Régina, elle-même à 1h30 de Cayenne en voiture.

Fig VI.3 : Localisation de la station de recherche des Nouragues en Guyane [7].

L'énergie nécessaire pour opérer une station aussi isolée et protégée que les Nouragues constitue un enjeu crucial en termes de durabilité et de faible impact environnemental. Le camp Inselberg dispose depuis 2004 d'une micro-turbine hydroélectrique d'une puissance de 10 kW à laquelle s'ajoute une installation solaire. Un générateur de secours est également présent en cas de défaillance des autres systèmes. Le camp Pararé est alimenté en électricité par un micro-réseau hybride (panneaux photovoltaïques, générateur diesel, batteries) mais le potentiel hydrocinétique de la rivière Arataye pourrait aussi être exploité. Le projet Hydroriv a pour objectif d'installer une hydrolienne de rivière pour alimenter Pararé avec une énergie plus respectueuse de l'environnement tout en diminuant sa dépendance au générateur diesel. Les bénéfices attendus concernent tous les domaines, ils sont à la fois environnementaux, économiques, sociaux et techniques.

VI.2.1. Le camp Pararé, scène du projet Hydroriv

Le camp Pararé permet l'observation de la faune et la flore aux abords de la rivière et il accueille un dispositif unique au monde depuis 2014, le COPAS Canopy Operating Permanent Access System (Fig VI.4 a)), qui permet l'étude aérienne de la canopée. Le camp peut recevoir jusqu'à 18 personnes, scientifiques et personnel technique, grâce à ses carbets de vie (cuisine, atelier, laboratoire, sanitaires) et ses carbets de couchage (Fig VI.4 b)).

a)

b)

Fig VI.4 : Camp Pararé : a) système COPAS, b) carbets de vie [7].

Pendant leur séjour, les visiteurs ont des conditions de vie et de travail simples mais fonctionnelles :

- Le micro-réseau fournit l'électricité en continu. Les panneaux photovoltaïques ont une puissance de 1.2 kWc. Si les batteries n'ont pas suffisamment d'énergie ou que l'appareil électrique consomme plus que la capacité des batteries, le générateur diesel de 10 kW est mis en route. En pratique, il tourne quelques heures par jour.
- Un captage approvisionne en eau buvable.
- Les denrées alimentaires et le matériel sont apportés régulièrement par hélicoptère ou pirogue, tout comme le diesel pour le générateur. Le besoin en carburant est actuellement de 30 L par semaine.
- Une communication radio et internet par satellite est à disposition.

Malgré son originalité et ses facilités, le camp Pararé est un exemple de communauté isolée souhaitant un accès à l'énergie accessible, autonome et durable. En comparaison de notre communauté type, les moyens économiques, techniques et en termes de connaissances sont plus élevés mais la contrainte environnementale est extrême (préservation du milieu naturel et accès difficile). Ce cas d'étude est un cas particulier d'électrification où les technologies employées doivent être fiables, robustes et adaptées localement pour assurer le service électrique en continu pour les usages prévus.

Afin de préserver l'environnement local qui est étudié par les scientifiques, les gestionnaires du camp Pararé ont souhaité diminuer les émissions polluantes liées à leur production d'électricité en bénéficiant de la ressource renouvelable locale, la rivière. Le projet Hydroriv, financé par le FEDER Fond Européen de Développement Régional, prévoit l'installation d'une hydrolienne de rivière sur l'Arataye (Fig VI.5 a)) pour recharger les batteries en complément du solaire et réduire considérablement l'utilisation du générateur diesel. Si l'apport de carburant est limité cela permet d'utiliser les pirogues de ravitaillement pour d'autres éléments (nourriture, matériel,..).

La technologie sélectionnée est l'hydrolienne de rivière de la société française Guinard Energies, la Poseide 66 ou P66 visible sur la Fig VI.5 b) [8]. Cette hydrolienne flottante est adaptée aux conditions du site : elle tient dans 1,5 m d'eau (niveau d'eau en saison sèche), produit au moins 1 kW à 2 m/s de courant, est pourvue d'un pare embâcle capable de résister aux débris éventuels et son impact sur la rivière est minime de par ses faibles dimensions et son caractère amovible. L'hydrolienne utilise la

technologie MegaWattBlue de Guinard Energies qui permet de doubler la puissance captée grâce à une accélération du courant au droit du rotor avec une tuyère de type convergent/divergent. Cette tuyère augmente la vitesse du fluide par un facteur 1,4 ce qui a pour effet de multiplier la puissance hydrocinétique produite par plus de 2,5 par rapport à une puissance théorique d'un même flux, traversant la même section sans tuyère.

a)

b)

Fig VI.5 : a) Emplacement pour l'hydrolienne sur l'Arataye, b) Hydrolienne P66 de Guinard Energies en attente de mise à l'eau au camp Pararé [8].

Le projet permet de tester l'hydrolienne en conditions réelles amazoniennes pour déterminer ses capacités de résistance et son rendement. Le personnel technique présent à la station contribue à l'installation, la maintenance, le suivi et la validation du système par l'évaluation directe des performances de la machine. Le G2Elab participe au projet en tant qu'observateur du micro-réseau hybride en réalisant des études du comportement du micro-réseau avant et après l'installation de l'hydrolienne.

Ce démonstrateur apportera la preuve de concept et la possibilité de généraliser l'installation pour des sites isolés en Guyane et en Amazonie en permettant aux acteurs locaux de développer une filière hydrolienne guyanaise.

VI.2.2. Analyse de la ressource et des besoins en énergie

En septembre 2019, une visite sur place d'un membre de Guinard Energie, un membre du bureau d'étude hydraulique Eaucéa et deux membres du G2Elab a permis de récolter de nombreuses informations en vue de l'installation de l'hydrolienne. Une analyse de la ressource hydrocinétique a été réalisée sur la rivière en saison sèche par Eaucéa. Dans le même temps, les membres du G2Elab, Christophe Rousseau et moi-même, avons cartographié et instrumenté le micro-réseau électrique avec des centrales de mesure pour analyser les besoins en énergie du camp.

- Analyse de la ressource hydrocinétique

Des profils de vitesses et de profondeurs ont été réalisés sur deux sites potentiels pour l'implantation de l'hydrolienne. Le site finalement retenu est celui de la Fig VI.5 a), il se trouve juste en face du camp ce qui est préférable pour contrôler visuellement l'état de l'hydrolienne. La largeur de la rivière est de 50 m et la veine d'eau avec le plus gros débit et une profondeur suffisante en

saison sèche mesure une quinzaine de mètres. Le profil mesuré par la personne d'Eaucéa est visible en Fig VI.6. Les vitesses présentent une moyenne de l'ordre de 1,4 m/s dans la veine la plus rapide. Les hauteurs d'eau sont en moyenne de 1,3 m avec une tranche de plus de 3 m de large où la profondeur est égale à 1,50 m en moyenne.

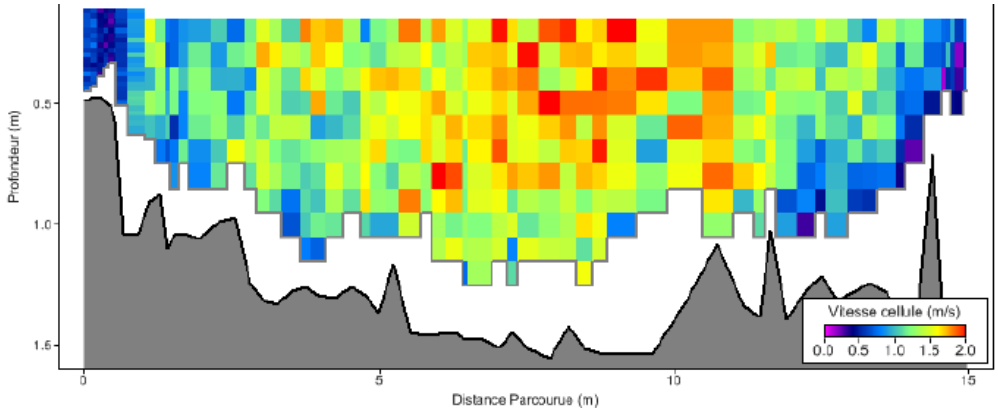


Fig VI.6 : Profil de vitesses et profondeur sur le site de pose de l'hydrolienne en saison sèche.

La Fig VI.7 est un relevé de la hauteur d'eau de l'Arataye en face du camp entre juillet 2018 et septembre 2019. La dernière valeur relevée, -30 mm, équivaut à une profondeur moyenne de 1.50 m au site de pose. Le marnage de 2018 est de 1.60 m et celui de 2019 est de 1.30 m donc au site de pose la profondeur maximale de 2018 est de 3.10 m et 2.80 en 2019. Par contre, la côte moyenne est de 385 mm soit une profondeur moyenne de 1.90 au site de pose.

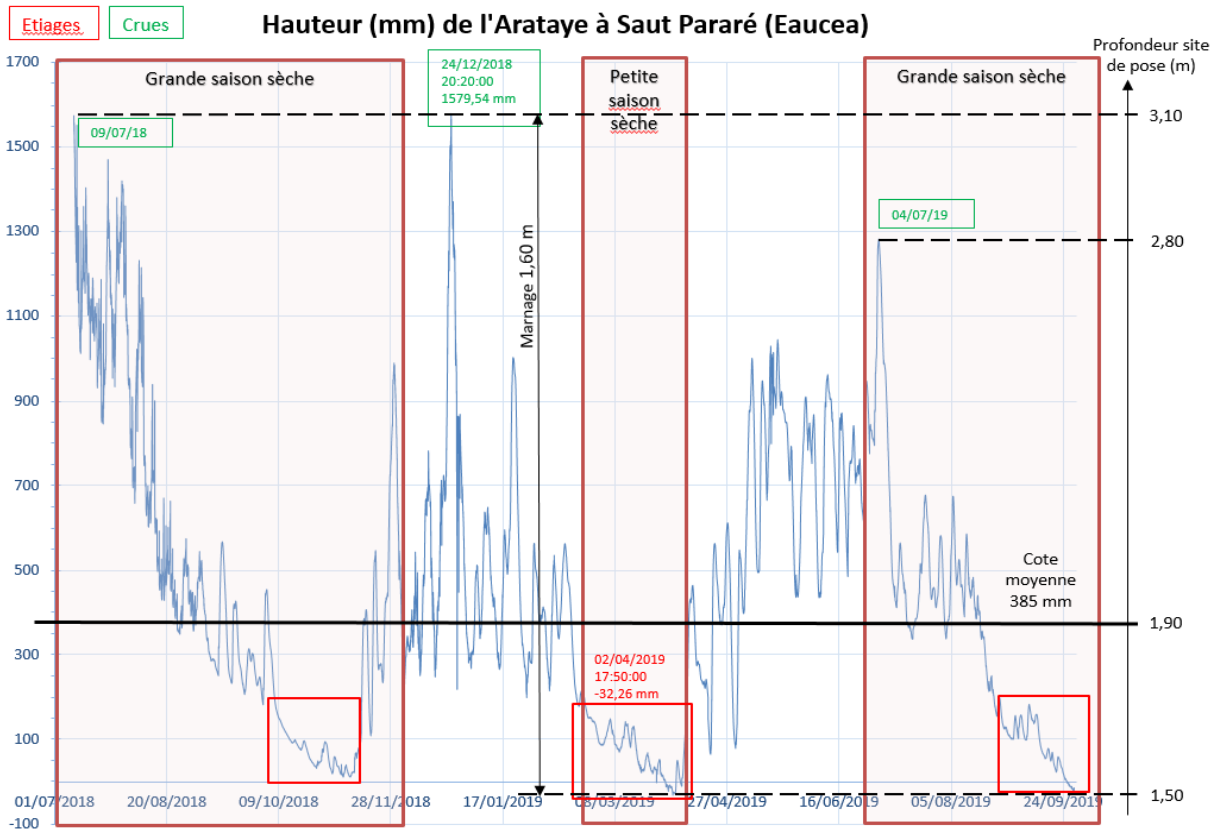
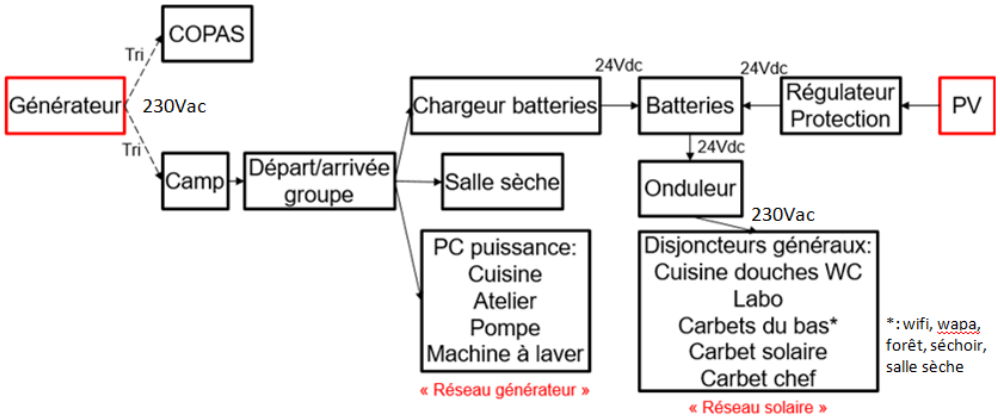


Fig VI.7 : Hauteur d'eau de l'Arataye en face du camp Pararé (Eaucéa).

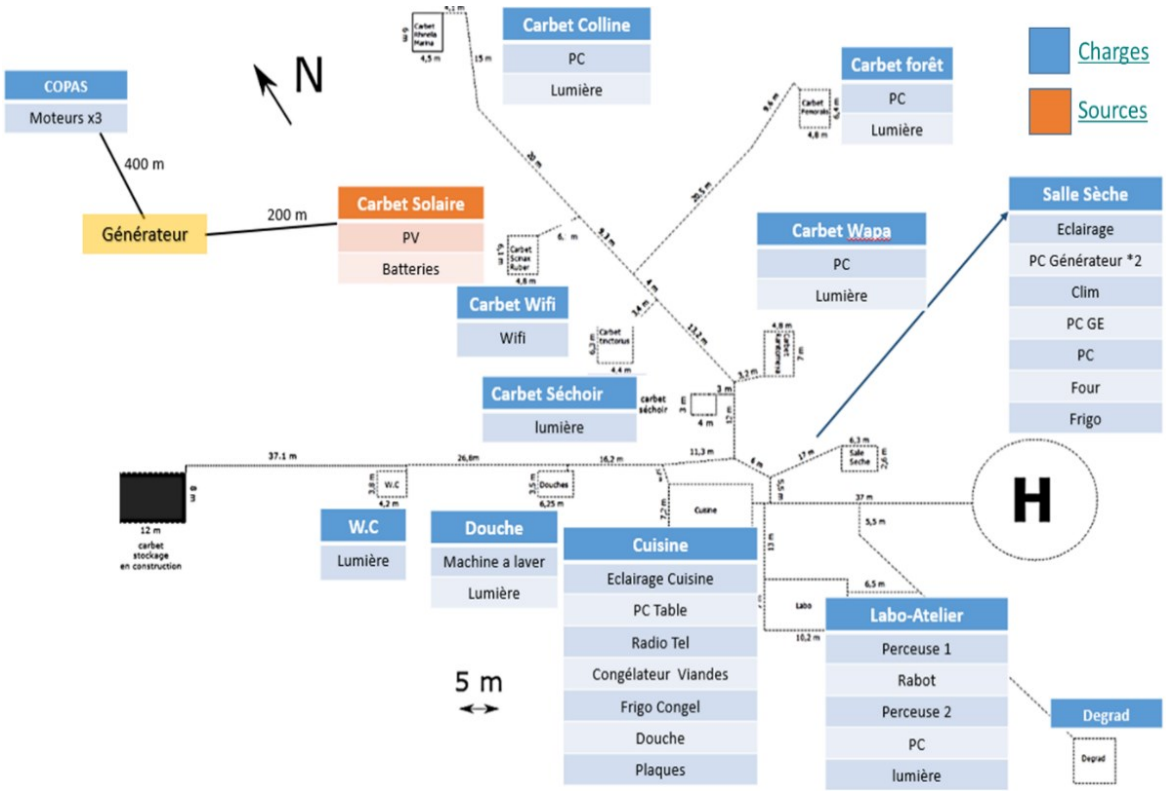
❖ Analyse des besoins en énergie

Le réseau est séparé en deux branches dites « réseau générateur » et « réseau solaire » visibles sur le schéma de la Fig VI.8 a). Le générateur diesel alimente les charges importantes utilisées occasionnellement (COPAS, étuve, climatisation, machines-outils…). Le réseau solaire alimente les petites charges permanentes (wifi, radio, réfrigérateur-congélateur, ordinateurs…). Les deux branches sont reliées par l'intermédiaire du chargeur de batterie qui permet de recharger les batteries lorsque les panneaux solaires ne suffisent pas.

La Fig VI.8 b) situe les sources et charges électriques dans l'espace du camp Pararé. Le réseau solaire s'étale sur une centaine de mètres, le réseau générateur et le COPAS sont à quelques centaines de mètres du camp en forêt. Les équipements électriques sont détaillés à chaque endroit.



a)



b)

Fig VI.8 : Schémas du micro-réseau électrique du camp Pararé : a) organisationnel, b) topographique.

Dans un second temps, nous avons instrumenté le micro-réseau pour étudier la production et la consommation électriques. Le monitoring du réseau sur une longue période aide pour l'analyse du besoin en énergie du camp. Nous avons installé deux centrales de mesure sur les deux branches du micro-réseau. Nous disposons des mesures des centrales du 28/09 au 08/10/2019. Sur cette période, la fréquentation du camp était la suivante : cinq personnes les 29-30/09, vide du 01 au 06/10, et six personnes du 07 au 10/10. Les informations sur les centrales de mesure et les données détaillées de sources et charges sont en annexe 7.

Le réseau solaire voit une consommation de base pour les charges permanentes d'environ 200W quand le camp est inoccupé soit une énergie consommée de près de 5 kWh/j. La consommation minimale est 3.9 kWh/j, la maximale 6.4 kWh/j. Le graphique de la Fig VI.9 donne la puissance journalière du réseau solaire du 07-10/10. L'emploi du temps des visiteurs est visible sur la puissance électrique consommée : réveil vers 6-7 h du matin, pause vers 13h et soirée 18-21h. La consommation électrique consiste surtout en une base avec les charges permanentes, la fréquentation impactant seulement légèrement les résultats.

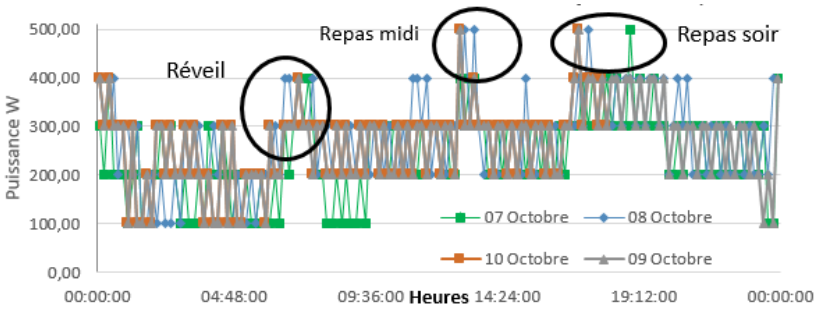


Fig VI.9 : Puissance journalière consommée sur le réseau solaire sur 4 jours avec 6 personnes.

Le réseau générateur est actif seulement quand le générateur diesel tourne. Il a été utilisé 4 jours sur les 11 jours de mesures : 1 heure le 28/09, 2 heures le 30/09, 6 heures le 7/10, 2 heures le 8/10. La période d'utilisation maximum du groupe correspond aux jours de consommation maximale sur le réseau solaire et inversement les jours de non-utilisation du groupe correspondent aux jours où la consommation du réseau solaire est plus faible. Le générateur est utilisé de manière ponctuelle pour alimenter des charges spécifiques pour de courtes périodes de temps. La Fig VI.10 montre la puissance consommée par le réseau générateur pour le camp. La puissance moyenne est de 1600 W mais il y a des variations entre 500 W et 2700 W. Il apparait que le générateur diesel de 10 kW est mis en marche à très faible charge dans des zones de rendements faibles. Sa consommation moyenne en carburant est de 2.5 L/h.

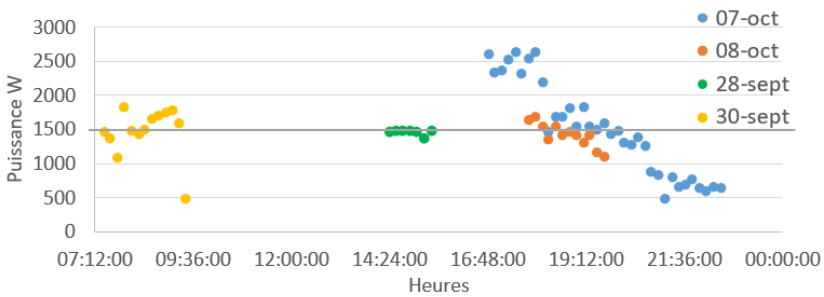


Fig VI.10 : Puissance électrique sur le réseau générateur.

En reprenant les indices d'accès à l'électricité vus dans le chapitre II et l'annexe 1 [9], le réseau solaire de Pararé assure un accès électrique de niveau 4 et le complément du réseau générateur pour les charges de forte puissance permet d'atteindre le niveau 5 de manière ponctuelle. La fiabilité du réseau et la continuité de service sont essentielles pour assurer la réfrigération des denrées alimentaires sachant que les ravitaillements sont limités. Pour cela, la bonne gestion des batteries est indispensable. Comme la durée de vie d'une batterie est liée à la profondeur des décharges et au nombre de cycles, il faut limiter les décharges pour augmenter la durée de vie. Les batteries du camp Pararé durent en moyenne 8 ans.

VI.2.3. Modélisation du micro-réseau Pararé

Nous avons ensuite modélisé le réseau électrique du camp pour étudier son comportement sur différents scénarios énergétiques sans et avec hydrolienne. Il peut être étudié avec une modélisation énergétique sous Homer Pro ou dynamique sous Matlab-Simulink. La première permet d'observer les bilans énergétiques (consommation/production) sur une année complète et d'évaluer les performances techniques, économiques et environnementales alors que la deuxième analyse les grandeurs électriques et leur évolution sur des temps plus courts (heure, jour). La modélisation dynamique nécessite des informations précises que nous n'avons pas complètement à l'heure actuelle, nous présentons donc seulement la modélisation énergétique du camp Pararé. Par ailleurs, la modélisation énergétique est plus simple que la modélisation dynamique donc plus compatible avec la phase d'esquisse.

- Les scénarios de simulation

Les scénarios de consommation reposent sur des hypothèses d'énergie consommée par personne et de nombre de personnes présentes au camp. L'hypothèse de consommation par personne est la suivante : éclairage matin et soir pour 12 W, charge d'un ordinateur 60 ou 80 W pendant 3 h, charge d'un téléphone de 10 W pendant 3 h. La consommation du réseau générateur est supposée constante et égale à la moyenne observée précédemment : 1.6 kW sur 1 heure tous les jours. La fréquentation réelle du camp Pararé est très aléatoire. Le Tab VI.1 donne la fréquentation annuelle respectivement réelle et supposée haute.

Tab VI.1 : Fréquentation du camp dans les scénarios de consommation.

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Fréquentation réelle	4	5	5	6	5	4	4	8	6	6	5	4
Fréquentation haute	4	5	5	8	10	10	12	14	10	8	5	4

Les scénarios de production combinent générateur diesel, panneaux photovoltaïques, batteries et hydrolienne. Pour la production PV, nous renseignons les données réelles d'ensoleillement du camp Pararé sur l'année 2017. Pour la production hydrolienne, nous considérons la vitesse d'eau relevée en saison sèche à 1.4m/s qui est sûrement le cas le plus défavorable. Les simulations réalisées sont notées dans le Tab VI.2.

Tab VI.2 : Scénarios de production et consommation pour les simulations énergétiques.

Simulation	Production	Consommation
Cas 1 limite	PV + batteries	Charges permanentes : 200 W
Cas 2 limite	Générateur 24/24 + batteries	Charge maximum possible : 8.2kW
Cas 3	Générateur 2h/jour + PV + batteries	Fréquentation réelle
Cas 3 bis		Fréquentation haute
Cas 4	Hydrolienne + PV + batteries	Fréquentation haute

❖ Bilan énergétique

Le logiciel Homer Pro permet d'évaluer le mix énergétique d'un micro-réseau électrique selon des paramètres techniques, économiques et environnementaux. Dans notre cas, il peut nous permettre de prévoir les périodes d'insuffisance énergétique et de surproduction. Il propose une banque de modèle de sources énergétiques et une architecture de réseau avec un bus AC et un bus DC communiquant par un onduleur/redresseur. Les sources et charges sont réparties sur ces deux bus. Les charges sont définies par leur puissance active consommée et leur profil de consommation sur l'année. Le générateur diesel est programmable avec une journée type par mois : en juin (saison humide), fonctionnement deux heures par jour de 14h à 16h mais en décembre (saison sèche), une heure par jour de 17h à 18h. Les données d'ensoleillement de l'année sont entrées pour les PV. En sortie, le logiciel donne l'état de charge des batteries, le taux de charge non alimentée, la surproduction, le coût du système et les émissions de gaz à effet de serre sur une année.

Les résultats de simulation des différents cas sont synthétisés dans le Tab VI.3.

Tab VI.3 : Résultats des bilans énergétiques.

Simulation	Etat charge des batteries	Charge non alimentée	Durée utilisation générateur	Excès électricité produite
Cas 1 limite	25% du temps > 60% de charge	232 kWh/an soit 13 % du temps	0	33.5 kWh/an, 1.9 % de la production
Cas 2 limite	Toujours déchargé	0	24 h/jour	0
Cas 3	90% du temps > 60% de charge	0	2 h/jour	415 kWh/an, 11.4 % de la production
Cas 3 bis	70% du temps > 60 % de charge	20.8 kWh/an	2 h/jour	107 kWh/an
Cas 4	Toujours chargé	0	0	2.152 kWh/an

La simulation du cas 1 correspond au cas limite où seuls les PV produisent et seules les charges permanentes consomment. Deux périodes se distinguent :

- D'octobre à mai : les PV alimentent la charge mais pas beaucoup les batteries qui sont déchargées à plus de 50 %.
- De mai à octobre : les PV suffisent pour alimenter la charge et recharger les batteries. Durant cette période elles ont un taux de charge de 90 %.

Le cas 2 est le cas limite où seul le générateur produit de l'énergie en continu et les charges consomment le maximum pour 8.2kWh/j. Le générateur parvient à alimenter toutes les charges en

adaptant sa puissance en fonction de la charge avec une consommation de diesel très importante 60 L/j. Le logiciel ne recharge pas les batteries.

Le cas 3 représente le fonctionnement réel du camp avec les PV et le générateur 2 h/j. La simulation retrouve le fait que le micro-réseau du camp peut fonctionner toute l'année. Les batteries sont chargées la plupart du temps ce qui permet de maximiser leur durée de vie. L'état de charge des batteries est visible sur la Fig VI.11 : les décharges surviennent en saison des pluies (couleur verte). Les charges sont alimentées sans interruption mais il y a un excès de production de 415 kWh/an soit 11.4 % de la production totale. Il faut limiter cette surproduction en ajustant le fonctionnement du générateur. En pratique, il est allumé et éteint manuellement en cas de besoin alors que Homer donne un planning fixe par heure. Au regard des résultats, il est envisageable d'augmenter la fréquentation du site entre avril et octobre, là où l'excès de production est le plus important.

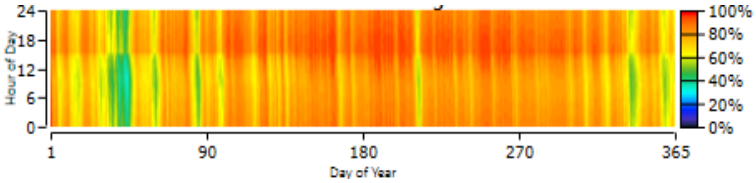


Fig VI.11 : Etat de charge des batteries pendant la journée sur l'année pour la simulation cas réel.

Le cas 3 bis simule le cas réel en mix hybride avec une fréquentation augmentée. L'excès d'énergie produite est divisé par 4 sans pour autant dégrader l'état de charge des batteries. La simulation montre que la fréquentation peut augmenter sur la saison sèche quand la production solaire est la plus haute.

Le dernier cas simule le remplacement du générateur par l'hydrolienne en cas de fréquentation haute. Les performances de l'hydrolienne sont celles de la P66 de Guinard Energies : à 1.4m/s, la puissance est d'environ 450 W [8]. Cette production suffit pour recharger les batteries et alimenter les charges permanentes ainsi que les charges de forte puissance du réseau générateur. Le projet Hydroriv devrait effectivement permettre de se passer du générateur. L'excès de production indique qu'il est possible d'augmenter encore la fréquentation du camp.

- Bilans économique et environnemental

Malgré le manque de données économiques sur le micro-réseau actuel du camp Pararé, nous avons réalisé une étude qualitative. Les coûts de remplacement ont été choisis égaux aux coûts initiaux avec un taux d'actualisation de 8%. Les durées de vies des composants sont de 10 ans pour la batterie, 5 ans pour l'onduleur, 20 ans le générateur et 15 ans les PV. Le Tab VI.4 donne les coûts initiaux relatifs, les coûts du diesel à l'année et la fréquentation moyenne associée.

Tab VI.4 : Bilans économiques sur les simulations.

Simulation	Coût initial	Coût diesel €/an	Fréquentation
Cas 1 limite	-	0	2.3
Cas 2 limite	+	12 912	Inconnu
Cas 3	+ +	1027	5
Cas 3 bis	+ +	1027	7.9
Cas 4	+ + +	0	7.9

Les scénarios avec générateur ont un impact environnemental local sur le camp Pararé : émission de 1844 kg de $C0_2$ par an pour le cas réel avec un fonctionnement du générateur 2 h/j. En comparaison, un hectare de forêt tropicale absorbe environ 5 tonnes de $C0_2$ par an. Il est probable que ces émissions perturbent les mesures de gaz effectuées sur le site. Les scénarios sans générateur n'émettent pas de gaz localement mais l'hydrolienne peut avoir un impact sur la rivière.

- Synthèse sur la modélisation du micro-réseau

La modélisation sur différents scénarios de mix énergétique nous a permis de simuler les cas limites de production (uniquement générateur ou PV), le cas hybride en fréquentation réelle et augmentée puis le cas avec hydrolienne. Le logiciel Homer Pro est de prise en main rapide, il donne des bilans source-charge intéressants dans le cadre de notre étude de dimensionnement du système d'énergie sous contraintes techniques et économiques (bien que non pertinentes sur ce cas particulier). L'architecture réseau et le planning des productions et consommations ne représentent pas suffisamment la réalité pour accorder une confiance élevée dans les résultats, seules les tendances sont à retenir.

La modélisation indique que la fréquentation du camp peut être augmentée sur les périodes de forte production renouvelable. Les gestionnaires du camp pourraient alors gérer la fréquentation et répartir les visiteurs sur l'année en fonction de ces critères énergétiques. De plus, la simulation indique que l'hydrolienne de rivière assure une production en continue qui permet de se passer du diesel et des émissions locales de CO_2 en mix avec les PV et batteries. Dans ce cas, le générateur diesel est conservé mais seulement en cas de secours. Les coûts de fonctionnement du micro-réseau sont fortement réduits mais la différence est répercutée sur l'investissement.

VI.2.4. Proposer une hydrolienne pour le camp Pararé

Nous prenons de la distance avec le projet Hydroriv et proposons une hydrolienne pour le camp Pararé. Nous appliquons la démarche mise en place dans les chapitres précédents pour imaginer la solution hydrolienne adaptée aux besoins du camp, indépendamment de l'hydrolienne réellement installée fin 2019.

- Proposition de valeur

Nous comparons la proposition de valeur du service électrique du camp Pararé avec celle de la communauté type présentée à la section IV.1 du chapitre IV. Nous reprenons les Tab IV.1, 2 et 3 avec quelques modifications sur la vision externe de la solution énergétique.

Le modèle d'affaires du service électrique du camp diffère quelque peu. Le système électrique est géré par le personnel technique de la station qui a un niveau de connaissances élevé. Le service électrique doit garantir de bonnes conditions de travail aux chercheurs en visite qui sont les clients. Au regard de l'échelle d'accès [9], le service proposé est plutôt de niveau 4 : éclairage, ordinateurs, communication à distance (internet), appareillage de moyenne et forte puissance dédié à la recherche. Une priorité est donnée à la fiabilité du réseau et à la continuité de service par rapport aux coûts. La maintenance des systèmes de production (générateur diesel, PV et batteries) est assurée par le personnel technique et les partenaires industriels et commerciaux sont de Cayenne. Les revenus de la station viennent des visiteurs qui paient environ 50 €/j pour l'hébergement, les

repas et le service électrique mais aussi des financements publics. La station a une capacité d'investissement importante compatible avec l'achat d'une hydrolienne. Les coûts d'exploitation diminuent avec une hydrolienne dans le mix car les onéreux ravitaillements en diesel diminuent.

Le volet environnemental est quasiment identique. Aux Nouragues, un accent très fort est mis sur les impacts locaux qui doivent être réduits au strict minimum puisque l'air, l'eau, le sol, la faune et la flore sont préservés et étudiés attentivement par les scientifiques. La modélisation énergétique nous montre qu'avec l'hydrolienne, le générateur diesel fonctionne moins donc moins d'émissions à l'usage. L'utilisation de matériaux locaux pour les pièces de rechange est à déterminer par le personnel technique connaisseur du terrain. L'acheminement par pirogue est préférable à celui par hélicoptère. Si la fabrication de l'hydrolienne est réalisée en Guyane dans la région littorale, l'énergie utilisée proviendrait de l'hydraulique et du thermique.

La valeur sociale du service électrique est beaucoup moins développée que pour la communauté type car l'énergie ne sert pas le développement local mais la recherche scientifique. Le personnel technique voit tout de même des améliorations de qualité de vie et de travail en diminuant la part du générateur diesel. Par contre, les interactions à l'échelle locale grâce aux liens entre la station et la région restent à prouver.

La démarche locale reste pertinente pour les Nouragues car elle apporte des avantages sur tous les plans.

❖ Conception d'une solution système en phase d'esquisse

En tant que concepteur, nous appliquons l'outil multicritère pour esquisser la solution technique adaptée au camp Pararé. Nous reprenons les Tab IV.4 à 7 du chapitre IV.

- Les exigences sociales sur le développement de la communauté et l'éducation ne concernent pas le camp Pararé. Les critères de puissance, énergie et disponibilité sont alors imposés par le niveau de service requis pour mener la recherche scientifique. Par contre, la santé/sécurité et l'intégration du personnel restent des éléments importants et influents pour la conception de l'hydrolienne en termes de complexité technique et d'encombrement.
- Les critères techniques sur les différentes phases de vie sont inchangés tout comme leur prise en compte technique à travers les performances et le design adapté. Une forte collaboration avec les commerciaux et industriels régionaux est nécessaire pour orienter le design vers une fabrication et une fin de vie locale. De même, le personnel technique en charge de la gestion de l'hydrolienne peut orienter la conception afin de rendre facile l'installation et la maintenance locale. La quantité de carburant évité est calculée par rapport au système hybride actuel PV-générateur diesel.
- Les critères économiques influant sur la conception de l'hydrolienne Pararé sont les coûts (CAPEX, OPEX et LCOE) et la création d'emploi sur la région.
- L'évaluation des impacts globaux se fait avec une ACV comparative du système électrique avec et sans hydrolienne. Les impacts locaux sont très importants pour la réserve naturelle des Nouragues.

Les contraintes techniques principales à prendre en compte pour la conception de l'hydrolienne du camp Pararé sont :

- Les performances techniques (puissance, énergie, rendement, disponibilité, facteur de charge) sont déterminées par rapport au micro-réseau électrique actuel. Ces paramètres sont assez figés, il faut faire au moins aussi bien que l'existant.
- Les contraintes sur le design adapté (fiabilité, complexité, encombrement, écoconception) sont pensées en collaboration avec le personnel technique en charge de la gestion du système et le personnel scientifique qui étudie l'environnement local.
- La comparaison se fait entre les systèmes hybrides actuel, PV-générateur diesel, et futur, PV-hydrolienne et générateur diesel en secours.

❖ Portrait-robot de la solution hydrolienne

Nous établissons le cahier des charges de la solution hydrolienne grâce aux données réelles de la section précédente et grâce aux développements sur le portrait-robot des composants dans les chapitres IV et V.

- Conversion mécanique : turbine et transmission

En face du camp Pararé, la profondeur d'eau au niveau du site de pose varie entre 1.50 m en saison sèche et environ 3 m en saison des pluies (Fig VI.7). Par conséquent, les dimensions de la turbine ne peuvent excéder 1.50 m voire 1.20 m avec une marge de sécurité. Le flux étant unidirectionnel en rivière, la turbine à axe horizontal est un bon choix. D'après la Fig IV.5 du chapitre IV, la puissance mécanique (à C_p=0.3) captée par une turbine à axe horizontal de 1.20 m de diamètre est de 570 W à 1.5 m/s et 1.4 kW à 2 m/s. Si le personnel technique est suffisamment disponible, il peut choisir de modifier les pâles suivant la hauteur d'eau. Les pâles de 1.20 m seraient pour les étiages et des pâles plus grandes pour le reste du temps. Par exemple, des pâles de 1.60 m de diamètre (calées sur la profondeur moyenne) captent 1 kW à 1.5 m/s et 2.4 kW à 2 m/s. De plus, un décrochage passif peut être imaginé sur la turbine pour limiter l'effet des variations de vitesse de fluide.

Le matériau de la turbine est choisi par le personnel technique : acier et/ou bois locaux. Une turbine de cet encombrement semble assez facile à manipuler sans moyens spécifiques. Si la puissance unitaire de la turbine ne suffit pas, il est possible de multiplier l'installation avec une deuxième ou une troisième hydrolienne (bien que son impact sur la rivière en elle-même ne soit pas quantifiable en l'état).

Au chapitre V, nous avons vu que nous ne pouvions pas utiliser le bobinage dentaire de la génératrice électrique pour augmenter le nombre de pôles et diminuer la vitesse de synchronisme de la machine pour un entrainement direct. Par conséquent, un multiplicateur de vitesse doit être présent dans la chaine de conversion. Pour une vitesse d'eau de 1.5 m/s, la turbine de 1.20 m de diamètre présente une vitesse de rotation autour de 150 tr/min (TSR optimal vers 7 pour une turbine tripale). Il faut un rapport de multiplication de 10 pour associer une génératrice de 1500 tr/min, à 2 paires de pôles.

- Conversion électromécanique : génératrice électrique et convertisseur

A la suite du chapitre V, nous conservons le choix de la machine asynchrone à cage triphasée. Elle a 2 paires de pôles, un bobinage réparti par câble étanche et une structure ouverte hydro-compatible

pour un refroidissement à eau. La saturation de la machine pour fixer sa tension n'est plus nécessaire avec un micro-réseau stable. Dans ce micro-réseau de niveau élevé, l'utilisation d'un convertisseur de puissance est envisageable car les moyens financiers et techniques sont disponibles mais cela dégrade la robustesse de l'installation.

- Transmission à terre et connexion au micro-réseau

La transmission passe par un câble en sortie d'hydrolienne jusqu'au point de connexion à terre avec le micro-réseau. Le mode autonome de la génératrice n'est plus nécessaire. Le micro-réseau avec les PV, l'hydrolienne et le stockage par batterie délivre de l'électricité en continu. Grâce aux travaux de Banjar-Nahor sur les micro-réseaux résilients [10], nous pouvons envisager d'y intégrer une gestion du service simplifiée, rendue plus robuste en proposant un mode dégradé mais fonctionnel en cas de soucis sur la production.

❖ Synthèse et discussion

Le Tab VI.5 synthétise les principaux avantages et inconvénients du système de production avec et sans hydrolienne en comparant qualitativement les indicateurs de fiabilité, complexité et écoconception.

Tab VI.5 : Comparaison qualitative des micro-réseaux avec et sans la solution hydrolienne.

Indicateur	PV-générateur diesel	PV-hydrolienne
Fiabilité	- Maintenance préventive annuelle du générateur diesel.	? Contrôle régulier de l'état de l'hydrolienne et des dangers extérieurs (chute d'arbre, débris).
Complexité	Usage : - Mise en route manuelle du générateur 1 h/j chaque jour et dès que le PV ne suffit pas. Maintenance : - Par un technicien spécialisé.	Usage : + Production en continu de l'hydrolienne. Pas d'intervention journalière sur le système de production. Maintenance : ? Dépend de la technologie.
Ecoconception	Usage : -- Fortes émissions (GES et polluants) locales, bruit, ravitaillements.	Usage : + Arrêt des émissions locales et du bruit (sauf secours), possibles impacts sur la rivière.

Le camp Pararé est un exemple de communauté isolée et très contrainte par l'environnement dans une région reculée et difficile d'accès. Par contre, les besoins et exigences du camp Pararé sont bien plus élevés que dans le cas de la communauté type décrite au chapitre IV. La station doit garantir un service électrique fiable pour les chercheurs en séjour. L'autonomie énergétique est recherchée pour des questions logistiques, économiques et environnementales. Par conséquent, nous proposons une réponse technologique différente de la solution de premier accès à l'énergie. Le camp Pararé ne peut se satisfaire d'une solution hydrolienne low-tech tout comme la version high-tech ne peut satisfaire une communauté en quête d'un premier accès énergétique durable. Nous constatons à nouveau l'importance de l'analyse du besoin.

VI.3. Une hydrolienne pour l'accès à l'énergie des villages guyanais

Dans cette section, nous remplaçons le camp Pararé par la communauté type équivalente en quête d'un premier accès à l'énergie, le « village Pararé ». Nous utilisons les données réelles de la station et les connaissances de la section VI.1 sur les villages guyanais afin de proposer une solution hydrolienne durable à la communauté type guyanaise, ou plus largement aux communautés amazoniennes. A l'échelle système d'abord puis du composant génératrice, nous esquissons la solution technique répondant aux besoins du « village Pararé ».

VI.3.1. Proposer une solution hydrolienne pour l'accès à l'énergie en Guyane

Nous conservons la démarche adoptée et les résultats présentés jusqu'alors pour imaginer la solution hydrolienne durable du « village Pararé ». Dans le chapitre IV, nous avons décrit en détail les visions externe et interne du service électrique et du système de production hydrolien répondant aux besoins de la communauté type, nous conservons ces résultats.

Une remarque sur la proposition de valeur : il est souhaitable d'opter pour une démarche locale en créant une filière hydrolienne guyanaise. Ceci entrainerait un développement régional conséquent et un vrai progrès local pour les communautés isolées de Guyane et d'Amazonie qui aurait recours à ce système. En Guyane, la capacité industrielle est faible et il est difficile de savoir dans quelle mesure le gouvernement pousse le développement du secteur mais il serait très intéressant de discuter de cette proposition avec les acteurs guyanais : décideurs locaux, municipalités de l'intérieur, potentiels partenaires industriels et commerciaux.

Le portrait-robot de la solution système a été établi à la section IV.3, celui de la génératrice à la section V.5. Au paragraphe VI.2.4, nous avons utilisé les données réelles sur la ressource hydrocinétique au camp Pararé pour esquisser la partie mécanique. Tous ces éléments de conception sont rassemblés dans le Tab VI.6.

Tab VI.6 : Portrait-robot de la solution hydrolienne pour le village Pararé.

Partie	Caractéristiques
Conversion mécanique	Turbine à axe horizontal avec des pâles interchangeables de longueurs différentes : 1.60 m de diamètre en générale et 1.20 m en étiage. Décrochage passif. Matériaux locaux (possible recyclage) : bois, acier. Multiplicateur mécanique simple de rapport 10.
Conversion électro-mécanique	Machine asynchrone à cage triphasée à 2 paires de pôles capable de convertir l'énergie mécanique 1 kW à 1.5 m/s et 2.4 kW à 2 m/s. Fonctionnement autonome avec banc de capacité et légère saturation. Plage de vitesse élargie. Bobinage réparti en câble étanche pour une structure hydro-compatible et un refroidissement à eau. Gestion de la température entre protection et biofouling
Connexion au micro-réseau	Connexion électrique triphasée à terre. Réseau basique sans stockage avec la production hydrolienne et les charges réparties sur les trois phases.

VI.3.2. Pré-dimensionner la génératrice électrique

Avec le modèle analytique révisé de la section V.5.2, nous réalisons un pré-dimensionnement par optimisation de la génératrice pour le « village Pararé ». Au cours de ces études, nous faisons varier l'épaisseur d'isolation des fils électriques étanches. Plusieurs références de câbles électriques étanches existent pour l'alimentation de pompes immergées (comme H07 RN8-F).Ils se composent d'une âme en cuivre en multibrin puis d'une gaine isolant électrique (PVC, isovinyl) qui tient la tension désirée puis d'une gaine flexible (élastomère) qui assure plutôt la tenue mécanique du câble. Le refroidissement à eau est en configuration semi-ouverte (cf. section V.3.3). Les dimensions de la machine, les performances techniques, économiques et environnementales sont tour à tour des objectifs ou contraintes d'optimisation.

L'optimisation se fait sur le point de fonctionnement en générateur pour 1 kW délivré au glissement de -0.03 (vitesse de rotation de 1545 tr/min) sous 230 V et 50 Hz. L'algorithme utilisé est le SQP (Sequential Quadratic Programming), idéal pour les systèmes linéaires et surtout très rapide.

Pour l'optimisation, nous faisons les premiers choix de dimensionnement suivants :

- Le nombre d'encoches est de 12 au stator et 18 au rotor.
  La machine de 1 kW doit réduire en taille par rapport à la machine de référence de 8 kW (annexe 5). Il faut donc réduire le nombre d'encoches sinon les largeurs de dents et d'encoches atteignent les limites mécaniques. La machine Siemens avait 48 encoches au stator et 36 encoches au rotor ; après des premiers essais, nous choisissons quatre fois moins d'encoches au stator à cause de l'isolant du câble étanche et deux fois moins au rotor.
- Le bobinage n'a pas de voie en parallèle, toutes les spires sont en série.
  Les premiers essais avec des spires en parallèle ne convenaient pas à cause de la faible valeur de densité de courant au stator et de la difficulté à faire tenir un nombre suffisant de spires série dans les encoches en raison du câble étanche.
- l'épaisseur de l'entrefer est figée à 0.3 mm, valeur de la machine de référence.
  Ce paramètre possède une grande influence sur les performances des machines asynchrones, nous l'avons fixé pour pouvoir comparer les machines pré-dimensionnées entre elles. L'étape de dimensionnement verra sa valeur corrigée.

❖ Câble étanche avec gaine isolante et gaine mécanique, configuration semi-ouverte

Cette première étude utilise un câble étanche référencé de section cuivre 0.75 mm² : le diamètre du fil en cuivre est de 0.98 mm, la gaine d'isolation et la gaine mécanique ajoutent 2.26 mm d'épaisseur donc le diamètre total s'élève à 5.5 mm. Le ratio des sections cuivre/totale vaut 3 % ce qui est très faible en comparaison du ratio de 88 % du fil émaillé utilisé dans la machine de référence. Les principales contraintes d'optimisation sont regroupées dans le Tab VI.7. D'autres contraintes concernent les rapports dimensionnels sur les dents, encoches et culasses.

Tab VI.7 : Contraintes d'optimisation pour le câble étanche à double gaine.

Grandeur	Valeur minimale	Valeur maximale
Puissance absorbée (W)	-1010	-990
Dimensions géométriques (m) - longueur fer - diamètre intérieur stator - diamètre extérieur stator - diamètre intérieur rotor	 0.04 0.08 0.1 0.01	 0.3 0.3 0.5 0.2
Induction magnétique (T) - à l'entrefer - maximale/moyenne dent stator - maximale/moyenne dent rotor - maximale culasse stator/rotor	 0.95 1.9/1.4 1.9/1.4 1.4	 1.05 2.1/1.8 2.2/1.8 1.8/1.6
Coefficient de saturation	1.5	2.0
Coefficient chute de tension	0.85	0.99
Température moyenne (°C) bobinage statorique/cage	70/20	250/100

Les optimisations effectuées ont pour but de trouver les machines optimales répondant à des objectifs contraires, ici le rendement et la masse de la machine. Pour rappel, nous différencions la masse active de la masse totale : la partie active comprend les circuits magnétiques, le cuivre de l'enroulement statorique et la cage alors que la partie inactive comprend l'isolant du bobinage et l'acier de l'arbre, du carter et des flasques. La Fig VI.12 présente les machines obtenues pour les trois optimisations suivantes :

- Maximisation du rendement au point nominal.
- Minimisation de la masse active de la machine comprenant. Le rendement minimal accepté est de 0.3.
- Minimisation de la masse totale de la machine comprenant la masse active et la masse inactive. Le rendement minimal accepté est de 0.3.

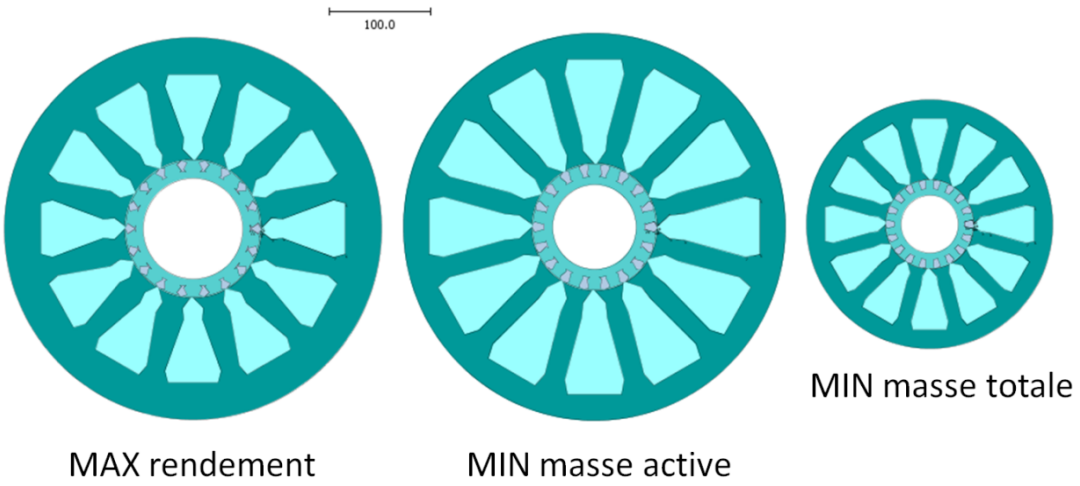


Fig VI.12 : Machines optimales pour le câble étanche à double gaine (échelle 100 mm).

Les principales performances de ces machines sont données dans le Tab VI.8. Les données complètes sont en annexe 8. La convention moteur est adoptée pour les puissances et couples.

Tab VI.8 : Données des machines optimales pour le câble étanche à double gaine.

Grandeur	MAX rendement	MIN masse active	MIN masse totale
Dimensions géométriques (m)			
- longueur fer	0.068	0.051	0.198
- diamètre intérieur/extérieur stator	0.134/0.369	0.123/0.375	0.086/0.241
Bobinage			
- nombre conducteurs/encoche	91	126	48
- coefficient de remplissage	0.025	0.025	0.025
Induction magnétique (T)			
- à l'entrefer	0.95	0.95	0.95
- maximale/moyenne dent stator	1.9/1.4	1.9/1.4	1.9/1.5
- maximale/moyenne dent rotor	1.9/1.4	1.9/1.6	1.9/1.7
- maximale culasse stator/rotor	1.4/1.6	1.8/1.6	1.8/1.6
Coefficient de saturation	1.80	1.80	1.83
Puissance (W) absorbée/utile	-1010/-2348	-990/-2447	-990/-3299
Couple (Nm)			
- électromagnétique/utile	-14.0/-14.5	-14.6/-15.1	-19.9/-20.4
Rendement	0.430	0.405	0.300
Pertes (W) :- fer	691	568	977
- Joule stator/rotor	444/66	657/69	1061/94
- mécaniques	79	79	79
Densité de courant (A/mm²)			
- au stator/rotor	7.2/7.2	6.4/8.3	13.5/7.2
Température moyenne (°C)			
- bobinage statorique/cage	156/42	252/42	228/80
- eau externe/interne	20/25	20/25	20/34
Volume (m^3)	0.0617	0.0730	0.0262
Masse (kg)			
- circuit magnétique/cuivre/cage	35.9/2.9/0.39	23.8/4.4/0.57	39.5/1.7/0.56
- masse active/masse totale machine	39.2/161.0	28.8/157.3	41.7/88.6

Visuellement, le rotor intérieur est très mince comparé au stator extérieur. Celui-ci a un diamètre externe important entre 24 et 38 cm. Les encoches au stator sont très profondes. Les deux premières machines sont semblables alors que la dernière est beaucoup plus petite. La minimisation de la masse provoque : une légère augmentation des inductions magnétiques ; une forte augmentation des températures : celle du bobinage grimpe, atteint 252 °C en moyenne et jusqu'à 270 °C dans les têtes de bobine ; une baisse des performances électromagnétiques : augmentation des pertes Joule qui mène à une baisse du rendement.

Minimiser la mase active entraine la réduction de la proportion de circuit magnétique, de 35.9 à 23.8 kg, mais l'augmentation de celle du bobinage, de 2.9 à 4.4 kg. La masse active perd plus de 26 % mais la masse totale seulement 2 %. Le rendement passe de 0.430 à 0.405, soit une baisse de 6 %. Lors de la minimisation de la masse totale, celle-ci diminue de 45 % quand la masse active augmente légèrement de 6 %. Le rendement perd 30 % et atteint la contrainte d'optimisation à 0.3.

Le câble à double gaine induit un faible taux de remplissage à 2.5 % et donc une augmentation du diamètre de la machine pour caser un nombre suffisant de conducteurs. Par conséquent, les machines présentent un encombrement très élevé par rapport à leur puissance nominale. Nous ne retenons donc pas ces machines pour l'application hydrolienne du « village Pararé ».

❖ Câble étanche avec gaine isolante, configuration semi-ouverte

Cette seconde étude reprend les dimensions du câble précédent mais sans la gaine mécanique. La section cuivre reste à 0.75 mm² et le diamètre extérieur passe à 2.3 mm avec la gaine d'isolation de 0.66 mm d'épaisseur. Le ratio des sections cuivre/totale passe à 18 %. Les contraintes d'optimisation sont les mêmes que pour l'étude précédente (Tab VI.12) sauf : la longueur fer entre 0.04 et 0.2 m, le diamètre intérieur stator entre 0.05 et 0.2 m, le coefficient de saturation entre 1.2 et 2, le cos phi entre -0.6 et -0.3, la température moyenne des bobinages entre 50 et 200 °C.

Nous choisissons à nouveau des objectifs d'optimisation contraire, la masse et le rendement au point nominal. La Fig VI.13 présente les machines obtenues pour les cinq optimisations suivantes :

- 1 : Minimisation de la masse active de la machine.
- 2 : Maximisation du rendement avec une contrainte sur la masse active inférieure à 14 kg. Se trouvant dans le coude du Pareto masse active-rendement, cette solution est un bon compromis entre les machines 1 et 3.
- 3 : Maximisation du rendement au point nominal.
- 4 : Maximisation du rendement avec une contrainte sur la masse totale inférieure à 33 kg. Se trouvant dans le coude du Pareto masse totale-rendement, cette solution est un bon compromis entre les machines 3 et 5.
- 5 : Minimisation de la masse totale de la machine.

Fig VI.13 : Machines optimales pour le câble étanche à gaine isolante (échelle 60 mm).

Les principales performances des cinq machines sont données dans le Tab VI.9. Les données complètes sont en annexe 8. Une première observation sur ces machines par rapport à celles de l'étude précédente : comparées aux machines optimales avec du câble à double gaine, ces machines-ci sont beaucoup moins encombrantes avec une masse totale réduite à 30-60 kg pour un meilleur rendement, autour de 0.6-0.7. Ces améliorations sont uniquement dues à la multiplication par 6 du ratio section cuivre/totale du fil et de l'amélioration du coefficient de remplissage qui est cette fois de 14.2 %. En choisissant un nouveau fil étanche avec un ratio plus élevé, les machines optimales seront sûrement encore moins encombrantes et plus performantes.

Tab VI.9 : Données des machines optimales pour le câble étanche à gaine isolante.

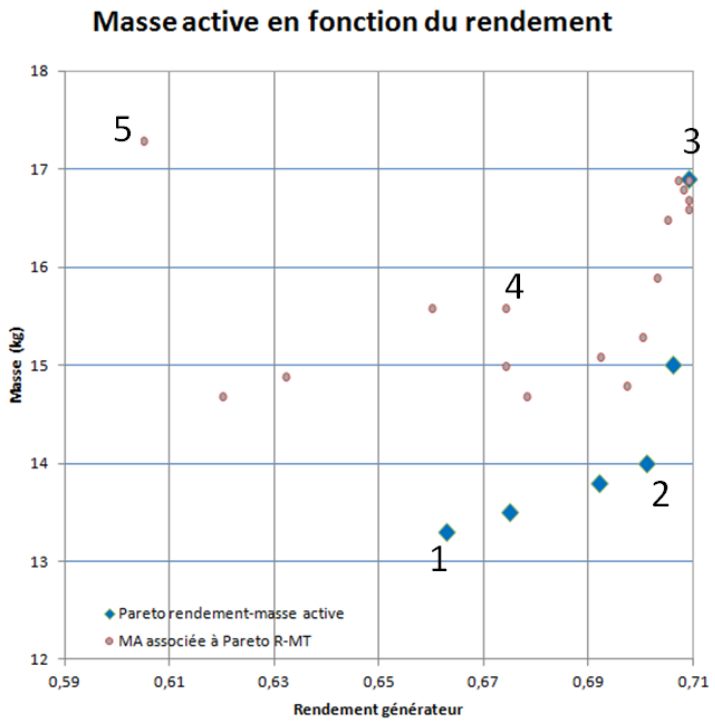
Grandeur	1	2	3	4	5
Dimensions géométriques (m)					
- longueur fer	0.040	0.040	0.040	0.090	0.120
- diamètre intérieur stator	0.112	0.116	0.125	0.086	0.081
- diamètre extérieur stator	0.238	0.247	0.272	0.188	0.174
Bobinage					
- nombre conducteurs/encoche	171	172	170	105	85
Induction magnétique (T)					
- à l'entrefer	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
- maximale/moyenne dent stator	1.9/1.5	1.9/1.4	1.9/1.4	1.9/1.4	1.9/1.5
- maximale/moyenne dent rotor	1.9/1.6	1.9/1.5	1.9/1.4	1.9/1.6	1.9/1.7
- maximale culasse stator/rotor	1.8/1.6	1.8/1.6	1.4/1.6	1.8/1.6	1.8/1.6
Coefficient de saturation	2.00	1.87	1.58	1.78	1.72
Puissance (W) - absorbée	-990	-1010	-1010	-1010	-990
- utile	-1493	-1441	-1424	-1498	-1636
Couple (Nm) électromagnétique/utile	-8.7/-9.2	-8.4/-8.9	-8.3/-8.8	-8.8/-9.3	-9.6/-10.1
Cos phi	-0.42	-0.45	-0.49	-0.35	-0.30
Rendement	0.663	0.701	0.709	0.674	0.605
Pertes (W) - fer	224	170	176	220	354
- Joule stator/rotor	157/41	142/40	120/39	146/41	164/45
- mécaniques	79	79	79	79	79
Densité de courant (A/mm²)					
- au stator/au rotor	4.5/7.7	4.3/7.4	4.0/7.3	5.6/7.4	6.3/7.0
Température moyenne (°C)					
- bobinage statorique/cage	78/35	71/33	60/32	64/40	66/78
- eau externe/interne	20/27	20/25	20/25	20/28	20/31
Volume (m^3)	0.0124	0.0139	0.0165	0.0082	0.0073
Masse (kg)					
- circuit magnétique	9.5	10.1	13.0	13.1	15.1
- cuivre	3.3	3.4	3.4	2.1	1.8
- cage	0.46	0.44	0.45	0.33	0.35
- masse active/masse totale machine	13.3/41.4	14.0/46.2	16.9/56.5	15.6/33.0	17.3/32.7

Nous réalisons deux courbes de Pareto masse-rendement en différenciant les masses active et totale. La Fig VI.14 a) montre le Pareto masse active-rendement ainsi que la masse totale associée au Pareto masse totale-rendement de la courbe b). Et inversement, la Fig VI.14 b) montre le Pareto masse totale-rendement ainsi que la masse active associée au Pareto masse active-rendement de la courbe a). Chaque point du Pareto représente une machine optimale avec la masse spécifiée minimale pour le rendement maximal.

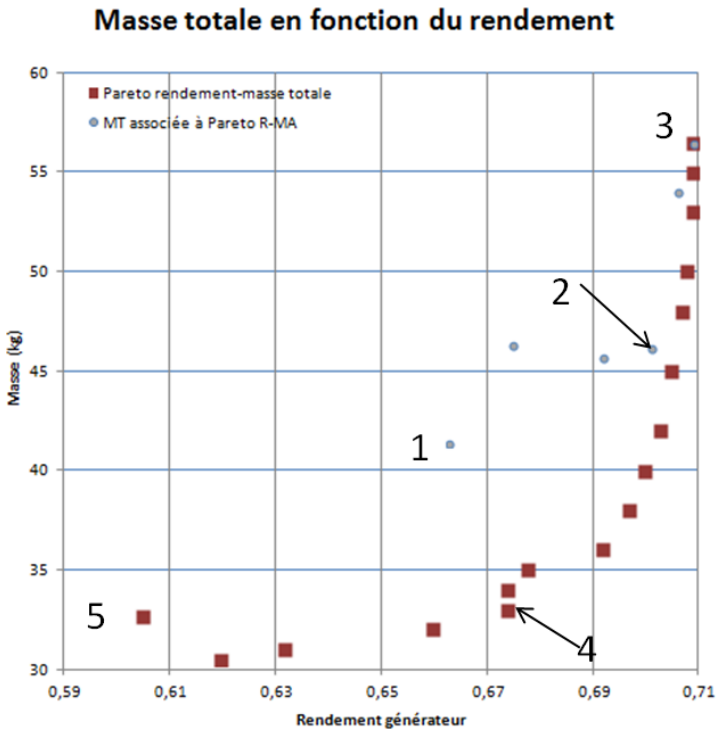
L'analyse des courbes de la Fig VI.14 révèle deux aspects :

- Les machines appartenant aux Paretos dominent bien les autres machines. Sauf la machine 5 obtenue par minimisation de la masse totale qui est finalement dominée par quelques machines avec une masse totale plus faible et de meilleurs rendements. En effet, l'optimiseur a parfois des difficultés à explorer des domaines de solutions quand les contraintes lui semblent faibles. En renforçant la contrainte de masse, il parvient à trouver des machines plus performantes que la n° 5.

- Les machines du Pareto masse active-rendement ne dessinent pas un front de Pareto sur la masse totale en fonction du rendement. Les meilleures machines qui minimisent la masse active ne sont pas les meilleures quant à la masse totale. Idem pour les machines du Pareto masse totale-rendement.



a)



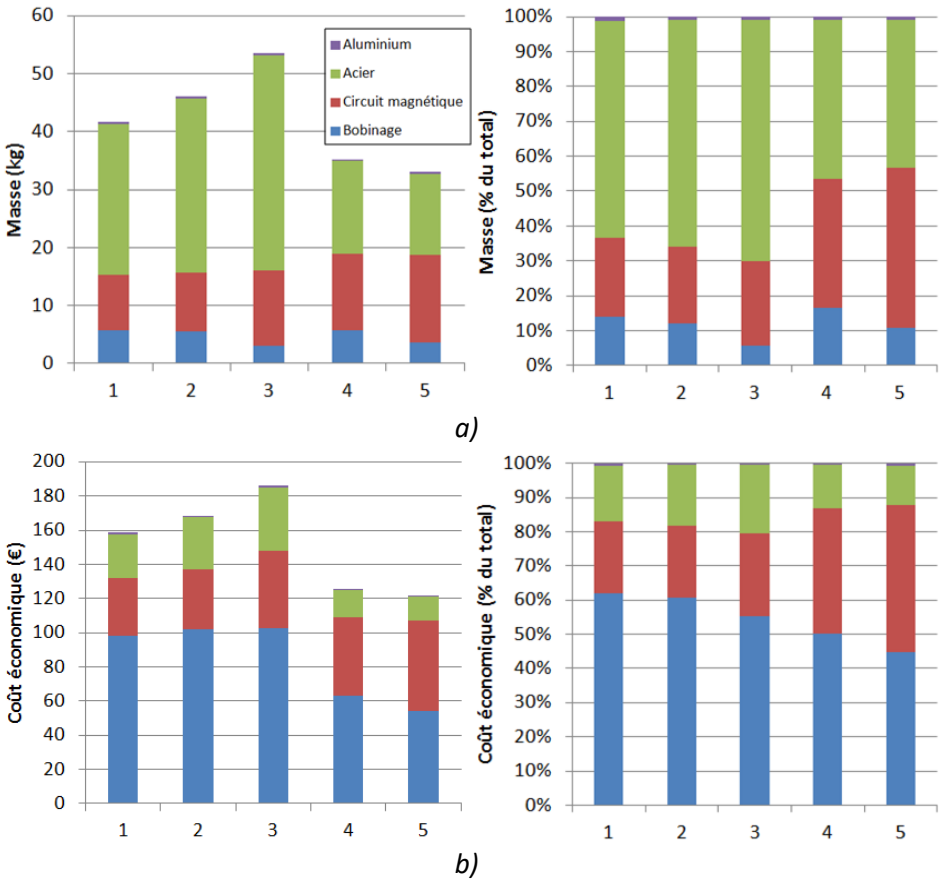
b)

Fig VI.14 : Masse en fonction du rendement des machines en câble étanche à gaine isolante :
a) Pareto masse active-rendement et masse active associée au Pareto masse totale-rendement,
b) Pareto masse totale-rendement et masse totale associée au Pareto masse active-rendement.

Les trois premières machines sont assez semblables alors que les deux dernières sont beaucoup plus petites. La minimisation de la masse entraine l'augmentation des inductions magnétiques, de la saturation, des températures et la réduction des performances électromagnétiques. Minimiser la masse active fait surtout augmenter la température des bobinages alors que minimiser la masse totale fait surtout augmenter la température de la cage. La température de l'eau interne est plus élevée que l'eau de la rivière mais plus basse que la plage de température identifiée pour lutter contre le biofouling de 35-50 °C. Le rendement varie peu (plage 0.6-0.7) en comparaison de la variation de l'encombrement et de la forme des machines. La contrainte basse sur cos phi empêche l'optimiseur de réduire plus la masse totale. Concernant le mode autonome, l'amorçage se fait avec des capacités par phase d'une centaine à quelques centaines de microfarad (valeurs en annexe 8).

Nous analysons maintenant un autre type de performance : les coûts économiques et environnementaux comprenant les éco-coûts et l'empreinte carbone (cf. section V.2.3) pour les matériaux fil électrique, acier et aluminium. Pour rappel, les éco-coûts regroupent quatre indicateurs transformés en valeur monétaire : les impacts sur la santé humaine, l'écotoxicité, l'épuisement des ressources et l'empreinte carbone. Les calculs sont réalisés avec les valeurs de coûts massiques (ou métrique pour le bobinage) données en annexe 8. Au stade d'esquisse, seuls les ordres de grandeurs et tendances entre machines sont à retenir car les approximations faites sont nombreuses.

La Fig VI.15 permet de comparer les cinq machines quant à leurs masses, leurs coûts économiques et environnementaux. A chaque fois, les grandeurs relatives au bobinage, au circuit magnétique, à la cage en aluminium et à l'acier du reste de la machine (parties inactives) sont données en absolue ou en proportion sur le total de la machine.



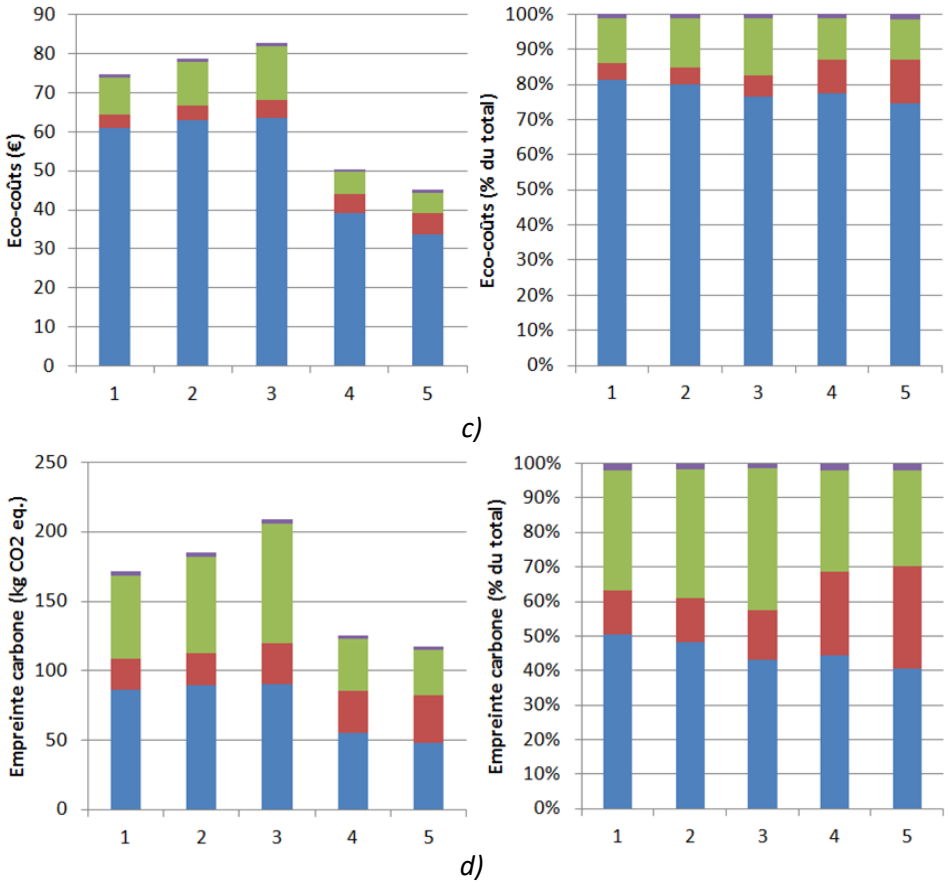


Fig VI.15 : Comparaison des cinq machines optimales pour le câble étanche à gaine isolante sur : a) la masse, b) le coût économique, c) les éco-coûts et d) l'empreinte carbone.

Tout d'abord, le classement des machines par ordre de masse (5<4<1<2<3) est conservé pour les coûts économiques et environnementaux. Seules les proportions changent à chaque élément : l'acier est le plus important en masse alors que le bobinage est le plus important pour les coûts.

Nous remarquons également pour tous les graphiques que la cage en aluminium pèse très peu sur le total : en proportion, il s'agit seulement de 1 à 2 % du total. Il est probable que cette proportion augmente si le processus de fabrication de la cage est inclus dans les coûts en plus du coût matière.

Le passage de la machine 3 à 1 diminue le rendement (-6 %), la mase active (-21 %) et la masse totale (-27 %) mais augmente la masse du bobinage et sa proportion de 5 à 14 %. La proportion d'acier reste la plus élevée à plus de 60 %. Lors du passage de 3 à 5, le rendement perd 15 %, la mase active augmente légèrement (+2 %) et la masse totale perd 42 %. La proportion du circuit magnétique double et est désormais comparable à celle de l'acier (45 %).

La Fig VI.15 b) présente les coûts économiques et l'importance économique relative des matières premières. Les trois premières machines coûtent entre 160 et 190 € alors que les deux dernières moins de 125 €. Le bobinage représente 45 à 62 % du prix total alors qu'il pèse 5 à 18 % en masse. A l'inverse, l'acier représente seulement 10-20 % du prix pour 43 à 65 % de la masse totale. Le circuit magnétique compte lui pour 20 à 43 % du coût économique total.

La Fig VI.15 c) montre que les coûts environnementaux éco-coûts sont clairement dominés par le bobinage pour près de 80 %. En deuxième position vient l'acier avec 12 à 17 % des impacts puis le circuit magnétique avec 5 à 12 % des impacts. La modélisation ne fait pas de différence entre l'acier pour le circuit magnétique et celui pour les parties inactives. En réalité, les processus réalisés sur l'acier magnétique ont sûrement tendance à augmenter la part des impacts du circuit magnétique par rapport à l'acier basique.

La Fig VI.16 révèle le détail derrière le calcul de l'éco-coût total. Les éco-coûts regroupent les impacts sur la santé humaine (SH), l'écotoxicité (ET), l'épuisement des ressources (ER) et l'empreinte carbone (EC). Les chiffres pour la machine 3 sont visibles ici et ceux des autres machines en annexe 8. Pour toutes les machines, l'impact de l'épuisement des ressources est prépondérant, puis viennent l'empreinte carbone, l'écotoxicité et la santé humaine dans cet ordre. L'impact très élevé du bobinage est surtout dû au cuivre. En termes de proportion, seule l'empreinte carbone n'est pas dominée par le bobinage.

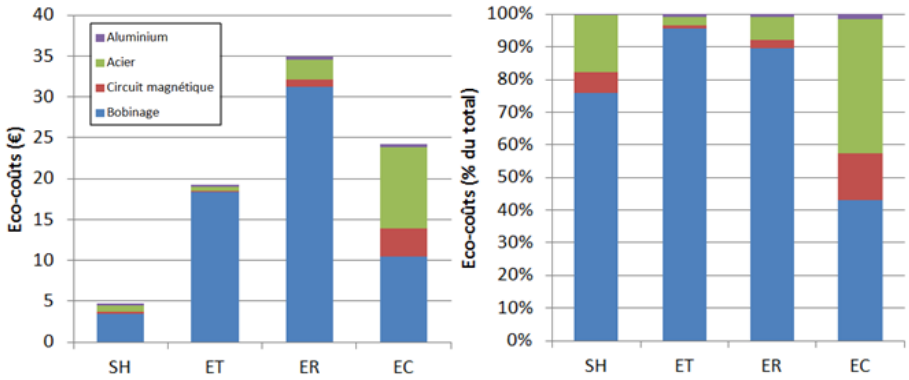


Fig VI.16 : Détail des éco-coûts de la machine 3 pour le câble étanche à gaine isolante.

La Fig VI.15 d) indique uniquement l'empreinte carbone en kg de CO_2 équivalent pour les cinq machines optimales. La machine 3 provoque l'émission de presque 210 kg CO_2, la 2ème 185 kg, la 1ère 170 kg, la 4ème 125 kg et la 5ème 117 kg. La répartition des impacts sur les quatre matières premières est plus homogène que pour les éco-coûts. Le bobinage pèse toujours 40-50 % de l'impact, l'acier 27-41 % et le circuit magnétique 13-30 %.

Après avoir analysé les coûts des machines optimales du point de vue du rendement et des masses, nous choisissons d'optimiser avec l'objectif de minimiser les coûts économiques sur la machine n° 6, ou environnementaux sur la machine n° 7. Ces nouveaux objectifs d'optimisation reviennent à pondérer autrement les différentes masses de la machine. La Fig VI.17 présente ces deux nouvelles machines et le Tab VI.10 les performances comparées des machines 3, 5, 6 et 7 (détails en annexe 8). La Fig VI.18 analyse la masse et les coûts en comparaison des machines 3 et 5.

En termes d'encombrement, les machines 5, 6 et 7 sont très similaires : volume de 7 L, diamètre d'alésage de 8-9 cm et longueur fer de 10-15 cm. La masse totale varie d'une dizaine de kilogrammes et le rendement varie peu autour de 0.6. La machine 6 minimisant les coûts économiques affiche également la plus faible masse totale en dépassant de peu la machine 5 qui devait être le minimum de la masse totale. La machine 6 a 1.6 kg de moins que la machine 5 mais aussi un rendement légèrement meilleur, 0.618 contre 0.605.

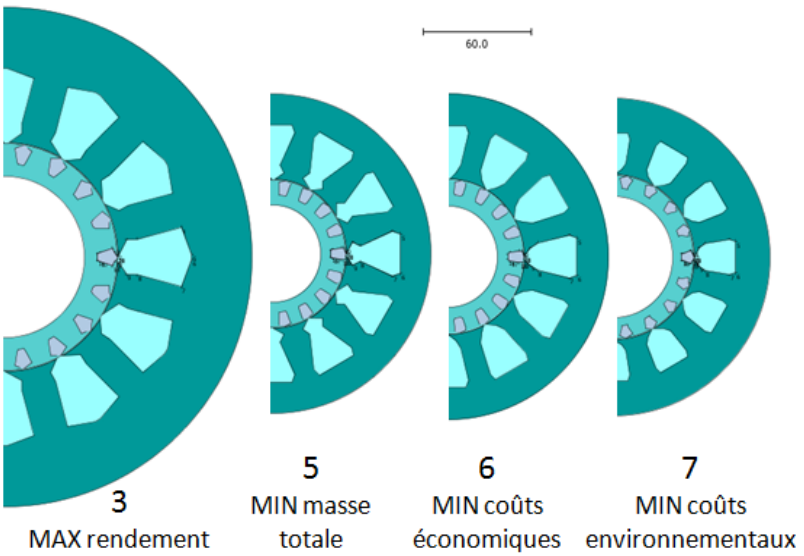


Fig VI.17 : Autres machines optimales pour le câble étanche à gaine isolante (échelle 60 mm).

Tab VI.10 : Données des machines optimales pour le câble étanche à gaine isolante.

Grandeur	3	5	6	7
Dimensions géométriques (m)				
- longueur fer	0.040	0.120	0.103	0.151
- diamètre intérieur stator	0.125	0.081	0.085	0.090
- diamètre extérieur stator	0.272	0.174	0.178	0.173
- diamètre intérieur rotor	0.088	0.053	0.055	0.066
Bobinage				
- nombre conducteurs/encoche	170	85	92	64
Induction magnétique (T)				
- à l'entrefer	0.95	0.95	0.95	0.96
- maximale/moyenne dent stator	1.9/1.4	1.9/1.5	1.9/1.4	1.9/1.5
- maximale/moyenne dent rotor	1.9/1.4	1.9/1.7	1.9/1.6	1.9/1.6
- maximale culasse stator/rotor	1.4/1.6	1.8/1.6	1.8/1.6	1.8/1.6
Coefficient de saturation	1.58	1.72	1.86	1.41
Puissance (W) - absorbée	-1010	-990	-1010	-1010
- utile	-1424	-1636	-1635	-1711
Couple (Nm) électromagnétique/utile	-8.3/-8.8	-9.6/-10.1	-9.6/-10.1	-10.1/-10.6
Cos phi	-0.49	-0.30	-0.30	-0.30
Rendement	0.709	0.605	0.618	0.590
Pertes (W) - fer	176	354	318	435
- Joule stator/rotor	120/39	164/45	178/45	134/48
- mécaniques	79	79	79	79
Densité de courant (A/mm²)				
- au stator/au rotor	4.0/7.3	6.3/7.0	6.5/7.4	6.5/7.2
Température moyenne (°C)				
- bobinage statorique/cage	60/32	66/78	73/47	59/49
- eau externe/interne	20/25	20/31	20/31	20/32
Volume (m^3)	0.0165	0.0073	0.0071	0.0070
Masse (kg)				
- circuit magnétique	13.0	15.1	13.4	18.7
- cuivre	3.4	1.8	1.9	1.5
- cage	0.45	0.35	0.34	0.30
- masse active/masse totale machine	16.9/56.5	17.3/32.7	15.6/31.1	20.5/39.3

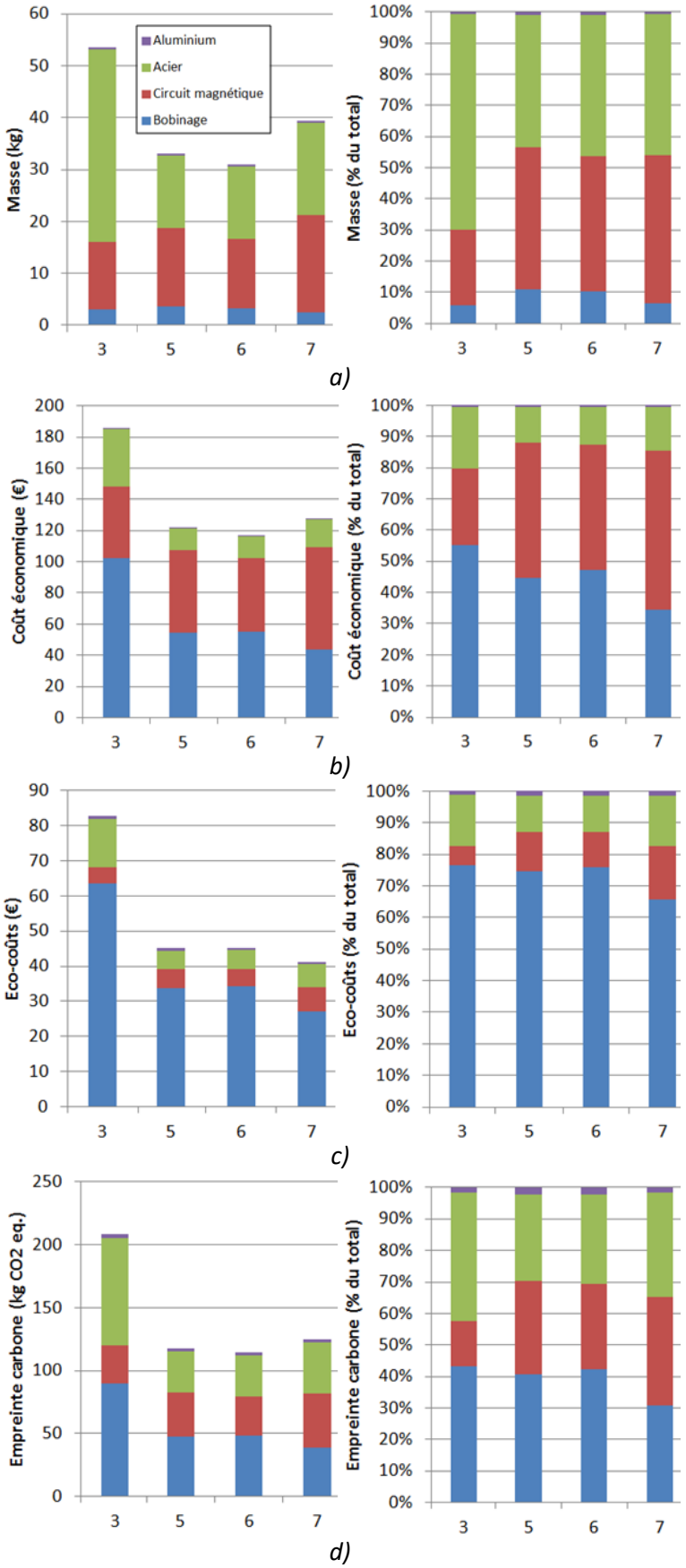


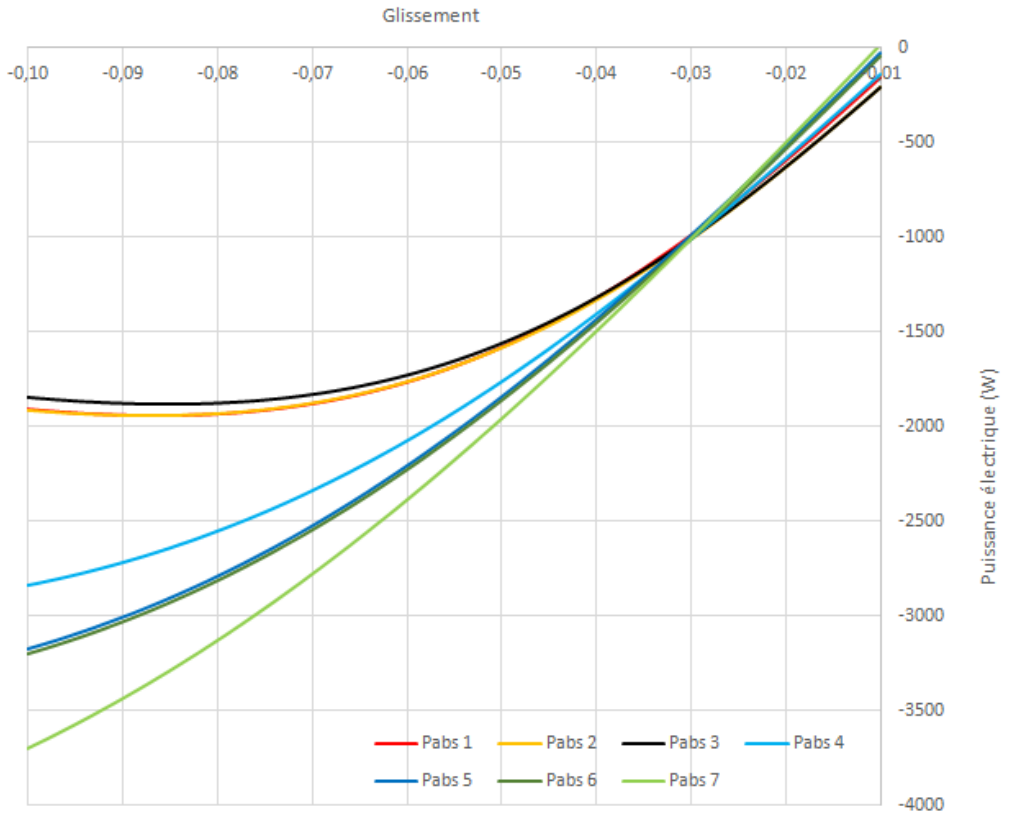
Fig VI.18 : Comparaison d'autres machines optimales pour le câble étanche à gaine isolante sur : a) la masse, b) le coût économique, c) les éco-coûts et d) l'empreinte carbone.

La Fig VI.18 a) montre que la minimisation des coûts économiques fait légèrement diminuer la masse de circuit magnétique et augmenter celle du bobinage. Entre les machines 5 et 6, la saturation et la température du bobinage augmente mais celle de la cage diminue. La minimisation des éco-coûts fait augmenter les masses d'acier et baisser les masses de cage et du bobinage. C'est la plus faible masse de bobinage de toutes les machines. Ce résultat était attendu car le bobinage domine les impacts environnementaux. Les masses active et totale augmentent en passant de la machine 5 à 7. La saturation, le rendement et les températures baissent.

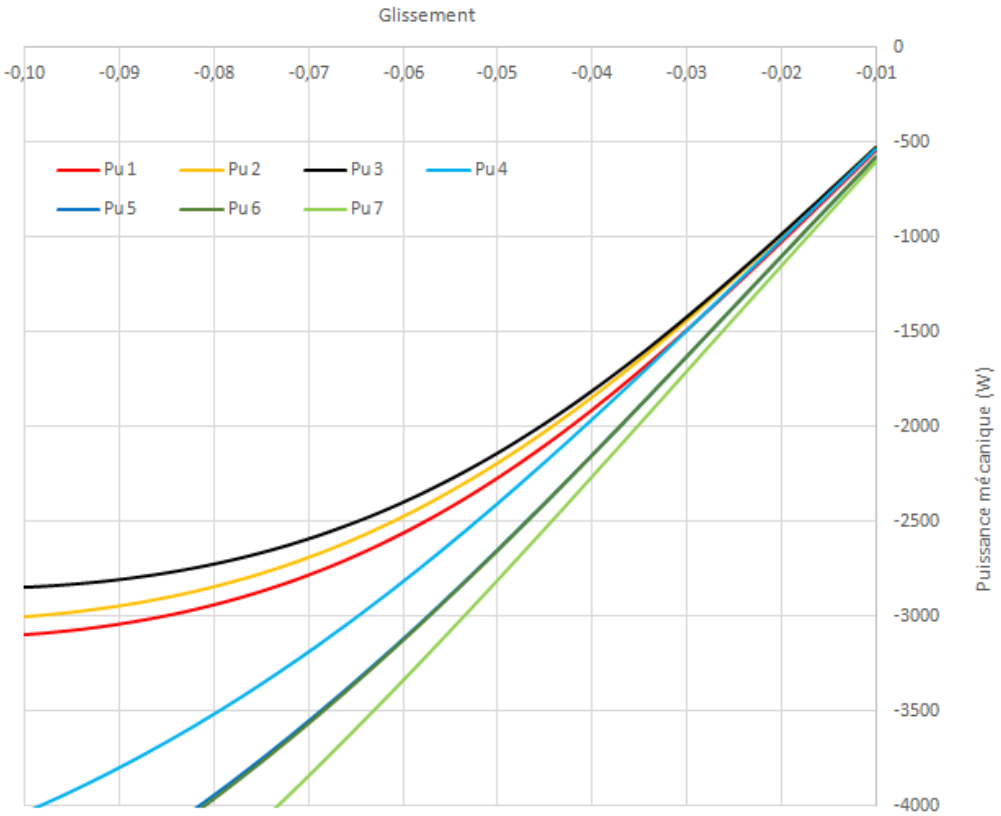
La Fig VI.18 b) indique effectivement que la machine 6 est la moins chère de toutes avec 117 € (-4 % par rapport à la machine 5). La Fig VI.18 c) révèle de son côté que la machine 7 a les éco-coûts les plus bas avec 41 € (-9 % par rapport à la machine 5). Par contre la Fig VI.18 d) indique que l'empreinte carbone la plus basse est celle de la machine 6 et non de la 7 car l'empreinte carbone est moins dépendante que les éco-coûts de la proportion de bobinage.

La modification des objectifs d'optimisation donne bien les résultats attendus sur les coûts mais les machines 6 et 7 sont finalement proches de la 5. Dans notre cas, minimiser la masse totale est très proche de minimiser les coûts économiques et environnementaux.

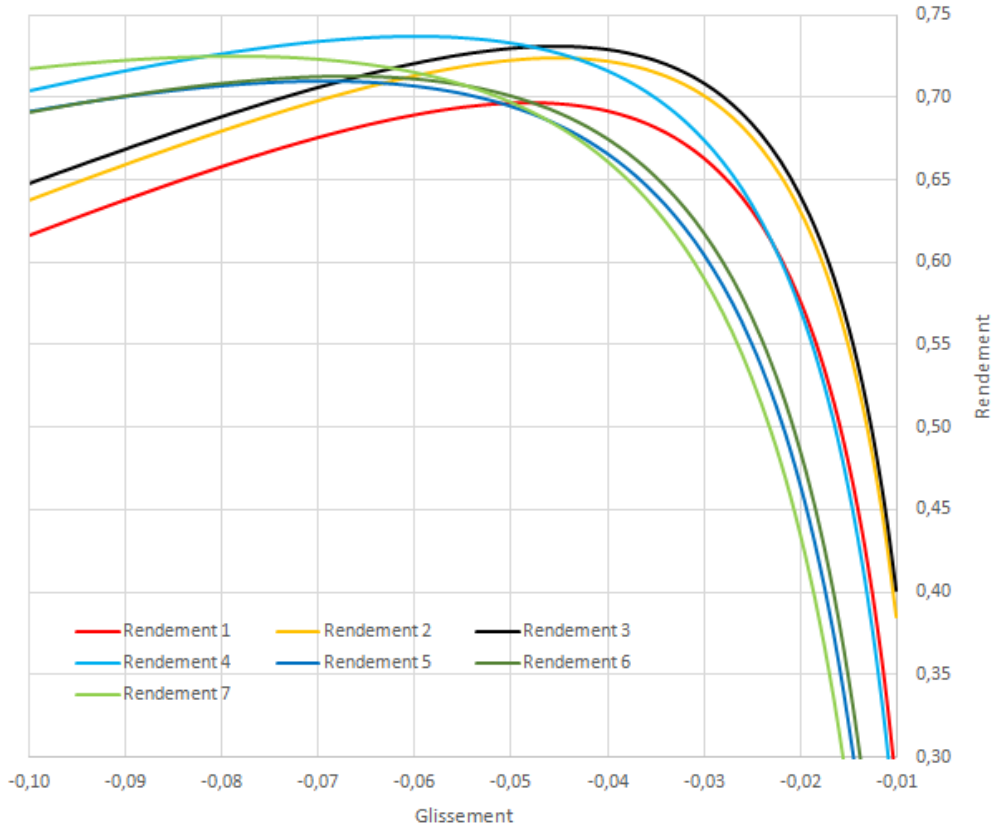
Pour finir, nous étudions les performances de ces sept machines optimales sur la plage de glissement -0.1 à -0.01, pour la vitesse de rotation 1515 à 1650 tr/min. La Fig VI.19 a) donne la puissance électrique fournie par la génératrice au micro-réseau en fonction du glissement, la courbe b) la puissance mécanique arrivant au rotor et la courbe c) le rendement.



a)



b)



c)

Fig VI.19 : Performances des machines optimales en fonction du glissement : a) puissance électrique transmise au micro-réseau, b) puissance mécanique entrainant le rotor, c) rendement.

Les machines 1, 2 et 3 ont des comportements très proches pour les puissances électrique et mécanique sauf que le rendement de la 1 est inférieur de 0.05 aux deux autres sur toute la plage de glissement. De même les courbes des machines 5 et 6 sont quasiment confondues.

La courbe c) indique que la machine 3 a le meilleur rendement jusqu'à -0.048 de glissement, puis c'est la machine 4 qui affiche le meilleur rendement jusqu'à -0.084 puis c'est la machine 7.

L'analyse des courbes associée aux résultats précédents doit nous permettre de choisir la meilleure machine pour l'application hydrolienne du village Pararé :

- Les courbes a) et b) montrent que les machines 1, 2 et 3 ne peuvent pas délivrer une puissance électrique supérieure à 2 kW quand la puissance mécanique au rotor avoisine les 3 kW. Ces machines sont intéressantes pour limiter la variation de la puissance électrique délivrée au camp lorsque la vitesse de rotation varie à cause de la rivière. Entre ces trois machines, notre choix se porte sur la machine 2 qui est intermédiaire sur le rendement et les coûts avec une masse de 46 kg.
- D'un autre côté, les machines 4, 5, 6 et 7 peuvent délivrer une puissance électrique supérieure à 2 kW au-delà de -0.05 de glissement. Parmi elles, la machine 4 offre le meilleur rendement vers ce glissement. En tant que machine intermédiaire entre l'objectif de rendement et de masse totale, cette machine 4 a des impacts assez bas pour la masse de 33 kg.

VI.3.3. Bilan

Au cours de cette section consacrée à la solution hydrolienne pour la communauté type sur la rivière Arataye, le « village Pararé », nous avons proposé le portrait-robot du système complet ainsi que quelques génératrices électriques.

L'hydrolienne de rivière pour Pararé comprend :

- une turbine à axe horizontal avec des pâles interchangeables de longueurs différentes faites en acier ou en bois locaux,
- un multiplicateur mécanique de rapport 10,
- une génératrice électrique sous la forme d'une machine asynchrone à cage à deux paires de pôles, un bobinage hydrocompatible qui permet à l'eau de la rivière de refroidir la machine de l'intérieur,
- une connexion directe au micro-réseau grâce à un banc de condensateurs qui assure un mode autonome.

Les travaux de pré-dimensionnement de la génératrice ont porté sur deux générations de machines à câble étanche en configuration semi-ouverte : la première avec un câble à double gaine, isolante et mécanique, la deuxième avec seulement la gaine isolante. Entre ces deux générations, le ratio de la section cuivre/totale du conducteur a été fortement amélioré ce qui a entrainé la réduction de l'encombrement ainsi que l'augmentation des performances électromagnétiques. Les machines de la première génération ne conviennent pas aux exigences du « village Pararé » car trop volumineuses par rapport aux performances affichées.

Pour la deuxième génération, sept machines de 1 kW à 1545 tr/min ont été obtenues par optimisation avec des objectifs de maximisation du rendement au point nominal, de minimisation de la masse active ou totale et de minimisation des coûts économiques et environnementaux relatifs aux matières premières. Pour cette application, nous avons remarqué que la machine minimisant la masse totale était finalement très proche des machines minimisant le prix ou les impacts environnementaux.

En comparant le rendement et les puissances mécanique et électrique des sept machines optimales, nous avons finalement sélectionné deux génératrices pour le « village Pararé » :

- la machine 2, compromis entre rendement et masse active, pour une production électrique stabilisée à 2 kW au maximum,
- la machine 4, compromis entre rendement et masse totale, pour une production d'énergie au-delà de 2 kW,

D'autres générations de machines peuvent être produites avec notre modèle en sélectionnant des câbles étanches avec de meilleurs ratios section cuivre/totale. Ceci aura sans doute pour effet d'augmenter les coûts économiques et environnementaux puisque ces câbles étanches sont plus complexes.

Par ailleurs, l'amélioration du modèle analytique de pré-dimensionnement sur chacun de ses domaines (électromagnétique, thermique, économique et environnemental) permettra d'augmenter la confiance dans les résultats obtenus.

VI.4. Discussion

VI.4.1. Le cas d'étude

Parmi les nombreux pays cibles, nous avons choisi un territoire d'outre-mer français afin de montrer que les enjeux de développement et d'accès à l'énergie concernent tout le monde et sont encore d'actualité même dans notre pays. Grâce à la section VI.1, nous avons découvert la situation énergétique guyanaise avec ses disparités entre le littoral et les communes de l'intérieur. La Guyane, territoire isolé et contraint, doit relever de nombreux défis humains, sociaux, politiques, économiques. Nous avons également compris que le manque d'informations et d'études sur le potentiel hydrocinétique des rivières empêchait la création et a fortiori la généralisation de projets hydroliens sur le territoire. Il faudrait pouvoir initier un dialogue à l'échelle régionale entre toutes les parties prenantes potentielles (communautés cibles, industriels, porteurs de projet, politiques) pour espérer voir la naissance d'un secteur de l'hydrolien en Guyane. Ce développement local pourrait même dépasser les frontières du territoire en impliquant les pays amazoniens voisins soumis aux mêmes difficultés.

Un espoir réside dans le projet Hydroriv à la station de recherche des Nouragues. En tant que laboratoire participant au projet, nous avons pu bénéficier des données recueillies sur place pour notre étude. L'analyse de la ressource hydrocinétique de l'Arataye et des besoins en énergie du camp Pararé nous ont permis de modéliser le fonctionnement du micro-réseau. Le choix du logiciel Homer pour la modélisation a été fait au regard de sa simplicité d'utilisation et de la diversité des résultats obtenus. En effet, il couple les performances techniques, économiques et environnementales sur quelques scénarios de production et de consommation. Ces analyses pourraient être utilisées par les gestionnaires du camp pour ajuster le nombre de visiteurs et leurs besoins énergétiques spécifiques pour la recherche en fonction de la production énergétique.

Nous avons appliqué la méthode multicritère de conception durable sur le cas d'étude du camp Pararé en fournissant une proposition de valeur économique, environnementale et sociale ainsi que le portrait-robot de la solution hydrolienne. En comparant les exigences du camp Pararé avec celles de la communauté type, nous nous rendons compte des différences entre les deux situations : les exigences techniques et environnementales du camp sont bien plus fortes que les exigences économiques et sociales. Les besoins du camp en termes d'accès à l'énergie sont de niveau 4 alors que ceux de la communauté type sont de niveau 2-3. Ces besoins différents entrainent forcément une autre réponse technologique, ainsi la solution hydrolienne du camp Pararé ne ressemble pas à celle décrite aux chapitres IV et V.

Afin d'apporter une solution aux villages isolés de Guyane, ou plus largement d'Amazonie, en quête d'un premier accès énergétique, nous avons détourné le cas d'étude précédent en adressant les besoins de la communauté type : le cas d'étude du « village Pararé ». Ainsi, nous conservons tous les résultats des chapitres IV et V, les données réelles de ressource hydraulique et de puissance électrique souhaitée. Il aurait été néanmoins préférable d'avoir des informations sur un village guyanais spécifique afin de répondre au plus juste.

Au cours de ces travaux de thèse, nous avons approché une communauté isolée en Indonésie mais nous ne disposions pas d'assez d'informations pour la choisir comme cas d'étude. Dans ce pays-

archipel, de très nombreuses communautés insulaires pourraient bénéficier d'hydroliennes de mer pour se développer localement. Si les besoins de communauté de rivière ou d'ile sont semblables, il y a des différences sur la ressource : en rivière, une faible variabilité à la journée et forte à la saison alors que c'est l'inverse en mer.

VI.4.2. La méthode multicritère de conception durable

Au cours des chapitres III et IV, nous avons développé et appliqué une démarche particulière de conception. En débutant par une analyse précise et détaillée des besoins des utilisateurs, nous avons imaginé en réponse des solutions durables de solution énergétique. Pour penser la solution énergétique du point de vue externe, nous avons utilisé l'outil Triple Layer Business Model Canvas. Pour le côté interne, nous avons créé la méthode multicritère de conception durable comme outil d'aide à la décision pour le concepteur de technologie. Nous avons appliqué la démarche pour esquisser une solution hydrolienne en réponse aux besoins d'une communauté isolée en quête d'un premier accès énergétique. La solution est pensée sur tous les domaines (technique, économique, environnemental et social) pour viser sa durabilité.

Nous avons éprouvé la robustesse de cette démarche et de la méthode multicritère sur les applicatifs de la communauté type et du camp Pararé. En effet, en repartant du questionnement sur les besoins et exigences de chaque situation, la méthode permet au concepteur de livrer une solution au plus proche. En se penchant sur chacun des nombreux critères de l'outil, les développeurs de projets définissent précisément le cahier des charges de la solution idéale.

Notre méthode est donc bien générique mais elle nécessite une certaine expertise pour la manipuler et y mettre les informations techniques utiles. Il faut choisir les critères les plus pertinents à l'issue des échanges avec les parties prenantes. Il est également nécessaire de modifier ou ajuster les portraits-robots et les modèles analytiques des composants en fonction des applications.

VI.4.3. Le modèle de pré-dimensionnement de la génératrice électrique

A la section VI.3, nous avons utilisé des données réelles pour esquisser la génératrice électrique de l'hydrolienne du « village Pararé ». Nous avons utilisé le modèle analytique de la génératrice élaboré au chapitre V au sein de l'environnement CADES.

Par rapport à la Fig V.1 représentant le schéma de conception en phase d'esquisse de la génératrice, le modèle analytique du composant génératrice a :

- pris en entrée des paramètres spécifiques au projet comme la puissance électrique souhaitée, l'encombrement limite et des paramètres de design comme la configuration de refroidissement
- donné toutes les informations de dimensionnement des parties actives au stator, au rotor et des parties inactives
- calculé les indicateurs quantitatifs techniques, économiques et environnementaux avec respectivement : la puissance électrique délivrée et le rendement ; le prix des matières premières ; les éco-coûts, l'empreinte carbone et la différence de température entre l'eau externe et interne.

Pré-dimensionner par optimisation permet de trouver des solutions optimales relatives à l'objectif choisi. Nous avons choisi de contraindre la puissance électrique à 1 kW et de maximiser le rendement ou de minimiser la masse, les coûts économiques et environnementaux. De nombreuses contraintes géométriques, sur les inductions et la saturation, sur les températures ont dû être apposées pour trouver des résultats. Parfois, l'optimiseur ne trouvait pas de solutions ou en trouvait avec beaucoup de difficulté alors nous avons appris à libérer ou renforcer des contraintes.

Le modèle analytique développé permet d'esquisser la génératrice en calculant à l'avance ses performances dans les différents domaines. Comme les hypothèses et approximations sont nombreuses à ce stade, les valeurs obtenues ne doivent être considérées qu'à titre indicatif ; seules les ordres de grandeurs, les tendances et les comparaisons entre les résultats nous intéressent. L'optimisation en phase d'esquisse permet de dire s'il existe des solutions au problème posé et si oui, à quoi elles ressemblent. Notre modèle a permis de générer deux générations de machines pour l'application du « village Pararé » et de voir l'influence des dimensions du câble électrique étanche.

Il est évident que le modèle analytique peut être amélioré, affiné, détaillé mais à chaque changement, il faut se demander si l'objectif de pré-dimensionnement reste ou si l'on glisse vers un exercice de dimensionnement fin du dispositif. Pour une conception durable, notre modèle gagnerait en pertinence en ajoutant les effets du temps relatifs à la durée de vie des éléments, la fiabilité, la disponibilité, le reste du CAPEX, l'OPEX et le LCOE. Nous nous sommes rendu compte que ces éléments sont quasiment impossibles à obtenir en phase d'esquisse pour des applications innovantes ou des technologies émergentes. Il faut avancer en passant aux stades ultérieurs du projet, en fabriquant et testant des premières machines.

VI.5. Conclusion

Ce dernier chapitre est l'aboutissement de nos travaux, il permet de concrétiser sur un cas d'étude réel tout ce que nous avons entrepris sur la conception durable des hydroliennes pour l'accès à l'énergie des zones isolées. En choisissant d'étudier la Guyane comme territoire cible, nous avons retrouvé tous les éléments de notre analyse.

Avec le support des chapitres I et II, nous avons analysé les défis énergétiques, techniques, économiques, sociaux et environnementaux de la Guyane et communs aux territoires amazoniens. Nous avons mis en lumière le fort potentiel de développement résidant dans les rivières.

La station de recherche des Nouragues est notre cas d'étude réel avec une communauté isolée constituée du personnel technique et des chercheurs en séjour au camp Pararé. Une visite sur place dans cet environnement contraint nous a permis d'examiner les ressources énergétiques disponibles (hydrocinétique, solaire et fossile) et de comprendre les besoins énergétiques du camp. Avec la démarche de conception durable des chapitres III et IV nous avons proposé une solution hydrolienne pour le camp Pararé.

Les exigences de la station de recherche étant supérieures à celle de la communauté type, nous nous sommes concentrés sur la conception de la solution hydrolienne pour les villages guyanais isolés. Faisant suite aux chapitres IV et V, nous avons imaginé la solution hydrolienne du « village Pararé » avec son portrait-robot système et sa génératrice électrique en phase d'esquisse avec les données réelles. Le pré-dimensionnement par optimisation a utilisé le modèle analytique du chapitre V et évalué les solutions sur les performances techniques, économiques et environnementales.

Les discussions de la dernière section ont permis de prendre du recul sur le cas d'étude choisi, sur l'utilisation de la méthode multicritère et sur le modèle analytique de pré-dimensionnement de la génératrice. Les outils développés aux chapitres III et V ont été utilisés avec succès dans ce chapitre applicatif et quelques pistes d'amélioration ont été présentées.

VI.6. Références

[1] « Mission de la CRE en Guyane », CRE, févr. 2017.
[2] « Propositions de la CRE relatives aux zones non interconnectées », CRE, janv. 2018.
[3] « Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) 2016-2018 et 2019-2023 de la Guyane », Collectivité Territoriale de Guyane, janv. 2016.
[4] Egis, « Évaluation d'un référentiel de spécifications technico-économiques et d'un guide opérationnel pour le montage de projets d'électrification en petite hydroélectricité pour les sites isolés de Guyane ; Guide opérationnel pour le montage de projets d'électrification en petite hydroélectricité pour les sites isolés de Guyane », mai 2015.
[5] France Info, « Une hydrolienne à Camopi ». 23-sept-2013.
[6] M. Boutouchent, « Modélisation hydrodynamique des écoulements dans les cours d'eau tropicaux : vers l'exploitation d'hydroliennes dans le fleuve du Maroni », Université de Guyane, 2017.
[7] « Station de recherche des Nouragues », *Nouragues*. [En ligne]. Disponible sur: http://www.nouragues.cnrs.fr/spip.php?rubrique2. [Consulté le: 03-févr-2020].
[8] « Hydrolienne Guinard Energies - solution de production électricité », *Guinard Energies*. [En ligne]. Disponible sur: https://www.guinard-energies.bzh/fr/guinard-energies/. [Consulté le: 24-févr-2020].
[9] ESMAP et World Bank, « Beyond connections - Energy access redefined », juill. 2015.
[10] K. M. Banjar-Nahor, L. Garbuio, V. Debusschere, N. Hadjsaid, T.-T.-H. Pham, et N. Sinisuka, « Study on Renewable Penetration Limits in a Typical Indonesian Islanded Microgrid Considering the Impact of Variable Renewables Integration and the Empowering Flexibility on Grid Stability », in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2018, p. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571673.

CONCLUSION

« The purpose of models is not to fit the data but to sharpen the questions »,

Samuel Karlin, Lecture (1983)

Les travaux menés durant cette thèse s'inscrivent plus largement dans une action transversale menée au laboratoire sur la conception, l'étude et le pilotage de systèmes énergétiques (généralement compris comme des micro-réseaux) basés sur l'exploitation prioritaire des énergies renouvelables, possédant une forte résilience et un faible coût environnemental. Parmi les contextes demandeurs de tels systèmes, nous avons focalisé notre étude sur les sites isolés électriquement (indépendant d'un réseau de distribution principal) mais également géographiquement et socialement. Cela se traduit par un service support réduit et une maintenance extérieure mobilisable volontairement limitée (recherche de compétences locales, investissement contenu, temps d'intervention faibles, etc.). Ces endroits se retrouvent majoritairement dans des zones où les besoins énergétiques sont modestes mais en forte croissance et correspondent aux premiers stades d'électrification (contrairement aux réseaux industriels nécessaires pour soutenir des activités de service massives ou une production industrielle dans des régions déjà plus développées).

Nous avons ici travaillé à une approche prenant à contre-pied le paradoxe de Jevons : l'amélioration du rendement énergétique d'un système, entrainant une baisse de ses coûts de mise en œuvre, contribue en réalité à augmenter son utilisation, produisant ainsi un effet rebond délétère. Or l'objectif principal que nous devrions avoir en parallèle de transformer notre façon de produire de l'énergie, c'est surtout d'en consommer moins. Pour ce faire, nous explorons l'utilisation et la conception de dispositifs dits « low-techs », frugaux ou sobres. Nous avons pris le pari de considérer avec la même importance l'investissement/retour humain que le niveau technologique et d'évaluer les multiples bienfaits d'un approvisionnement énergétique électrique en regard des investissements mobilisables (finance, compétence, sociaux…) pour des besoins définis strictement.

Dans ces travaux de thèse, nous avons proposé puis illustré sur un cas d'étude réel une démarche de conception durable dont le but est d'accompagner la phase d'esquisse d'une solution de premier accès à l'énergie pour des communautés isolées dans une perspective de développement durable, c'est-à-dire basé sur une évaluation multicritère, avec un choix initial de l'énergie primaire : l'énergie de l'eau. Deux grandes parties sont distinctes dans ce manuscrit. La première concerne une étude systématique des quatre principales catégories de critères définissant la notion de développement durable pour un projet d'électrification (technique, économique, environnemental et social) puis leur déclinaison en une série de critères d'évaluation à la fois quantitatifs et qualitatifs pour les visions externe et interne de la solution, puis une association de ces critères afin d'en synthétiser l'usage dans un outil d'évaluation de projet, qui pourrait, de façon transparente, être intégré à une boucle d'optimisation pour en faire un outil de conception multicritère. La seconde concerne l'illustration de

cette démarche sur la conception d'une solution « low-tech » de production hydrolienne pour communauté isolée. Cette conception se fait en deux temps : tout d'abord les éléments qualitatifs synthétisés lors de la définition de l'outil sont utilisés pour spécifier une solution originale de machine asynchrone, puis les critères quantitatifs sont calculés pour cette solution de machine sur un cas d'étude réel provenant d'une collaboration qui a accompagné ce travail de thèse, la base scientifique CNRS des Nouragues.

La principale problématique de ce travail était initialement de proposer un cadre générique d'évaluation de projet d'électrification durable à même de justifier le développement d'une solution innovante de machine asynchrone (dont la chaine de conversion a été également repensée) pour petite hydrolienne. Les enjeux ont donc été, dans le temps imparti d'une thèse, de trouver un compromis entre le développement d'une méthode d'évaluation dont le nombre de critères rend l'usage trop diffus pour être acceptable par un outil de conception (notamment l'algorithme d'optimisation) classique de machine, et la spécification d'une solution particulière pour un contexte d'électrification de communauté rurale isolée (c'est-à-dire disposant de peu de moyens financiers et techniques par défaut). L'assemblage de la méthode d'évaluation et de la solution proposée constituent la base d'un travail bien plus ambitieux visant l'électrification des pays en développement, mais également la conception durable de moyens de productions d'énergie électrique et enfin ayant la motivation d'adresser une grande variété d'enjeux et de situation par l'intermédiaire d'une méthode générique.

Les principales contributions des travaux réalisés sont rappelées ci-dessous :

- Synthèse extensive des éléments clés de l'électrification rurale des zones isolées.
- Méthode multicritère de conception durable déclinée pour les concepteurs de génie électrique. Cette méthode vise notamment les projets à haute valeur sociale ajoutée.
- Spécification puis modélisation d'une machine asynchrone à cage originale en mode générateur dont le bobinage dentaire (avec étude technique avantages-inconvénients).
- Application sur un cas d'étude réel à valeur d'illustration de développement de projet.
- Discussion sur un cas d'étude idéal à valeur d'illustration académique.

Les résultats présentés nous permettent de noter un certain nombre de points marquants :

- Il est extrêmement difficile d'intégrer l'ensemble des critères définissant la notion de développement durable dans une méthode d'évaluation, pour trois raisons : (i) leur estimation est complexe et dépend fortement des cas d'études considérés ; (ii) le mélange de critères quantitatifs et qualitatifs (ainsi que leur nombre et leur manque de généricité) limite les possibilités d'intégration uniforme (et avec le même poids) des critères dans un algorithme d'optimisation à même de construire un outil de conception multicritère ; enfin (iii) la sensibilité des résultats à chaque critère est trop variable pour rendre leur intégration au même niveau dans un outil de conception pertinent.
- Cependant, l'étude de synthèse sur les critères proposée ici représente une aide pertinente pour des concepteurs dont les connaissances typiques de conception se limitent généralement à un ou deux critères (technique et économique par exemple).
- Il s'agit d'une contribution à l'élaboration d'un outil générique, dont les différentes briques nécessiteraient encore des développements de précision maintenant que l'architecture générale a été proposée.

- Enfin, se pose la question de l'utilité d'un tel outil multicritère générique de conception durable. Le cas d'étude réel ne permet pas de généraliser et il est possible que chaque cas d'étude présente en réalité des critères moins significatifs que d'autres. En pratique, cela se traduirait par une priorisation des domaines de conception, et notamment un possible traitement consécutif plutôt que parallèle des critères de conception. Les domaines seraient traités l'un après l'autre afin d'obtenir une solution par itération en augmentant à chaque étape la précision de la modélisation donc en diminuant à chaque fois un peu plus l'impact sur résultats, selon un procédé de conception classique (choix technologique fondamentaux, puis raffinements et amélioration autour des grands principes présélectionnés). Nos travaux contribuent à souligner qu'une méthode générique présente de l'intérêt, ne serait-ce que par la discussion sur la conception même des solutions d'accès à l'énergie, notamment en renversant les codes de conception que nous avons l'habitude de considérer comme acquis dans un contexte de pays développés comme en Europe par exemple.

Il reste encore du chemin pour développer, analyser et valider une telle approche : il convient de poursuivre cette action de recherche en suivant trois pistes principales. Du point de vue méthodologique, il s'agirait d'approfondir la quantification des indicateurs qui permettent la mesure des coûts et bénéfices. Leur évaluation, et mise en œuvre, n'est pas aisée car ils traitent de plusieurs disciplines dont l'interaction lors de la phase d'esquisse peut être améliorée (génies électrique et industriel, économie). Ceci se traduit par la mise en place concrète de collaborations avec des experts de chaque discipline (analyse sur cycle de vie, sciences sociales et économiques) pour mieux quantifier la proposition globale de système énergétique.

Pour compléter la méthodologie, la seconde étape est de tester l'outil sur suffisamment de cas d'étude pour en évaluer les prédictions et la pertinence. Confronter l'approche au plus grand nombre d'exemples terrain avec différentes ressources renouvelables permettra d'améliorer nos représentations tout en étant à même de répondre aux besoins des décideurs et développeurs de projets, concernés par ces études de pré-dimensionnement. Ceci passera par l'étude des Nouragues au sein du projet Hydroriv ou d'autres cas en courants de marée en Indonésie.

Enfin, sur le volet technique, la perfection du modèle de génératrice et de ses choix de conception atypiques représentent des pistes concrètes pour avancer sur les aspects électrotechniques d'un des éléments de la solution. Nous avons en effet poussé le concept de générateurs asynchrones simples mécaniquement et conceptuellement (dans l'esprit low-tech) pour les rendre robustes et réparables en grande autonomie (c'est-à-dire sans grandes connaissances techniques). Ces qualités sont selon nous aussi fortes que l'efficacité énergétique. Il faut donc enrichir nos méthodes et outils de ces nouvelles contraintes à travers des indicateurs permettant de les quantifier.

La réalisation de prototypes comme support des simulations pourront valider sur la gamme de puissance visée le modèle analytique de génératrice asynchrone. Cela permettra également d'améliorer le modèle physique de la machine pour mieux prendre en compte les caractéristiques originales décidées lors de l'évaluation des critères quantitatifs (comme l'impact du bobinage dentaire sur le coefficient de couplage de la génératrice, la gestion thermique du biofouling, l'autorégulation de la tension par saturation du circuit magnétique, etc.). Pour finir sur les aspects techniques plus pratiques, la conversion mécanique (turbine) est également à considérer (via une collaboration supplémentaire) pour augmenter la complétude de la solution esquissée dans cette thèse, tout comme l'étude d'autres éléments de la chaine de conversion.

ANNEXES

Annexes **208**

1. Accès à l'énergie 209
2. Pico-hydroélectricité 214
3. Etat de l'art des technologies hydroliennes 217
4. Caractéristiques physiques 221
5. Application du modèle analytique sur une machine de référence 222
6. Modèle analytique de la génératrice hydrolienne 238
7. Données du camp Pararé 245
8. Machines optimales pour le village Pararé 247

ANNEXE 1 : ACCES A L'ENERGIE

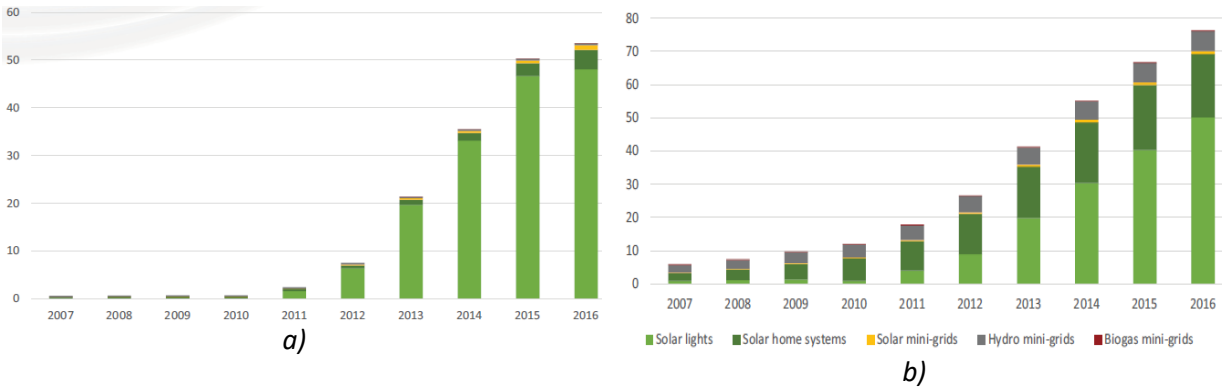


Fig 1.1 : Population électrifiée (millions d'habitants) par des solutions d'énergie renouvelable hors réseau : a) en Afrique, b) en Asie [1].

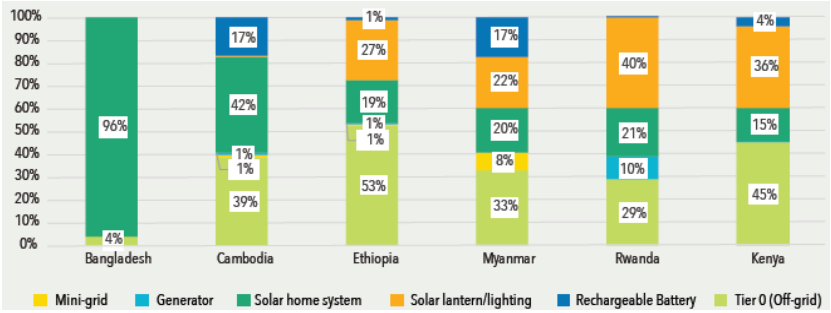
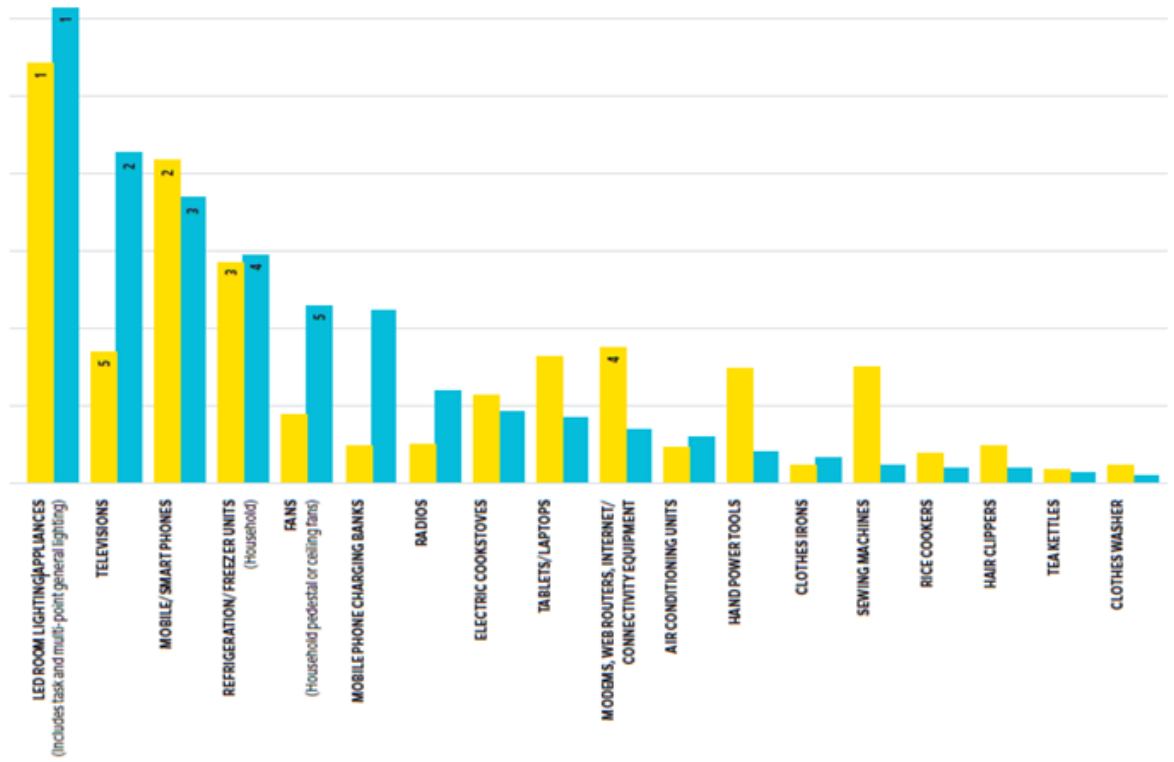


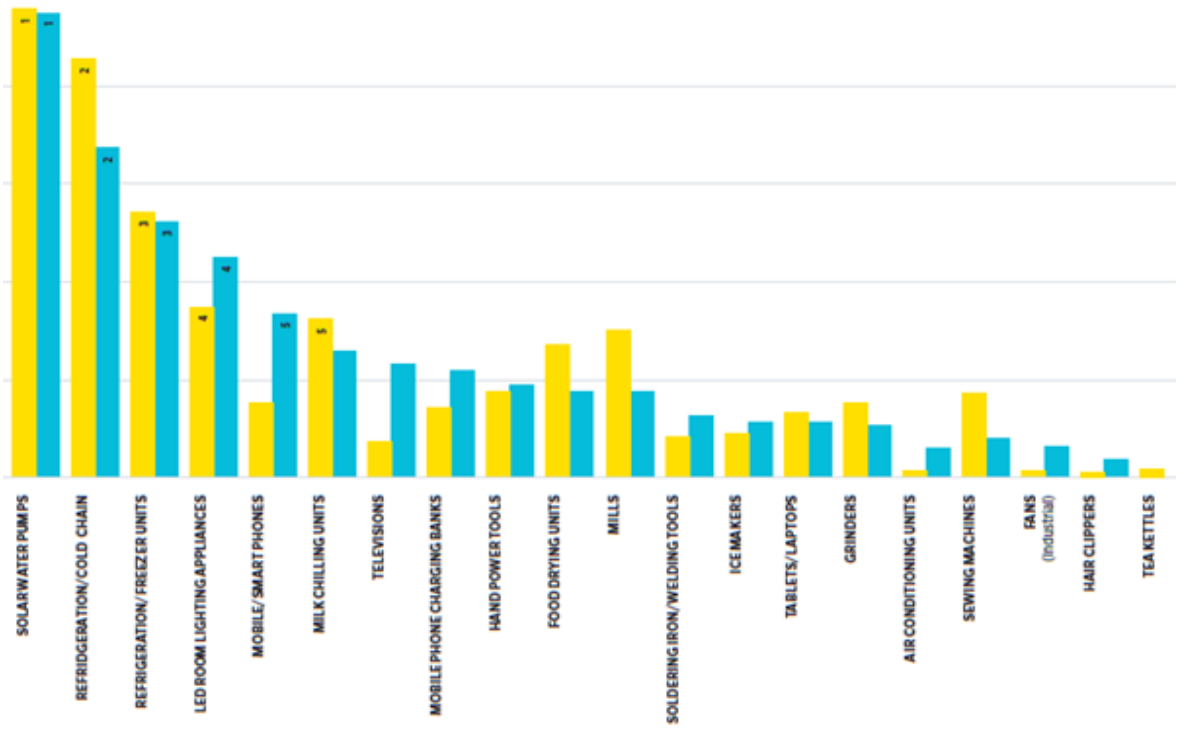
Fig 1.2 : Solutions hors-réseau dans six pays en développement en 2017 (pourcentage de l'électrification hors-réseau) [2].

Tab 1.1 : Mesure de la consommation électrique par niveau et par appareil électroménager [3].

APPLIANCES	WATT EQUIVALENT PER UNIT	HOURS PER DAY	MINIMUM ANNUAL CONSUMPTION, IN kWh				
			TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
Task lighting	1/2	4/8	1.5	2.9	2.9	5.8	5.8
Phone charging	2	2/4	1.5	2.9	2.9	2.9	2.9
Radio	2/4	2/4	1.5	5.8	5.8	5.8	5.8
General lighting	12	4/8/12		17.5	17.5	35.0	52.5
Air circulation	20/40	4/6/12/18		29.2	87.6	175.2	262.8
Television	20/40	2		14.6	29.2	29.2	29.2
Food processing	200	0.5			36.5	36.5	36.5
Washing machine	500	1			182.5	182.5	182.5
Refrigerator	300	6				657.0	657.0
Iron	1,100	0.3				120.5	120.5
Air conditioner	1,500	3					1,642.5
Total			4.5	73	365	1,250	3,000



a)



b)

Fig 1.3 : Classement comparatif de la demande perçue des consommateurs (en bleu) par rapport au potentiel d'impact (en jaune) des appareils électriques : a) électroménagers, b) à usage professionnel ou productif [4].

Tab 1.2 : Indice de l'accès à l'électricité pour usages productifs [3].

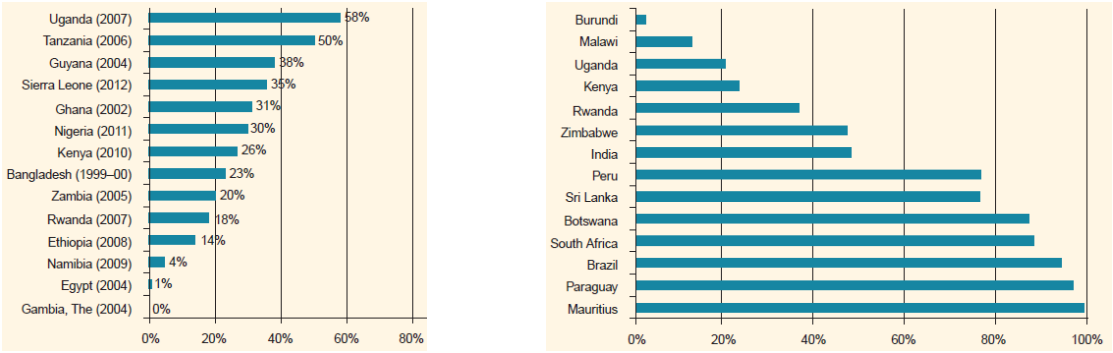
			TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
1. Capacity	Electricity	Power		Min 3 W	Min 50 W	Min 200 W	Min 800 W	Min 2 kW
		Daily Supply Capacity		Min 12 Wh	Min 200 Wh	Min 1.0 kWh	Min 3.4 kWh	Min 8.2 kWh
		Typical Technology		Solar lanterns	Standalone solar systems	Generator or mini-grid	Generator or grid	Grid
	Nonelectric (fuels, RME, RTE, AP, HP)					Available nonelectric energy partially meets requirements	Available nonelectric energy largely meets requirements	Available nonelectric energy fully meets requirements
	Both					No relevant application is missing solely due to capacity constraints		
2. Availability (Duration) of Daily Supply	Electricity			Min 2 hrs	Min 4 hrs	Half of the working hours (min 50%)	Most of working hours (min 75%)	Almost all working hours (min 95%)
	Nonelectric (fuels, RME, RTE, AP, HP)					Available nonelectric energy partially meets requirements	Available nonelectric energy largely meets requirements	Available nonelectric energy fully meets requirements
	Both					Longer working hours are not prevented solely by lack of adequate availability (duration) of supply		
3. Reliability							Reliability issues with moderate impact	No reliability issues or little (or no) impact
4. Quality							Quality issues with moderate impact	No quality issues or little (or no) impact
5. Affordability							Variable energy cost ≤ 2 times the grid tariff	Variable energy cost ≤ the grid tariff
6. Legality							Energy bill is paid to the utility, pre-paid card seller, authorized representative, or legal market operator	
7. Convenience							Convenience issues cause moderate impact	Little (or no) convenience issues or little (or no) impact
8. Health (IAQ from use of fuels)	PM2.5 (μg/m^3)			[To be specified by competent agency such as WHO]	[To be specified by competent agency such as WHO]	[To be specified by competent agency such as WHO]	< 35 (WHO IT-1)	< 10 (WHO guideline)
	CO (mg/m^3)						< 7 (WHO guideline)	
	OR Use of fuels (BLEENS)				Use of non-BLEENS solutions (if any) outdoors or with smoke extraction		Use of BLEENS or equivalent solutions only (if any)	
9. Safety							Energy solutions caused accidents that did not require professional medical assistance	Energy solutions did not cause any accidents

Tab 1.3 : Indice de l'accès des infrastructures communautaires [3].

			TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
1. Capacity	Electricity	Power		Min 3 W	Min 50 W	Min 200 W	Min 800 Wa or Min 2 KWb	Min 2kWa or Min 10kWb
		Daily Supply Capacity		Min 12 Wh	Min 200 Wh	Min 1.0 kWh	Min 3.4 kWh	Min 8.2 kWh
		Typical Technology		Solar lanterns	Standalone solar systems	Generator or mini-grid	Generator or grid	Grid
	Nonelectric (fuels, RME, RTE)					Available nonelectric energy partially meets requirements	Available non-electric energy largely meets requirements	Available non-electric energy fully meets requirements
	Both					No relevant application is missing solely due to capacity		
2. Availability (duration) of Daily Supply	Electricity			Min 2 hrs	Min 4 hrs	Half of the working hours (Min 50%)	Most of the working hours (Min 75%)	Almost all working hours (Min 95%)
	Nonelectric (fuels, RME, RTE)					Available nonelectric energy partially meets requirements	Available non-electric energy largely meets requirements	Available non-electric energy fully meets requirements
	Both					Operating hours and/or provision of services are not restricted solely by inadequate availability (duration) of supply		
3. Reliability							Reliability issues have moderate impact	No reliability issues or little (or no) impact
4. Quality							Quality issues have moderate impact	No quality issues or little (or no) impact
5. Affordability	Variable Energy Cost						≤ 2 times the grid tariff	≤ the grid tariff
	Financial Sustainability						Energy access has not been interrupted due to unpaid utility bills, or lack of budget for fuel purchases, maintenance, spare parts, or batteries during the past 12 months	
6. Legality							Energy bill is paid to the utility, prepaid card seller, authorized representative, or legal market operator	
7. Convenience							Time and effort in securing and preparing energy cause moderate inconvenience	Little (or no) time and effort spent in securing and preparing energy and/ or little (or no) impact
8. Health	$PM_{2.5}$ (µg/m³)			[To be specified by competent agency such as WHO]	[To be specified by competent agency such as WHO]	[To be specified by competent agency such as WHO]	< 35 (WHO IT-1)	< 10 (WHO guideline)
	CO (mg/m³)						< 7 (WHO guideline)	
	OR Use of Fuels (BLEENS)				Use of non-BLEENS solutions (if any) outdoors or with smoke extraction		Use of BLEENS or equivalent solutions only (if any)	
9. Safety							Energy supply solutions caused accidents that did not require professional medical assistance	Energy supply solutions did not cause any accidents

Tab 1.4 : Indice de l'accès à l'éclairage de rue [3].

STREET LIGHTING		TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
ATTRIBUTES	1. Capacity		At least one functional street lamp in the neighborhood	At least 25% of the neighbor-hood is covered by functional street lamps	At least 50% of the neighbor-hood is covered by functional street lamps	At least 75% of the neighborhood is covered by functional street lamps	At least 95% of the neighborhood is covered by func-tional street lamps
	2. Availability (duration)		Street lighting functions for at least 2 night hours each day	Street lighting functions for at least 4 night hours each day	Street lighting functions for at least 50% of night hours each day	Street lighting functions for at least 75% of night hours each day	Street lighting functions for at least 95% of night hours each day
	3. Reliability					No reliability issues perceived by users	
	4. Quality					No brightness issues perceived by users	
	5. Safety					No perceived risk of electrocution due to poor installation or maintenance	



a) b)

Fig 1.4 : Accès dans les centres de santé et les écoles primaires : a) pourcentage des centres de santé sans accès à l'électricité (2013), b) pourcentage des écoles primaires avec un accès (2011) [3].

Références

[1] IRENA, « Off-grid renewable energy solutions : Global and regional status and trends », p. 20, 2018.

[2] IEA, IRENA, UNSD, WB, et WHO, « Tracking SDG7 Report : The Energy Progress Report 2019 », Washington DC, 2019.

[3] ESMAP et World Bank, « Beyond connections - Energy access redefined », juill. 2015.

[4] Efficiency for Access Coalition, « Off-grid appliance market survey : Perceived demand and impact potential of household, productive use and healthcare technologies », sept. 2018.

ANNEXE 2 :
PICO-HYDROELECTRICITE

Récit d'installation pico-hydroélectrique pour un village isolés en Indonésie : [1], [2].

Le Mini Hydro Power Project (MHPP) est un projet de coopération entre la Direction Générale de l'Electricité et de l'Utilisation de l'Energie au sein du Ministère Indonésien de l'Energie et des Ressources Minérales et la Coopération Technique Allemande (GTZ) au nom du gouvernement allemand.

La turbine pico-hydroélectrique TP100 a été développée en 2008 par PT Entec-Indonesia pour être produite dans des petits ateliers de fabrication, situés plus près des zones rurales cibles. Cette activité peut être viable car les coûts de distribution et de services diminuent avec la proximité des clients. Les coûts d'installation d'un tel projet peuvent être moins élevés car les exigences en matière de débit et de hauteur de chute sont moins élevées et nécessitent une structure de génie civil moins sophistiquée. Les futurs utilisateurs peuvent donc faire plus de travail eux-mêmes, cela réduit les ressources financières nécessaires et permet à certaines communautés d'acquérir même leur propre centrale hydroélectrique. La documentation de la TP100 est visible Fig 2.1.

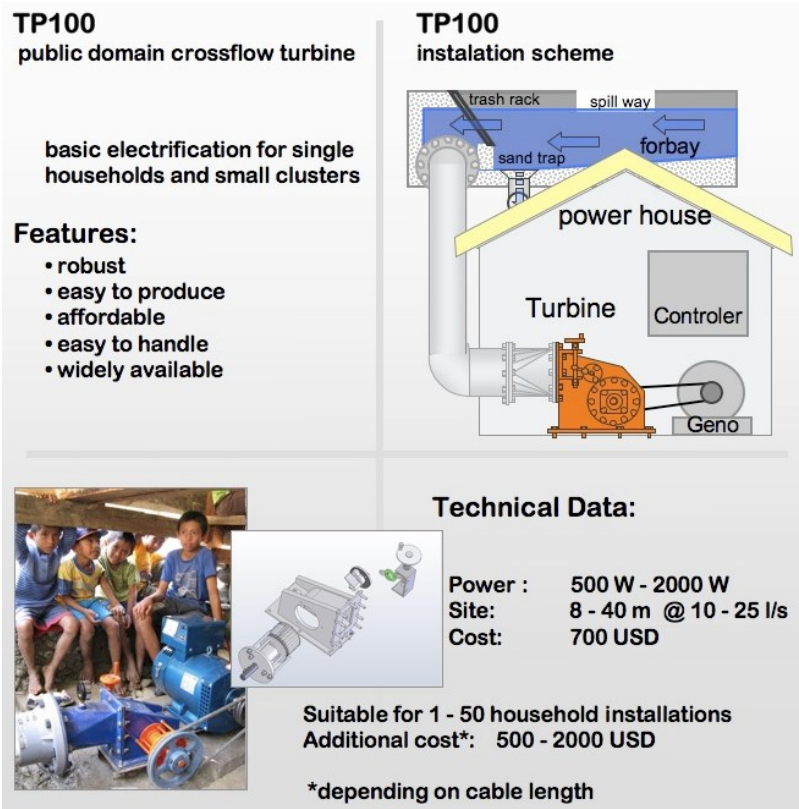


Fig 2.1 : Documentation de la turbine TP100 [1].

Installation de la TP100 à Salulombe, Sulawesi, Indonésie.

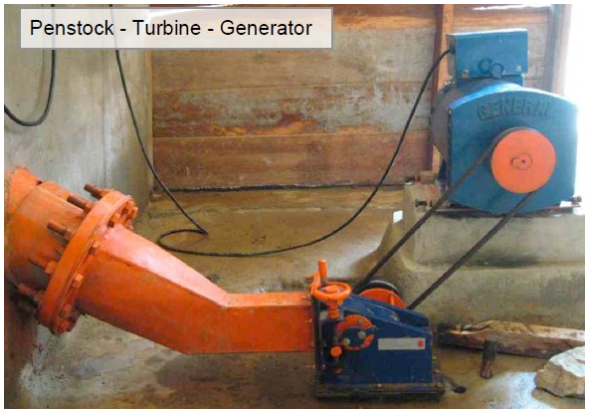


Fig 2.1 : Village Salulombe et centrale TP100 [2].

Depuis 2002, les agriculteurs de Salulombe cherchait à utiliser le potentiel hydraulique local pour produire de l'électricité. Sasakan, le principal village, a installé une centrale micro-hydroélectrique en 2006 grâce à des programmes de développement rural du gouvernement local. Salulombe n'avait pas l'électricité car le village est trop petit et donc non prioritaire par rapport à d'autres endroits plus grands où des efforts régionaux doivent être faits pour développer les infrastructures. Les 250 habitants de Salulombe allument leur lampe à pétrole à 18 heures tous les soirs, comme des millions d'indonésiens sans électricité.

Pak Linggi, un producteur régional de petites turbines en Sulawesi, a soumis une demande au MHPP début 2008. Il avait entendu parler de la nouvelle TP100, une turbine pouvant fournir 2 kW. Elle est assez simple à installer et pourrait même être produite dans son petit atelier de Batang Uru.

L'un des premiers TP100 produits a été expédié à Sulawesi en août 2008. Pak Linggi a expliqué aux habitants de Salulombe comment préparer le site. Tout le village a travaillé chaque samedi de juin à août, pour construire le canal, le réservoir, la conduite forcée et la station électrique. Le sable nécessaire aux travaux de maçonnerie a dû être transporté sac par sac sur sept kilomètres.

Fin août, après un dernier contrôle sur place, la nouvelle turbine a été installée, connectée au générateur synchrone chinois de 3 kVA et puis aux câbles de transmission suspendus sur 4.5 km. Depuis septembre 2008, les jours à Salulombe "sont devenus plus long".

L'argent économisé pour l'éclairage au kérosène est désormais payé sous forme de redevance mensuelle pour utiliser jusqu'à 3 lampes de 8 W par maison. Le TP100 produit suffisamment d'énergie pour approvisionner les quelque cinquante ménages. Les coûts de transport et de matériel sont d'environ 5500 euros au total. Les coûts par foyer sont d'environ 7.5 euros par mois.

La comptabilité, la collecte des redevances, le fonctionnement de la turbine et l'entretien du canal, les villageois gèrent eux-mêmes leur centrale électrique. L'argent collecté est utilisé pour payer l'opérateur et quelques pièces de rechange. En cas de difficultés, l'opérateur de Salulombe peut se rendre à Batang Uru et demander l'aide et le soutien de Pak Linggi. Les services et les pièces de rechange sont à portée de main.

Le prochain TP100 que Pak Linggi construira est le TP125. Il pourrait produire 5 kW, ce qui est suffisant pour faire fonctionner même les téléviseurs à Salulombe. Après 2 ou 3 ans, les redevances perçues pourraient suffire pour transformer la centrale hydroélectrique de Salulombe en TP125.

Tab 2.1 : Informations générales sur le site [2].

Foyers connectés	49
Capacité totale	2 kW
Capacité par foyer	Lampe Fluo Compact 8 W + 25 W standard
Usage productif	Aucun
Communauté	Eglise, école
Tarif du service	7000 Rp/mois
Prix total projet	60 millions Rp
Durée construction	3 mois
Préparation site / Construction / Installation, câblage	5 jours 5 jours 2-4 jours

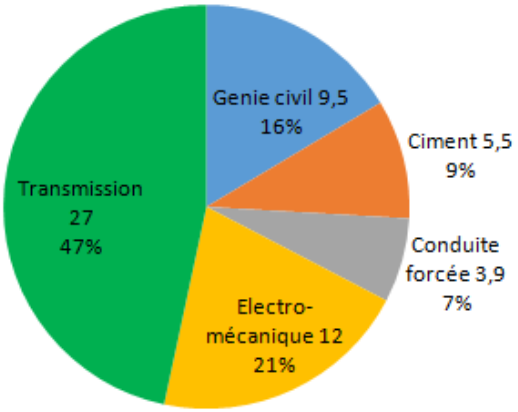


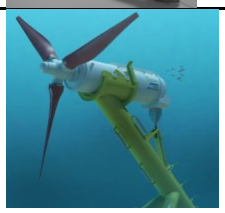
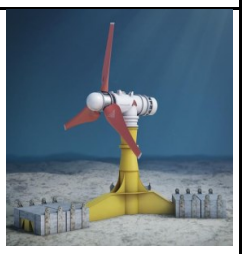
Fig 2.2 : Répartition des coûts d'installation pour 50 foyers en millions de Rp et part du total [2].

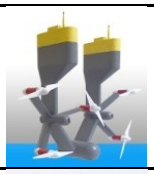
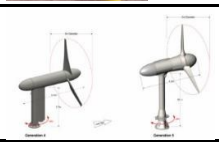
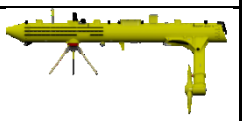
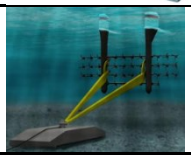
Références

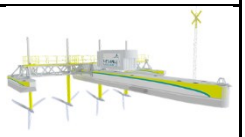
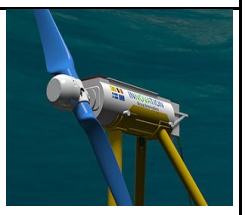
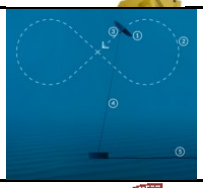
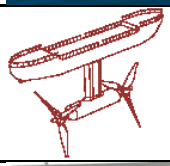
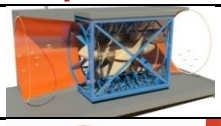
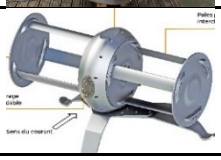
[1] « Pico Hydro Power », *energypedia*. [En ligne]. Disponible sur: https://energypedia.info/wiki/Pico_Hydro_Power. [Consulté le: 27-août-2019].
[2] MHPP, « Mini Hydro Power Project in Salulombe,Indonesia ». .

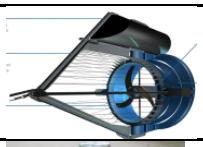
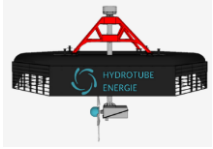
ANNEXE 3 : ETAT DE L'ART DES TECHNOLOGIES HYDROLIENNES

Tab 1 : Etat de l'art des technologies hydroliennes de mer et de rivière ([1], [2] et les sites internet des entreprises).

Entreprise *Pays*	**Solution**	**Puissance**	**Description**	
Marine Current Turbine (Siemens 2012 puis Atlantis en 2015) *Royaume-Uni (Allemagne puis Singapour)*	Seaflow	300 kW	Turbine bi-pâle de 11 m de diamètre. 25 m de profondeur. Système coulissant pour remonter la turbine hors de l'eau pour maintenance.	
	Seagen	1 MW à 2,5m/s	Deux turbines de 500 kW coulissant sur le mono pieu : 1er MW hydrolien connecté au réseau. Puis 2*600 kW (connectée au réseau irlandais en 2008). Actuel, 2*1MW, 20 m de diamètre avec pitch. Entre 4 et 11,5 tr/min. Boite de vitesses à 2 étages, refroidissement extérieur à l'eau de mer. Génératrice asynchrone à cage et convertisseurs à vitesse variable.	
Open Hydro (Naval Energies en 2013, arrêt en 2018) *Irlande (France)*		250 kW (EMEC) puis 500 kW (Brest)	Prototype testé à l'EMEC. Technologie rim-driven (multi pâles sans pitch à très grand diamètre sans boîte de vitesse), génératrice synchrone à aimants. Connectée au réseau anglais en 2008. Démonstrateur EDF à Paimpol-Bréhat en France (premier test en 2011). Structure montante sur deux pieux.	
		2 MW	16 m de diamètre, profondeur 35 m, 300 tonnes. Montée sur base gravitaire. Plusieurs générations de barges de déploiement. Projet de filière commune avec l'Indonésie (PT AIR) en 2017.	
Andritz Hydro Hammerfest *Norvège*	HS 300	300 kW	"E-tide" Prototype testé à l'EMEC en 2004. Technologie 3 pâles avec pitch.	
	HS 1000	1 MW	Schottel Hydro fournit l'arbre de la turbine, le hub et le pitch (hydraulics and controls). Stade pré-commercial pour les projets de ferme : 10 MW à Islay (Ecosse) et 'MeyGen' à Pentland Firth (plus gros projet de ferme au monde).	
Atlantis Ressources *Royaume-Uni*	AR 1000	1 MW à 2,65m/s	Turbine tri-pâles sans pitch, avec yaw drive. 30 m de profondeur minimum. Connexion au réseau à Orkney en 2011. Projet 'MeyGen'.	
	AR 1500	1,5 MW à 3 m/s	Pâles de 9m, boîte de vitesse à 2 étages, génératrice à aimants avec convertisseur 4Q (refroidissement à l'eau de mer pour boite et génératrice). 90 minutes d'installation sur la structure gravitaire de 1000 tonnes. Durée de vie 25 ans. Futur pour 'MeyGen' et Baie de Fundy (Canada).	
Voith Hydro *Allemagne*	HyTide	1 MW à 2,9m/s	Prototype de 100 kW. Turbine tri-pâle sans pitch de 16 m de diamètre, génératrice à aimants lubrifiée à l'eau de mer. Projet avec EDF pour le Raz-Blanchard (annulé en 2017).	

Teamwork Technology BV *Pays-Bas*	Tocardo	version offshore à 5 turbines T2 pour 1,5 MW	Commercial depuis 2012. Connecté au réseau hollandais pendant 5 ans à partir de 2008. Plusieurs applications : onshore (monté sur des digues, ponts), offshore avec la structure à 5 turbines qui flotte, en rivière.	
Sabella *France*	D3		Premier prototype. 1ère hydrolienne française sous-marine en 2008	
	D10	0,5-1,1 MW à 3-4m/s	10 m de diamètre, multi pâles sans pitch. Projet Fromveur à Brest	
	D12-D15	0,7 et 1 MW à 3m/s	Futur projet avec D12 pour Ouessant avec Akuo Energy	
Verdant Power Ltd *Etats-Unis*	Free Flow Turbine	5-10m de diamètre pour 35-300 kW	Tri-pâles de 5 m de diamètre avec yaw passif. Adapté à la rivière également. Projet dans le bras est de l'East River à New York.	
Scotrenewables Tidal Power Ltd (en partie à ABB) *Royaume-Uni*	SR 250	250 kW	Connecté au réseau en 2012 à l'EMEC	
	SR 2000	2 MW à 3m/s	2 turbines tri-pâle de 16 m de diamètre de 1MW chacune. Profondeur minimum de 25 m. Turbines fixées à une barge flottante via des bras amovibles. Maintenance simple. Test à l'EMEC depuis 2016 : plus grosse turbine depuis le début du site de test	
Tidal Generation Ltd (Alstom puis GE, abandon) *Royaume-Uni (France puis Etats-unis)*	Oceade	1 MW à 2,7 m/s	Test de l'Oceade 1 MW à l'EMEC. Tri-pâle 18 m de diamètre. Boite de vitesse et yaw drive. Caisson de flottaison pour simplifie l'installation sur la base. Arrêt du développement de GE en 2017.	
HydroQuest *France, Grenoble*	HydroQuest River 1,40 et 2,80	40 et 80 kW à 3,1 m/s	Issu du programme de recherche Harvest de J-L Achard. Turbine à flux transverse à axe vertical. Génératrice à aimants permanents direct-drive. Hydrolienne posée sur barge flottante (pas d'ancrage), maintenance facilitée par remontée de la turbine. Proto de 10 kW en Guyane pour améliorer la robustesse. 1ère hydrolienne fluviale commerciale 40 kW à Orléans. Ferme fluviale dans le Rhône de 39 hydroliennes River 1,40 et 2,80 pour 2 MW, partenariat avec la CNR: abandon du projet juillet 2019. Autre ferme à Caluires : 4*80kW avec Hydrowatt. Projets : Angola et Birmanie	
	HydroQuest Ocean	1 MW	Même turbine que la rivière mais plus grande (25m de large, 11m de haut). Système bidirectionnel pour les courants de marée et immobile. Démonstrateur marin de 1 MW à Paimpol-Bréhat (projet OceanQuest): raccordement au réseau électrique et mise en service du système depuis fin avril 2019 pour 1 an.	
Schottel Hydro *Allemagne*	Schottel Instream Turbine	54 à 70 kW, 2,6 à 3,8 m/s	Fabricant de turbine : 3 pales avec/sans pitch, gearbox, génératrice induction et convertisseur associé pour DC. Les turbines sont intégrées sur des plateformes : TRITON par TidalStream Ltd (Royaume-Uni), Black Rock Tidal Power (Canada), PLAT-O par Sustainable Marine Energy Ltd	
Black Rock Tidal Power *Canada*	TRITON	40 turbines pour 2,5MW	Plateforme de Black Rock Tidal Power pour la baie de Fundy au Canada	

Sustainable Marine Energy Ltd *Royaume-Uni*	PLAT-O	2 turbines pour 100kW	Barge légèrement immergée qui permet aux turbines d'être hors de l'eau pour maintenance. Test de la première plateforme avec 2 turbines près de l'ile de Wight (Angleterre) puis à l'EMEC.	
	PLAT-I	plateforme à 4 turbines pour 250 kW : 1 SIT=62kW à 3m/s	Turbines SIT de Schottel de 4 m sans pitch. Après à Fall of Warness, 1 Plat-O et 4 PLAT-I pour 1MW. En développement pales de 6,3m de avec même drive train (donc max 62kW) mais 2* la puissance à 2m/s. PLAT-I (inshore) pour milieux moins exigeants que l'offshore (estuaire ou rivière). Projet à Singapour et Philippines	
Nova Innovation *Royaume-Uni*	Nova 30 puis Nova M100	100 kW	Turbine bipale, composants robustes sur-étagère. Système modulaire transportable facilement. Plug&Play. Adapté pour mer, estuaire et rivière. Ferme des Shetlands (au nord des Orcades) en 2016 : 1ère ferme hydrolienne offshore au monde. (Partenaire belge Elsa) Projet sur la ferme pour améliorer maintenance, fiabilité et modifier l'emplacement des turbines pour constater l'évolution des performances	
EC-OG *Royaume-Uni*	Subsea Power Hub		Alimentation électrique pour application offshore locale. 3 hydroliennes sur la base avec conversion DC et batteries. Remplace la connexion électrique par câbles depuis la côte.	
Minesto *Suède*	Deep Green	prototype de 5 kW, futur 500 kW	Ressemble au kite éolien mais sous l'eau. Utilisable à partir de 60 m de profondeur. Fixé sur le fond marin, il exploite des courants moins rapides que d'habitude. Pourrait être utilisé pour exploiter les grands courants marins.	
Magallanes Renovables *Espagne*		Futur à 2 MW	Barge flottante sous laquelle 2 turbines sont fixées l'une derrière l'autre. Depuis la barge, un technicien peut descendre dans la salle des machines en cas de réparation.	
Fishflow Innovations *Pays-Bas*	Free Flow Turbine		Robuste et LCOE faible. Sans cavitation, fish friendly, faible maintenance. Application onshore, rivière ou offshore.	
Guinard Energies *France, Quimper*	P66 Futur P154	3.5 kW à 3 m/s, minimum 1.5 m de profondeur et 1.2 m/s	Pour mer et rivière. Technologie MegaWattBlue : tuyère pivotante accélératrice de courant de 30-40 % pour un doublement de la puissance captée. Encombrement réduit : 1.5x1x1 m pour 90 kg. Pare-embâcle pour protéger des débris. Génératrice synchrone à aimants permanents avec convertisseur pour vitesse variable. Convertisseur C66 hybride pour connecter hydrolienne, PV, éolien à des batteries. 4 installations P66 : en métropole, en Guyane et à Madagascar, projet ADEME avec PV, batterie	
EcoCinetic *France, La Rochelle*		0,3 kW, max 1 kW à partir de 0,5m/s et au moins 80 cm de profondeur	Installation de plusieurs turbines dans la rivière Moulenda au Congo en 2016 : micro-réseau hybride solaire (Electriciens sans frontières)/hydrolien de 6kW. Utilisation : bar à énergie (TV, téléphone), école, dispensaire, éclairage de rue	
Idénergie *Canada*		100-500 W pour 1-3m/s	Hydrolienne vendue pour 12500$ en kit à monter et installer soi-même. Générateur triphasé à aimants étanche avec convertisseur AC/DC sortie 125 VDC, puis convertisseur DC/DC 24 ou 48VDC	

Smart Hydro Power *Allemagne*	Smart Monofloat et Smart Free stream	5kW à 3 m/s	Flottant ou au fond de l'eau avec pare-embâcle ou grille. 14k€ pour la turbine sans raccordement	
Mobile Hydro *Allemagne*	Rotor	100-300 W	Turbine 3 pales axe vertical (type Darrieus) sous bouée. Composants standards, recyclés, production locale. Batterie de voiture. Turbine sous licence Creative Commons 4,0 international, accès open source aux plans de construction.	
Hydrotube énergie *France, Bordeaux*	H^3.V2	20 kW à 1,8 m/s et diamètre de 4,5 m. 50 kW à 3,8 m/s pour 2,5 m de diamètre	Courant allant de 0,7-4 m/s. Mat qui se relève mécaniquement permettant des interventions. Palier bidirectionnel pour produire dans les 2 sens de courant. Partie conversion dans caissons étanches. Modularité saison sèche/humide	
Hydro-Gen *France*		20 kW et 70 kW (Schottel Hydro), démarrage à 0,8 m/s	Idéal quand peu de fond en rivière par exemple. Barge avec hydrolienne 2-3 pâles amovible pour la maintenance. Possibilité de changer les pâles 3-5 m. 100 000€ pour la solution complète 20 kW	

Références

[1] J. Zhang, L. Moreau, M. Machmoum, et P.-E. Guillerm, « State of the art in tidal current energy extracting technologies », in *Green Energy, 2014 International Conference on*, 2014, p. 1–7, Consulté le: avr. 19, 2017. [En ligne]. Disponible sur: http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6835388/.

[2] Z. Zhou, F. Scuiller, J. F. Charpentier, M. Benbouzid, et T. Tang, « An up-to-date review of large marine tidal current turbine technologies », in *2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition*, Shanghai, China, nov. 2014, p. 480-484, doi: 10.1109/PEAC.2014.7037903.

ANNEXE 4 : CARACTERISTIQUES PHYSIQUES

Données physiques pour le calcul des machines électriques dans les chapitres V et VI.

Tab 1 : Données physiques.

Résistivité électrique à 20 °C (Ω.m) : - cuivre - aluminium	 $1.68\ 10^{-8}$ $3.10\ 10^{-8}$
Coefficient d'évolution de la résistivité avec la température : - cuivre - aluminium	 0.00404 0.0039
Coefficient de frottement du rotor dans l'air/l'eau	0.00109/0.003

Tab 2 : Coefficients thermiques du modèle machine.

Conductivité thermique (W/m.K)		Coefficient d'échange (W/m².K)	
Tôles :		Contact carter/culasse	1000
- radiale	50	Refroidissement à air :	
- axiale	10	Carter/air extérieur	200
Conducteurs en cuivre	386	Surfaces internes/air intérieur	40
Cage aluminium	200	Entrefer	150
Arbre	50	Refroidissement à eau :	
Vernis	0.4	Carter/eau extérieure	400
Isolant	0.2	Surfaces internes/ eau intérieure	200
		Entrefer	200

Tab 3 : Masses volumiques.

Masse volumique (kg/m³)	
Acier (magnétique ou non)	7800
Cuivre	8900
Aluminium	2700
Email	2700
Isolant	1400

ANNEXE 5 : APPLICATION DU MODELE ANALYTIQUE SUR UNE MACHINE DE REFERENCE

Le modèle analytique est appliqué sur une machine asynchrone à cage fermée auto-ventilée Siemens de référence 1LA7133-4AA10. Ce moteur triphasé alimenté sous 230 VD/400 VY à 50 Hz délivre à 1455 tr/min la puissance assignée 7.50 kW, le couple assigné 49.2 Nm pour le courant assigné 26.7 A(D)/15.4 A(Y) avec un rendement de 86.0 % et un facteur de puissance de 0.82.

La quasi-totalité des paramètres géométriques et les paramètres de bobinage sont relevés sur les documents techniques mis à disposition par Siemens. Sur les 52 paramètres d'entrée du modèle, le Tab 1 donne les plus importants.

Tab 1 : Paramètres principaux de la machine Siemens.

Groupe	Variable	Nom	Valeur
Alimentation	Fréquence stator	f	50 Hz
	Tension par phase	v	230 V
	Glissement nominal	g	0.03
Bobinage	Branches en parallèle	nbranche	2
	Conducteurs par encoche	nsspe	90
	Conducteurs en parallèle	nb	3
	Diamètre conducteur nu	dfila	0.63 mm
	Epaisseur d'isolation conducteur	eifila	0.02 mm
Géométrie machine	Nombre de phases stator	m	3
	Paires de pôles	p	2
	Longueur fer	l	135 mm
	Diamètre intérieur stator	di	122.6 mm
	Entrefer	e	0.3 mm
	Diamètre extérieur stator	deext	200 mm
	Diamètre intérieur rotor	dir	48 mm
	Encoches stator	ne	48
	Encoches rotor	nr	36

Précision sur l'enroulement statorique de la machine Siemens : il compte deux branches en parallèle. Dans ce cas, chaque branche peut être considérée comme une machine élémentaire avec son nombre de paires de pôles, d'encoches, de spires en série... La tension dans une branche et la tension de la phase v sont identiques. Le courant dans la phase est la somme des courants de branche. La Fig 1 montre le bobinage statorique de la machine Siemens. Le modèle équivalent est calculé par branche avec son $p_{considéré}$ puis le modèle équivalent global de toutes les branches est calculé en multipliant par le nombre de branche.

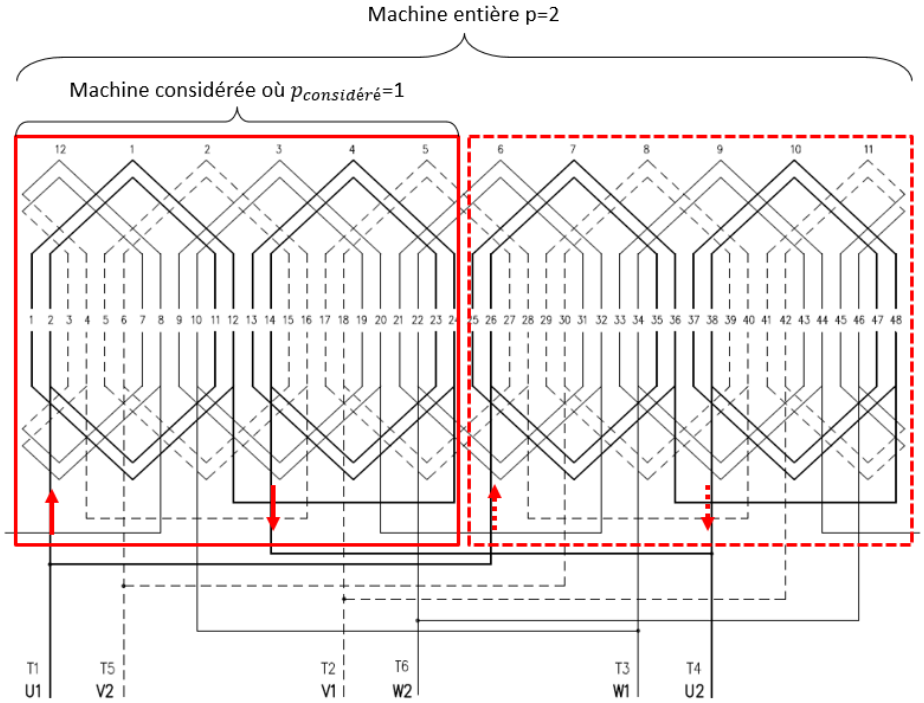


Fig 1 : Stator avec deux branches en parallèle, chaque branche correspond à une paire de pôles.

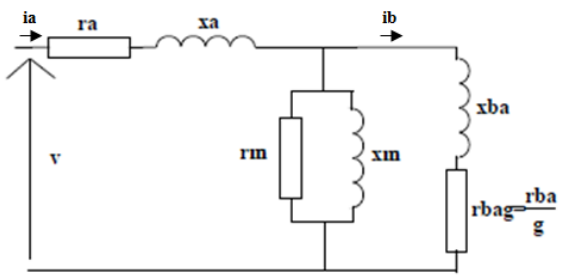
❖ Application du modèle électromagnétique

La fiche d'essais électriques de la machine donne les informations suivantes :

- La résistance de chaque enroulement à 20 °C : 0.598 Ω.
- La classe d'isolation est F selon un échauffement de classe B. Le moteur fonctionne sous la classe B avec une température ambiante maximale de 40 °C, un échauffement maximal admissible de 80 °C et une réserve thermique de 10 °C mais son isolation réelle est plus élevée, elle est de classe F avec une température ambiante maximale de 40 °C, un échauffement maximal admissible de 105 °C et une réserve thermique de 10 °C [1]. L'utilisation de la classe d'isolation F avec un échauffement de classe B confère aux moteurs une réserve thermique de 25 °C, ce qui permet d'augmenter le niveau de charge jusqu'à 12 % sur des périodes limitées. On peut ainsi exploiter les moteurs à des températures ambiantes ou des altitudes supérieures, ou avec des tolérances supérieures de tension et de fréquence, ou encore prolonger la durée de vie de l'isolant. Ainsi, une réduction de 10 K de la température doublera la durée de vie de l'isolant.
  La température des enroulements en fonctionnement est donc prise égale à 100 °C. La résistance statorique est multipliée par le coefficient de température $1 + \alpha_{sta}(100 - 20)$, soit sa valeur passe de est donc de 0.598 Ω à 0.791 Ω.
  La température de la cage est plus élevée qu'au stator [2], elle est prise à 115 °C.
- L'essai à vide (glissement égal à 0 et vitesse de 1500 tr/min) en étoile sous 400 V et 50 Hz donne un courant par phase de 7.8 A et une puissance absorbée de 0.6 kW.
- L'essai à rotor bloqué (glissement égal à 1) en étoile sous 400 V et 50 Hz donne un courant par phase de 112.4 A (7.4 fois le courant nominal), une puissance absorbée de 53.1 kW, un facteur de puissance de 0.68 et un couple de 131.7 Nm (2.7 fois le couple nominal).
- Des essais en charge nominale à 1450 et 1455 tr/min.

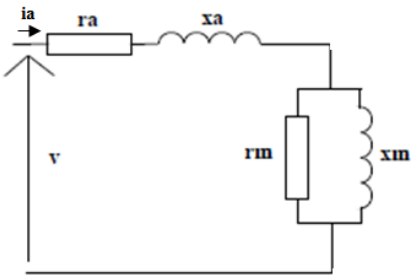
Des essais, il est possible de tirer les paramètres du schéma équivalent par phase sur la Fig 2 :

- Essai à vide :
  La puissance absorbée est égale aux pertes Joule statorique et aux pertes fer : $P_{abs0} = P_{j0} + P_{fer} = 3r_a {i_{a0}}^2 + P_{fer}$. Les pertes Joule à vide P_{j0} valent 144 W, les pertes fer valent 456 W. La résistance fer r_m est alors égale à $3(k_{u0}v)^2/P_{fer}$ où k_{u0} représente la chute de tension dans le stator à vide. En prenant k_{u0}=0.97, la résistance fer est égale à 327 Ω. Le facteur de puissance n'étant pas donné, nous ne pouvons pas déterminer l'inductance magnétisante et l'inductance de fuite au stator.
- Essai à rotor bloqué :
  La puissance absorbée est égale aux pertes Joule statorique et rotorique (pertes fer négligeables) : $P_{abscc} = P_{jscc} + P_{jrcc} = 3r_a {i_{acc}}^2 + 3r_{ba} {i_{bcc}}^2$. Les pertes Joule au stator P_{jscc} valent 29980 W donc celles au rotor valent 23120 W. En considérant que le courant rotorique $i_{bcc} = i_{acc}$, la résistance de la cage r_{ba} est alors égale à $P_{jrcc}/(3i_{acc}^2)$ soit 0.61 Ω.
  De plus, la puissance réactive absorbée Q_{abscc} est quasiment égale à celle des inductances de fuite statorique et rotorique (en négligeant la magnétisante) : $Q_{abscc} = P_{abscc} sin\phi / cos\phi$, soit 57255 Var. La somme des réactances de fuite vaut alors : $x_a + x_{ba} = Q_{abscc}/(3i_{acc}^2)$ soit environ 1.5 Ω.



v tension par phase
r_a résistance du bobinage statorique
x_a réactance de fuite du bobinage statorique
r_m résistance représentative des pertes fer
x_m réactance magnétisante
r_{bag} résistance équivalente du rotor ramenée au stator avec g glissement
x_{ba} réactance de fuite équivalente du rotor ramenée au stator

A vide



A rotor bloqué

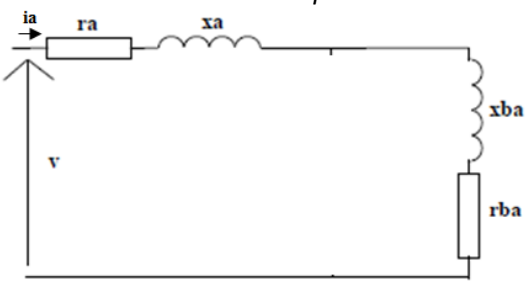


Fig 2 : Schéma équivalent monophasé de la machine asynchrone à cage ramené au stator [3].

Nous comparons les résultats avec ceux donnés par notre modèle analytique et nous décidons de caler, dans une certaine mesure, notre modèle sur les résultats de la machine Siemens.

- Résistance par phase à 20 °C : notre modèle donne 0.632 Ω au lieu de 0.598 Ω.
  La valeur de la résistance r_a est fonction de la longueur des têtes de bobine $l_{tb} = L_{tet} + 2h_{ts}$ avec l'approximation de la longueur transverse d'une tête de bobine $L_{tet} = \pi d_{fs}/(2p)$. En prenant le diamètre moyen de l'encoche stator $d_i + hts$ au lieu du diamètre de fond d'encoche d_{fs}, la valeur de la résistance par phase à 20 °C devient 0.603 Ω soit quasiment égale à celle de la machine Siemens.

- Résistance par phase à 100 °C : notre modèle donne maintenant 0.798 Ω soit quasiment la valeur de la machine Siemens.
- Les pertes fer ont été calculées par la méthode de Berttoti sur le circuit magnétique statorique avec la tôle M800-65A, elles valent 140 W. Les calculs de pertes fer dans les machines électriques sont très difficiles, nous décidons de caler notre modèle par rapport à la machine Siemens en ajoutant un coefficient de calage devant nos pertes fer : $k_{pfer} = 3.35$. La résistance fer r_m via notre modèle passe alors à 329 Ω.
- Avec un glissement presque nul égal à 10^{-6} (valeur 0 impossible), la résistance r_{bag} devient très grande (5.10^5 Ω) et le courant rotorique quasi nul (5.10^{-4}) : le schéma électrique de la machine à vide est restreint au stator et au magnétisant. Notre modèle donne 534 W de puissance absorbée, 73 W de pertes Joule pour un courant statorique de 5.6 A.
  Le moyen pour se rapprocher au plus près des valeurs de la machine Siemens est d'augmenter le coefficient de saturation pour diminuer l'inductance magnétisante. Effectivement à vide, la FEM est la plus élevée tout comme l'induction magnétique dans l'entrefer et dans le circuit magnétique, donc la saturation est plus élevée.
- A rotor bloqué, notre modèle donne des résultats éloignés mais il n'est pas fait pour ces points de fonctionnement : un courant de 59.0 A (1.9 fois plus faible que la machine réelle), une puissance absorbée de 14 kW (3.8 fois plus faible), un facteur de puissance de 0.35 (1.9 fois plus faible) et un couple de 37 Nm (3.6 fois plus faible).

Le Tab 2 donne les paramètres du schéma équivalent extraits des essais et du modèle.

Tab 2 : Paramètres du schéma équivalent de la machine Siemens.

Paramètre (Ω)	rm	xmk	ra (100°C)	xa	rba (115°C)	xba	xa+xba
Essai	327	-	0.791	-	0.61	-	1.5
Modèle	329	40	0.798	1.0	0.53	2.3	3.3
Ecart	< 1 %	-	< 1 %	-	- 13 %	-	+ 120 %

- En charge pour des vitesses de 1450 et 1455 tr/min (glissement de 0.0333 et 0.03) sous 400 V et 50 Hz, les résultats de notre modèle et leur écart par rapport à la machine Siemens sont disponibles dans le Tab 3. Les écarts restent inférieurs à 7 %. Des essais sur la machine réelle permettrait de comparer ceux-ci à la fiche d'essai, d'ajouter des résultats puis de lever les doutes sur les résultats de notre modèle, en particulier les réactances de fuite et magnétisante.

Tab 3 : Performances de la machine Siemens par la fiche d'essai et par notre modèle.

	g=0.0333, 1450 tr/min Essai, Modèle, Ecart			g=0.03, 1455 tr/min Essai, Modèle, Ecart		
Courant absorbé	15.6 A	15.5 A	< 1 %	15.4 A	14.7 A	- 5 %
Puissance absorbée	8904 W	9270 W	+ 4 %	-	8713 W	-
Puissance utile	7500 W	7988 W	+ 7 %	7500 W	7541 W	< 1 %
Pertes Joule rotor	258 W	276 W	+ 7 %	232 W	234 W	< 1 %
Couple utile	49.4 N m	52.6 Nm	+ 6 %	49.2 N m	49.5 Nm	< 1 %
cos phi	0.82	0.87	+ 6 %	0.82	0.86	+ 5 %
Rendement	0.857	0.862	< 1 %	0.860	0.865	< 1 %

❖ Application du modèle thermique

La seule information relative à la thermique de la machine est la classe d'échauffement B. Ainsi, nous avions supposé 100 °C pour le bobinage statorique et 115 °C pour la cage.

Nous avons appliqué le modèle thermique analytique de la machine asynchrone mis dans Thermotool avec les coefficients thermiques du Tab 2 annexe 4. Ces coefficients sont des moyennes issues de la littérature pour des machines de notre gamme de puissance.

Les résistances thermiques du réseau nodal sont calculées pour la machine Siemens dans le Tab 4. Les résistances de convection avec l'air interne sont les plus élevées.

Tab 4 : Valeurs des résistances thermiques du modèle nodal de la machine Siemens.

Partie	Résistance	Valeur (K/W)	Type
Carter	Rth1	0.06	Conv
	Rth2	0.02	Conv.
Culasse stator	Rth3	<0.01	Cond. Radiale
	Rth4	<0.01	Cond. Radiale
	Rth5	<0.01	Cond. Radiale
	Rth6	0.19	Cond. Axiale
	Rth7	2.09	Conv.
Dents stator	Rth8	0.01	Cond. Radiale
	Rth9	0.01	Cond. Radiale
	Rth10	<0.01	Cond. Radiale
	Rth11	0.57	Cond. Axiale
	Rth12	5.99	Conv.
	Rth13	0.06	Cond. Transverse
Encoches stator	Rth14	0.74	Cond. Radiale
	Rth15	0.89	Cond. Radiale
	Rth16	0.21	Cond. Radiale
	Rth17	0.04	Cond. Axiale
Têtes de bobine	Rth18	0.03	Cond. Axiale
	Rth19	0.25	Cond. Radiale
	Rth20	0.69	Cond. Radiale
	Rth21	0.82	Cond. Radiale
	Rth22	1.03	Conv.
Entrefer	Rth23	0.35	Conv.
	Rth24	0.94	Conv.
	Rth25	0.26	Conv.
Cage	Rth26	<0.01	Cond. Radiale
	Rth27	<0.01	Cond. Radiale
	Rth28	<0.01	Cond. Radiale
	Rth29	0.07	Cond. Axiale
	Rth30	1.18	Conv.
Culasse rotor	Rth31	0.02	Cond. Radiale
	Rth32	0.03	Cond. Radiale
	Rth33	<0.01	Cond. Radiale
	Rth34	0.28	Cond. Axiale
	Rth35	14.22	Conv.
Arbre	Rth36	0.02	Cond. Radiale
	Rth37	0.75	Cond. Axiale
	Rth38	0.14	Cond. Axiale
	Rth39	0.08	Cond. Radiale
Air interne	Rth40	0.33	Conv.

Les températures moyennes aux différents points de la machine sont calculées par le modèle thermique en injectant les pertes du modèle électromagnétique. La température de l'air extérieur est fixée à 20 °C. Les températures de la machine pour les points de fonctionnement à 1450 et 1455 tr/min sont présentées en Fig 3. Les températures sont plus élevées quand la vitesse s'éloigne du synchronisme car il y a plus de pertes. Sur les deux essais, les conducteurs dans l'encoche sont à 91 et 84 °C, les têtes de bobine à 100 et 92 °C, soit une moyenne de 96 et 88 °C sur le bobinage statorique alors que la cage est à 112 et 102 °C. Les températures obtenues sont en adéquation avec les températures choisies dans le modèle électromagnétique.

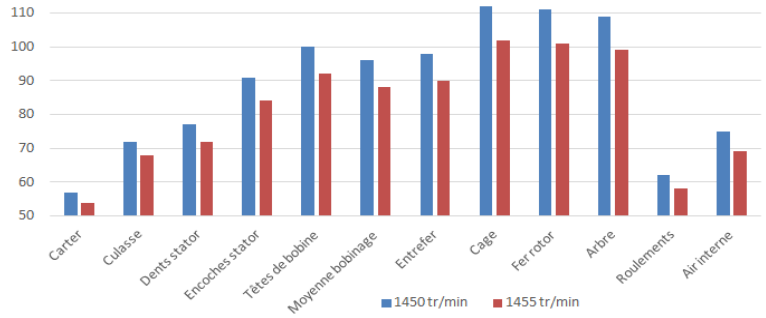
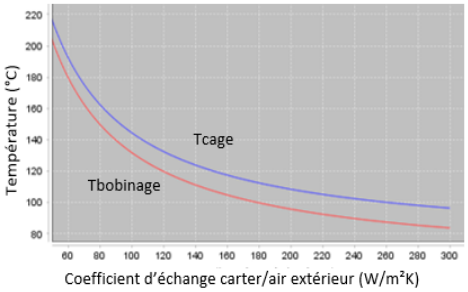
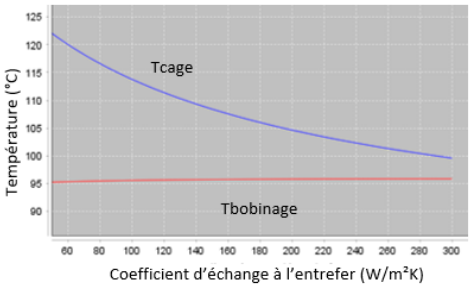


Fig 3 : Températures moyennes de la machine Siemens à 1450 et 1455 tr/min.

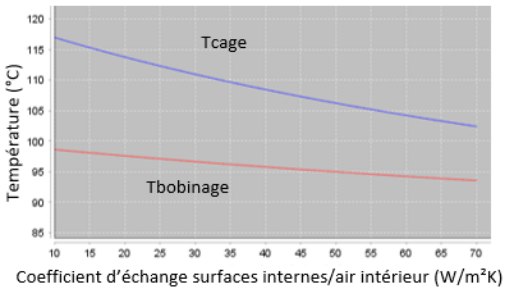
Nous avons observé la sensibilité de ces températures aux coefficients d'échange convectif : à l'interface carter/air extérieur, à l'entrefer et à l'interface surfaces internes/air intérieur. Les plages de variation sont celles observées dans la littérature pour des machines de la gamme 1-10 kW. Les Fig 4.a), b) donnent les températures bobinage et cage en fonction des coefficients d'échange carter/air extérieur et à l'entrefer sur la plage [50 ; 300] W/m²K pour une vitesse de 1455 tr/min. La Fig 4.c) montre l'influence du coefficient d'échange surfaces internes/air intérieur sur la plage



a)



b)



c)

Fig 4 : Influence des coefficients d'échange convectif a) carter/air extérieur, b) à l'entrefer, c) surfaces internes/air intérieur sur la température du bobinage et de la cage.

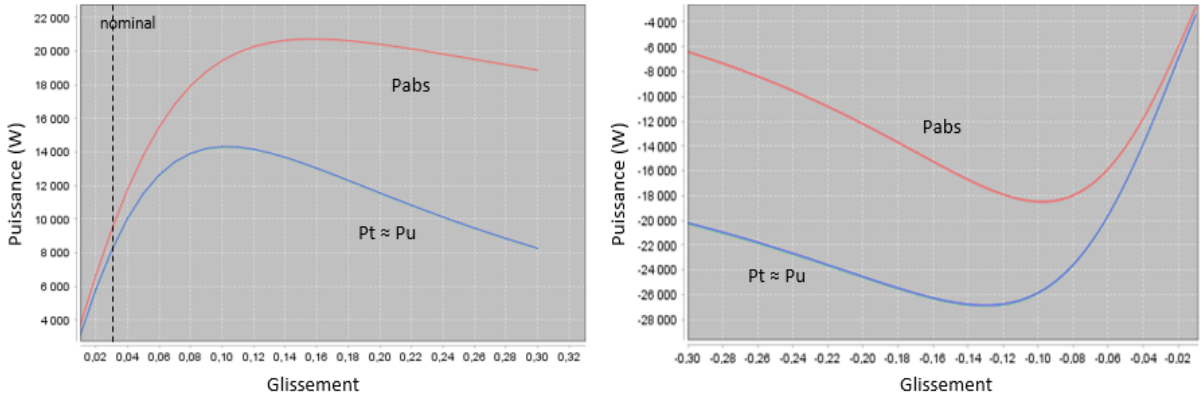
La courbe a) montre que la diminution du coefficient carter/air extérieur provoque une augmentation importante de toutes les températures de la machine : en passant de 200 à 75 W/m²K, toutes les températures augmentent uniformément de 60°C. La résistance thermique Rth1 passe de 0.06 à 0.15 K/W. L'impact est de 0.48 °C par W/m²K sur la plage étudiée mais il n'est pas linéaire. La thèse de Bouheraoua [4] révèle aussi l'influence considérable de ce coefficient. Il est très difficile à mesurer, il dépend du matériau et de la forme extérieure du carter (ailettes).

La courbe b) montre que la diminution du coefficient d'échange à l'entrefer provoque l'augmentation de la température de la cage et de l'écart de température entre cage et bobinage alors qu'il n'y a quasiment pas d'impact sur la température du bobinage. Les résistances thermiques Rth23, 24 et 25 passent respectivement à 1.06, 2.81 et 0.77 K/W quand le coefficient d'échange passe de 150 à 50 W/m²K. L'impact de ce coefficient est moins important que le précédent, il est de 0.09 °C par W/m²K sur la plage pour la température de la cage.

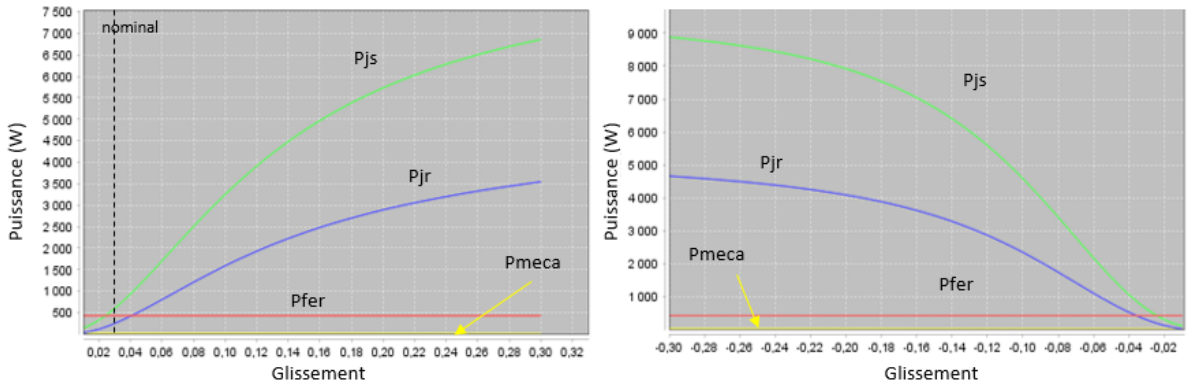
La courbe c) montre l'augmentation des températures quand le coefficient d'échange entre surfaces internes (têtes de bobine, anneau de court-circuit, culasses) et l'air emprisonné à l'intérieur du carter. L'impact est de 0.21 °C par W/m²K pour la température de la cage et 0.08 °C par W/m²K pour le bobinage. Ce coefficient est difficile à calculer car les formes des surfaces externes sont complexes.

❖ Performances simulées de la machine Siemens en fonction du glissement

La Fig 5 rassemble les courbes de puissances, pertes, couple, rendement facteur de puissance et températures en fonction du glissement en moteur sur la plage [0.01 ; 0.3] et en générateur sur [-0.3 ; -0.01]. Ces courbes sont issues du modèle analytique de la machine Siemens sous CADES.



a)



b)

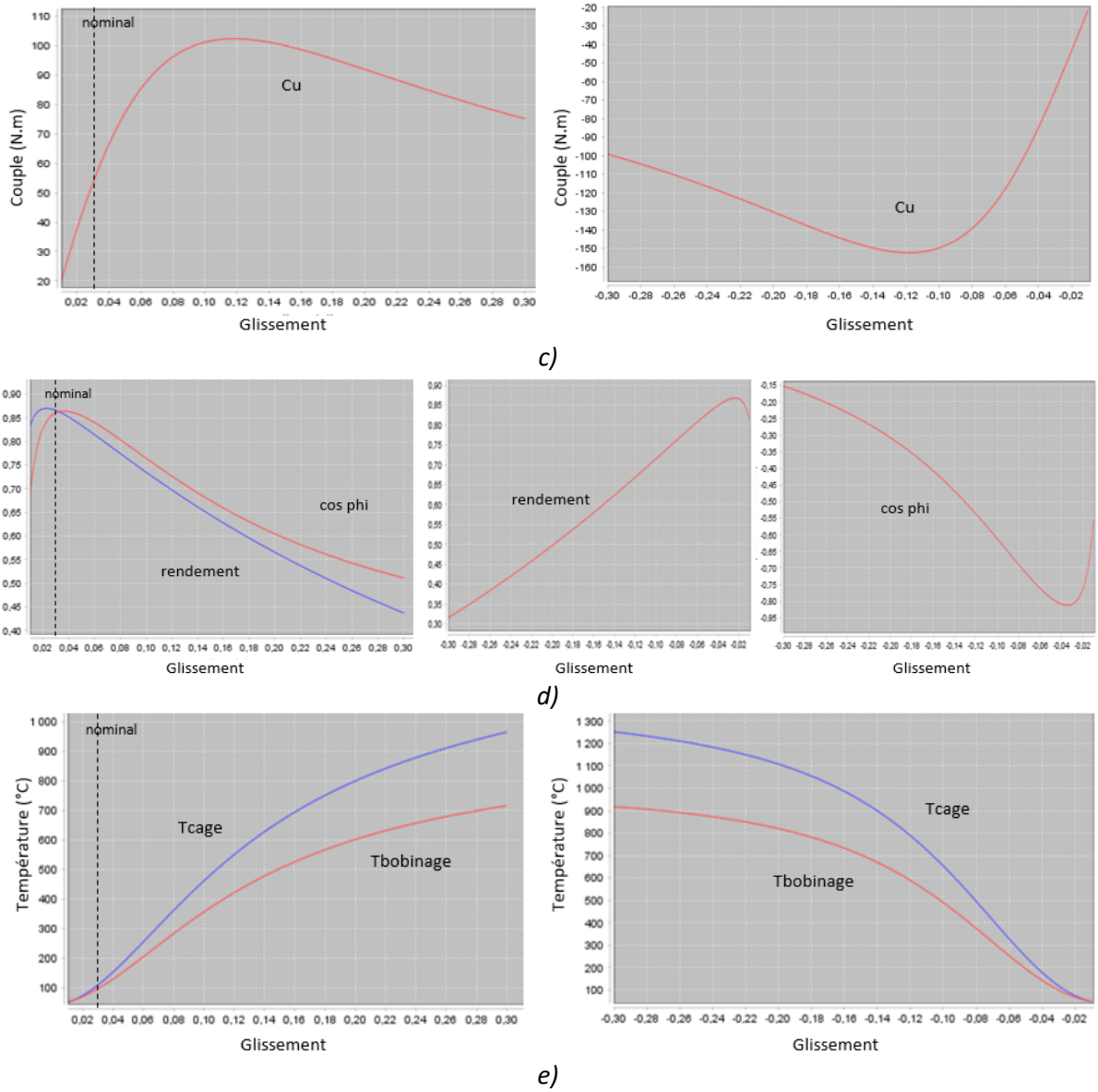


Fig 5 : Performances simulées de la machine Siemens en fonction du glissement : a) Puissances absorbée, transmise et utile, b) Pertes Joule stator et rotor, pertes fer et méca, c) Couple utile, d) rendement et cos phi, e) Températures bobinage et cage.

❖ Inventaire pour l'estimation des coûts économiques et environnementaux

Les volumes et masses de la machine sont calculés par le modèle avec les masses volumiques du Tab 3 annexe 4. Le Tab 5 donne les répartitions entre parties active et inactive de la machine.

Tab 5 : Volumes (dm^3) et masses (kg) calculés avec le modèle.

	Volumes	Masses		Volumes	Masses
Partie active :	4.7	33.7	Partie inactive :	2.2	15.8
Circuit magnétique	3.7	28.7	Carter (acier)	0.89	6.9
Bobinage cuivre	0.38	3.4	Flasques (acier)	0.35	2.7
Cage aluminium	0.59	1.6	Arbre (acier)	0.75	5.8
			Email	0.05	0.13
			Isolant Nomex	0.13	0.18

❖ Code de calcul du modèle analytique de validation

```
PI=3.14159265359;
muz=4.0*PI*pow(10.0,-7.0);
/* ----------------------Rapport dimensions principales---------------------*/
tau=(PI*di)/(2.0*p);//pas polaire
/* ------------------------------Diametres --------------------------------*/
dr=di-2.0*e;
dir_f=dir/3;
dfs=di+2.0*hts;
dfr=dr-2.0*htr;
/* -------------------Facteurs sur l'induction magnétique -------------------*/
alphi=2.0/PI*(0.24*(ksat_des-1.0)+1.0);//aplatissement de B avec la saturation
kf=PI/(2.0*pow(2.0,0.5))*(-0.0575*ksat_des+1.0575); //facteur de forme de B
/* --------------------Geometrie dent-encoche statorique --------------------*/
ts=PI*di/ne;//pas dentaire stator
tsm=PI*(di+hts)/ne;//pas dentaire stator moyen
lds=ts-os;//largeur dent statorique
bmoys=(bbs+bcs)/2.0;
ldsm=tsm-bmoys;//largeur dent statorique
hts=has+hfs+hds+hes;
ae=has*(bas+bbs)/2.0+hfs*(bbs+bcs)/2.0+hds*(bcs+bds)/2.0+hes*(bds+os)/2.0; //surface encoche stator
/* --------------------Geometrie dent-encoche rotorique----------------------*/
tr=PI*dr/nr;//pas dentaire rotor
htr=har+hfr+hdr+her;
aer=har*(bar+bbr)/2.0+hfr*(bbr+bcr)/2.0+hdr*(bcr+bdr)/2.0+her*(bdr+orr)/2.0; //surface encoche rotor
scr=aer; //si cage coulee
/* ------------------------Geometrie culasse statorique ---------------------*/
ecs=(deext-dfs)/2.0; // epaisseur culasse stator
/* ------------------------Geometrie culasse rotorique ----------------------*/
ecr=(dfr-dir)/2.0; // epaisseur culasse rotor
/* ---------------Geometrie 3D cage rotorique et têtes de bobine--------------*/
a=han*ban;//section anneau cc
lm=pow(pow((hts+han)/2.0,2.0)+pow(hts-ban/2.0,2.0),0.5);//distance cage-tete de bobine
/*----------------------------  Bobinage statorique -------------------------*/
w=2.0*PI*f;
q=ne/(m*p*2.0); //Nombre d'encoches par pole et par phase
// Coef de bobinage
denc=ne/(2.0*p);
pas=denc-renc;
c=PI*di*pas/ne;//ouverture bobine
kb=sin(landa*PI/(2.0*m))*sin(landa*c/tau*PI/2.0)/(q*sin((landa*PI)/(2.0*m*q))); //Coef Bobinage
//ATTENTION : bobinage avec nbranche nombre de branches en parallèle. Une branche a p_branche paires de poles, voit la tension v et le courant ibranche.
On calcule les paramètres du schéma équivalent pour p_branche seulement.
p_branche=p/nbranche;
ns_branche=nsspe*ne/(2.0*m*nbranche*nb);
/*--------------------------------  Volumes  --------------------------------*/
Volume_MAS=PI*pow((deext/2.0),2.0)*l;
VencocheS=ne*ae*l;
VencocheR=nr*aer*l;
//Vfer
VculasseS=PI/4.0*(pow(deext,2.0)-pow(dfs,2.0))*l;// culasse stator
vol_region_1=(((di*PI-ne*os)/ne)+(((di+2.0*hes)*PI-ne*bds)/ne))*hes/2.0*l;// volume dent sur hauteur hes
vol_region_2=((((di+2.0*hes)*PI-ne*bds)/ne)+(((di+(hes+hds)*2.0)*PI-ne*bcs)/ne))*hds/2.0*l;// volume dent sur hauteur hds
vol_region_3=((((di+(hes+hds+hfs)*2.0)*PI-ne*bbs)/ne)+(((di+(hes+hds)*2.0)*PI-ne*bcs)/ne))*hfs/2.0*l;// volume dent sur hauteur hfs
vol_region_4=((((di+(hes+hds+hfs)*2.0)*PI-ne*bbs)/ne)+(((di+hts*2.0)*PI-ne*bas)/ne))*has/2.0*l;// volume dent sur hauteur has
vol_region_5=VculasseS/ne-vol_region_6;
vol_region_6=l/2.0*(bas*(1.0+deext/dfs))*ecs;// volume culasse au-dessus de bas
VdentS=ne*(vol_region_1+vol_region_2+vol_region_3+vol_region_4); //volume de toutes les dents stator
Vfer_stator=VculasseS+VdentS;//volume fer stator
VculasseR=PI/4.0*(pow(dr,2.0)-pow(dfr,2.0))*l;
vol_region_11=(((dr*PI-nr*orr)/nr)+(((dr-2.0*her)*PI-nr*bdr)/nr))*her/2.0*l;
vol_region_12=((((dr-2.0*her)*PI-nr*bdr)/nr)+(((dr-(her+hdr)*2.0)*PI-nr*bcr)/nr))*hdr/2.0*l;
vol_region_13=((((dr-(her+hdr+hfr)*2.0)*PI-nr*bbr)/nr)+(((dr-(her+hdr)*2.0)*PI-nr*bcr)/nr))*hfr/2.0*l;
vol_region_14=((((dr-(her+hdr+hfr)*2.0)*PI-nr*bbr)/nr)+(((dr-htr*2.0)*PI-nr*bar)/nr))*har/2.0*l;
vol_region_15=VculasseR/nr-vol_region_16;
vol_region_16=l/2.0*(bar*(1.0+dir/dfr))*ecr;
VdentR=nr*(vol_region_11+vol_region_12+vol_region_13+vol_region_14);//volume de toutes les dents rotor
Vfer_rotor=VculasseR+VdentR;//volume fer rotor
Vfer=Vfer_stator+Vfer_rotor;
/*--------------Calcul des parametres du schema equivalent--------------------*/
```

```
nsr=1.0/2.0;
kbr=1.0;
ki=sin(landa*p*PI*kr/nr)/(landa*p*PI*kr/nr); //Skew
k=p*(m*pow(ns_branche,2.0)*pow(kb,2.0))/(nr*pow(nsr,2.0)*pow(kbr,2.0)*pow(ki,2.0)); //Coef pour ramener tout au primaire
// 1) Calcul de la resistance stator ra:
sca=PI*pow(dfila,2.0)/4.0; //section cuivre un brin conducteur
scu=nsspe*sca; //section cuivre dans une encoche stator
crs=scu/ae;// coefficient de remplissage cuivre
Ltet=PI/(2.0*p)*(di+hts);//longueur transverse tete de bobine (calage avec machine Siemens)
ltb=Ltet+2.0*hts; //longueur 1 tête de bobine
ls=2.0*l+2.0*ltb; //longueur 1 spire
ra_branche=rho*(1.0+alphsta*(tsta-20.0))*ns_branche*ls/(sca*nb); // resistance par phase pour 1 paire de pôles
ra=ra_branche/nbranche;// resistance de toutes les branches en parallèle
// 2) Calcul de la reactance magnetisante xm:
kcs=ts/(ts-pow(os,2.0)/(5.0*e+os));
kc=kcs;
xm=(2.0*m*f*pow(kb,2.0)*pow(ns_branche,2.0)*l*di*muz)/(pow(p,2.0)*e*kc*pow(landa,2.0));
// 3) Calcul des pertes fer:
/* Modele de pertes utilise " Bertotti " Pfer= Phys+Pfouc+Pexe
Les coefficients sont calcules pour des toles Fe-Si ArcelorMittal M800-65A via fichier Matlab */
Khys=0.0298*mvol_tole; //mv*0.0298
Kfouc=3.564e-4*mvol_tole;
kexe=0.0028*mvol_tole;
pfer_dentS=ne*((Khys*f*pow(bdmsab,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bdmsab,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bdmsab,1.5))*vol_region_1+(Khys*f*pow(bdmsbc,2.
0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bdmsbc,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bdmsbc,1.5))*vol_region_2+(Khys*f*pow(bdmscd,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bdmscd,2.0)+k
exe*pow(f,1.5)*pow(bdmscd,1.5))*vol_region_3+(Khys*f*pow(bdmsde,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bdmsde,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bdmsde,1.5))*vol_r
egion_4);
pfer_culasseS=ne*((Khys*f*pow((bcsa+bdse)/2.0,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow((bcsa+bdse)/2.0,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow((bcsa+bdse)/2.0,1.5))*vol_region_
5+(Khys*f*pow(bcsa,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bcsa,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bcsa,1.5))*vol_region_6);
pfer_calc=pfer_dentS+pfer_culasseS;
pfer_dentR=nr*((Khys*abs(g)*f*pow(bdmrab,2.0)+Kfouc*pow(abs(g)*f,2.0)*pow(bdmrab,2.0)+kexe*pow(abs(g)*f,1.5)*pow(bdmrab,1.5))*vol_region_11+(
Khys*abs(g)*f*pow(bdmrbc,2.0)+Kfouc*pow(abs(g)*f,2.0)*pow(bdmrbc,2.0)+kexe*pow(abs(g)*f,1.5)*pow(bdmrbc,1.5))*vol_region_12+(Khys*abs(g)*f*po
w(bdmrcd,2.0)+Kfouc*pow(abs(g)*f,2.0)*pow(bdmrcd,2.0)+kexe*pow(abs(g)*f,1.5)*pow(bdmrcd,1.5))*vol_region_13+(Khys*abs(g)*f*pow(bdmrde,2.0)+Kf
ouc*pow(abs(g)*f,2.0)*pow(bdmrde,2.0)+kexe*pow(abs(g)*f,1.5)*pow(bdmrde,1.5))*vol_region_14);
pfer_culasseR=nr*((Khys*abs(g)*f*pow((bcra+bdre)/2.0,2.0)+Kfouc*pow(abs(g)*f,2.0)*pow((bcra+bdre)/2.0,2.0)+kexe*pow(abs(g)*f,1.5)*pow((bcra+bdre)/
2.0,1.5))*vol_region_15+(Khys*abs(g)*f*pow(bcra,2.0)+Kfouc*pow(abs(g)*f,2.0)*pow(bcra,2.0)+kexe*pow(abs(g)*f,1.5)*pow(bcra,1.5))*vol_region_16);
pferR_calc=pfer_dentR+pfer_culasseR;
pfer=kpfer*pfer_calc; // calage par rapport aux résultats de la machine Siemens kpfer=3.25
rm=m*pow(ku0*v,2.0)/pfer;
// 4) Calcul de la resistance rotorique rba:
rb=rhoal*(1.0+alphrot*(trot-20.0))*l/scr;
reqan=PI*rhoal*(1.0+alphrot*(trot-20.0))*dam/(nr*a)/pow((2.0*sin((PI*p)/nr*landa)),2.0);
epsp=htr*sqrt(PI*muz*landa*f*abs(g)/(rhoal*(1.0+alphrot*(trot-20.0)))); //effet de peau
krr=epsp*(sinh(2.0*epsp)+sin(2.0*epsp))/(cosh(2.0*epsp)-cos(2.0*epsp));
rbbs=(rb*krr+reqan*2.0)/p;
rba=k*rbbs;
// 5) Calcul de l'inductance de fuite du bobinage stator xa:
ks=1.0/2.0*(1.0+cos(renc*PI/denc));
kxs=muz*m*w*pow(ns_branche,2.0)*4.0*l/(ne/nbranche)*ks;
//reactance de fuite d'enchoche statorique xes:
dfilai=dfila+2.0*eifila; // diamètre fil isolé
scai=PI*pow(dfilai,2.0)/4.0; //section un brin conducteur avec isolation
scui=nsspe*scai; //surface des conducteurs isolés dans une encoche stator
scre=scui*4.0/PI; //surface réelle occupée par les conducteurs isolés, contrainte inférieure à ae
sa=has*(bas+bbs)/2.0;
sb=scre-sa;
sc=sbc-sb;
sbc=hfs*(bbs+bcs)/2.0;
bc=sqrt(2.0*sb*bcs/hfs+2.0*sc*bbs/hfs-bbs*bcs);
hbs=2.0*sb/(bbs+bc);
hcs=2.0*sc/(bcs+bc);
landaas=2.0*has/(3.0*(bas+bbs))+2.0*hbs/(3.0*(bbs+bc))+2.0*hcs/(bc+bcs)+2.0*hds/(bcs+bds)+2.0*hes/(bds+os);
xes=kxs*landaas;
//reactance de fuite dent a dent(Flux de dispersion entrefer) xdiss:
landabs=(1.0+orr/(orr+ma))*5.0*e/(5.0*os+4.0*e);
xdiss=kxs*landabs;
//reactance de fuite differentielle statorique xds:
kdiff=0.0025; // hypothèse à affiner si besoin avec Liwschitz
landacs=pow(tau,2.0)/(pow(PI,2.0)*e*ts)*kdiff;
xds=kxs*landacs;
//reactance de fuite zigzag xzs:
```

```
landads=pow((ts-os),2.0)/(8.0*e*ts);
xzs=kxs*landads/ksat_des; //Caillard
//reactance des tetes de bobines xtb:
pva=0.47*ltb-0.3*tau;
pvb=0.67*ltb-0.43*tau;
pv=(pva+pvb)/2.0;
xtb=q*pv*ltb/l*kxs;
//reactance totale
xa_branche=xes+xds+xzs+xdiss+xtb;
xa=xa_branche/nbranche;// réactance de toutes les branches en parallèle
// 6) Calcul de l'inductance de fuite au rotor:
kxr=muz*w*l/p;
//reactance de fuite d'encoche rotorique xer:
kx=3.0/(2.0*epsp)*(sinh(2.0*epsp)-sin(2.0*epsp))/(cosh(2.0*epsp)-cos(2.0*epsp));
landaar=(2.0*har/(3.0*(bar+bbr))+2.0*hfr/(3.0*(bbr+bcr))+2.0*hdr/(3.0*(bcr+bdr))+2.0*her/(3.0*(bdr+orr+ma)))*kx;//si coulee
xer=kxr*landaar;
//reactance de fuite dent a dent xdisr:
landabr=(1.0+os/(os+ma))*5.0*e/(5.0*orr+4.0*e);
xdisr=kxr*landabr;
//reactance de fuite differentiel rotorique xdr:
landacr=pow(tau,2.0)/(pow(PI,2.0)*e*tr)*kdiff;
xdr=kxr*landacr;
//reactance de fuite zig-zag rotorique xzr:
landadr=pow((tr-orr),2.0)/(8.0*e*tr);
xzr=kxr*landadr/ksat_des; //Caillard
//reactance de fuite de l'anneau de CC xacr:
ak=142.222;
bk=0.444;
ck=1.0;
eps=0.223*(han+ban);
gf=1.0/(2.0*ak)*(-bk+sqrt(pow(bk,2.0)-4.0*ak*(ck-lm/eps)));
landaer=nr/(2.0*p*m)*tau/l*gf;
xacr=kxr*landaer;
//reactance de fuite due à l'inclinaison des barres xskew:
xskew=(1.0/pow(ki,2.0)-1.0)*xm;
//reactance totale
xb=xer+xdr+xzr+xdisr+xacr*2.0;//2 portions d'anneau
xba=k*xb+xskew;
// 7) Calcul de ksat:
// Prise en compte de la saturation a vide de la machine
/* Definition d'inductions dans les toles, on definit des fonctions */
import org.gu.g2elab:im_optimization.H_fct_B:1.0;
        #include <muse.h>
        #include <math.h>
        MUSE_MODEL(name="Ht", outputNames={"H"}, outputSize=1)
        adouble fct(adouble B)
        {   adouble H;
        adouble k1=11.81;
        adouble k2=1e-4;
        adouble k3=3.7e8;
        adouble k4=1.57e3;
        adouble mu0=4*3.14*1e-7;
          H=(1/mu0)*B*((pow(B,k1)*k4/(pow(B,k1)+k3))+k2);
        return H; }
//Sur un pole
phip=ku*v/(4.0*kf*f*kb*ns_branche);
beent=phip/(tau*l*alphi);
nig=(kc*e*beent)/muz; // chute de potentiel dans l'entrefer
sbdsa=(di*PI-ne*os)*l/(2.0*p);
bdsa=phip/(sbdsa*alphi);
sbdsb=((di+2.0*hes)*PI-ne*bds)/(2.0*p)*l;
bdsb=phip/(sbdsb*alphi);
bdmsab=(bdsa+bdsb)/2.0;
athes=hes*(H_fct_B(bdsa)+4.0*H_fct_B(bdmsab)+H_fct_B(bdsb))/6.0;
sbdsc=((di+(hes+hds)*2.0)*PI-ne*bcs)/(2.0*p)*l;
bdsc=phip/(sbdsc*alphi);
bdmsbc=(bdsb+bdsc)/2.0;
athds=hds*(H_fct_B(bdsb)+4.0*H_fct_B(bdmsbc)+H_fct_B(bdsc))/6.0;
sbdsd=((di+(hes+hds+hfs)*2.0)*PI-ne*bbs)/(2.0*p)*l;
bdsd=phip/(sbdsd*alphi);
bdmscd=(bdsc+bdsd)/2.0;
```

```
athfs=hfs*(H_fct_B(bdsc)+4.0*H_fct_B(bdmscd)+H_fct_B(bdsd))/6.0;
sbdse=(dfs*PI-ne*bas)/(2.0*p)*l;
bdse=phip/(sbdse*alphi);
bdmsde=(bdsd+bdse)/2.0;
athas=has*(H_fct_B(bdsd)+4.0*H_fct_B(bdmsde)+H_fct_B(bdse))/6.0;
nids=athes+athds+athfs+athas;// chute de potentiel dans la dent stator
sbcsa=ecs*l;
bcsa=phip/(sbcsa*2.0*alphi);
lcs=PI*(deext-ecs)/(2.0*2.0*p);
nics=lcs*H_fct_B(bcsa);// chute de potentiel dans la culasse stator
sbdra=(PI*dr-nr*orr)/(2.0*p)*l;
bdra=phip/(sbdra*alphi);
sbdrb=((dr-2.0*her)*PI-nr*bdr)/(2.0*p)*l;
bdrb=phip/(sbdrb*alphi);
bdmrab=(bdra+bdrb)/2.0;
ather=her*(H_fct_B(bdra)+4.0*H_fct_B(bdmrab)+H_fct_B(bdrb))/6.0;
sbdrc=((dr-2.0*(her+hdr))*PI-nr*bcr)/(2.0*p)*l;
bdrc=phip/(sbdrc*alphi);
bdmrbc=(bdrb+bdrc)/2.0;
athdr=hdr*(H_fct_B(bdrb)+4.0*H_fct_B(bdmrbc)+H_fct_B(bdrc))/6.0;
sbdrd=((dr-2.0*(her+hdr+hfr))*PI-nr*bbr)/(2.0*p)*l;
bdrd=phip/(sbdrd*alphi);
bdmrcd=(bdrc+bdrd)/2.0;
athfr=hfr*(H_fct_B(bdrc)+4.0*H_fct_B(bdmrcd)+H_fct_B(bdrd))/6.0;
sbdre=(dfr*PI-nr*bar)/(2.0*p)*l;
bdre=phip/(sbdre*alphi);
bdmrde=(bdrd+bdre)/2.0;
athar=har*(H_fct_B(bdrd)+4.0*H_fct_B(bdmrde)+H_fct_B(bdre))/6.0;
nidr=ather+athdr+athfr+athar;// chute de potentiel dans la dent rotor
sbcra=(dr-2.0*htr-dir_f)/2.0*l;
bcra=phip/(sbcra*2.0*alphi);
lcr=(dr-(dr-(dir_f+2.0*htr))/2.0)/2.0/(2.0*p)*PI;
nicr=lcr*H_fct_B(bcra);// chute de potentiel dans la culasse rotor
ksat=(nig+nids+nidr)/nig;
ksat2=(2.0*nig+2.0*nids+2.0*nidr+nics+nicr)/(2.0*nig); // ksat avec les culasses
bds_max=max(bdsa,max(bdsb,max(bdsc,max(bdsd,bdse))));
bcs_max=bcsa;
bdr_max=max(bdra,max(bdrb,max(bdrc,max(bdrd,bdre))));
bcr_max=bcra;
/*-------Calcul du schema equivalent, courant et couple qui en decoule--------*/
rbag=rba/g;
xmk=xm/ksat*k_xmk; // 0.68 à vide sur Siemens, 1 sinon
//zm=(i*xmk*rm)/(xmk*i+rm);
zm_real=(rm*pow(xmk,2.0))/(pow(xmk,2.0)+pow(rm,2.0));
zm_imag=(pow(rm,2.0)*xmk)/(pow(xmk,2.0)+pow(rm,2.0));
//nz=cabs(zb*zm+za*(zm+zb))/cabs(zm+zb);
nz=pow(pow(zm_real+rbag,2.0)+pow(zm_imag+xba,2.0),-
(1.0/2.0))*pow(pow(xba*zm_real+xa*zm_real+rbag*zm_imag+ra*zm_imag+ra*xba+rbag*xa,2.0)+pow(rbag*zm_real+ra*   zm_real-(xba*zm_imag)-
(xa*zm_imag)-(xa*xba)+ra*rbag,2.0),1.0/2.0);
//z=za+zb*zm/(zb+zm);
z_real=(rbag*(zm_real*(zm_real+rbag)-((-zm_imag-xba)*zm_imag))-(xba*(zm_imag*(zm_real+  rbag)+(-zm_imag-
xba)*zm_real)))/(pow(zm_real+rbag,2.0)+pow(zm_imag+xba,2.0))+ra;
z_imag=(xba*(zm_real*(zm_real+rbag)-((-zm_imag-xba)*zm_imag))+rbag*(zm_imag*(zm_real+rbag)+(-zm_imag-
xba)*zm_real))/(pow(zm_real+rbag,2.0)+pow(zm_imag+xba,2.0))+xa;
ia=v/nz;
ia_branche=ia/nbranche;
ib=v*pow(pow(zm_real,2.0)+pow(zm_imag,2.0),1.0/2.0)*pow(pow(xba*zm_real+xa*zm_real+rbag*zm_imag+ra*zm_imag+ra*xba+rbag*xa,2.0)+pow(rbag*
zm_real+ra*zm_real-(xba*zm_imag)-(xa*zm_imag)-(xa*xba)+ra*rbag,2.0),-(1.0/2.0)); //rapporté au stator
cosphi=z_real/nz;
sinphi=z_imag/nz;
ku_calc=sqrt(pow(1-ra*ia*cosphi/v-xa*ia*sinphi/v,2.0)+pow(ra*ia*sinphi/v+xa*ia*cosphi/v,2.0));// chute de tension
// A vide z0=za+zm
z0_real=ra+zm_real;
z0_imag=xa+zm_imag;
nz0=pow(pow(z0_real,2.0)+pow(z0_imag,2.0),0.5);
ia0=v/nz0;
ku0_calc=pow(pow(z0_real-ra,2.0)+pow(z0_imag-xa,2.0),0.5)/nz0;
cosphi0=z0_real/nz0;
pabs0=m*v*ia0*cosphi0;
pjous0=m*ra*pow(ia0,2.0);
/*-----------------------Puissances, Pertes, couple-------------------------*/
```

```
pabs=m*v*ia*cosphi; // Puissance absorbee
pjous=m*ra*pow(ia,2.0);  // pertes joules au stator
pjour=m*rba*pow(ib,2.0); // pertes joules au rotor
w_meca=(1.0-g)/p*w; // pulsation mécanique
Vitesse_rotation=w_meca*(60/(2*PI));  // Vitesse de rotation de l'arbre
cmecav=smecav*w*(1.0-g)/p;  // couple meca resistant visqueux
pmecav=cmecav*(1.0-g)/p*w;  // pertes mecaniques
cem=m*rbag*pow(ib,2.0)*p/w; // Couple electromagnetique
pt=m*(1.0-g)*rbag*pow(ib,2.0); // Puissance mecanique
cu=cem-cmecav; // Couple utile
pu=pt-pmecav; // Puissance utile
r=pu/pabs;  // rendement moteur
r_g=pabs/pu;  // rendement generateur
js=ia_branche/(sca*nb)*pow(10.0,-6.0); //densité courant stator
kci=p*(ns_branche*kb*m)/(nsr*kbr*nr);
jrs=ib/aer*kci*pow(10.0,-6.0);//densité courant rotor
/* ------------------------------Thermique --------------------------------*/
Mass=0;//masse nulle sur le circuit PSIM
//Pertes du modèle thermique représentant une demi-machine de longueur l/2
PculasseS=pfer_culasseS*kpfer/2.0; // calage par rapport aux résultats de la machine Siemens kpfer=3.25
PdentS=pfer_dentS*kpfer/2.0; // calage par rapport aux résultats de la machine Siemens kpfer=3.25
PjS=pjous*(2.0*l/ls)/2.0;
Pjtb=pjous*(2.0*ltb/ls)/2.0;
PjR=pjour/2.0;
PferR=(PculasseS+PdentS)/100.0;//hypothese pour ne pas mettre 0
Pmeca=pmecav/2.0;
//rayons
rc=1.05*deext/2.0; //rayon extérieur carter, 1.05 sur la machine Siemens
rext=deext/2.0;
rcs=dfs/2.0; //rayon fond d'encoche stator
ri=di/2.0; //rayon interieur stator
rr=dr/2.0; //rayon exterieur stator
rtb_ext=rcs; //rayon exterieur tete de bobine (approximation)
rtb_int=ri; //rayon interieur tete de bobine (approximation)
rrotor_eq=pow(pow(rr,2.0)-nr*scr/PI,0.5); //rayon equivalent de la cage rotor
rir=dir/2.0; //rayon interieur rotor
Lc=l+2.0*Lbis+2.0*Lroul; //longueur totale carter
/*Définition des résistances dans Thermotool*/
S_Rth1=PI*rc*Lc;
S_Rth2=PI*rext*l;
S_Rth7=PI*(pow(rext,2.0)-pow(rcs,2.0));
Fv=0.7932*exp(0.0284*crs*100);//coef du vernis
lambda_eq=Fv*lambda_vernis;
a1=ldsm/tsm;
S_Rth12=PI*(pow(rcs,2.0)-pow(ri,2.0))-ne*ae;
e_Rth13_1=a1*PI*(pow(rcs,2.0)-pow(ri,2.0));
S_Rth13_1=pow(rcs-ri,2.0)*pow(ne,2.0);
a2=bmoys/tsm;
e_Rth13_2=2.0*PI*a2/ne*(rcs+ri);
S_Rth13_2=6.0*(rcs-ri)*l*ne;
e_Rth13_3=2.0*li;
S_Rth13_3=(rcs-ri)*l*ne;
e_Rth14_2=2.0*li;
S_Rth14_2=2.0*PI*rcs*l;
e_Rth15_2=2.0*li;
S_Rth15_2=2.0*PI*ri*l;
lambda_cond2=lambda_cond*crs;
S_Rth18=ae*ne;
a3=2.0*pas/ne;
S_Rth22=PI*a3*(rtb_ext+rtb_int)*Ltet;
a4=lds/ts;
S_Rth23=a4*PI*ri*l;
S_Rth24=(1.0-a4)*PI*ri*l;
S_Rth25=PI*rr*l;
S_Rth29_2=PI*(pow(rr,2.0)-pow(rr-han,2.0));
S_Rth30=PI*(pow(rr,2.0)-pow(rr-han,2.0))+2.0*PI*ban*(dr-han);
S_Rth35=PI*(pow(rr-han,2.0)-pow(rir,2.0));
e_Rth36=1.0;
S_Rth36=2.0*PI*l;
S_Rth37=2.0*PI*pow(rir,2.0);
S_Rth38=4.0*PI*pow(rir,2.0);
```

```
e_Rth39=1.0;
S_Rth39=4.0*PI*Lroul;
S_Rth40=2.0*PI*(Lbis+Lroul)*rc+PI*pow(rc,2.0)-PI*pow(Lroul+rir,2.0);
import org.gu.g2elab:im_optimization.org.gu.g2elab.mage.cades.modeleMAS4ThermalExternalFunction:1.0;
[TculasseS,Tcarter,Tair_interne,Tentrefer,Ttb,TdentS,TencocheS,Tcage,TferR,Tarbre,Troulement]=
modeleMAS4ThermalExternalFunction([S_Rth2,h_contact,rcs,l,rext,lambda_fer_rad,ri,a1,a2,lambda_eq,rtb_int,a3,Ltet,rtb_ext,S_Rth22,h_air_int,S_Rth23,h
_entrefer,S_Rth7,lambda_fer_ax,lambda_cond2,S_Rth18,hts,S_Rth1,h_air_ext,S_Rth12,S_Rth13_1,e_Rth13_1,S_Rth24,S_Rth25,rrotor_eq,rr,lambda_cage,S
_Rth30,rir,S_Rth35,lambda_arbre,S_Rth36,S_Rth37,S_Rth38,Lbis,S_Rth39,S_Rth40,S_Rth13_2,e_Rth13_2,lambda_isolant,S_Rth13_3,e_Rth13_3,S_Rth14_2,
e_Rth14_2,S_Rth15_2,e_Rth15_2,S_Rth29_2,ban],[Mass,Tair],[PculasseS,PdentS,PjS,Pjtb,PjR,PferR,Pmeca]);
Tbobinage=(TencocheS+Ttb)/2;
/* ------------------------------Inventaire --------------------------------*/
/*Volumes de la machine*/
ltot_cond=m*nbranche*ns_branche*ls*nb; // longueur total conducteur stator
Vcuivre=sca*ltot_cond; //volume cuivre au stator
Vcuivre_isole=scai*ltot_cond; //volume cuivre au stator
Visolant=Vcuivre_isole-Vcuivre; //isolant sur câble
Vnomex=ne*(2.0*hts+bmoys)*li*l;
Vcage=(ki*l*scr)*nr+2.0*(PI/4.0*(pow(dam+han,2.0)-pow(dam-han,2.0))*ban); //masse cage d'écureuil nr barres +2 anneaux
Varbre=Lc*1.5*PI/4.0*(pow(dir,2.0));//hypothèse arbre 1.5*plus long que le carter
Vcarter=PI*(pow(rc,2.0)-pow(rext,2.0))*Lc;
Vflasque=2.0*PI*pow(rc,2.0)*(rc-rext); // 2 flasques
/*Masses de la machine*/
//Parties actives
Mfer=mvol_tole*Vfer; //masse du fer machine
Mcuivre=mvol_cuivre*Vcuivre; //masse du fer machine
Mcage=mvol_cage*Vcage; //masse de la cage
Mactive=Mfer+Mcuivre+Mcage;
//Parties inactives
Misolant=mvol_isolant*Visolant;
Mnomex=mvol_nomex*Vnomex;
Marbre=mvol_acier*Varbre;
Mcarter=mvol_acier*Vcarter;
Mflasque=mvol_acier*Vflasque;
Minactive=Misolant+Mnomex+Marbre+Mcarter+Mflasque;
Mmachine=Mactive+Minactive;
/* Paramètres à contraindre pour l'optimisation*/
kuCont=(ku-ku_calc)/ku;
ksatCont=(ksat_des-ksat)/ksat_des;
tstaCont=(tsta-Tbobinage)/tsta;
trotCont=(trot-Tcage)/trot;
rempCont=ae-scre; // contraindre à positif ou nul
```

- Refroidissement à eau : machine semi-ouverte et ouverte

La machine Siemens est maintenant refroidie à l'eau sous deux configurations, semi-ouverte ou ouverte. Les autres changements communs concernent les coefficients d'échange pour l'eau donnés en annexe 4. Les températures de la machine diminuent en passant de « air fermée » à « eau semi-ouverte » et en passant de « air fermée » à « eau ouverte ». La Fig 6 donne les températures des 3 types de refroidissement. Les bobinages sont à 65 °C en configuration semi-ouverte et à 55 °C en ouvert au lieu de 88 °C. La cage est à 64 °C en configuration semi-ouverte et à 51 °C en ouvert au lieu de 102 °C.

Les performances de la machine à 1455 tr/min sont comparées aux précédentes dans le Tab 6. Le courant absorbé augmente car les résistances ont baissé à cause de la température : ra=0.71 Ω et rba=0.45 Ω en semi-ouverte, ra=0.69 Ω et rba=0.43 Ω en ouverte. Les performances augmentent d'environ 15 % avec le refroidissement à eau.

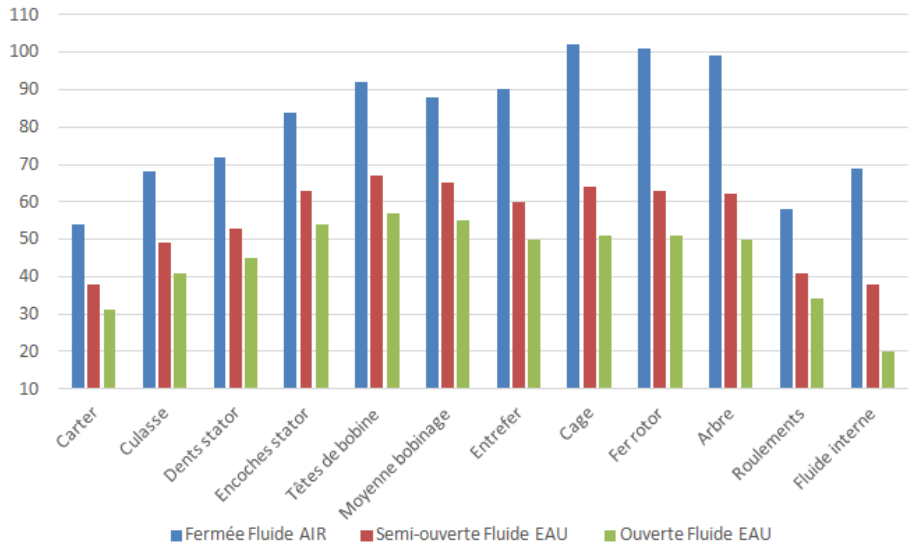


Fig 6 : Températures moyennes de la machine Siemens pour trois types de refroidissement.

Tab 6 : Performances de la machine Siemens par le modèle pour l'air et l'eau.

	Fermée AIR	Semi-ouverte EAU	Ouverte EAU	Ecart AIR/EAU Semi-ouverte	Ecart AIR/EAU Ouverte
Courant absorbé	14.7 A	16.2 A	16.9 A	+ 10 %	+ 15 %
Puissance absorbée	8713 W	9690 W	10117 W	+ 11 %	+ 16 %
Puissance utile	7541 W	8435 W	8850 W	+ 12 %	+ 17 %
Pertes Joule rotor	234 W	262 W	274 W	+ 11 %	+ 16 %
Couple utile	49.5 Nm	55.4 Nm	57.9 Nm	+ 12 %	+ 17 %
cos phi	0.86	0.87	0.87	< 1 %	< 1 %
Rendement	0.865	0.870	0.872	< 1 %	< 1 %

❖ Optimisation de la machine pour une puissance de 1 kW

Nous utilisons le modèle de la machine fermée pour l'optimisation. Le point de fonctionnement est en générateur pour 1 kW délivré au glissement de -0.03 sous 230 V et 50 Hz. Le nombre d'encoches a été réduit à 24 au stator et 18 au rotor. Le bobinage ne comporte qu'une branche avec deux voies en parallèle. Des rapports dimensionnels sur les encoches, dents et culasses sont ajoutés. Les contraintes d'optimisation sont regroupées dans le Tab 7.

Tab 7 : Contraintes d'optimisation

Grandeur	Minimum	Maximum	Grandeur	Minimum	Maximum
Coefficient de saturation	1.2	1.9	Bentrefer (T)	0.95	1.05
Coefficient chute de tension	0.85	0.99	Bdent stator (T)	1.7	2.1
Température bobinage (°C)	30	150	B dent rotor (T)	1.8	2.2
Température cage (°C)	40	160	B culasse stator (T)	1.4	1.8
Diamètre intérieur stator (m)	0.05	0.14	B culasse stator (T)	1.4	1.6
Diamètre extérieur stator (m)	0.1	0.2	P absorbée (W)	-1010	-990
Diamètre intérieur rotor (m)	0.01	0.05	cos phi	-0.95	-0.6
Longueur fer (m)	0.04	0.12			

Nous réalisons une courbe de Pareto entre deux objectifs contraires sur la Fig 7 : la réduction de la masse totale et l'augmentation du rendement nominal. Chaque point de la courbe représente une machine optimale avec la masse minimale et le rendement maximal. La machine n° 1 a été trouvée avec l'objectif de minimisation de la masse sans contrainte de rendement. La machine n° 3 provient de la maximisation du rendement sans contrainte de masse. La machine n° 2 est intermédiaire, elle se trouve dans le coude du Pareto donc c'est un bon compromis.

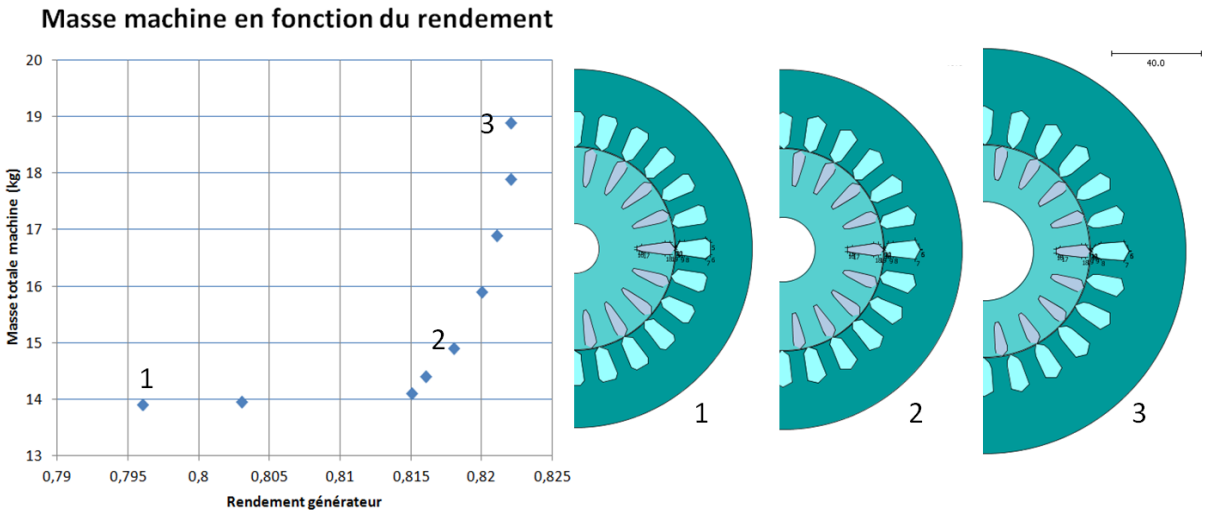


Fig 7 : Courbe de Pareto de la masse totale en fonction du rendement générateur et coupes de trois machines optimales.

Références

[1] P. Dereumaux, « Classe d'isolation et échauffement des machines ». [En ligne]. Disponible sur: https://sitelec.org/cours/dereumaux/classisol.htm. [Consulté le: 17-févr-2020].
[2] D. Roye, « Modélisation thermique des machines électriques tournantes. Application à la machine à induction », INP Grenoble, 1983.
[3] F. Wurtz, « UNE NOUVELLE APPROCHE POUR LA CONCEPTION SOUS CONTRAINTES DE MACHINES ELECTRIQUES », phdthesis, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1996.
[4] M. Bouheraoua, « Contribution à la modélisation thermique d'un moteur asynchrone à cage », Thesis, Université Mouloud Mammeri, 2008.

ANNEXE 6 : MODELE ANALYTIQUE DE LA GENERATRCICE HYDROLIENNE

Code sml pour CADES du modèle analytique pour le pré-dimensionnement de la génératrice électrique de la solution hydrolienne.

```
PI=3.14159265359;
muz=4.0*PI*pow(10.0,-7.0);
/* ----------------------Rapport dimensions principales---------------------*/
hts=khdi*di;
htr=khsr*hts;
tau=(PI*di)/(2.0*p);//pas polaire
/* -------------------------------Diametres ---------------------------------*/
deext=di+2.0*hts+2.0*ecs;
dr=di-2.0*e;
dir=dr-2.0*htr-2.0*ecr;
dir_f=dir/2;
dfs=di+2.0*hts;
dfr=dr-2.0*htr;
/* ------------------------Geometrie culasse statorique ---------------------*/
ecs=khecs*hts; // epaisseur culasse stator
/* ------------------------Geometrie culasse rotorique ----------------------*/
ecr=khecr*htr;// epaisseur culasse rotor
/* -------------------Facteurs sur l'induction magnétique -------------------*/
alphi=2.0/PI*(0.24*(ksat_des-1.0)+1.0);//aplatissement de B avec la saturation
kf=PI/(2.0*pow(2.0,0.5))*(-0.0575*ksat_des+1.0575); //facteur de forme de B
/* ---------------------Geometrie dent-encoche statorique --------------------*/
has=0.14*hts;
hfs=0.6*hts;
hds=0.14*hts;
hes=0.12*hts;
bbs=khbs*hts;
bas=ksab*bbs;
bcs=kscb*bbs;
bds=ksdb*bbs;
os=ksob*bbs;
bmoys=(bbs+bcs)/2.0;
ts=PI*di/ne;//pas dentaire stator
tsm=PI*(di+hts)/ne;//pas dentaire stator moyen
lds=ts-os;//largeur dent statorique Contrainte positif strict
ldsd=PI*(di+2*hes)/ne-bds;
ldsc=PI*(di+2*(hes+hds))/ne-bcs;
ldsb=PI*(di+2*(hes+hds+hfs))/ne-bbs;
ldsa=PI*(dfs)/ne-bas;
ldsm=tsm-bmoys; // largeur moyenne dent stator Contrainte positif strict
ae=has*(bas+bbs)/2.0+hfs*(bbs+bcs)/2.0+hds*(bcs+bds)/2.0+hes*(bds+os)/2.0; //surface encoche stator
/* --------------------Geometrie dent-encoche rotorique----------------------*/
har=0.14*htr;
hfr=0.6*htr;
hdr=0.14*htr;
her=0.12*htr;
bcr=khbr*htr;
bar=krac*bcr;
bbr=krbc*bcr;
bdr=krdc*bcr;
orr=kroc*bcr;
```

```
bmoyr=(bbr+bcr)/2.0;
tr=PI*dr/nr;//pas dentaire rotor
trm=PI*(dr-htr)/nr;//pas dentaire rotor moyen
ldrm=trm-bmoyr; // largeur moyenne dent rotor Contrainte positif strict
ldrd=PI*(dr-2*her)/nr-bdr;
ldrc=PI*(dr-2*(her+hdr))/nr-bcr;
ldrb=PI*(dr-2*(her+hdr+hfr))/nr-bbr;
ldra=PI*(dfr)/nr-bar;
aer=har*(bar+bbr)/2.0+hfr*(bbr+bcr)/2.0+hdr*(bcr+bdr)/2.0+her*(bdr+orr)/2.0; //surface encoche rotor
scr=aer; //si cage coulee
/* ---------------Geometrie 3D cage rotorique et têtes de bobine--------------*/
han=khan*htr; // calage Siemens
ban=kan*han;
a=han*ban;//section anneau cc
dam=dr-han;// diametre moyen cage
lm=pow(pow((hts+han)/2.0,2.0)+pow(hts-ban/2.0,2.0),0.5);//distance cage-tete de bobine
/*---------------------------  Bobinage statorique -------------------------*/
w=2.0*PI*f;
q=ne/(m*p*2.0); //Nombre d'encoches par pole et par phase
// Coef de bobinage
denc=ne/(2.0*p);
pas=denc-renc;
c=PI*di*pas/ne;//ouverture bobine
kb=sin(landa*PI/(2.0*m))*sin(landa*c/tau*PI/2.0)/(q*sin((landa*PI)/(2.0*m*q))); //Coef Bobinage
p_branche=p/nbranche;
phip_des=alphi*tau*l*beent_des;//flux sous un pôle désiré
ns_branche=(ku*v)/(4.0*kf*kb*f*phip_des);//le nombre de spires est déduit de l'induction désirée dans l'entrefer
nsspe=2.0*m*ns_branche*nbranche*nb/ne;//nombre de conducteurs par encoche
/*-------------------------------  Volumes  --------------------------------*/
VencocheS=ne*ae*l;
VencocheR=nr*aer*l;
//Vfer
VculasseS=PI/4.0*(pow(deext,2.0)-pow(dfs,2.0))*l;// culasse stator
vol_region_1=(((di*PI-ne*os)/ne)+(((di+2.0*hes)*PI-ne*bds)/ne))*hes/2.0*l;// volume dent sur hauteur hes
vol_region_2=((((di+2.0*hes)*PI-ne*bds)/ne)+(((di+(hes+hds)*2.0)*PI-ne*bcs)/ne))*hds/2.0*l;// volume dent sur hauteur hds
vol_region_3=((((di+(hes+hds+hfs)*2.0)*PI-ne*bbs)/ne)+(((di+(hes+hds)*2.0)*PI-ne*bcs)/ne))*hfs/2.0*l;// volume dent sur hauteur hfs
vol_region_4=((((di+(hes+hds+hfs)*2.0)*PI-ne*bbs)/ne)+(((di+hts*2.0)*PI-ne*bas)/ne))*has/2.0*l;// volume dent sur hauteur has
vol_region_5=VculasseS/ne-vol_region_6;
vol_region_6=l/2.0*(bas*(1.0+deext/dfs))*ecs;// volume culasse au-dessus de bas
VdentS=ne*(vol_region_1+vol_region_2+vol_region_3+vol_region_4); //volume de toutes les dents stator
Vfer_stator=VculasseS+VdentS;//volume fer stator
VculasseR=PI/4.0*(pow(dr,2.0)-pow(dfr,2.0))*l;
vol_region_11=(((dr*PI-nr*orr)/nr)+(((dr-2.0*her)*PI-nr*bdr)/nr))*her/2.0*l;
vol_region_12=((((dr-2.0*her)*PI-nr*bdr)/nr)+(((dr-(her+hdr)*2.0)*PI-nr*bcr)/nr))*hdr/2.0*l;
vol_region_13=((((dr-(her+hdr+hfr)*2.0)*PI-nr*bbr)/nr)+(((dr-(her+hdr)*2.0)*PI-nr*bcr)/nr))*hfr/2.0*l;
vol_region_14=((((dr-(her+hdr+hfr)*2.0)*PI-nr*bbr)/nr)+(((dr-htr*2.0)*PI-nr*bar)/nr))*har/2.0*l;
vol_region_15=VculasseR/nr-vol_region_16;
vol_region_16=l/2.0*(bar*(1.0+dir/dfr))*ecr;
VdentR=nr*(vol_region_11+vol_region_12+vol_region_13+vol_region_14);//volume de toutes les dents rotor Vfer_rotor=VculasseR+VdentR;//volume fer rotor
Vfer=Vfer_stator+Vfer_rotor;

/*--------------Calcul des parametres du schema equivalent--------------------*/
nsr=1.0/2.0;
kbr=1.0;
ki=sin(landa*p*PI*kr/nr)/(landa*p*PI*kr/nr); //Skew
k=p*(m*pow(ns_branche,2.0)*pow(kb,2.0))/(nr*pow(nsr,2.0)*pow(kbr,2.0)*pow(ki,2.0)); //Coef pour ramener tout au primaire
// 1) Calcul de la resistance stator ra:
sca=PI*pow(dfila,2.0)/4.0; //section cuivre un brin conducteur
scu=nsspe*sca; //section cuivre dans une encoche stator
crs=scu/ae;// coefficient de remplissage cuivre
Ltet=PI/(2.0*p)*(di+hts);//longueur transverse tete de bobine (estimé pour bobinage classique)
ltb=Ltet+2.0*hts; //longueur 1 tête de bobine
ls=2.0*l+2.0*ltb; //longueur 1 spire
ra_branche=rho*(1.0+alphsta*(tsta-20.0))*ns_branche*ls/(sca*nb); // resistance par phase pour 1 paire de pôles seulement
ra=ra_branche/nbranche;// resistance de toutes les branches en parallèle
// 2) Calcul de la reactance magnetisante xm:
kcs=ts/(ts-pow(os,2.0)/(5.0*e+os));
kcr=tr/(tr-pow(orr,2.0)/(5.0*e+orr));
kc=kcr*kcs;// coefficient de carter
xm=(2.0*m*f*pow(kb,2.0)*pow(ns_branche,2.0)*l*di*muz)/(pow(p,2.0)*e*kc*pow(landa,2.0));// Ephase/Iphase=Xmphase
// 3) Calcul des pertes fer:
```

```
/* Modele de pertes utilise " Bertotti " Pfer= Phys+Pfouc+Pexe
Les coefficients sont calcules pour des toles Fe-Si ArcelorMittal M800-65A via fichier Matlab */
Khys=0.0298*mvol_tole; //mv*0.0298
Kfouc=3.564e-4*mvol_tole;
kexe=0.0028*mvol_tole;
pfer_dentS=ne*((Khys*f*pow(bdmsab,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bdmsab,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bdmsab,1.5))*vol_region_1+(Khys*f*pow(bdmsbc,2.0)+Kfouc
*pow(f,2.0)*pow(bdmsbc,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bdmsbc,1.5))*vol_region_2+(Khys*f*pow(bdmscd,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bdmscd,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*p
ow(bdmscd,1.5))*vol_region_3+(Khys*f*pow(bdmsde,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bdmsde,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bdmsde,1.5))*vol_region_4);
pfer_culasseS=ne*((Khys*f*pow((bcsa+bdse)/2.0,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow((bcsa+bdse)/2.0,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow((bcsa+bdse)/2.0,1.5))*vol_region_5+(Khys
*f*pow(bcsa,2.0)+Kfouc*pow(f,2.0)*pow(bcsa,2.0)+kexe*pow(f,1.5)*pow(bcsa,1.5))*vol_region_6);
pfer_calc=pfer_dentS+pfer_culasseS;
pfer=kpfer*pfer_calc; // calage par rapport aux résultats de la machine Siemens kpfer=3.25
rm=m*pow(ku0*v,2.0)/pfer;
// 4) Calcul de la resistance rotorique rba:
rb=rhoal*(1.0+alphrot*(trot-20.0))*l/scr;
reqan=PI*rhoal*(1.0+alphrot*(trot-20.0))*dam/(nr*a)/pow((2.0*sin((PI*p)/nr*landa)),2.0);
epsp=htr*sqrt(PI*muz*landa*f*abs(g)/(rhoal*(1.0+alphrot*(trot-20.0)))); //effet de peau
krr=epsp*(sinh(2.0*epsp)+sin(2.0*epsp))/(cosh(2.0*epsp)-cos(2.0*epsp));
rbbs=(rb*krr+reqan*2.0)/p;
rba=k*rbbs;
// 5) Calcul de l'inductance de fuite du bobinage stator xa:
ks=1.0/2.0*(1.0+cos(renc*PI/denc));
kxs=muz*m*w*pow(ns_branche,2.0)*4.0*l/(ne/nbranche)*ks;
//reactance de fuite d'enchoche statorique xes:
dfilai=dfila+2.0*eifila; // diamètre fil isolé
scai=PI*pow(dfilai,2.0)/4.0; //section un brin conducteur avec isolation
scui=nsspe*scai; //surface des conducteurs isolés dans une encoche stator
scre=scui*4.0/PI; //surface réelle occupée par les conducteurs isolés, contrainte inférieure à ae
landaas=2.0*has/(3.0*(bas+bbs))+2.0*hfs/(3.0*(bbs+bcs))+2.0*hds/(bcs+bds)+2.0*hes/(bds+os);
xes=kxs*landaas;
//reactance de fuite dent a dent(Flux de dispersion entrefer) xdiss:
landabs=(1.0+orr/(orr+ma))*5.0*e/(5.0*os+4.0*e);
xdiss=kxs*landabs;
//reactance de fuite differentielle statorique xds:
kdiff=0.0025; // hypothèse à affiner si besoin avec Liwschitz
landacs=pow(tau,2.0)/(pow(PI,2.0)*e*ts)*kdiff;
xds=kxs*landacs;
//reactance de fuite zigzag xzs:
landads=pow((ts-os),2.0)/(8.0*e*ts);
xzs=kxs*landads/ksat_des; //Caillard
//reactance des tetes de bobines xtb:
pva=0.47*ltb-0.3*tau;
pvb=0.67*ltb-0.43*tau;
pv=(pva+pvb)/2.0;
xtb=q*pv*ltb/l*kxs;
//reactance totale
xa_branche=xes+xds+xzs+xdiss+xtb;
xa=xa_branche/nbranche;// réactance de toutes les branches en parallèle
// 6) Calcul de l'inductance de fuite au rotor:
kxr=muz*w*l/p;
//reactance de fuite d'encoche rotorique xer:
kx=3.0/(2.0*epsp)*(sinh(2.0*epsp)-sin(2.0*epsp))/(cosh(2.0*epsp)-cos(2.0*epsp));
landaar=(2.0*har/(3.0*(bar+bbr))+2.0*hfr/(3.0*(bbr+bcr))+2.0*hdr/(3.0*(bcr+bdr))+2.0*her/(3.0*(bdr+orr+ma)))*kx;//si coulee
xer=kxr*landaar;
//reactance de fuite dent a dent xdisr:
landabr=(1.0+os/(os+ma))*5.0*e/(5.0*orr+4.0*e);
xdisr=kxr*landabr;
//reactance de fuite differentiel rotorique xdr:
landacr=pow(tau,2.0)/(pow(PI,2.0)*e*tr)*kdiff;
xdr=kxr*landacr;
//reactance de fuite zig-zag rotorique xzr:
landadr=pow((tr-orr),2.0)/(8.0*e*tr);
xzr=kxr*landadr/ksat_des; //Caillard
//reactance de fuite de l'anneau de CC xacr:
ak=142.222;
bk=0.444;
ck=1.0;
eps=0.223*(han+ban);
gf=1.0/(2.0*ak)*(-bk+sqrt(pow(bk,2.0)-4.0*ak*(ck-lm/eps)));
landaer=nr/(2.0*p*m)*tau/l*gf;
xacr=kxr*landaer;
```

```
//reactance de fuite due à l'inclinaison des barres xskew:
xskew=(1.0/pow(ki,2.0)-1.0)*xm;
//reactance totale
xb=xer+xdr+xzr+xdisr+xacr*2.0;//2 portions d'anneau
xba=k*xb+xskew;
// 7) Calcul de ksat:
// Prise en compte de la saturation a vide de la machine
/* Definition d'inductions dans les toles, on defini des fonctions */
import org.gu.g2elab:im_optimization.H_fct_B:1.0;        idem modèle machine de reference sur annexe 5
//Sur un pole
phip=ku*v/(4.0*kf*f*kb*ns_branche);
beent=phip/(tau*l*alphi);
nig=(kc*e*beent)/muz; // chute de potentiel dans l'entrefer
sbdsa=(di*PI-ne*os)*l/(2.0*p);
bdsa=phip/(sbdsa*alphi);
sbdsb=((di+2.0*hes)*PI-ne*bds)/(2.0*p)*l;
bdsb=phip/(sbdsb*alphi);
bdmsab=(bdsa+bdsb)/2.0;
athes=hes*(H_fct_B(bdsa)+4.0*H_fct_B(bdmsab)+H_fct_B(bdsb))/6.0;
sbdsc=((di+(hes+hds)*2.0)*PI-ne*bcs)/(2.0*p)*l;
bdsc=phip/(sbdsc*alphi);
bdmsbc=(bdsb+bdsc)/2.0;
athds=hds*(H_fct_B(bdsb)+4.0*H_fct_B(bdmsbc)+H_fct_B(bdsc))/6.0;
sbdsd=((di+(hes+hds+hfs)*2.0)*PI-ne*bbs)/(2.0*p)*l;
bdsd=phip/(sbdsd*alphi);
bdmscd=(bdsc+bdsd)/2.0;
athfs=hfs*(H_fct_B(bdsc)+4.0*H_fct_B(bdmscd)+H_fct_B(bdsd))/6.0;
sbdse=(dfs*PI-ne*bas)/(2.0*p)*l;
bdse=phip/(sbdse*alphi);
bdmsde=(bdsd+bdse)/2.0;
bds_max=max(bdsa,max(bdsb,max(bdsc,max(bdsd,bdse))));
bds_moy=(bdsa+bdsb+bdsc+bdsd+bdse)/5.0;
athas=has*(H_fct_B(bdsd)+4.0*H_fct_B(bdmsde)+H_fct_B(bdse))/6.0;
nids=athes+athds+athfs+athas;// chute de potentiel dans la dent stator
sbcsa=ecs*l;
bcsa=phip/(sbcsa*2.0*alphi);
bcs_max=bcsa;
lcs=PI*(deext-ecs)/(2.0*2.0*p);
nics=lcs*H_fct_B(bcsa);// chute de potentiel dans la culasse stator
sbdra=(PI*dr-nr*orr)/(2.0*p)*l;
bdra=phip/(sbdra*alphi);
sbdrb=((dr-2.0*her)*PI-nr*bdr)/(2.0*p)*l;
bdrb=phip/(sbdrb*alphi);
bdmrab=(bdra+bdrb)/2.0;
ather=her*(H_fct_B(bdra)+4.0*H_fct_B(bdmrab)+H_fct_B(bdrb))/6.0;
sbdrc=((dr-2.0*(her+hdr))*PI-nr*bcr)/(2.0*p)*l;
bdrc=phip/(sbdrc*alphi);
bdmrbc=(bdrb+bdrc)/2.0;
athdr=hdr*(H_fct_B(bdrb)+4.0*H_fct_B(bdmrbc)+H_fct_B(bdrc))/6.0;
sbdrd=((dr-2.0*(her+hdr+hfr))*PI-nr*bbr)/(2.0*p)*l;
bdrd=phip/(sbdrd*alphi);
bdmrcd=(bdrc+bdrd)/2.0;
athfr=hfr*(H_fct_B(bdrc)+4.0*H_fct_B(bdmrcd)+H_fct_B(bdrd))/6.0;
sbdre=(dfr*PI-nr*bar)/(2.0*p)*l;
bdre=phip/(sbdre*alphi);
bdmrde=(bdrd+bdre)/2.0;
bdr_max=max(bdra,max(bdrb,max(bdrc,max(bdrd,bdre))));
bdr_moy=(bdra+bdrb+bdrc+bdrd+bdre)/5.0;
athar=har*(H_fct_B(bdrd)+4.0*H_fct_B(bdmrde)+H_fct_B(bdre))/6.0;
nidr=ather+athdr+athfr+athar;// chute de potentiel dans la dent rotor
sbcra=(dr-2.0*htr-dir_f)/2.0*l;
bcra=phip/(sbcra*2.0*alphi);
bcr_max=bcra;
lcr=(dr-(dr-(dir_f+2.0*htr))/2.0)/2.0/(2.0*p)*PI;
nicr=lcr*H_fct_B(bcra);// chute de potentiel dans la culasse rotor
ksat=(nig+nids+nidr)/nig;
ksat2=(2.0*nig+2.0*nids+2.0*nidr+nics+nicr)/(2.0*nig); // ksat avec les culasses

/*-------Calcul du schema equivalent, courant et couple qui en decoule--------*/
rbag=rba/g;
xmk=xm/ksat*k_xmk; // 0.68 à vide sur Siemens, 1 sinon
```

```
//zm=(i*xmk*rm)/(xmk*i+rm);
zm_real=(rm*pow(xmk,2.0))/(pow(xmk,2.0)+pow(rm,2.0));
zm_imag=(pow(rm,2.0)*xmk)/(pow(xmk,2.0)+pow(rm,2.0));
//nz=cabs(zb*zm+za*(zm+zb))/cabs(zm+zb);
nz=pow(pow(zm_real+rbag,2.0)+pow(zm_imag+xba,2.0),-
(1.0/2.0))*pow(pow(xba*zm_real+xa*zm_real+rbag*zm_imag+ra*zm_imag+ra*xba+rbag*xa,2.0)+pow(rbag*zm_real+ra*zm_real-(xba*zm_imag)-(xa*zm_imag)-
(xa*xba)+ra*rbag,2.0),1.0/2.0);
//z=za+zb*zm/(zb+zm);
z_real=(rbag*(zm_real*(zm_real+rbag)-((-zm_imag-xba)*zm_imag))-(xba*(zm_imag*(zm_real+rbag)+(-zm_imag-
xba)*zm_real)))/(pow(zm_real+rbag,2.0)+pow(zm_imag+xba,2.0))+ra;
z_imag=(xba*(zm_real*(zm_real+rbag)-((-zm_imag-xba)*zm_imag))+rbag*(zm_imag*(zm_real+rbag)+(-zm_imag-
xba)*zm_real))/(pow(zm_real+rbag,2.0)+pow(zm_imag+xba,2.0))+xa;
ia=v/nz;
ia_branche=ia/nbranche;
ib=v*pow(pow(zm_real,2.0)+pow(zm_imag,2.0),1.0/2.0)*pow(pow(xba*zm_real+xa*zm_real+rbag*zm_imag+ra*zm_imag+ra*xba+rbag*xa,2.0)+pow(rbag*zm_real
+ra*zm_real-(xba*zm_imag)-(xa*zm_imag)-(xa*xba)+ra*rbag,2.0),-(1.0/2.0)); //rapporté au stator
cosphi=z_real/nz;
sinphi=z_imag/nz;
ku_calc=sqrt(pow(1-ra*ia*cosphi/v-xa*ia*sinphi/v,2.0)+pow(ra*ia*sinphi/v+xa*ia*cosphi/v,2.0));// chute de tension
// A vide z0=za+zm
z0_real=ra+zm_real;
z0_imag=xa+zm_imag;
nz0=pow(pow(z0_real,2.0)+pow(z0_imag,2.0),0.5);
ia0=v/nz0;
ku0_calc=pow(pow(z0_real-ra,2.0)+pow(z0_imag-xa,2.0),0.5)/nz0;
cosphi0=z0_real/nz0;
pabs0=m*v*ia0*cosphi0;
pjous0=m*ra*pow(ia0,2.0);

/*------------------------Puissances, Pertes, couple--------------------------*/
pabs=m*v*ia*cosphi; // Puissance absorbee
pjous=m*ra*pow(ia,2.0);  // pertes joules au stator
pjour=m*rba*pow(ib,2.0); // pertes joules au rotor
w_meca=(1.0-g)/p*w; // pulsation mécanique
Vitesse_rotation=w_meca*(60/(2*PI));  // Vitesse de rotation de l'arbre
cmecav=smecav*w*(1.0-g)/p;  // couple meca resistant visqueux
pmecav=cmecav*(1.0-g)/p*w;  // pertes mecaniques
cem=m*rbag*pow(ib,2.0)*p/w; // Couple electromagnetique
pt=m*(1.0-g)*rbag*pow(ib,2.0); // Puissance mecanique
cu=cem-cmecav; // Couple utile
pu=pt-pmecav; // Puissance utile
r=pu/pabs;  // rendement moteur
r_g=pabs/pu;  // rendement generateur
js=ia_branche/(sca*nb)*pow(10.0,-6.0); //densité courant stator
kci=p*(ns_branche*kb*m)/(nsr*kbr*nr);
jrs=ib/aer*kci*pow(10.0,-6.0);//densité courant rotor
/*     Mode autonome     */
g1_amor=-ra*rba/pow(xmk,2.0); // zone d'amorçage du mode autonome
g2_amor=-rba/ra*pow(xmk,2.0)/pow(xba+xmk,2.0);
C1_amor=1.0/(w_meca*(xa+xmk));
C2_amor=2.0/(w_meca*(xa+xba));
Capa=C1_amor; //hypothese à vérifier
/*     Plage vitesse élargie     */
cem_max_moteur=p*m*pow(v,2.0)/(2.0*w*(ra+xa+xba));
cem_max_generateur=-p*m*pow(v,2.0)/(2.0*w*(-ra+xa+xba));
g_cem_max=rba/(xa+xba); // - en générateur
pt_max_moteur=m*pow(v,2.0)/(2.0*(ra+rba+xa+xba));
pt_max_generateur=-m*pow(v,2.0)/(2.0*(-(ra+rba)+xa+xba));
g_pt_max_m=rba/(rba+pow(pow(ra+rba,2.0)+pow(xa+xba,2.0),0.5));
g_pt_max_g=-rba/(rba-pow(pow(ra+rba,2.0)+pow(xa+xba,2.0),0.5));

/* ------------------------------Thermique --------------------------------*/
Mass=0;//masse nulle sur le circuit PSIM
//Pertes du modèle thermique représentant un demi rotor
PculasseS=pfer_culasseS*kpfer/2.0; // calage par rapport aux résultats de la machine Siemens kpfer=3.25
PdentS=pfer_dentS*kpfer/2.0; // calage par rapport aux résultats de la machine Siemens kpfer=3.25
PjS=pjous*(2.0*l/ls)/2.0;
Pjtb=pjous*(2.0*ltb/ls)/2.0;
PjR=pjour/2.0;
PferR=(PculasseS+PdentS)/10.0;//hypothese pour ne pas mettre 0
Pmeca=pmecav/2.0;
```

```
//rayons
rc=1.05*deext/2.0; //rayon carter
rext=deext/2.0;
rcs=dfs/2.0; //rayon fond d'encoche stator
ri=di/2.0; //rayon interieur stator
rr=dr/2.0; //rayon exterieur stator
rtb_ext=rcs; //rayon exterieur tete de bobine (approximation)
rtb_int=ri; //rayon interieur tete de bobine (approximation)
rrotor_eq=pow(pow(rr,2.0)-nr*scr/PI,0.5); //rayon equivalent de la cage rotor
rir=dir/2.0; //rayon interieur rotor
//longueur
Lbis=2.0*lm; //longueur d'arbre entre le fer et le roulement (hypothese de géometrie)
Lroul=lm/2.0; //longueur du roulement (hypothese de géometrie)
Lc=l+2.0*Lbis+2.0*Lroul; //longueur totale carter
/*Définition des résistances dans Thermotool*/
S_Rth1=PI*rc*Lc;
S_Rth2=PI*rext*l;
S_Rth7=PI*(pow(rext,2.0)-pow(rcs,2.0));
Fv=0.7932*exp(0.0284*crs*100);//coef du vernis
lambda_eq=Fv*lambda_isolant; // modification de lambda_vernis à lambda_isolant pour le cable
a1=ldsm/tsm;
S_Rth12=PI*(pow(rcs,2.0)-pow(ri,2.0))-ne*ae;
e_Rth13_1=a1*PI*(pow(rcs,2.0)-pow(ri,2.0));
S_Rth13_1=pow(rcs-ri,2.0)*pow(ne,2.0);
a2=bmoys/tsm;
e_Rth13_2=2.0*PI*a2/ne*(rcs+ri);
S_Rth13_2=6.0*(rcs-ri)*l*ne;
e_Rth13_3=1.0; // pour rendre nulle Rth13_3
S_Rth13_3=pow(10.0,4.0);// pour rendre nulle Rth13_3
e_Rth14_2=1.0;// pour rendre nulle Rth14_2
S_Rth14_2=pow(10.0,4.0);// pour rendre nulle Rth14_2
e_Rth15_2=1.0;// pour rendre nulle Rth15_2
S_Rth15_2=pow(10.0,4.0);// pour rendre nulle Rth15_2
lambda_cond2=lambda_cond*crs;
S_Rth18=ae*ne;
a3=2.0*pas/ne;
S_Rth22=PI*a3*(rtb_ext+rtb_int)*Ltet;
a4=lds/ts;
S_Rth23=a4*PI*ri*l;
S_Rth24=(1.0-a4)*PI*ri*l;
S_Rth25=PI*rr*l;
S_Rth29_2=PI*(pow(rr,2.0)-pow(rr-han,2.0));
S_Rth30=PI*(pow(rr,2.0)-pow(rr-han,2.0))+2.0*PI*ban*(dr-han);
S_Rth35=PI*(pow(rr-han,2.0)-pow(rir,2.0));
e_Rth36=1.0;
S_Rth36=2.0*PI*l;
S_Rth37=2.0*PI*pow(rir,2.0);
S_Rth38=4.0*PI*pow(rir,2.0);
e_Rth39=1.0;
S_Rth39=4.0*PI*Lroul;
S_Rth40=pow(10.0,4.0); // pour rendre nulle Rth40
import org.gu.g2elab:im_optimization.org.gu.g2elab.mage.cades.modeleMAS4ThermalExternalFunction:1.0;
[TculasseS,Tcarter,Tair_interne,Tentrefer,Ttb,TdentS,TencocheS,Tcage,TferR,Tarbre,Troulement]=
modeleMAS4ThermalExternalFunction([S_Rth2,h_contact,rcs,l,rext,lambda_fer_rad,ri,a1,a2,lambda_eq,rtb_int,a3,Ltet,rtb_ext,S_Rth22,h_air_int,S_Rth23,h_entrefer
,S_Rth7,lambda_fer_ax,lambda_cond2,S_Rth18,hts,S_Rth1,h_air_ext,S_Rth12,S_Rth13_1,e_Rth13_1,S_Rth24,S_Rth25,rrotor_eq,rr,lambda_cage,S_Rth30,rir,S_Rth3
5,lambda_arbre,S_Rth36,S_Rth37,S_Rth38,Lbis,S_Rth39,S_Rth40,S_Rth13_2,e_Rth13_2,lambda_isolant,S_Rth13_3,e_Rth13_3,S_Rth14_2,e_Rth14_2,S_Rth15_2,e_R
th15_2,S_Rth29_2,ban],[Mass,Tair],[PculasseS,PdentS,PjS,Pjtb,PjR,PferR,Pmeca]);
Tbobinage=(TencocheS+Ttb)/2;

/* Paramètres à contraindre */
ku0Cont=(ku0-ku0_calc)/ku0;
kuCont=(ku-ku_calc)/ku;
ksatCont=(ksat_des-ksat)/ksat_des;
tstaCont=(tsta-Tbobinage)/tsta;
trotCont=(trot-Tcage)/trot;
osCont=dfilai-os; // contraindre à positif ou nul
rempCont=ae-scre; // contraindre à positif ou nul
beentCont=(beent_des-beent)/beent_des;
phipCont=phip-phip_des;

/* ------------------------------Inventaire --------------------------------*/
```

```
ltot_cond=m*nbranche*ns_branche*ls*nb; // longueur total conducteur stator
Vcuivre=sca*ltot_cond; //volume cuivre au stator
Vcuivre_isole=scai*ltot_cond; //volume cuivre au stator
Visolant=Vcuivre_isole-Vcuivre; //isolant sur câble
Vcage=(ki*l*scr)*nr+2.0*(PI/4.0*(pow(dam+han,2.0)-pow(dam-han,2.0))*ban); //masse cage d'écureuil nr barres +2 anneaux
Varbre=Lc*1.5*PI/4.0*(pow(dir,2.0));//hypothèse arbre 1.5*plus long que le carter
Vcarter=PI*(pow(rc,2.0)-pow(rext,2.0))*Lc;
Vflasque=2.0*PI*pow(rc,2.0)*(rc-rext); // 2 flasques
Volume_MAS=PI*pow(rc,2.0)*Lc;
/*Masses de la machine*/
//Parties actives
Mfer=mvol_tole*Vfer; //masse du fer machine
Mcuivre=mvol_cuivre*Vcuivre; //masse du fer machine
Mcage=mvol_cage*Vcage; //masse de la cage
Mactive=Mfer+Mcuivre+Mcage;
//Parties inactives
Misolant=mvol_isolant*Visolant;
Marbre=mvol_acier*Varbre;
Mcarter=mvol_acier*Vcarter;
Mflasque=mvol_acier*Vflasque;
Macier=Marbre+Mcarter+Mflasque;
Minactive=Misolant+Marbre+Mcarter+Mflasque;
Mmachine=Mactive+Minactive;

/*Couts économiques*/
C_bobinage=ltot_cond*pmet_cond;
C_CM=Mfer*pmas_CM;
C_alu=Mcage*pmas_alu;
C_acier=Macier*pmas_acier;
C_total=C_bobinage+C_CM+C_alu+C_acier;
/*Couts environnementaux*/
//Eco-couts
EcoC_bobinage=ltot_cond*ecoc_cond;
EcoC_CM=Mfer*ecoc_acier;
EcoC_alu=Mcage*ecoc_alu;
EcoC_acier=Macier*ecoc_acier;
EcoC_total=EcoC_bobinage+EcoC_CM+EcoC_alu+EcoC_acier;
//Empreinte carbone
EC_bobinage=ltot_cond*ec_cond;
EC_CM=Mfer*ec_acier;
EC_alu=Mcage*ec_alu;
EC_acier=Macier*ec_acier;
EC_total=EC_bobinage+EC_CM+EC_alu+EC_acier;
```

ANNEXE 7 : DONNEES DU CAMP PARARE

❖ Instrumentation du camp avec des centrales de mesure nomades

a)

b)

Fig 1 : Centrales de mesure : a) BlackBox 1, b) Ulys TT.

La première centrale, la BlackBox 1 BB1 (Fig 1 a)) est une centrale monophasée dans un boîtier étanche fabriquée par J. Ferrari un ingénieur du laboratoire. Elle mesure en instantané la tension, le courant, la puissance, le facteur de puissance et la fréquence toutes les 10 minutes. La BB1 possède une carte SD qui permet de stocker les données pendant un mois et un transmetteur wifi. La BB1 est placée au niveau du départ du générateur diesel vers le camp, elle mesure la consommation des charges sur le réseau générateur (hors COPAS).

La deuxième centrale est la ULYSS TT (Fig 1 b)) de marque Chauvin-Arnoux-Energy (ex-Enerdis) que les techniciens du G2elab ont intégrée dans un caisson étanche. Cette centrale triphasée et monophasée plus complète en nombre de données renvoie : date, heure, puissance active et réactive, tension, courant, fréquence, facteur de puissance. Des mesures sont effectuées toutes les 10 minutes puis envoyées sur une base de données en ligne. La ULYSS TT est positionnée au niveau de la sortie de l'onduleur et donne la consommation totale sur le réseau solaire.

❖ Production et consommation électrique du camp Pararé

Tab 1 : Production électrique du camp Pararé.

PV	Puissance crête	1200	Wc
Générateur STORM 0015	Puissance sortie	10,48	kW
	Tension	230	V

MW Power	cos(phi)	0,8	
Batterie *12	Tension sortie unitaire	2	V
	Capacité	1220	Ah
	Technologie	Lead-acide	TYS8 SERELIO

En bleu : Estimation des caractéristiques ; **En noir** : Données récupérées sur les notices des appareils.

Tab 2 : Charges électriques sur les réseaux solaire et générateur au camp Pararé.

Réseau "Solaire"		
Cuisine		
Appareils	Puissance W	Technologie
Eclairage Cuisine	60	LED
Radio Tel	10	Téléphone fixe
Congélateur 1	21.6	Electrolux 0.519 kWh/24h
Congélateur 2	21	Ignis WL5701 187 kWh/an
Frigo Congélateur	30	300 L, A+ 267 Kwh/an
prise table		
Salle Sèche		
Lumière	30	LED
Frigo	16,6	146 Kwh/an
Prise		
Douche		
Lumière	12	
Labo-atelier		
lumière*3	36	LED
Prise*2		
Carbet Wifi		
Wifi	105	
lumière	12	LED
WC		
Lumière	12	LED
Carbet solaire - Wapa - Séchoir - Forêt -Colline		
Prise*4		
Lumière*5	60	LED

Réseau "Générateur"		
Cuisine		
Appareils	Puissance W	Technologie
Plaques	50	Gaz allumage électrique
Prise cuisine		
Pompe	1000	
Salle Sèche		
Clim	660	Daikin model ARXN25
Prise *2		
Lampe à sodium	660	
Four (Hotbox)	800	Gallenkamp size 2
Douche		
Machine à laver	2000	A+, Fronta
Labo-atelier		
Perceuse 1	720	Filaire, makita HP2051FHJ
Rabot	620	Filaire, makita KP0800J
Perceuse 3	18 V - 2.0 Ah ou 4.0 Ah	Batterie, Mit BS 18 Lithium
Prise secteur outils		

En bleu : Estimation de la consommation
En noir : Données récupérées sur les notices des appareils

Les « prises » sont des prises secteur (230 V, 50 Hz) où il est possible de brancher un ordinateur par exemple (60 W) ou un téléphone (10 W). Sur le réseau générateur, les prises sont alimentées uniquement lorsque le groupe est en marche. Il faut lancer le groupe si l'on veut utiliser la machine à laver ou la climatisation.

ANNEXE 8 : MACHINES OPTIMALES POUR LE VILLAGE PARARE

❖ Câble étanche avec gaine isolante et gaine mécanique, configuration semi-ouverte

Diamètre fil cuivre : $9.8.10^{-4}$ m. Epaisseur isolation : $2.26.\ 10^{-3}$ m.

Tab 1 : Données machines optimales pour le câble étanche à double gaine.

Grandeur	MAX rendement	MIN masse active	MIN masse totale
Dimensions géométriques (m)			
- longueur fer	0.068	0.051	0.198
- diamètre intérieur stator	0.134	0.123	0.086
- diamètre extérieur stator	0.369	0.375	0.241
-diamètre intérieur rotor	0.098	0.082	0.056
- hauteur encoche stator	0.082	0.101	0.059
- hauteur encoche rotor	0.011	0.012	0.009
- hauteur culasse stator	0.036	0.025	0.018
- hauteur culasse rotor	0.007	0.008	0.006
Bobinage			
- nombre conducteurs/encoche	91	126	48
- nombre de spires en série/phase	181	253	96
- coefficient de remplissage	0.025	0.025	0.025
- longueur totale de conducteur	437	650	249
Induction magnétique (T)			
- à l'entrefer	0.95	0.95	0.95
- maximale/moyenne dent stator	1.9/1.4	1.9/1.4	1.9/1.5
- maximale culasse stator	1.4	1.8	1.8
- maximale/moyenne dent rotor	1.9/1.4	1.9/1.6	1.9/1.7
- maximale culasse rotor	1.6	1.6	1.6
Coefficient de saturation	1.80	1.80	1.83
Paramètres circuit équivalent (Ω)			
- résistance stator ra	5.0	9.3	3.4
- résistance rotor rba	1.6	1.5	1.2
- réactance stator xa	7.8	11.3	3.7
- réactance rotor xba	7.2	9.4	3.5
- résistance fer rm	160	184	113
- réactance magnétisante xm	82	110	40
Performances électromagnétiques			
Puissance (W)			
- absorbée	-1010	-990	-990
- transmise	-2270	-2368	-3221
- utile	-2348	-2447	-3299
Couple (Nm)			
- électromagnétique	-14.0	-14.6	-19.9
- utile	-14.5	-15.1	-20.4
Cos phi	-0.27	-0.30	-0.14
Rendement	0.430	0.405	0.300

Pertes (W)			
- fer	691	568	977
- Joule stator	444	657	1061
- Joule rotor	66	69	94
- mécaniques	79	79	79
Coefficient chute de tension	0.86	0.84	0.87
Courants (A)			
- au stator ia	5.4	4.9	10.2
- au rotor ib	3.7	3.9	5.2
Densité de courant (A/mm²)			
- au stator	7.2	6.4	13.5
- au rotor	7.2	8.3	7.2
Mode autonome			
- plage de glissement de l'amorçage	-0.004/-0.24	-0.004/-0.12	-0.008/-0.26
- capacités associées (µF)	100/800	90/600	200/2000
Température moyenne (°C)			
- bobinage statorique	156	252	228
- cage	42	42	80
- eau externe/interne	20/25	20/25	20/34
Volume (m^3)	0.0617	0.0730	0.0262
Masse (kg)			
- circuit magnétique	35.9	23.8	39.5
- cuivre	2.9	4.4	1.7
- cage	0.39	0.57	0.56
- masse active	39.2	28.8	41.7
- masse isolant	14.1	20.9	8.0
- masse acier	107.7	107.6	38.9
- masse inactive	121.8	128.5	46.9
- masse totale machine	161.0	157.3	88.6

❖ Câble étanche avec gaine isolante, configuration semi-ouverte

Diamètre fil cuivre : 9.8. 10^{-4} m. Epaisseur isolation : 6.6. 10^{-4} m.

Tab 2 : Données pour les coûts économiques et environnementaux de la machine à câble étanche à gaine isolante.

Coût	Bobinage 0.75 mm²	Circuit magnétique	Cage aluminium	Acier
Economique (€)	0.20 €/m	3.5 €/kg	2.0 €/kg	1.0 €/kg
Eco-coût (€)	0.12 €/m	0.37 €/kg	1.84 €/kg	0.37 €/kg
- santé humaine	0.01	0.02	0.04	0.02
- écotoxicité	0.04	0.01	0.33	0.01
- épuisement des ressources	0.06	0.07	0.63	0.07
- empreinte carbone	0.02	0.27	0.84	0.27
Empreinte carbone (kg CO2 eq.)	0.18	2.31	7.27	2.31

Tab 3 : Données machines optimales pour le câble étanche à gaine isolante.

Grandeur	1	2	3	4	5	6	7
Dimensions géométriques (m)							
- longueur fer	0.040	0.04	0.040	0.09	0.120	0.103	0.151
- diamètre intérieur stator	0.112	0.116	0.125	0.086	0.081	0.085	0.090

- diamètre extérieur stator	0.238	0.247	0.272	0.188	0.174	0.178	0.173
-diamètre intérieur rotor	0.072	0.078	0.088	0.056	0.053	0.055	0.066
- hauteur encoche stator	0.040	0.042	0.041	0.033	0.030	0.029	0.023
- hauteur encoche rotor	0.012	0.011	0.011	0.009	0.008	0.008	0.007
- hauteur culasse stator	0.023	0.024	0.033	0.018	0.017	0.018	0.019
- hauteur culasse rotor	0.008	0.008	0.007	0.006	0.006	0.006	0.005
Bobinage							
- nombre conducteurs/encoche	171	172	170	105	85	92	64
- nombre de spires en série/phase	342	344	341	211	170	185	128
- coefficient de remplissage	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142
- longueur totale de conducteur	492	510	513	316	272	277	219
Induction magnétique (T)							
- à l'entrefer	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96
- maximale/moyenne dent stator	1.9/1.5	1.9/1.4	1.9/1.4	1.9/1.4	1.9/1.5	1.9/1.4	1.9/1.5
- maximale culasse stator	1.8	1.8	1.4	1.8	1.8	1.8	1.8
- maximale/moyenne dent rotor	1.9/1.6	1.9/1.5	1.9/1.4	1.9/1.6	1.9/1.7	1.9/1.6	1.9/1.6
- maximale culasse rotor	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Coefficient de saturation	2.00	1.87	1.58	1.78	1.72	1.86	1.41
Paramètres circuit équivalent (Ω)							
- résistance stator ra	4.5	4.6	4.4	2.8	2.4	2.5	1.9
- résistance rotor rba	2.5	2.6	2.7	2.5	2.3	2.3	2.3
- réactance stator xa	14	15	14	9	8	8	7
- réactance rotor xba	12	12	15	8	7	7	6
- résistance fer rm	514	685	687	530	329	364	276
- réactance magnétisante xm	160	164	158	101	82	88	66
Performances électromagnétiques							
Puissance (W)							
- absorbée	-990	-1010	-1010	-1010	-990	-1010	-1010
- transmise	-1414	-1363	-1346	-1420	-1558	-1556	-1632
- utile	-1493	-1441	-1424	-1498	-1636	-1635	-1711
Couple (Nm)							
- électromagnétique	-8.7	-8.4	-8.3	-8.8	-9.6	-9.6	-10.1
- utile	-9.2	-8.9	-8.8	-9.3	-10.1	-10.1	-10.6
Cos phi	-0.42	-0.45	-0.49	-0.35	-0.30	-0.30	-0.30
Rendement	0.663	0.701	0.709	0.674	0.605	0.618	0.590
Pertes (W)							
- fer	224	170	176	220	354	318	435
- Joule stator	157	142	120	146	164	178	134
- Joule rotor	41	40	39	41	45	45	48
- mécaniques	79	79	79	79	79	79	79
Coefficient chute de tension	0.84	0.85	0.86	0.86	0.86	0.85	0.87
Courants (A)							
- au stator ia	3.4	3.2	3.0	4.2	4.8	4.9	4.9
- au rotor ib	2.3	2.3	2.2	2.3	2.6	2.6	2.6
Densité de courant (A/mm²)							
- au stator	4.5	4.3	4.0	5.6	6.3	6.5	6.5
- au rotor	7.7	7.4	7.3	7.4	7.0	7.4	7.2
Mode autonome	-0.002/	-0.002/	-0.001/	-0.002/	-0.002/	-0.003/	-0.002/
- plage de glissement de l'amorçage	-0.41	-0.44	-0.47	-0.70	-0.73	-0.70	-0.97
- capacités associées (µF)	70/500	60/500	50/400	90/700	100/800	100/800	100/1000
Température moyenne (°C)							
- bobinage statorique	78	71	60	64	66	73	59
- cage	35	33	32	40	78	47	49
- eau externe/interne	20/27	20/25	20/25	20/28	20/31	20/31	20/32
Volume (m^3)	0.0124	0.0139	0.0165	0.0082	0.0073	0.0071	0.0070
Masse (kg)							

-circuit magnétique	9.5	10.1	13.0	13.1	15.1	13.4	18.7
- cuivre	3.3	3.4	3.4	2.1	1.8	1.9	1.5
- cage	0.46	0.44	0.45	0.33	0.35	0.34	0.30
- masse active	13.3	14.0	16.9	15.6	17.3	15.6	20.5
- masse isolant	2.3	2.4	2.4	1.5	1.3	1.3	1.0
- masse acier	26	30	37	16	14	14	18
- masse inactive	28	32	40	17	15	16	19
- masse totale machine	41.4	46.2	56.5	33.0	32.7	31.1	39.3
Coûts économiques (€)							
-bobinage	98.4	102.0	102.6	63.2	54.4	55.5	43.8
-circuit magnétique	33.3	35.4	45.5	45.9	52.9	46.7	65.4
- cage	0.9	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6
- acier	26.0	30.0	37.0	16.0	14.0	14.2	17.8
- coût total	158.6	168.2	186.0	125.7	122.0	117.1	127.6
Coûts environnementaux (€)							
-bobinage	60.9	63.1	63.5	39.1	33.7	34.4	27.2
-circuit magnétique	3.5	3.7	4.8	4.9	5.6	4.9	6.9
- cage	0.9	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6
- acier	9.6	11.1	13.7	5.9	5.2	5.3	6.6
- eco-coût total	74.9	78.8	82.8	50.5	45.1	45.2	41.2
Empreinte carbone (kg CO2 eq)							
-bobinage	86.4	89.6	90.1	55.5	47.8	48.8	38.6
-circuit magnétique	21.9	23.3	30.0	30.21	34.8	30.8	43.2
- cage	3.8	3.2	3.3	2.4	2.5	2.5	2.2
- acier	60.0	69.2	85.3	36.9	32.3	32.8	41.1
- empreinte carbone totale	171.6	185.3	208.7	125.0	117.4	115.0	125.0

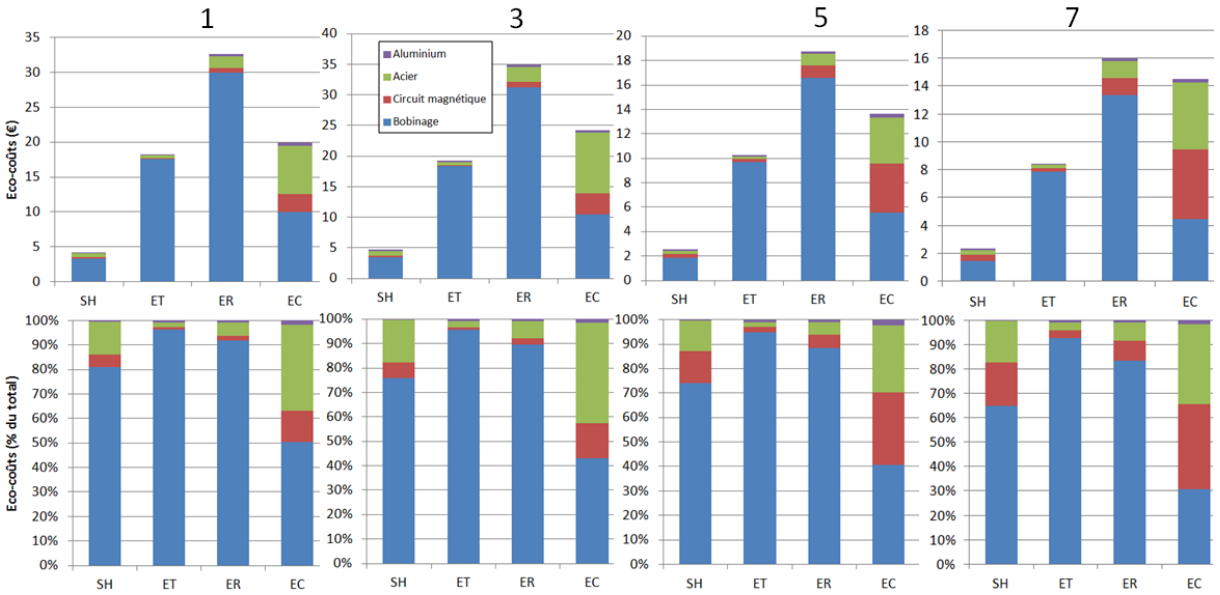


Fig 1 : Comparaison des éco-coûts des machines 1, 3, 5, 7 pour le câble étanche à gaine isolante.

RESUME

Partout, les populations ont besoin d'énergie pour subvenir à leur besoin et supporter leur développement. Ces travaux se concentrent sur l'accès à l'énergie électrique des zones isolées trop éloignées du réseau électrique principal pour y être connectées. Parmi elles, nous sélectionnons les zones à proximité d'une mer ou d'une rivière dont l'énergie hydrocinétique peut être récupérée et transformée en électricité par une hydrolienne. Les solutions technologiques disponibles sur le marché ne répondent que partiellement aux besoins spécifiques des communautés de ces zones isolées.

L'objectif de la thèse est double : proposer une démarche de conception multicritère afin d'imaginer une solution de production énergétique compatible avec les enjeux de développement durable puis appliquer ladite démarche pour concevoir une solution hydrolienne pour micro-réseau isolé qui soit durable et résiliente. La démarche de conception repose sur la prise en compte dès les phases amonts du projet de critères qualitatifs et quantitatifs liés aux durabilités technique, économique, environnementale et sociale. L'outil proposé aide le concepteur à dialoguer avec les différentes parties prenantes afin de cibler une solution de production électrique permettant un développement humain, économique, technique, de la communauté, à la fois ancré sur le territoire et respectueux de l'environnement.

L'application de la démarche et de l'outil sur l'hydrolienne pour micro-réseau isolé amène au portrait-robot du système et de ses composants. Nous nous inspirons de la philosophie low-tech qui prône des technologies simples, durables, résilientes et accessibles. Nous avons esquissé les caractéristiques de la génératrice électrique de l'hydrolienne puis proposé un modèle analytique multi-physique et des coûts économiques, environnementaux pour un pré-dimensionnement optimisé. La machine est asynchrone à cage avec un bobinage étanche pour un refroidissement ouvert à eau, un banc de condensateur pour un fonctionnement autonome et une plage de vitesse élargie. Nous avons également étudié les effets du bobinage dentaire sur la génératrice asynchrone à cage. Finalement, nous sélectionnons les villages amazoniens de Guyane comme cas d'étude et en particulier la station de recherche CNRS des Nouragues. Nous appliquons la démarche de conception et pré-dimensionnons la génératrice avec les données disponibles avec les objectifs de maximisation du rendement énergétique ou de minimisation de la masse de la machine et des coûts économiques et environnementaux.

Mots-clés : accès à l'énergie ; micro-réseau isolé ; méthode de conception ; phase d'esquisse ; hydrolienne ; conception durable ; résilience ; low-tech ; technologie appropriée.

ABSTRACT

Everywhere, populations need energy to meet their needs and support their development. This work focuses on providing access to electrical energy to isolated areas that are too far from the main electricity grid to be connected to it. Among them, selected areas are close to a sea or a river whose hydrokinetic energy can be recovered and transformed into electricity by a hydrokinetic turbine. The technological solutions available on the market only partially meet the specific needs of communities in these isolated areas.

The goal of the thesis is twofold: propose a multi-criteria design approach in order to imagine an energy production solution compatible with sustainable development challenges, and then apply this approach to design a hydrokinetic turbine solution for isolated micro-grids that is sustainable and resilient. The design approach is based on the consideration of qualitative and quantitative criteria related to technical, economic, environmental and social sustainability from the upstream phases of the project. The proposed tool helps the designer to dialogue with the various stakeholders in order to target an electrical production solution that enables human, economic, technical and community development that is both anchored in the territory and respectful of the environment.

The application of the approach and the tool on the hydro-turbine for isolated micro-grid leads to a sketch of the system and its components. This work is inspired by the low-tech philosophy that advocates simple, sustainable, resilient and accessible technologies. We sketched the characteristics of the electric generator of the turbine and then proposed a multi-physical analytical model and economic, environmental and cost analysis for an optimized pre-dimensioning. The machine is asynchronous cage type with a waterproof winding for open water-cooling, a condenser bank for autonomous operation and an extended speed range. We also studied the effects of the tooth winding on the asynchronous cage generator. Finally, we selected the Amazonian villages of French Guiana as a case study and in particular the CNRS research station in Nouragues. We apply the design approach and pre-dimension the generator with the available data with the objectives of maximizing the energy efficiency or minimizing the mass of the machine and the economic and environmental costs.

Keywords: energy access; isolated micro-grid; design method; design phase; hydro turbine; sustainable design; resilience; low-tech; appropriate technology.