



HAL
open science

Approche multicritère pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables

Nicolas Maslov Jayet de Gercourt

► **To cite this version:**

Nicolas Maslov Jayet de Gercourt. Approche multicritère pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables. Géographie. Université de Bretagne occidentale - Brest, 2015. Français. NNT : 2015BRES0109 . tel-01945351

HAL Id: tel-01945351

<https://theses.hal.science/tel-01945351>

Submitted on 5 Dec 2018

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.

UBO

université de bretagne
occidentale



THÈSE / UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE
sous le sceau de l'Université européenne de Bretagne
pour obtenir le titre de
DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE
Mention : Géomatique
École Doctorale des **SCIENCES de la MER**

présentée par
Nicolas Maslov

Préparée à l'Institut de Recherche de l'École Navale
Équipe d'accueil 3634

« Approche multicritère
pour la recherche de site et
l'optimisation de
technologies d'énergies
marines renouvelables »



Soutenance de thèse prévue le 29 Janvier 2015

Devant le jury composé de :

Marie-Hélène de SÈDE-MARCEAU

Professeur des Universités, ThéMA, Université de Franche-Comté et de Bourgogne /
Rapporteur

Stéphan ASTIER

Professeur des Universités, LAPLACE, Université de Toulouse III / *Rapporteur*

Mohamed BENBOUZID

Professeur des Universités, LBMS, Université de Bretagne Occidentale / *Examineur*

Christophe CLARAMUNT

Professeur des Universités, IRENav, Ecole Navale / *Directeur de thèse*

Jean Frédéric CHARPENTIER

Maître de conférences HDR, IRENav, Ecole Navale / *Co-Directeur de thèse*

David BROSSET

Maître de conférences, IRENav, Ecole Navale / *Encadrant de thèse*

Franck SCULLER

Maître de conférences, IRENav, Ecole Navale / *Invité*

N° d'ordre : \NumeroOrdre

THÈSE

présentée à

L'UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE

pour obtenir le titre de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE BRETAGNE OCCIDENTALE

Mention *Géomatique*

par

Nicolas Maslov

Approche multicritère pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables

soutenue le 29 Janvier 2015 devant la commission d'examen :

Composition du Jury

Rapporteurs : Pr. Marie-Hélène de SÈDE-MARCEAU - ThéMA, Université de
Franche-Comté et de Bourgogne, Besançon
Pr. Stéphan ASTIER - LAPLACE, INP Toulouse

Examineur : Pr. Mohamed BENBOUZID - LBMS, UBO, Brest

Directeur : Pr. Christophe CLARAMUNT - IRENav, École Navale

Co-Directeur : MCF. HDR Jean Frédéric CHARPENTIER - IRENav, École Navale

Encadrant : MCF. David BROSSET - IRENav, École Navale

Invité : MCF. Franck SCUILLER - IRENav, École Navale

Résumé

Pour faire face à la demande croissante d'énergie et le désir de produire une énergie à plus faible impact environnemental, les énergies marines renouvelables suscitent un intérêt croissant. Si plusieurs types de machines ont rapidement été proposées, le choix d'un espace pour l'implantation de ces machines ainsi que les différentes options technologiques constituent un réel problème impliquant des contraintes de diverses natures. Dans ce contexte, les contraintes spatiales et les spécificités techniques des technologies interagissent entre-elles.

La recherche développée dans cette thèse propose une méthodologie facilitant la recherche d'un site favorable à l'installation d'un parc d'énergie marine, ainsi qu'un ensemble de solutions techniques appropriées au site lui-même et aux contraintes économiques. Dans le but de simplifier les processus de décisions, une approche multicritère est proposée. La méthode développée intègre un système d'information géographique, une méthode d'analyse multicritère et un algorithme d'optimisation. Cette stratégie est appliquée dans le cadre d'un projet d'implantation d'un parc d'hydroliennes. Trois critères sont utilisés : l'acceptation sociale, l'énergie produite et le coût global du projet.

Le premier critère à modéliser est l'acceptation sociale qui permet de discrétiser spatialement la zone d'étude. Cette modélisation vise une segmentation de l'espace maritime suivant son potentiel à réduire les conflits. L'agrégation des différentes contraintes spatiales est obtenue en utilisant la méthode Electre III.

Des modèles de coût et de production énergétique ont été ensuite intégrés en prenant en compte la possibilité de combiner plusieurs technologies. Les sites d'installations proposés sont définis par l'intersection de la carte d'acceptabilité avec les cartes relatives aux contraintes géographique intervenant dans l'estimation du coût de l'énergie produite. La technologie utilisée, les principaux paramètres de dimensionnement des machines et les caractéristiques géographiques des sites d'installation permettent l'évaluation des deux derniers critères. Pour chaque site d'implantation, les machines offrant le meilleur compromis coût/ énergie produite sont identifiées grâce à un algorithme génétique. La méthode d'analyse multicritères Electre III est également appliquée dans le processus de décision final incluant les trois critères. Un classement des différentes régions de l'espace maritime, auxquelles une machine optimisée est associée, est obtenu. Ce classement est adapté à la vision du problème des décideurs grâce aux possibilités de paramétrage des différents critères dans Electre.

Mots clés : énergie marine renouvelable, sciences de l'information géographique, analyse multicritère, aide à la décision, potentiel énergétique, évaluation de site, Electre III, algorithme génétique.

Table des matières

Introduction générale	1
Le potentiel EMR	2
Objectif et plan de la thèse	6
1 État de l’art des technologies EMR	9
1.1 Introduction	9
1.2 Éolien offshore	10
1.2.1 La ressource	10
1.2.2 Types de turbines	11
1.3 Hydrolien	11
1.3.1 La ressource	12
1.3.2 Types de turbines	13
1.4 Éléments communs à l’éolien et l’hydrolien	17
1.4.1 Multiplicateur	17
1.4.2 Générateur	18
1.4.3 Fondations	21
1.4.4 Installation et maintenance	24
1.4.5 Système électrique	26
1.5 Conclusion	29
2 Modélisation des technologies EMR	31
2.1 Introduction	31
2.2 Modèle de production	31
2.2.1 Modélisation de la ressource	32
2.2.2 Modélisation de la turbine	36
2.2.3 Modélisation de l’énergie extraite	39
2.3 Modèle de coût	45
2.3.1 Coût initial	46
2.3.2 Coût d’installation et démantèlement	48

2.3.3	Coût de maintenance	49
2.4	Conclusion	51
3	Analyse multicritère et SIG	53
3.1	Introduction	53
3.2	Aide à la décision	55
3.3	Techniques d'analyse multicritères	57
3.3.1	Les bases méthodologiques	58
3.3.2	Agrégation complète	60
3.3.3	Agrégation locale et itérative	62
3.4	Agrégation partielle avec Electre	62
3.4.1	Electre I	63
3.4.2	Electre III	65
3.4.3	Electre II et IV	67
3.5	Choix des méthodes	68
3.6	Conclusion	70
4	Optimisation	71
4.1	Introduction	71
4.2	Les méthodes d'optimisation	72
4.2.1	Les méthodes déterministes	72
4.2.2	Les méthodes stochastiques	74
4.3	Les algorithmes génétiques	78
4.3.1	Approche générale	79
4.3.2	Les différentes étapes	80
4.4	Algorithmes génétiques, optimisation multicritère et optimalité de Pareto	85
4.4.1	Dominance de Pareto	86
4.4.2	Classification des individus en multicritère	86
4.5	Conclusion	87
5	Approche développée et résultats	89
5.1	Introduction	89
5.2	Approche développée	91
5.3	Critères pris en compte	94
5.3.1	Acceptation sociale	94
5.3.2	Coût global	95
5.3.3	Énergie produite	95

5.4	Cas d'étude	96
5.4.1	Évaluation du critère d'acceptabilité	96
5.4.2	Évaluation du coût et de la production énergétique	99
5.4.3	Classement final	104
5.5	Conclusion	109
Conclusion générale		111
	Synthèse et Contribution	111
	Perspectives	112

Liste des figures

1	Potentiel de vent en Europe occidentale [European Wind Atlas, 1989] . . .	2
2	Potentiel de courant en Europe occidentale [Pimenta De Miranda, 2004] .	3
3	Potentiel houlomoteur mondial	4
4	Température moyenne de surface [Pimenta De Miranda, 2004]	4
5	Marnage moyen mondial [Flemming, 2005]	5
6	Domaines majeurs couverts par la thèse	7
7	Plan et organisation du mémoire	8
1.1	Chaîne de conversion	10
1.2	Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [Hau, 2006] . . .	11
1.3	Types de marée [noaa]	12
1.4	Représentations des phénomènes de marées [noaa]	13
1.5	Comparaison des tailles d'une éolienne et d'une hydrolienne de même puissance [Fraenkel, 2004]	13
1.6	Projet Seaflo, hydrolienne bipale à axe horizontal développée par MCT Ltd	14
1.7	Projet Seagen, hydrolienne bipale à double hélice et à axe horizontal développée par MCT Ltd	14
1.8	Hydrolienne tripale à axe horizontal développée par Hammerfest Strøm . .	15
1.9	Hydrolienne tripale à axe horizontal développée par Alstom	15
1.10	Hydrolienne à axe horizontal développée par Sabella SAS	15
1.11	Hydrolienne tripale à axe horizontal développée par Voith-GDF	15
1.12	Turbine à axe vertical type Achard, projet Harvest	16
1.13	Turbine à axe vertical type Kobolt, projet Enermar	16
1.14	Turbine à entraînement circonférentiel développée par Open hydro	17
1.15	Turbine carénée développée par Lunar Energy	17
1.16	Turbine carénée à axe vertical développée par Blue Energy	17
1.17	Turbine à pale oscillante autour d'un axe vertical développée par BioPower	18
1.18	Turbine à pale oscillante développée par Pulse Tidal	18

1.19	Turbine à pale oscillante du projet Stingray	18
1.20	Éolienne à vitesse fixe [Robyns <i>et al.</i> , 2006]	19
1.21	Éolienne à vitesse variable basée une GADA [Robyns <i>et al.</i> , 2006]	20
1.22	Éolienne à vitesse variable basée sur GS en entraînement direct [Robyns <i>et al.</i> , 2006]	21
1.23	Support de structure pour éolienne offshore [Musial <i>et al.</i> , 2006]	22
1.24	Structure pour hydrolienne [Fraenkel, 2004]	22
1.25	Structure gravitaire	23
1.26	Structure monopile	23
1.27	Structure tripode	23
1.28	Structure jacket	23
1.29	Structures flottantes, de gauche à droite : 1-2, flotteurs semi-submersibles ; 3, flotteur colonne ; 4-5, flotteurs à lignes tendues ; 6, flotteur colonne à lignes tendues [Musial <i>et al.</i> , 2006]	24
1.30	Système électrique	27
1.31	MVAC [Zubiaga <i>et al.</i> , 2009]	28
1.32	MVAC multiple [Zubiaga <i>et al.</i> , 2009]	28
1.33	HVAC [Zubiaga <i>et al.</i> , 2009]	29
1.34	HVAC multiple [Zubiaga <i>et al.</i> , 2009]	29
2.1	Vitesse de courant dans le Raz de Sein pour le mois de mars 2007 et durant l'année 2007 [Benelghali, 2010]	33
2.2	Cône de capture pour une turbine carénée	34
2.3	Distribution de courant pour une turbine à axe horizontal	35
2.4	Effet de l'orientation du courant sur le coefficient de puissance [Adaramola et Krogstad, 2011] (γ est l'angle entre l'axe de la turbine et la direction du flux)	35
2.5	Courbe du coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse λ et de l'angle d'attaque θ [Benelghali <i>et al.</i> , 2007a]	37
2.6	Puissance extraite par une turbine en fonction de la vitesse du fluide	38
2.7	Stratégie pour estimer la quantité d'énergie produite	39
2.8	Ellipse de courant	40
2.9	Vitesse des courants	40
2.10	Orientation des courants	40
2.11	Effet de l'atténuation angulaire de la turbine à axe horizontal : réduction de la vitesse des courants due à l'orientation des courants par rapport à l'axe de la turbine	41
2.12	Effet de l'augmentation du diamètre de la turbine sur la stratégie de pilo- tage à puissance de générateur constante	42

2.13	Effet de l'augmentation de la génératrice sur la stratégie de pilotage à caractéristique de turbine constante	42
2.14	Modèles de coût pour une pale d'éolienne. 1 et 2 sont proposés par [Fingersh <i>et al.</i> , 2006], 3 par [Veers <i>et al.</i> , 2003] et 4 par [Griffin, 2001] . . .	47
2.15	Coûts des fondations en fonction de la profondeur selon [Serrano Gonzalez <i>et al.</i> , 2011]	48
3.1	Intégration faible [Chakhar et Mousseau, 2008]	56
3.2	Intégration serrée [Chakhar et Mousseau, 2008]	57
3.3	Intégration complète [Chakhar et Mousseau, 2008]	57
3.4	Méthodes d'agrégation selon [Maystre <i>et al.</i> , 1994]	60
3.5	Indice de concordance avec critères francs	64
3.6	Indice de discordance avec critères francs	65
3.7	Indice de concordance avec critères flous	66
3.8	Indice de discordance avec critères flous	66
4.1	Décomposition des solutions du problème sous forme d'arbre	74
4.2	Principe du recuit simulé	75
4.3	Comportement naturel des fourmis	77
4.4	Schéma d'algorithme génétique	81
4.5	Individu codé par un chromosome	82
4.6	Exemple de roue biaisée (le pourcentage correspond à la part la mieux adaptée de la population)	82
4.7	Croisement en deux points	84
4.8	Modification d'un gène par mutation	84
4.9	Optimum de Pareto	86
4.10	Sélections des individus selon les fronts de Pareto dans le cas de la minimisation de f_1 et f_2	87
5.1	Approche multicritère	90
5.2	Méthodologie	91
5.3	Étape 1	92
5.4	Étape 2	93
5.5	Activités maritimes (adapté de [Le Guyader, 2012])	95
5.6	Cas d'étude, mer d'Iroise	97
5.7	Zones de lignes flottantes	97
5.8	Zones de filets	97
5.9	Zones de dragage et de chalutage	98

5.10	Zones de lignes de fonds	98
5.11	Superposition des différentes activités de pêche	99
5.12	Classification de la zone d'étude selon les activités de pêche	99
5.13	Format des données de courant	100
5.14	Cartographie des sites potentiels, selon l'acceptabilité (a), selon le potentiel énergétique (b).	101
5.15	Distribution de courant du site étudié	102
5.16	Classement de la zone d'étude, cas favorisant le coût	106
5.17	Classement de la zone d'étude, cas favorisant l'énergie	107
5.18	Classement de la zone d'étude, cas favorisant l'acceptabilité	108
5.19	Classement de la zone d'étude, cas favorisant l'acceptabilité avec des seuils de coût plus larges	108
5.20	Classement de la zone d'étude, cas favorisant ne aucun des critères	109

Liste des tableaux

1	Potentiels énergétiques EMR [Meulle, 2010]	5
2.1	C_{pmax} et effet de l'angle d'orientation du fluide pour différents types de turbine	35
2.2	Comparaison de l'efficacité pour différentes configurations, [Bang <i>et al.</i> , 2008]	44
2.3	Rendement des principaux composants de la chaîne de conversion, [Bywaters <i>et al.</i> , 2004]	44
2.4	Fréquences et durées des défaillances des composants dans le cas d'un parc éolien suédois sur 2000-2004, [Ribrant et Bertling, 2007]	45
3.1	Évaluation des actions	59
5.1	Valeurs des poids et des seuils pour l'agrégation des contraintes de pêche .	98
5.2	Résultats de l'optimisation par algorithme génétique	104
5.3	Valeurs des poids et des seuils appliqués au classement final	105
5.4	Classement final pour une simulation favorisant le coût	105
5.5	Classement final pour une simulation favorisant l'énergie	106
5.6	Classement final pour une simulation favorisant l'acceptabilité	107
5.7	Classement final pour une simulation ne favorisant aucun des critères . . .	109

Introduction générale

Le développement de notre société moderne et industrialisée dépend fortement de sa capacité à assouvir ses besoins croissants en énergie. L'énergie disponible se doit d'être financièrement abordable et non polluante. Le développement technologique a entraîné une tendance à l'amélioration du niveau de vie des pays développés. Parallèlement, l'émergence des états en voie de développement aspirant à des standards similaires en terme de consommation d'énergie accentue encore la diminution des ressources fossiles. Une conséquence directe est l'augmentation continue des besoins et au final des coûts d'approvisionnement. Pour ne rien arranger les énergies fossiles comme le pétrole et le gaz deviennent progressivement plus difficiles à exploiter en même temps qu'elles entraînent des impacts négatifs sur l'environnement et la santé en raison de l'augmentation des émissions de CO₂. Plusieurs alternatives se sont donc développées ces dernières années, comme les ressources hydrauliques ou celles issues du nucléaire. La fission nucléaire qui est exploitée depuis maintenant près d'un demi-siècle utilise l'uranium, un minerai épuisable. Si cette ressource, dont les réserves sont estimées à $580 \cdot 10^{12}$ kWh [Multon, 1999], n'induit pas de problèmes liés au CO₂, les risques potentiels qui sont inhérents à son exploitation ainsi que les coûts d'opérations sont importants. De plus, la gestion des déchets nucléaires ne trouve pas de solution pleinement acceptable. Si les ressources hydrauliques issues des politiques passées de développement permettent des alternatives plausibles, leur cadre doit être aujourd'hui élargi.

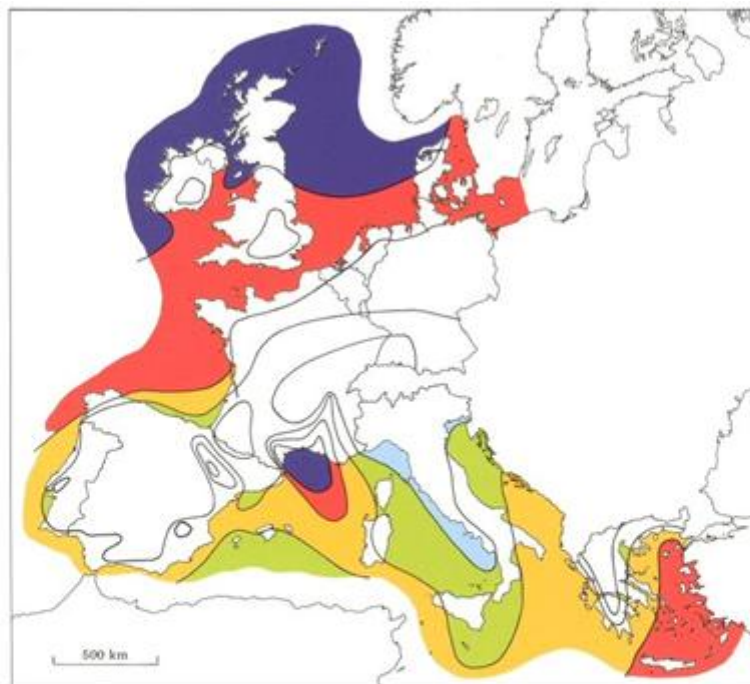
C'est dans ce contexte qu'un intérêt particulier a été porté sur l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables [Dincer, 2000]. Contrairement aux énergies fossiles, ces ressources sont par leur nature disponibles continuellement à notre échelle de temps. Malgré leur caractère fluctuant et plus ou moins aléatoire, le développement de ces énergies est vu comme une partie de la solution pour répondre à la demande grandissante en énergie et au souci de produire une énergie ayant un faible impact environnemental tout en diminuant la dépendance aux énergies fossiles [Johansson et Burnham, 1993]. L'exploitation d'une partie de ces ressources permettrait de contribuer de manière significative aux besoins énergétiques des pays développés et émergents. Le développement du marché des ressources renouvelables a dans un premier temps favorisé les énergies terrestres avec l'énergie solaire et éolienne qui ont montré leurs potentiels mais aussi leurs limites [Wolsink, 2000, Turney et Fthenakis, 2011]. Ce développement a ensuite conduit plus récemment à s'orienter vers les Energies Marines Renouvelables (EMR). Outre l'addition de ressources énergétiques supplémentaires, l'espace maritime dispose de surfaces d'exploitation potentiellement plus importantes et tend à réduire certains impacts notamment sociaux. Depuis plusieurs années des projets ont pour but d'exploiter les EMR, nous les détaillerons dans les paragraphes suivants.

Le potentiel EMR

Avec leurs 70% d'occupation de la surface terrestre, les mers et les océans constituent un important potentiel d'énergie propre et inépuisable qui reste à ce jour très peu exploité pour la production électrique. Les ressources EMR qui ont pour origine les vagues, les vents marins, les courants, les marées, et les gradients de température et de salinité sont autant de sources potentielles d'énergies.

Exploitation des vents en mer (Éolien offshore)

Cette activité s'est rapidement développée car les premiers projets ont pu réutiliser la même technologie que celle été conçue à terre. Les vents marins présentent l'avantage d'être moins assujettis aux frottements liés à la surface et l'espace maritime offre de plus grands espaces d'exploitation (figure 1). La ressource éolienne offshore est par conséquent plus importante que son homologue terrestre. La quantité d'énergie disponible au niveau mondial est estimée à 18 500 TWh/an [Meulle, 2010]. Le potentiel européen est quant à lui évalué à 1900 TWh/an pour des sites situés à moins de 20 km et 3000 TWh/an au-delà [Meulle, 2010].



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Yellow	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Light Green	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Figure 1 – Potentiel de vent en Europe occidentale [European Wind Atlas, 1989]

Exploitation des courants de marée

L'avantage de cette énergie repose sur la prédictibilité de la ressource due au caractère cyclique et régulier du phénomène des marées. Cependant des vitesses de courant élevées sont nécessaires à la viabilité de la technologie, ce qui limite considérablement les sites potentiels (figure 2). Les potentiels mondial, européen et français sont respectivement estimés à 400 à 800 TWh/an, 150 TWh/an et 15 à 23 TWh/an [Meulle, 2010].

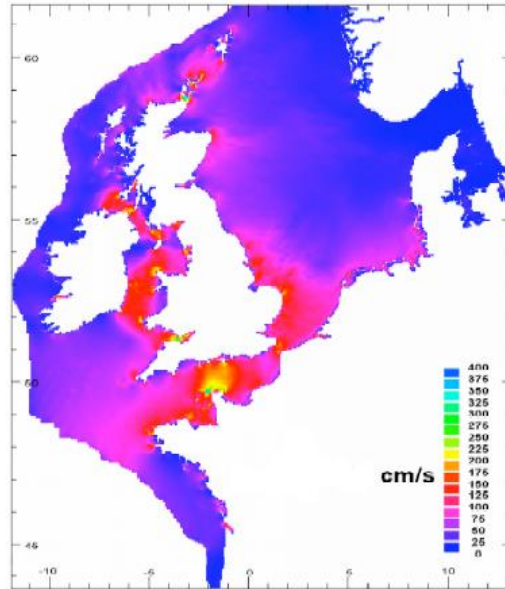


Figure 2 – Potentiel de courant en Europe occidentale [Pimenta De Miranda, 2004]

Exploitation des vagues

L'estimation de cette ressource est difficile car les technologies sont encore à un stade expérimental et reposent sur de nombreux critères. La densité moyenne à l'échelle mondiale est évaluée à environ 8kW/m [RTA, 2010]. La façade atlantique est par exemple exposée à des houles puissantes et régulières. La puissance moyenne sur la côte atlantique est de 45 kW/m [Abonnel *et al.*, 2007]. Dans des zones comme le Golfe de Gascogne, un potentiel énergétique de l'ordre de 25 à 60 kW/m est estimé. En Galice, selon les périodes, l'énergie disponible atteindrait 100 kW/m en moyenne [RTA, 2010]. Le potentiel mondial et européen atteindrait respectivement 1400 et 150 TWh/an [Meulle, 2010].

Exploitation de l'énergie osmotique

Ce type d'énergie est principalement étudié pour être installé dans des zones situées à l'embouchure de fleuves ce qui permet de disposer d'un gradient de salinité élevé. Deux technologies sont développées, les systèmes PRO (Pressure-Retarded Osmosis) et les systèmes RED (Reverse Electro Dialysis). Avec la première technologie, eau douce et eau salée sont séparées par une membrane semi perméable, la migration de l'eau douce à travers la membrane génère d'un flux servant à entraîner une turbine en rotation. Pour la seconde technologie, eau douce et eau salée sont séparées par une membrane ionique, la migration des ions salins à travers la membrane génère du courant. Ce type d'extraction

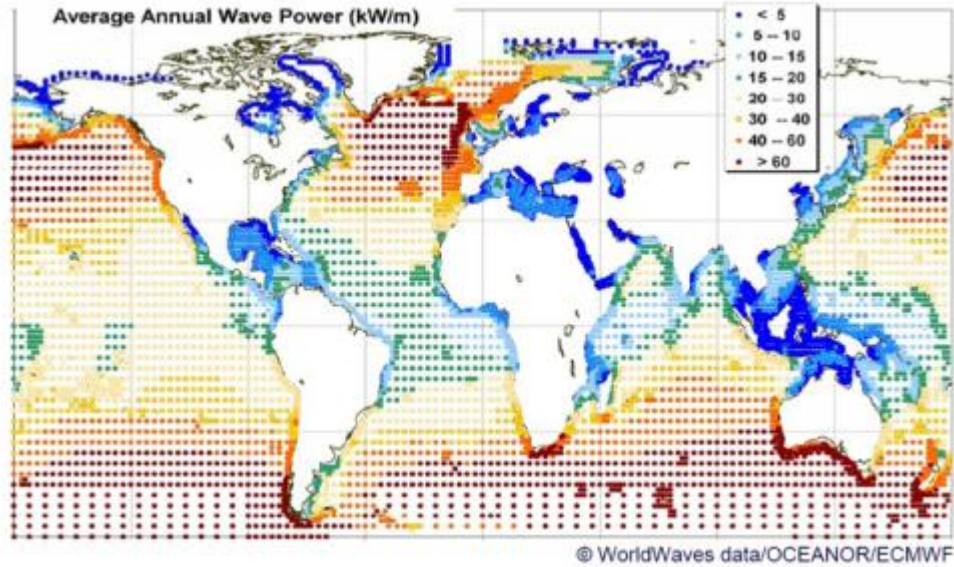


Figure 3 – Potentiel houlomoteur mondial

d'énergie reste toutefois à un stade expérimental, les membranes utilisées sont encore en cours de développement et aucune technologie mature n'est encore disponible à un stade industriel. Les potentiels énergétiques mondial et européen sont estimés respectivement à 1 700 TWh/an et à 200 TWh/an.

Exploitation de l'énergie thermique

Ce potentiel énergétique se trouve en principal dans les mers de la zone intertropicale où la différence de température entre les eaux de surface et les eaux profondes dépasse 20°C (figure 4). Une machine thermique basée sur un cycle thermodynamique assure la production d'énergie par turbinage. Plusieurs technologies sont proposées suivant le cycle thermodynamique utilisé. Un potentiel énergétique de 80 000 TWh/an a été estimé.

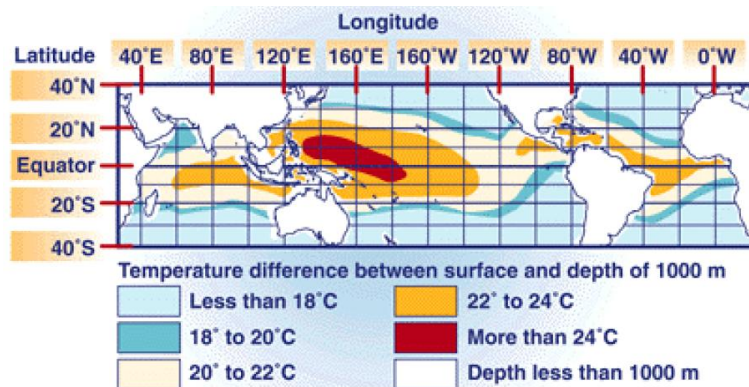


Figure 4 – Température moyenne de surface [Pimenta De Miranda, 2004]

Exploitation de la marée

Le concept utilisé consiste à exploiter la phase de flux et de reflux de marée. Le potentiel mondial est estimé à 380 TWh. Les deux plus importantes usines marémotrices

sont celles de la Rance en France et de Sihwa Lake en Corée du Sud. Elles disposent d'une puissance respective de 240 MW et 254 MW. Notons qu'il existe également des installations de plus petite puissance. Le potentiel est lié au marnage local (figure 5) : pour que cette technologie soit viable, elle doit être implantée dans une zone présentant un fort marnage. Cependant, la nécessité de la création d'un bassin et la construction d'un barrage provoquent des conflits d'usages et des impacts importants comme la modification des écosystèmes et les accès aux sites. Toutefois, certains projets récents proposent de construire des lagons artificiels loin des côtes.

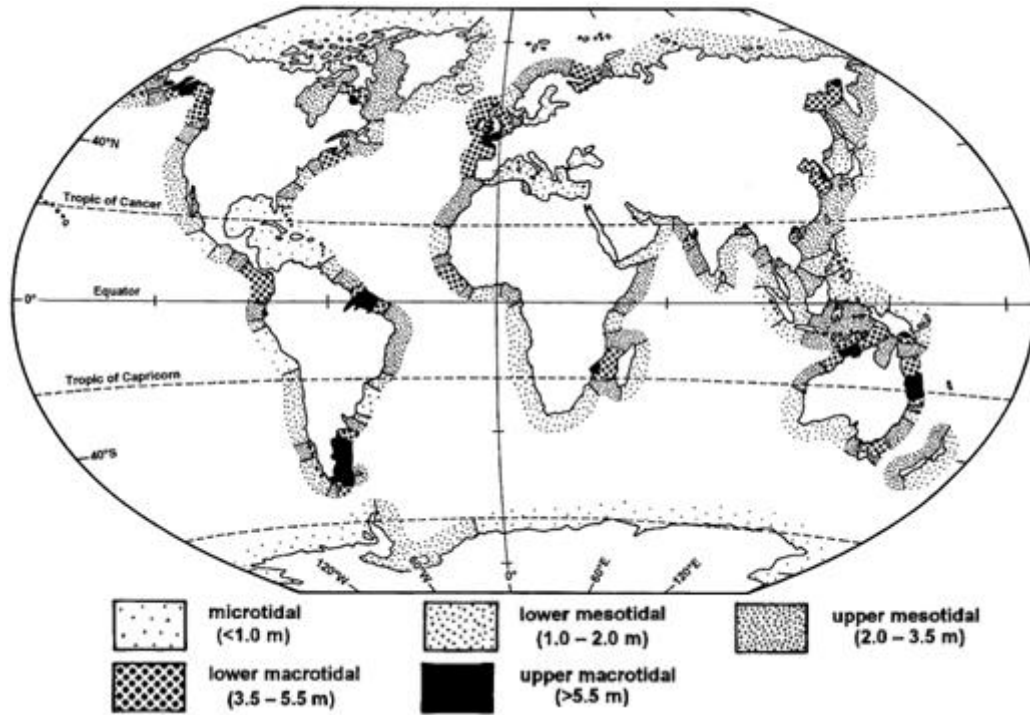


Figure 5 – Marnage moyen mondial [Flemming, 2005]

Les estimations de potentiels énergétiques des EMR sont résumées dans la table 1. Ces valeurs restent cependant des ordres de grandeur. Toutefois exploiter une fraction de ce potentiel répondrait en partie aux besoins énergétiques.

Tableau 1 – Potentiels énergétiques EMR [Meulle, 2010]

Ressource	Monde	Europe	France
Marémotrice	380 TWh/an	-	-
Hydrolienne	400 à 800 TWh/an	18 à 35 TWh/an	3.5 à 5 TWh/an
Houlomotrice	1 400 TWh/an	150 TWh/an	15 à 23 TWh/an
Thermique	80 000 TWh/an	0	0 (Outremer seulement)
Osmotique	1 700 TWh/an	200 TWh/an	-
Éolienne	18 500 TWh/an	3 000 TWh/an	-

Parmi les ressources en EMR, les technologies pour l'exploitation de l'énergie des vents, courants et vagues sont les plus abouties. L'éolien offshore utilise des solutions plus matures en raison du transfert des technologies terrestres.

Les hydroliennes sont à un stade de développement technologique avancé. En effet plusieurs technologies viables ont été proposées au cours des dernières années

[Khan *et al.*, 2009, Benelghali *et al.*, 2007b], et certaines turbines de grande puissance ont même déjà été testées sur des sites d'essais (Ouest de la France, Canada et Écosse) [Zhou *et al.*, 2014].

Les systèmes houlomoteurs sont moins matures et plusieurs technologies très différentes sont en concurrence (systèmes à colonne d'eau oscillante, à déferlement ou à structures en mouvement, [Titah-Benbouzid et Benbouzid, 2014]). Pour simplifier les modélisations, nous avons choisi de concentrer le contenu de notre travail sur les systèmes éoliens et hydroliens. Le principe de base de conversion de ces deux types d'énergie est similaire. L'énergie est captée par un dispositif mécanique qui extrait de l'énergie cinétique d'un fluide pour la transformer en énergie mécanique. Cette énergie mécanique est alors transformée en électricité par un générateur.

Plusieurs types de chaînes de conversion relativement matures ont rapidement été proposés. Cependant, pour un projet donné, en éolien ou en hydrolien, les nombreuses options de conception de la turbine peuvent entraîner l'évaluation d'une multitude de configurations. Lorsque l'installation d'un ensemble de machines est prévu, l'objectif est d'extraire le maximum d'énergie de la ressource disponible, tout en minimisant les coûts et les impacts (environnementaux et sociaux). La recherche de ces conditions passe d'abord par l'identification de zones à forts potentiels. La sélection de ces zones passe ensuite par l'évaluation de contraintes techniques, économiques, sociales et environnementales associées au site. Dans le but de maximiser l'énergie extraite, le choix de la technologie la plus appropriée pour une zone donnée ainsi que son dimensionnement sont essentiels. Il s'agit d'adapter au mieux les machines à leur milieu. Cette adaptation est influencée par la ressource mais également par l'ensemble des contraintes caractérisant la zone.

Objectif et plan de la thèse

Le choix du site associé aux différentes options technologiques des machines constitue donc un réel problème impliquant des contraintes de diverses natures. Dans ce contexte, les **contraintes spatiales** et les **spécificités techniques** des technologies interagissent entre elles. La recherche développée dans cette thèse propose une **méthodologie facilitant la recherche d'un emplacement favorable à l'accueil d'un parc d'énergie marine, ainsi que la sélection d'un ensemble de solutions techniques appropriées au site lui-même et aux contraintes économiques**. Dans le but de cordonner les processus de décisions, une approche multicritères est proposée.

Nous proposons une combinaison des systèmes d'information géographiques (SIG) avec des méthodes d'analyse multicritères (AMC) et d'optimisation pour fournir une approche permettant d'identifier plusieurs solutions, et de faciliter l'expertise et le dialogue entre les décideurs et les différents acteurs (figure 6). L'objectif de notre travail est de développer une telle méthodologie.

L'aide à la décision permet de proposer des solutions quant au choix d'une décision ou la sélection d'alternatives [Jankowski et Nyerges, 2001]. Beaucoup de problèmes de prise de décisions spatiales, telles que la sélection d'un site ou les problèmes d'occupation du sol exigent du décideur de tenir compte des impacts des choix sur l'ensemble des critères prédéfinis afin de choisir la meilleure alternative [Jankowski, 1995]. Le processus de décision implique ainsi plusieurs priorités qui sont en générales de natures différentes et

souvent antagonistes. Ces contraintes conduisent à des compromis. Les incertitudes dans la prise de décision peuvent être aidées par des méthodes d'AMC. L'association des deux domaines de recherche SIG et AMC a montré leur capacité à bénéficier de leurs apports mutuels [Laaribi *et al.*, 1996, Thill, 1999]. D'un côté les SIG développent des techniques et des méthodes pour gérer et analyser une grande variété de données spatiales. D'un autre point de vue, l'AMC apporte d'autres méthodologies et procédures permettant de prendre en compte les différents choix et préférences des preneurs de décision. Cependant, malgré le fait que beaucoup de problèmes de décision spatiale soient multicritères de par leur nature (implication des aspects économique, social, environnemental et politique), l'intégration des méthodes d'AMC aux SIG n'est pas toujours bien établie dans les fonctions d'analyse spatiale [Malczewski, 1999]. Afin de faciliter le choix d'un site et de permettre la construction des contraintes spatiales par des méthodes multicritères d'agrégation, nous nous intéressons à l'utilité d'une telle intégration dans notre approche.

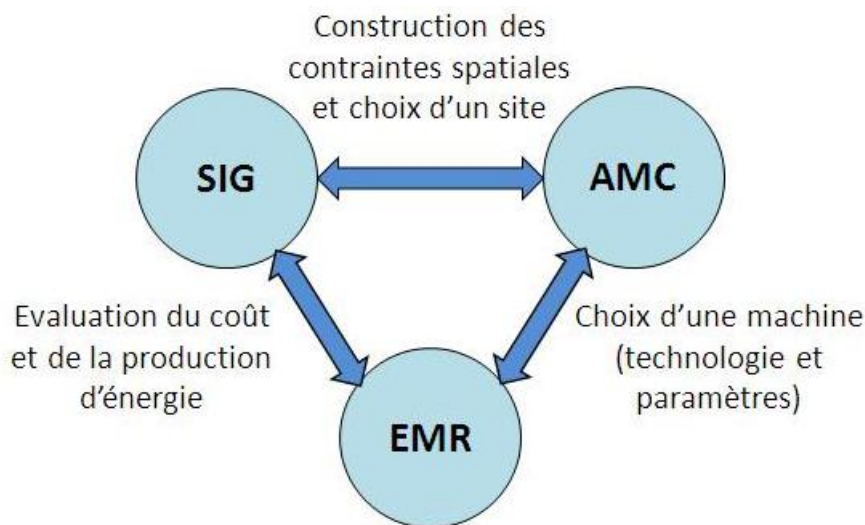


Figure 6 – Domaines majeurs couverts par la thèse

L'utilisation de l'AMC a un double rôle à jouer dans notre problématique. Le premier est de répondre à un problème d'aide à la décision spatiale et le second est de fournir une aide pour la sélection d'un type de technologie et le dimensionnement des principaux paramètres des systèmes. Ce choix passe par l'**évaluation des contraintes liés au coût** et à la **production énergétique**. Des modèles d'estimation de ces critères sont à mettre en lien avec les caractéristiques géographiques du site d'implantation. Les différents choix de technologie, ainsi que la multitude de dimensionnements possible pour les composants d'une machine engendrent un grand nombre d'alternatives à gérer. Afin de réduire ce nombre, une étape passant par une optimisation est prévue. L'insertion d'un algorithme d'optimisation pour l'évaluation du coût et de l'énergie produite aux modèles liés aux machines EMR et la prise en compte de paramètres géographiques identifiés au sein de SIG permettent la recherche de machines.

Dans notre approche nous nous concentrerons sur trois critères importants pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables :

- **le coût global** du projet rassemblant les coûts de production, les étapes d'installation /démantèlement et les opérations de maintenance qui constituent une grande partie des dépenses dans un projet offshore,
- **la quantité d'énergie** produite, les sites connus pour leur fort potentiel éner-

gétique constitueront les premières zones d'étude,

- **l'acceptation sociale**, un des principaux freins au développement des EMR. Dans notre contexte, elle est définie principalement par les conflits avec activités humaines.

Nous souhaitons aussi développer une approche qui peut être étendue pour prendre en compte des critères supplémentaires comme les impacts environnementaux par exemple.

La suite du document est organisée en cinq principaux chapitres. La figure 7 présente l'organisation et la structuration des différentes parties. Une vue d'ensemble des technologies éoliennes et hydroliennes est présentée dans le **chapitre 1**. Des modèles de coût et de la production énergétique sont développés dans le **chapitre 2**. Ils prennent en compte la possibilité de combiner certaines des technologies présentées dans l'état de l'art. Les deux chapitres suivants seront dédiés à la description des méthodes utilisées pour la construction et l'évaluation des critères. Le **chapitre 3** sera principalement consacré à la méthode d'agrégation multicritère et le **chapitre 4** à l'optimisation par un algorithme génétique. Le **chapitre 5** présentera l'approche globale intégrant ces différents éléments. Un cas d'étude dédié à l'implantation d'hydroliennes permet d'illustrer et de valider notre approche. Enfin une **conclusion** résume les apports de l'approche ainsi que ses limites. Des modifications de la méthodologie par l'ajout d'extensions ou l'amélioration des modélisations qui constituent de possibles perceptives de perfectionnement sont alors présentées.

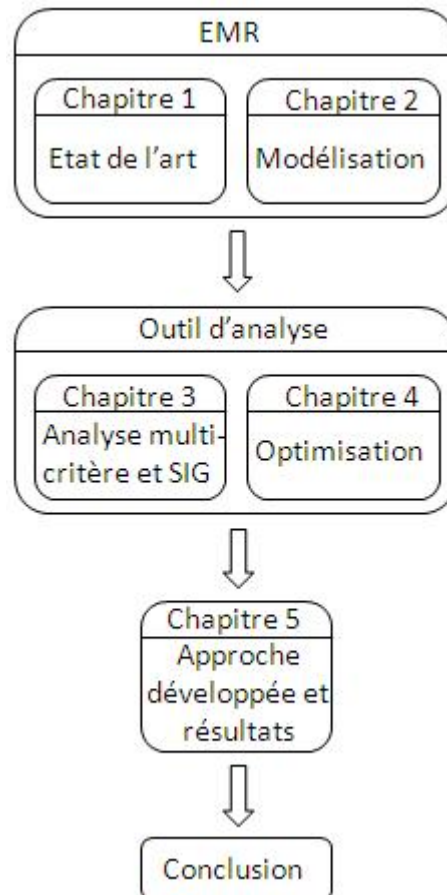


Figure 7 – Plan et organisation du mémoire

Chapitre 1

État de l'art des technologies EMR

Sommaire

1.1	Introduction	9
1.2	Éolien offshore	10
1.2.1	La ressource	10
1.2.2	Types de turbines	11
1.3	Hydrolien	11
1.3.1	La ressource	12
1.3.2	Types de turbines	13
1.4	Éléments communs à l'éolien et l'hydrolien	17
1.4.1	Multiplicateur	17
1.4.2	Générateur	18
1.4.3	Fondations	21
1.4.4	Installation et maintenance	24
1.4.5	Système électrique	26
1.5	Conclusion	29

1.1 Introduction

Dans ce chapitre sont présentées les principales technologies intervenant dans la construction d'un parc d'énergies marines. Nous nous intéresserons particulièrement à deux grands types de systèmes d'extraction d'énergie marine : les éoliennes offshore et les hydroliennes. Nous ferons un état de l'art non exhaustif sur ces deux types de systèmes. Étant donné que ces deux systèmes sont basés sur un même principe d'extraction de la ressource, beaucoup d'analogies peuvent être faites de l'un à l'autre et en particulier de l'éolien vers l'hydrolien. Les principes de fonctionnement et les principaux composants de ces machines seront détaillés en mettant l'accent, dans la mesure du possible, sur leur capacité à influencer sur le coût d'un projet EMR et sur la quantité d'énergie produite par le parc. Nous détaillerons les différents principes de conversion d'énergie, les configurations possibles ainsi que les problèmes liés à l'installation en se basant principalement sur le retour d'expérience de l'éolien.

1.2 Éolien offshore

Cette technologie s'est rapidement développée car les premiers projets ont utilisé une technologie similaire à celle qui avait été développée à terre. L'exploitation des vents marins présente l'avantage d'être moins assujettie aux frottements liés à la surface et offre de grands plus grands espaces pour l'installation. La ressource éolienne offshore est par conséquent plus importante que son homologue terrestre.

Il s'agit sûrement de la technologie d'énergie marine la plus aboutie car elle dérive de l'éolien terrestre qui a déjà connue de nombreux développements. Quelles que soient les technologies employées, le principe de fonctionnement d'une éolienne reste le même, la chaîne de production de l'énergie comprend les composants suivant : la turbine (élément de capture de la ressource), le multiplicateur, le générateur et le système de transmission électrique permettant la connexion au réseau (figure 1.1).



Figure 1.1 – Chaîne de conversion

1.2.1 La ressource

Les vents ont pour origine les différences de pression locale liées aux écarts de températures et aux influences continentales et océaniques. Les masses d'air en déplacement sont soumises à trois forces, les forces de pressions exercées par les masses d'air entre elles, la force de Coriolis générée par la rotation de la terre, et les forces de frottement qui résultent de la friction de l'air sur le sol. Les vents auxquels on s'intéresse, dans le cadre de l'éolien, sont les vents locaux de faible altitude, ils sont soumis principalement aux forces de pression et de frottement, par opposition aux vents géostrophiques qui dépendent essentiellement de la force de Coriolis. La ressource potentielle éolienne est calculée à partir de l'énergie cinétique du déplacement d'une masse d'air au travers d'une turbine idéale de surface, A , placée perpendiculairement à la direction du vent. La puissance cinétique totale instantanée traversant la surface est alors :

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_{air}^3 \quad (1.1)$$

où ρ est la masse volumique de l'air (1.225 kg.m^{-3}) et V_{air} la vitesse du vent.

Cependant la puissance extraite par la turbine, P_e , est inférieure à cette puissance cinétique. Le ratio entre ces deux puissances est appelé le coefficient de puissance, C_p , il est défini de la façon suivante :

$$C_p = \frac{P_e}{P} < 1 \quad (1.2)$$

C_p dépend de la turbine et des conditions de fonctionnement, il ne peut dépasser une certaine valeur. La valeur maximale théorique du coefficient de puissance, C_{pmax} vaut $16/27$. Ce nombre est connu sous le nom de limite de Betz et correspond au cas d'une turbine idéale. En ce qui concerne les éoliennes, la valeur type du C_p optimal (au point de fonctionnement nominal) des turbines est située entre 0,25 et 0,5. La puissance extraite d'une turbine est donc :

$$P_e = \frac{1}{2} \rho C_p A V_{air}^3 \quad (1.3)$$

1.2.2 Types de turbines

Il existe plusieurs types de turbines regroupés en deux grandes catégories : les turbines à axe vertical et à axe horizontal. Ces types de turbines sont entre autres caractérisés par un coefficient de puissance différent. Les technologies à axe vertical sont faiblement utilisées au niveau commercial. En effet, même si elles peuvent extraire l'énergie de vent provenant de n'importe quelle direction, leur plus faible rendement est pénalisant dans des applications de génération de l'électricité à grande échelle avec une connexion au réseau. Les choix industriels se sont principalement portés vers les turbines à axe horizontal. Ce choix présente plusieurs avantages comme un plus fort coefficient de puissance (figure 1.2) et une vitesse d'entraînement plus faible [Tong, 2010].

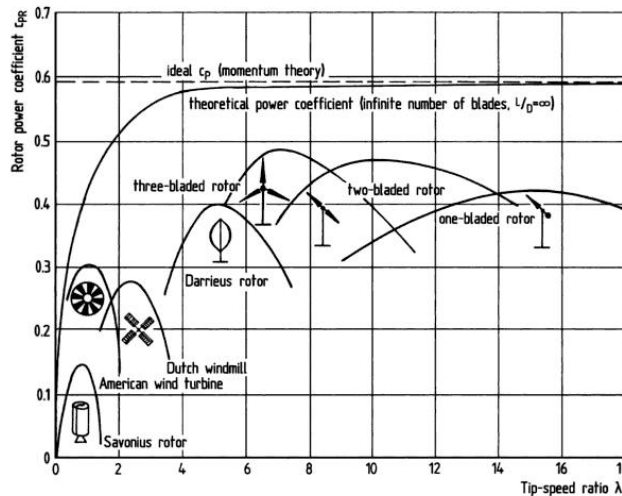


Figure 1.2 – Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [Hau, 2006]

1.3 Hydrolien

Les technologies hydroliennes ont été fortement influencées par les solutions adoptées pour les éoliennes. Le principe de fonctionnement d'une hydrolienne est semblable et répond au même schéma de principe que celui d'une éolienne (cf. figure 1.1). Cependant les hydroliennes ne sont pas au même niveau de maturité technologique que les éoliennes, et plusieurs solutions sont encore envisageables notamment sur le type de la turbine. Les projets hydroliens se caractérisent par une très grande diversité technologique, cinq technologies en 2003 contre une cinquantaine en 2009 (ont été recensées par le

Centre Européen des Énergies Marines)[Meulle, 2010]. Cependant peu de ces technologies devraient connaître des développements industriels à grande échelle.

1.3.1 La ressource

Il existe deux sortes de courants, les grands courants océaniques marins et les courants de marée. Ces deux types de courant sont bien connus et très prévisibles. Les courants marins, comme le Gulf Stream, sont générés par la différence de température et de salinité entre deux masses d'eau et les courants de marée sont eux générés par la force gravitationnelle qu'exercent le soleil et la lune sur la masse d'eau. La ressource que l'on souhaite exploiter ici, est celle provenant des courants de marée. Les courants océaniques étant bien plus lents, les solutions pour envisager un système d'extraction de l'énergie restent plus difficiles à mettre en œuvre. Le phénomène de marée est lié à l'action combinée de la lune et du soleil lors de leurs révolutions autour de la terre. La position et distance relative de ces astres par rapport à la terre produisent trois différents types de marée et influent sur leurs forces. Les trois types de marées existantes sont : les marées diurnes, semi-diurnes et mixtes. Les marées semi-diurnes sont caractérisées par 2 pleines mers et 2 basses mers par jour, les marées diurnes sont caractérisées par une pleine mer et une basse mer par jour et les marées mixtes sont de types diurnes ou semi-diurnes selon la position de la lune. La durée d'un cycle de marée est de 12h24 min pour une marée de type semi-diurne, et de 24h48 pour une marée de type diurne (figure 1.3).

La force de la marée est évaluée à l'aide d'un coefficient de marée, C , dont les valeurs varient de 20 à 120, il s'agit respectivement de la marée de plus faible et de plus forte amplitude. Les marées à faible coefficient sont dites de mortes eaux et celles de plus fort coefficients sont dites de vives eaux. Des valeurs caractéristiques du coefficient de marée sont utilisées. Pour $C = 45$, on parle de marée de morte-eau médiane, pour $C = 95$, on parle de marée de vive-eau médiane, pour $C = 100$, on parle de marée de vive-eau équinoxiale moyenne (figure 1.4).

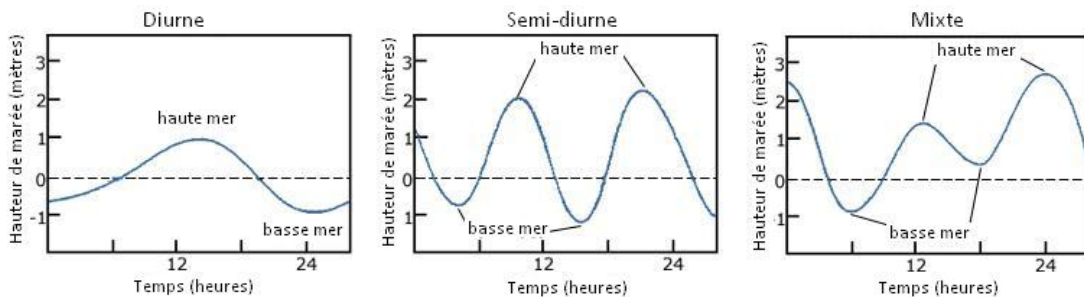


Figure 1.3 – Types de marée [noaa]

La détermination de l'énergie extraite par une hydrolienne est donnée par l'expression suivante (formule similaire au cas éolien) :

$$P_e = \frac{1}{2} \rho C_p A V_{courant}^3 \quad (1.4)$$

où $V_{courant}$ est la vitesse du courant, C_p est le coefficient de puissance et A est l'aire de la section traversée par le fluide.

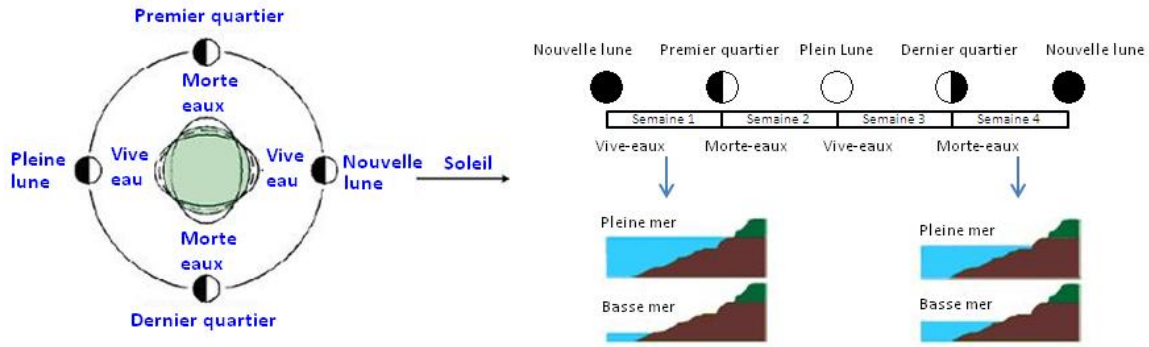


Figure 1.4 – Représentations des phénomènes de marées [noaa]

La masse volumique de l'eau est de 1025 kg.m^{-3} , soit environ 800 fois la masse volumique de l'air. Ce facteur permet théoriquement de réduire fortement le dimensionnement des turbines pour des puissances équivalentes. Par exemple, on constate à la figure 1.5 que pour une machine de 1 MW et des valeurs de courant et de vent typiques, une éolienne de 55 m de diamètre est équivalente à deux turbines hydroliennes de 16 m de diamètre. On pourra ajouter que la compacité est une caractéristique importante des systèmes car leurs dimensions sont directement liées à leurs coûts de fabrication et d'installation (comme le montrera le modèle de coût présenté au chapitre suivant).

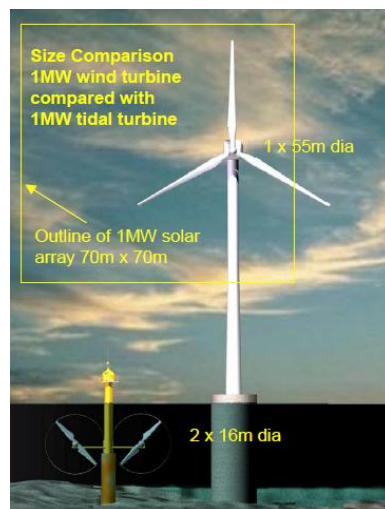


Figure 1.5 – Comparaison des tailles d'une éolienne et d'une hydrolienne de même puissance [Fraenkel, 2004]

1.3.2 Types de turbines

Comme rappelé en début de partie, l'absence de retour d'expérience dans le domaine hydrolien conduit les développeurs à s'intéresser à un grand nombre de technologies différentes notamment au niveau de la technologie adoptée par la turbine. Quatre grands types de turbines seront présentés dans cette partie bien que toutes ne soient pas au même stade de développement : les turbines à axe horizontal, les turbines à axe vertical, les turbines carénées, et les turbines à pales oscillantes.

1. Turbine à axe horizontal

Ce type d'hydrolienne permet l'extraction de l'énergie cinétique du courant lorsque celui-ci arrive parallèlement à l'axe de la turbine. Ces hydroliennes sont caractérisées par un coefficient de puissance à leur point de fonctionnement optimal de l'ordre de 0,45. Comme pour l'éolien ce coefficient de puissance dépend de la conception de la turbine, de la vitesse du courant et aussi du pilotage de la turbine (cf figure 1.2). Il est à noter que certains projets proposent d'utiliser des turbines à pas fixe, ce qui nécessite de contrôler la machine uniquement par le système électrique. Cette technologie se retrouve, par exemple, dans les projets suivants :

- SeaFlow et SeaGen de Marine Current Turbines Ltd. Dans le premier projet une machine à hélice bipale est utilisée (11 m de diamètre, figure 1.6). Dans le second une technologie à double hélice bipale (2x16 m diamètre) pour une puissance nominale de 1,2 MW a été testée (figure 1.7). Ces deux systèmes sont installés à Stanford Lough en Irlande du Nord et raccordés au réseau depuis 2008. Les rotors sont relevables ce qui permet de hisser les turbines hors de l'eau pour effectuer des opérations de maintenance et la turbine est à pas variable.



Figure 1.6 – Projet Seaflow, hydrolienne bipale à axe horizontal développée par MCT Ltd



Figure 1.7 – Projet Seagen, hydrolienne bipale à double hélice et à axe horizontal développée par MCT Ltd

- Le constructeur Alstom avec la société TGL a réalisé une hydrolienne avec une turbine tripale de 18 m de diamètre pour une puissance de 1 MW. Elle a été installée à une quarantaine de mètres de profondeur au large des îles Orcades (Écosse) en 2013 (figure 1.9). L'hydrolienne est capable de flotter grâce à des ballasts, ce qui permet le déploiement et la récupération en mer à partir de son support. Cette stratégie permet d'éviter le recours à des navires spécialisés ou à des plongeurs, et permet donc a priori de réduire les coûts et la durée des opérations d'installation et de maintenance.
- Le constructeur Norvégien Hammerfest Strøm a réalisé un prototype de turbine tripale de 20 m de diamètre en 2003 pour une puissance de 300 kW. Elle est installée à Kvalsundet à 50 mètres de profondeur (figure 1.8). Une version pré-commerciale de 1 MW utilisant cette technologie a été déployée dans les

Orcades en 2011.



Figure 1.8 – Hydrolienne tripale à axe horizontal développée par Hammerfest Strøm



Figure 1.9 – Hydrolienne tripale à axe horizontal développée par Alstom

- Le projet d'hydrolienne Sabella est porté par un industriel français, qui a réalisé la première expérimentation française avec l'immersion d'une turbine de 3 m de diamètre et d'une puissance de 10 kW en 2008 à l'embouchure de l'Odette. Un passage à l'échelle supérieure est prévu avec une turbine de 10 m de diamètre pour une puissance de 500 kW (figure 1.10).
- L'hydrolienne HyTide est développée par Voith Hydro en partenariat avec GDF Suez. Il s'agit d'un prototype de 16 m de diamètre pour une puissance de 1 MW dont les essais se déroulent en Écosse sur le site du Centre européen des énergies marines. Cette turbine viserait l'exploitation des courants du Raz de Blanchard avec une ferme pilote constituée de 3 à 6 machines (1.11).

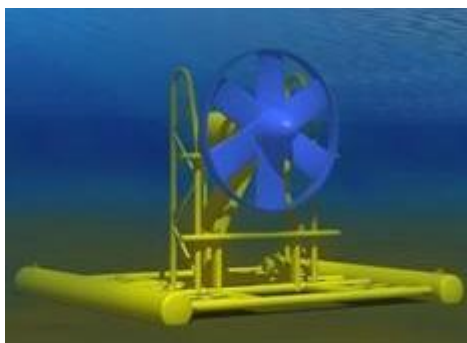


Figure 1.10 – Hydrolienne à axe horizontal développée par Sabella SAS



Figure 1.11 – Hydrolienne tripale à axe horizontal développée par Voith-GDF

2. Turbine à axe vertical

Ce type de turbine est caractérisé par un axe de rotation perpendiculaire aux courants. Son coefficient de puissance est toutefois inférieur à celui des turbines à axe horizontal mais présente l'avantage de pouvoir extraire l'énergie des courants provenant de toutes les directions sans avoir à changer l'orientation de la turbine. Nous retiendrons pour ce type de turbine un coefficient de puissance de l'ordre de 0,35 (cf. figure 1.2). Les turbines à axe vertical ont été utilisées dans plusieurs projets parmi lesquels :

- Le projet Harvest (Hydrolienne à Axe de Rotation VERTical STabilisé) développé par le LEGI (Grenoble). Ce projet utilise une turbine de type Achard. L'objectif final est de développer une turbine de 8 m de diamètre pour 12 m de haut et ayant une puissance 300 kW (figure 1.12). Un prototype a été testé en bassin en 2007, en canal en 2008, un site de démonstration en milieu fluvial a été prévu en 2009 et en milieu marin en 2010 .
- Le projet italien Enermar par Ponte di Archimede International a utilisé une turbine Kobold, de 5 m de hauteur sur 6 m de diamètre, elle est montée sous bouée (figure 1.13). Elle a développé une puissance de 20 kW dans un courant de 1,8 m/s. L'installation de cette turbine flottante a été réalisé dans le détroit de Messine en 2002. Son coefficient de puissance global a été mesuré à 23%.



Figure 1.12 – Turbine à axe vertical type Achard, projet Harvest



Figure 1.13 – Turbine à axe vertical type Kobolt, projet Enermar

3. Turbines carénées

Il existe également des turbines qui ont la particularité d'être équipées d'une tuyère. Ces turbines peuvent être à axe horizontal ou vertical. La présence de la tuyère permet de mieux canaliser le courant. De ce fait, l'énergie peut être extraite efficacement d'un courant arrivant selon un angle de 40° par rapport à l'axe de la turbine. Leur coefficient de puissance est alors d'environ 0,55. Il est alors calculé sur la surface balayée par la surface des pales. Les projets suivants utilisent ce type technologie :

- L'hydrolienne DCNS développée par la compagnie Irlandaise Open Hydro opte pour une turbine à entraînement circonférentiel (figure 1.14). Le générateur est alors localisé en circonférence des pales carénées. Ce sont des turbines de 16 m de diamètre pour une puissance 500 kW. Cette technologie a été retenue par EDF et est testée sur le site de Paimpol-Bréhat en Bretagne. Ce sont des turbines à pas fixe.
- Lunar Energy est un projet anglais de turbine carénée à axe horizontal (figure 1.15). La turbine a une diamètre de 11,5 m de diamètre. Sa puissance est de 1 MW. Son fonctionnement est prévu pour des profondeurs allant jusqu'à 40 m.

- Blue Energy est un projet canadien utilisant une turbine carénée à axe vertical de type Darrieus (1.16).



Figure 1.14 – Turbine à entraînement circconférentiel développée par Open hydro

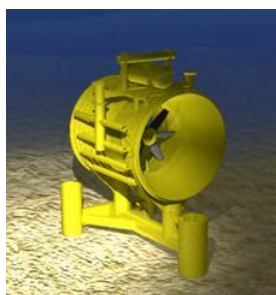


Figure 1.15 – Turbine carénée développée par Lunar Energy

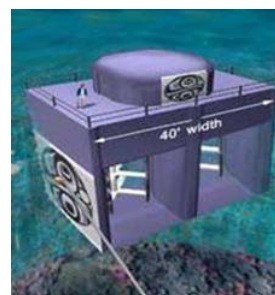


Figure 1.16 – Turbine carénée à axe vertical développée par Blue Energy

4. Turbine à pale oscillante

Ce modèle de turbine est le moins commun. Toutefois des projets comme Stingray, Biostream ou Pulse Generator ont proposé et développé des technologies basées sur des pales oscillantes afin d'extraire de l'énergie des courants marins à l'aide d'un mouvement oscillatoire. Ces technologies restent néanmoins peu développées. Ainsi les projets suivants utilisent des technologies à pales oscillantes :

- La compagnie Australienne BioPower Systems propose un concept d'hydrofoil vertical inspiré de la nageoire caudale des poissons (figure 1.17). La particularité de cette technologie tient à son axe de rotation vertical qui autorise l'extraction du courant dans toutes les directions. Un prototype de 250 kW est en cours de développement.
- Le Pulse Generator de la compagnie anglaise Pulse Tidal est présenté comme un appareil adapté aux eaux peu profondes. Un prototype de 100 kW a été installé à l'embouchure de la rivière Humber (Royaume-Uni) à une profondeur de 9 m en 2009 (figure 1.18).
- Le projet Stingray, lancé par la compagnie anglaise HIC Engineering Business Ltd, a également développé une technologie à pales oscillantes (figure 1.19). Un prototype de 150 kW a été installé dans les îles Shetlands aux nord des Orcades en 2003. Le projet a été arrêté en 2004.

1.4 Éléments communs à l'éolien et l'hydrolien

1.4.1 Multiplicateur

La vitesse de rotation d'une éolienne ou d'une hydrolienne est comprise entre quelques tours et une centaine de tours par minute en fonction de sa puissance, alors que la vitesse d'un générateur conventionnel est de l'ordre 1000 à 3000 tours par minute [Hansen *et al.*, 2002]. Pour adapter la vitesse de rotation de la turbine à celui d'un gé-



Figure 1.17 – Turbine à pale oscillante autour d'un axe vertical développée par BioPower

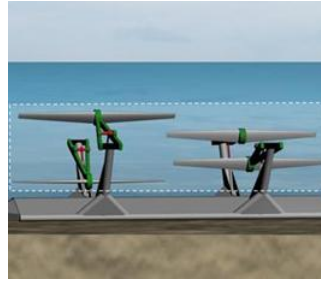


Figure 1.18 – Turbine à pale oscillante développée par Pulse Tidal



Figure 1.19 – Turbine à pale oscillante du projet Stingray

nérateur conventionnel, un multiplicateur mécanique est nécessaire. Pour des turbines de petite puissance qui ont des vitesses de rotation relativement élevées, on peut accoupler directement le générateur à la turbine. En revanche, pour les grandes puissances, on intercale généralement un multiplicateur de vitesse, notamment pour les générateurs de type asynchrone. Ceci permet de réduire le couple au niveau du générateur et ainsi de diminuer sa masse. La boîte de vitesse comporte un arbre lent associé à la turbine et un arbre à grande vitesse, elle est également équipée d'un frein mécanique à disque. Le multiplicateur de vitesse est, dans la majorité des cas, lubrifié à l'huile.

La boîte de vitesse est l'un des composants dont les pannes impactent le plus le coût de maintenance. La durée de vie de ce composant influe donc sur le coût de l'énergie. Les constructeurs surestiment les tailles des boîtes de vitesses mais la course au développement conduit de façon empirique à un dimensionnement de plus en plus juste [Hau, 2006]. Pour éviter des inconvénients tels que la nécessité d'une maintenance accrue, des taux de pannes élevés, des pertes supplémentaires et un encombrement supplémentaire dans la nacelle, certains constructeurs privilégient des solutions à entraînement direct. Celles-ci sont associées à des générateurs lents à fort couple au dimensionnement non conventionnel.

1.4.2 Générateur

Différents types de technologie de générateur et de convertisseur électronique sont utilisés pour convertir l'énergie éolienne en énergie électrique. Le choix de la machine intégrera des facteurs techniques et économiques, et dépendra de l'application. Les générateurs font partie des composants dont le choix influe le plus sur la stratégie d'extraction. On distingue deux types de générateur, les générateurs asynchrones et synchrones.

1. Générateur asynchrone (GA)

Ce genre de générateur est présent dans une majorité des éoliennes terrestres car ses atouts mis en avant sont sa robustesse, sa simplicité, son faible coût de construction et sa faible masse. Parmi les générateurs asynchrones, on s'intéressera au générateur asynchrone à cage d'écureuil et au générateur asynchrone à double alimentation.

(a) Générateur asynchrone à cage d'écureuil (GACE)

Sa popularité est due à sa simplicité et sa robustesse (absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues). Il appartient à la catégorie de générateurs dits à vitesse fixe. Le stator est connecté directement au réseau

et les fluctuations de vitesses du fluide sont converties en fluctuations mécaniques de très faible amplitude (ces fluctuations sont de l'ordre de quelques pourcents autour de la vitesse de synchronisme), elles-même entraînant des fluctuations électriques [Ackermann et al., 2005]. Les plus vieilles technologies éoliennes sont basées sur ce principe et directement raccordées au réseau [Chen *et al.*, 2009] via un transformateur (figure 1.20). Ce type de générateur ne demande pas beaucoup de maintenance, celle-ci est essentiellement restreinte à la lubrification des roulements et du multiplicateur [Hansen *et al.*, 2002]. Cependant à cause de sa simplicité, l'absence de convertisseur et sa vitesse de rotation quasiment fixe (orientation des pales utilisée pour réduire les variations de vitesse du fluide), ce système ne permet pas d'exploiter de manière optimale la totalité de la ressource disponible. Pour optimiser l'extraction de la ressource, des technologies à vitesse variable vont en général être préférées. Ces générateurs permettent de capturer une quantité d'énergie plus importante et de meilleure qualité que les générateurs à vitesse fixe. Le stress mécanique au niveau de la turbine est également réduit [Ackermann et al., 2005].

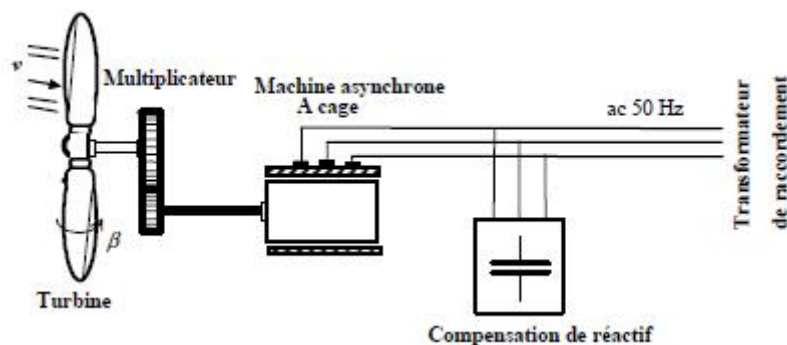


Figure 1.20 – Éolienne à vitesse fixe [Robyns *et al.*, 2006]

(b) *Générateur asynchrone à double alimentation (GADA)*

Le GADA est un générateur asynchrone dont les bobinages du stator sont directement connectés au réseau et dont les bobinages du rotor sont connectés à deux convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion (figure 1.22) [Ackermann et al., 2005], [Multon *et al.*, 2003]. Le convertisseur côté machine pilote le couple et donc la vitesse de la machine. Le convertisseur côté réseau assure le maintien de la tension de la capacité du bus continu à une constante, ce qui assure le transport de la puissance active. Il permet également de régler éventuellement la puissance réactive.

Il appartient à la catégorie des générateurs à vitesse variable, la turbine est conçue de façon à ce que la génératrice fonctionne au maximum de son coefficient de puissance pour une large gamme de vitesses de fluide. La vitesse de rotation de la turbine est pilotée en fonction de la vitesse du fluide, de telle façon que le ratio de vitesse, λ , soit maintenu à une valeur correspondant au maximum de coefficient de puissance. Ces systèmes présentent un surcoût par rapport aux SCIG mais leur prix reste malgré tout attractif. La présence d'un système bagues-balais triphasés qui permet d'alimenter le rotor et permet d'utiliser des variateurs électroniques de puissance réduite (figure 1.21) rend la machine plus complexe qu'une GACE.

L'usure des contacts tournants occasionne une maintenance plus importante (environ 1 à 2 ans pour remplacer les balais et 10 ans pour les bagues) que celle des machines à cage, ce qui constitue un inconvénient, en particulier pour les systèmes offshore [Multon *et al.*, 2004].

Les GADA présentent l'avantage d'utiliser un convertisseur de faible puissance. Les convertisseurs utilisés entre le rotor et le réseau sont dimensionnés pour environ 30 % de la puissance nominale de la génératrice. La vitesse de la machine peut alors être pilotée sur une plage comprise entre environ 0,5 et 1,5 fois la vitesse de synchronisme. Il est alors possible d'optimiser l'extraction de la puissance pour les valeurs usuelles de vitesse de fluide. Le gain sur le prix de l'ensemble générateur/convertisseur est suffisamment significatif pour assurer la compétitivité de la GADA malgré le surcoût lié au rotor bobiné et à la nécessité d'une maintenance supplémentaire [Multon *et al.*, 2004]. Il est à noter que du fait de la plage de fonctionnement réduite la GADA ne peut être associée à une turbine à pas fixe (telles que celles proposées dans certains projets hydroliens).

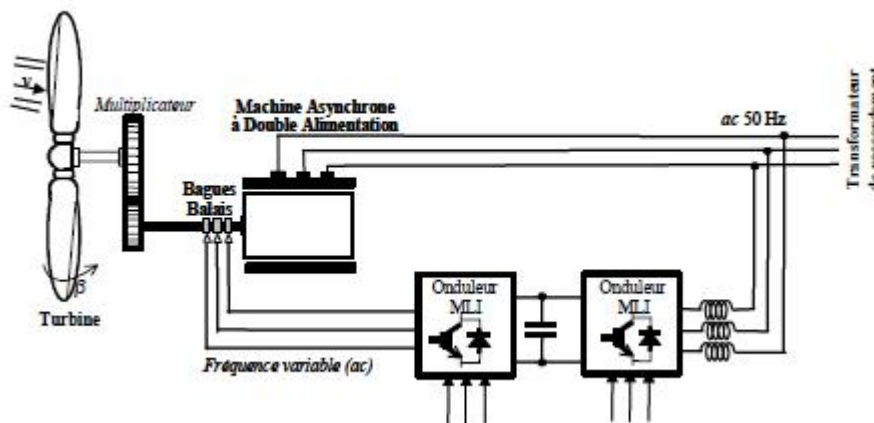


Figure 1.21 – Éolienne à vitesse variable basée une GADA [Robyns *et al.*, 2006]

2. Générateur synchrone (GS)

Ce type de générateur fait également partie de la catégorie de machines à vitesse variable. Les technologies de machines synchrones permettent d'obtenir des couples élevés pour des masses de générateurs non prohibitifs et donc de pouvoir minimiser ou éliminer les besoins de multiplications mécaniques (entraînement direct). Pour les GS, le raccordement au réseau de puissance est indirect et toutes les solutions sont réalisées avec un convertisseur de puissance électrique connecté entre le stator et le réseau. Les machines synchrones à entraînement direct ont généralement un coût plus élevé que les machines asynchrones avec multiplicateur, cependant elles possèdent un meilleur rendement à couple et masse égaux, ce qui permet un amortissement sur la durée [Multon *et al.*, 2004]. Parmi les générateurs synchrones, on peut trouver des générateurs synchrones à rotor bobiné (figure 1.22) et des générateurs synchrones à aimants permanents. Dans le cas du GS à rotor bobiné, un système d'excitation permet de régler la valeur du champ rotorique. Celui-ci peut être basé sur une alimentation externe et un système bagues-balais.

Dans le cas où la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système bagues-balais est supprimé [Robyns *et al.*, 2006]. Si des aimants permanents de haute éner-

gie sont employés, il est possible de concevoir des génératrices relativement compactes pour un couple élevé. C'est pourquoi ces systèmes sont généralement utilisés en entraînement direct ou avec un multiplicateur de faible rapport.

Pour l'éolien terrestre, la GADA reste la solution privilégiée. Ce succès est dû à la réduction du prix d'acquisition liée à la réduction de la taille du convertisseur. Cependant pour des raisons de compacité, de rendement et de maintenance les GSAP devraient prendre une place croissante dans les prochaines années [Multon *et al.*, 2003] en particulier pour les éoliennes en mer.

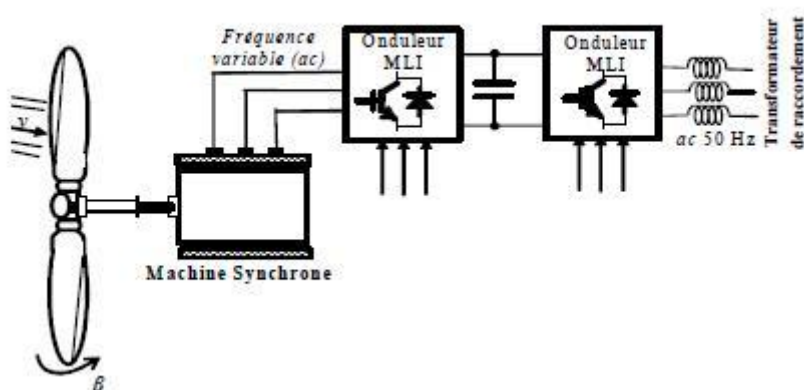


Figure 1.22 – Éolienne à vitesse variable basée sur GS en entraînement direct [Robyns *et al.*, 2006]

1.4.3 Fondations

Plusieurs sortes de structures sont envisageables afin de supporter les éoliennes offshore ou les hydroliennes. Un des principaux paramètres qui influe sur ce choix est la profondeur (figure 1.23). On conçoit aisément que l'augmentation de la profondeur influe grandement sur le coût du projet. On peut dans une première approximation pour les éoliennes, associer un type de structure à une échelle de profondeur, cependant on ne peut pas définir une règle d'ancrage qui soit universelle. Le type de sol ou bien les conditions sur les sites pourront faire tendre vers une autre technique qui serait plus économique. On peut recenser cinq types de fondations : gravitaire, mono-pile, tripode, jacket et flottante. Ces technologies peuvent être également élargies aux hydroliennes (figure 1.24). En gardant à l'esprit que les structures flottantes sont encore au stade de test, les profondeurs maximales d'installation des éoliennes ont donc tendance à rester bien inférieures à une cinquantaine de mètres. Au niveau des sites hydroliens, les sites à forts courants sont en général de faible profondeur (inférieure à 50 m).

Structure gravitaire

L'éolienne est fixée sur une large embase en béton ou en acier qui est posée sur le fond. La machine est maintenue par le poids appliqué sur le sol. Ce type de support est utilisé lorsque que le fond est composé d'une faible couche de sable reposant sur un sol rocheux [Ruer et Pimenta de Miranda, 2004]. Un sol stable est recherché, car si le fond est constitué uniquement de sable ou de vase, la masse de la structure pourrait provoquer une liquéfaction du sol. En revanche, en sol rocheux, la fondation gravitaire permet de

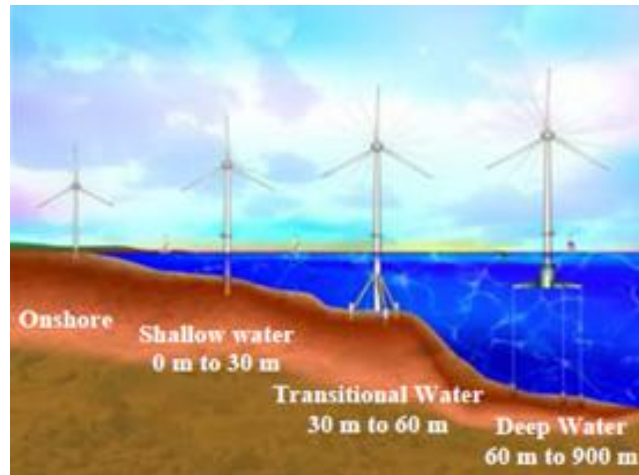


Figure 1.23 – Support de structure pour éolienne offshore [Musial *et al.*, 2006]

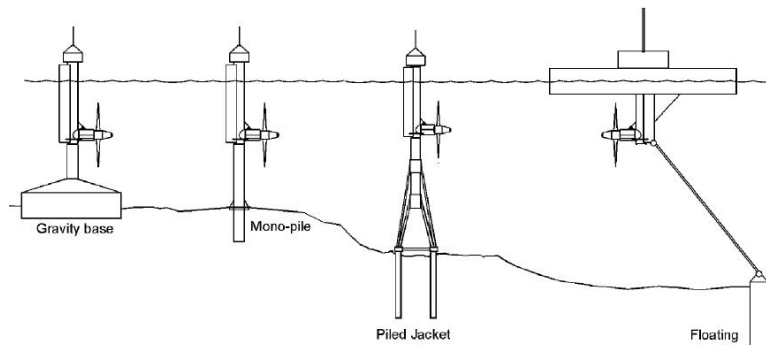


Figure 1.24 – Structure pour hydrolienne [Fraenkel, 2004]

s'affranchir des opérations de forage nécessaires aux fondations mono-pile [Multon, 2011]. Le parc éolien de Nysted au Danemark utilise ce type de fondation. Des éoliennes de 2,3 MW reposent sur une base gravitaire de 1200 tonnes à une profondeur maximum de 12 m (figure 1.25). Cette technique de fondation en eaux peu profondes (jusqu'à 30 m environ) est peu utilisée. À ce jour la plupart des fermes éoliennes offshore utilisent un système de fondation dite mono-pile.

Structure mono-pile

La fondation est constituée d'un tube métallique qui prolonge le mât de la machine, ce tube est enfoui dans le sol à des profondeurs pouvant atteindre 25 m. Lorsque que la nature du sol le permet (sédiment sableux), le tube est enfoncé dans le sol grâce à un marteau hydraulique. En revanche, en cas de sol rocheux, un forage est nécessaire. Ce type de fondation est utilisé pour des sols principalement composés de sable. Les 80 éoliennes du parc danois de Horns Rev sont installées suivant ce principe (figure 1.26) avec une profondeur variant de 6 m à 14 m. Ce type de fondation est alors parfaitement adapté à ce type de profondeur. Lorsque la profondeur augmente, le coût de ce type d'installation devient rapidement élevé, ce qui conduit à envisager des structures dites « tripode » ou « jacket ».



Figure 1.25 – Structure gravitaire



Figure 1.26 – Structure monopile

Structures tripode-quadripode et jacket

Lorsque la profondeur augmente (au-delà de 30 m), le diamètre des fondations tubulaires de type mono-pieu doit alors augmenter afin de maintenir une raideur suffisante. Dans le but d'éviter un surcoût de fabrication, des structures tripode ou quadripode sont alors employées. Il s'agit là de systèmes de fondations qui comprennent plusieurs membrures de renfort (trois à quatre). Lorsque la structure comporte un plus grand nombre de membres de faible section, on parle de jacket. Ce type de structures est issue des technologies des plateformes pétrolières et est adapté aux eaux profondes, jusqu'à une centaine de mètres. Le parc éolien offshore de Alpha Ventus en Allemagne utilise ce type de solution ; en effet 6 des 12 éoliennes de 5 MW sont disposées sur des fondations « jacket », les autres sont sur des fondation de type tripode (figures 1.27, 1.28).



Figure 1.27 – Structure tripode



Figure 1.28 – Structure jacket

Structures flottantes

Les éoliennes flottantes constituent un choix de technologie intéressant pour l'exploitation des vents dans des zones plus profondes (profondeur > 50 m). Ceci est particulièrement intéressant pour le cas des côtes françaises [ADEME, 2009] où la profondeur s'accroît rapidement avec l'éloignement de la côte. Cependant ces structures flottantes restent encore pour la plupart à l'état de concept. Actuellement seulement deux prototypes d'éolienne flottante ont été testés à l'échelle du MW, Hywind, qui est installé en mer du Nord, et un second prototype au Portugal avec le projet Windfloat. Plusieurs

types d'ancrage sont envisagés pour répondre à cette problématique [ADEME, 2009] [Multon, 2011], (figure 1.29) :

- un flotteur cylindrique vertical « colonne » à grand tirant d'eau est utilisé pour le projet Hywind. Ce support vertical est stable car un lest disposé dans sa partie basse assure une stabilité gravitaire. Pour les grandes éoliennes, ce flotteur peut dépasser 100 m de hauteur. Cette grande taille rend plus compliquées les opérations d'installation car les éoliennes ne peuvent être assemblées au port puis remorquées. La colonne peut être ancrée sur le fond avec une ligne axiale pré-tendue ce qui limite l'inclinaison sous l'effet des efforts horizontaux ;

- les flotteurs semi-submersibles comportent des volumes de flottaison sous la surface libre, ancrés avec des lignes non tendues. Les volumes de flottaisons sont positionnés aux extrémités d'une plateforme de grande envergure. Le tirant d'eau pour ce type de structure est plus faible que celui des flotteurs colonnes, ce qui permet de remorquer l'éolienne assemblée depuis le port, allégeant ainsi les opérations d'installation, voire de maintenance. Ce concept convient aux éoliennes dont l'implantation est prévue à des profondeurs dépassant les 50 m ;

- les flotteurs à lignes tendues comportent un ou plusieurs volumes de flottaison maintenus immergés par des lignes d'ancrage tendues verticalement. Les flotteurs sont maintenus plus bas que leur niveau normal de flottaison. La pré-tension des lignes est calculée de manière à ce que les efforts horizontaux sur la machine ne conduisent jamais à un relâchement complet d'une des lignes. Cette solution n'est envisageable que pour des profondeurs élevées (environ 100 m). Il est à noter que l'ancrage des lignes est difficilement réversible, ce qui oblige toutes les opérations de maintenance à être réalisées en mer.

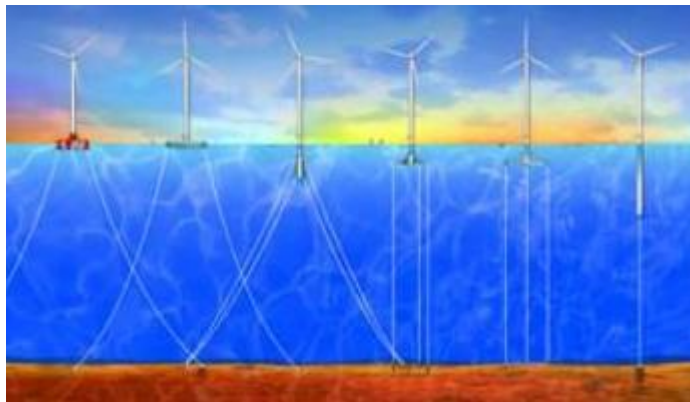


Figure 1.29 – Structures flottantes, de gauche à droite : 1-2, flotteurs semi-submersibles ; 3, flotteur colonne ; 4-5, flotteurs à lignes tendues ; 6, flotteur colonne à lignes tendues [Musial *et al.*, 2006]

1.4.4 Installation et maintenance

Installation et démantèlement

Installation, démantèlement et maintenance, en offshore, sont des étapes à ne pas négliger lors de la création d'un parc d'énergie marine. Leurs effets et impacts étant nombreux et importants, les contraintes liées à ces opérations influent donc de façon significative sur les choix des sites et des technologies. Il s'agit principalement de répercussions

sur les plans économiques et environnementaux. En effet pour un parc éolien offshore, les phases d'installation (assemblage, transport et installation) représentent environ 20% du coût initial du projet [Tegen *et al.*, 2010] et celles de maintenance représentent, sur la durée de vie du projet, de 30% à 35% du budget total [Verbruggen, 2003]. L'installation comprend le montage des quatre principaux composants : les fondations, la turbine, les câbles inter-turbines et les câbles de raccordement au réseau [Kaiser et Snyder, 2013]. Différentes techniques ou configurations dans le cas des éoliennes offshore sont possibles. Des informations détaillées sur ce sujet sont données dans [Herman, 2002]. On peut identifier des étapes clés pour l'installation de la structure :

- Nivellement, voire creusement des fonds par dragage ou forage pour la création des fondations et des fixations des structures,
- Plantation de piliers,
- Ancrage de structures flottantes,
- Ancrage des moyens nautiques.

L'installation des câbles, quant à elle, peut être réalisée par les techniques suivantes :

- lest ou ancrage sur fond dur,
- ensouillage sur fond meuble :
 - par jet d'eau à haute pression sur substrat meuble,
 - par l'utilisation de trancheuses ou de charrues sur substrat meuble sur un terrain difficile.

Ces opérations nécessitent des moyens logistiques adéquats. Il s'agit entre autre de navires spécialisés dont les coûts de mobilisation augmentent rapidement en fonction de la localisation du site d'installation. À la vue de ces opérations, on peut aisément concevoir un impact sur le milieu [Jourden et Marchand, 2009], sur les espèces et sur les habitats. Ces impacts concernent :

- la destruction du sol et du sous-sol,
- la remise en suspension des sédiments,
- les ancrages,
- les vibrations,
- les champs électromagnétiques,
- le bruit,
- la modification des conditions hydrodynamiques,
- la mise en place d'obstacles dans la colonne d'eau,
- la mise en place d'obstacles aériens.

L'ensemble des éléments installé en mer doit pouvoir être désinstallé en fin de projet. Ceci afin de restituer le site dans un état le plus proche possible des conditions initiales. C'est pourquoi les opérations de démantèlement doivent être prises en considération pour évaluer les possibles impacts environnementaux et pour estimer le coût global d'un projet. Cependant on peut noter que, dans certains cas, l'installation de ces systèmes peut avoir des effets bénéfiques sur la reconstitution des écosystèmes. Par exemple une étude en mer Baltique sur deux sites au nord de la Suède, a montré que des structures immergées abritent une abondance de poisson et peuvent constituer ainsi un récif artificiel [Wilhelmsson *et al.*, 2006].

Maintenance

La maintenance de parcs offshore est beaucoup plus difficile et plus coûteuse que celle de parcs terrestres. La fiabilité actuelle des éoliennes offshore (et sans doute des hydroliennes) est telle qu'une stratégie sans entretien n'est pas une option envisageable actuellement. Des programmes de maintenance préventive et corrective sont essentiels pour l'exploitation économique de l'énergie offshore. Dans le rapport final « *Concerted Action on offshore Wind Energy in Europe* » [Gerrad, 2001], quatre types de stratégie de maintenance sont définis, ils incluent :

- Absence de maintenance
Aucune maintenance n'est effectuée, ni préventive, ni corrective, les principales révisions sont effectuées tous les cinq ans ou plus. Un des rares cas est le remplacement d'une turbine si son efficacité descend en dessous d'un minimum prédéfini ou après un certain nombre d'heures de fonctionnement. Étant donné le niveau actuel des taux de pannes d'une turbine, cette option n'est pas totalement envisageable actuellement.
- Maintenance corrective
Les réparations sont effectuées si une turbine est en panne, ou, alternativement, on peut attendre qu'un nombre prédéfini de turbines soient en panne. Aucune équipe permanente de maintenance n'est nécessaire.
- Maintenance opportuniste
Lors de l'exécution d'une maintenance corrective, on profite de l'occasion pour effectuer une maintenance préventive sur des systèmes sains. Aucune équipe de maintenance permanente n'est nécessaire.
- Maintenance périodique
Il s'agit de maintenances de type préventif prédéfinies dans le temps, des actions correctives sont effectuées au besoin par une équipe permanente dédiée à cet effet.

Généralement, un parc d'éoliennes offshore requiert environ quatre à sept visites par machine et par an. Elles comprennent, une à deux visites planifiées pour des maintenances régulières et deux à quatre visites non-planifiées pour des maintenance correctives pour la réparation d'un composant. Une visite pour révision majeure est en général pratiquée tous les 5 ans. Concernant l'hydrolien, les retours d'expérience dans ce domaine ne concernent pour l'instant que l'installation de prototypes en mer. Toutefois, on peut supposer que les stratégies adoptées ne devraient pas être grandement différentes de celles pratiquées dans le domaine éolien offshore.

1.4.5 Système électrique

Le système électrique d'une ferme d'énergie offshore est constitué de cinq éléments clés représentés figure 1.30 :

- les convertisseurs statiques,
- les câbles inter-éoliennes,
- un transformateur offshore,
- des câbles sous-marins de raccordement au réseau,

- le réseau électrique.

L'agencement de ces éléments est assujéti à une optimisation afin de réduire les coûts d'installation, il dépend principalement du nombre de turbines et de leur puissance ainsi que la distance à la côte. La possibilité d'utiliser un transformateur offshore et du choix de la tension lors de l'exportation de l'énergie dépend de la configuration, de la taille de la ferme et de la distance à la côte.

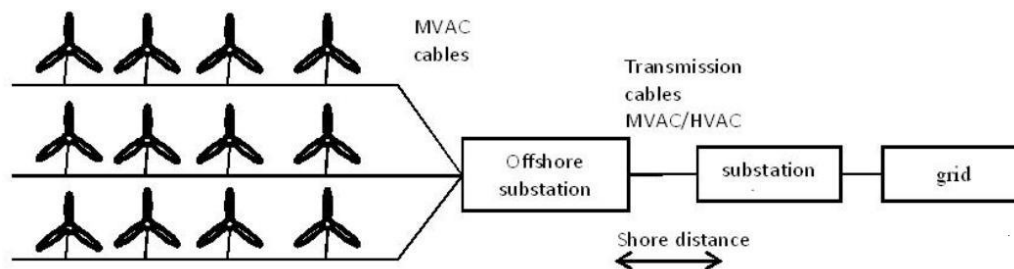


Figure 1.30 – Système électrique

Transformateur

Le transformateur a pour rôle de réduire les pertes électriques lors de l'acheminement de l'électricité à la côte en augmentant la tension. Le niveau de la tension en sortie est généralement autour de 30-36 kV. La tension est élevée à 100-220 kV pour être transportée. L'utilisation d'un transformateur peut être évité si :

- le projet est petit (capacité <100 MW)
- le parc est situé à moins de 15 km de la côte,
- tension du réseau au point de connexion est la même que la tension en sortie du parc (i.e. <36 kV)

Ce fut le cas pour la plupart des premiers parcs éoliens offshore. Ils répondaient tous au moins à l'un de ces critères. Aujourd'hui les parcs sont de plus haute capacité et ont tendance à s'éloigner de la côte, ce qui conduit à utiliser plus souvent un transformateur offshore [Ackermann et al., 2005].

Transport

On distingue deux sortes de câbles, les câbles inter-machines et les câbles de transport pour raccordement au réseau. Les câbles inter-éoliennes sont typiquement conçus pour des tensions de 30 à 36 kV. Ils relient une machine à l'autre formant ainsi un sous-réseau connecté au transformateur. Ils sont souvent enterrés à une profondeur de 1 à 2 mètres dans le sol. Ces sous-réseaux ont généralement une capacité de l'ordre de 30 MW. Les câbles de transport sont similaires aux précédents mais travaillent à de plus hautes tensions, entre 100 et 200 kV. La haute tension permet l'utilisation de câbles de plus petit diamètre. Leur utilisation se traduit par un coût moins élevé pour l'utilisation sur de grandes distances. Le raccordement au réseau peut s'établir de deux façons, soit par courant alternatif (AC), soit par courant continu (DC). La solution AC est la solution la plus économique pour des distances inférieures à 50 km ; lorsque la distance augmente

(plus de 80 km) une solution DC peut être avantageuse [Green *et al.*, 2007]. Un seul parc repose actuellement sur une connexion de type HVDC (courant continu haute tension), le parc allemand de Bard (400 MW installé à une centaine de kilomètres de la côte). Le reste des parcs éoliens utilise un système de transmission HVAC/MVAC (courant alternatif haute/moyenne tension) ou MVAC uniquement.

Les configurations en AC peuvent être classées en quatre groupes. Cette classification résulte de la combinaison de trois aspects : le nombre de câbles, la tension et la puissance transmise par chaque câble [Zubiaga *et al.*, 2009].

1. MVAC

Les configurations MVAC sont utilisées pour les parcs éoliens de petite capacité ne nécessitant pas l'utilisation d'un transformateur (figure 1.31). Lorsque la capacité du parc augmente, on peut diviser le parc en groupes (cluster) plus petits, cette configuration est appelée MVAC multiple (figure 1.32). Elle permet de s'affranchir du transformateur offshore et de ses coûts. Chaque cluster est alors relié directement à la côte. Les configurations MVAC ont été adoptées dans des parcs de faible capacité et proches des côtes tels que les parcs éoliens de Middelgrunden (40 MW installé à 3 km de la côte) ou de Scroby Sands (60 MW installé à 2.3 km de la côte).

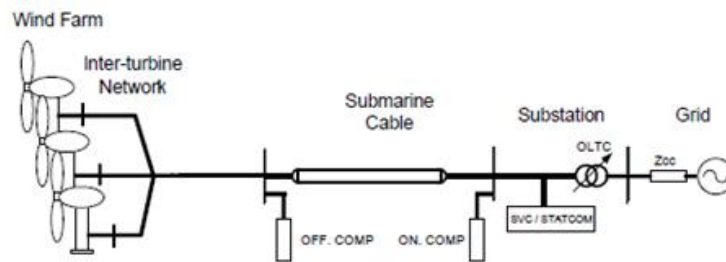


Figure 1.31 – MVAC [Zubiaga *et al.*, 2009]

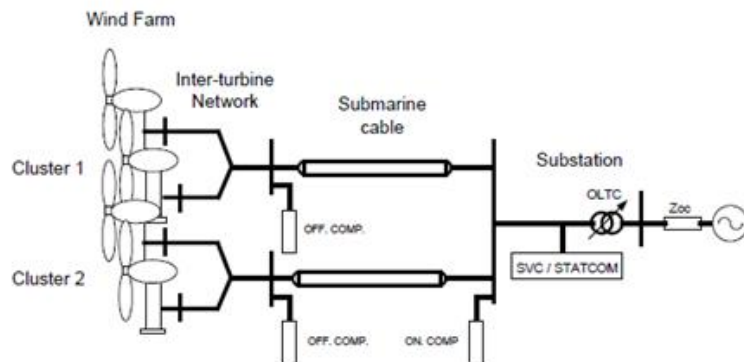


Figure 1.32 – MVAC multiple [Zubiaga *et al.*, 2009]

2. HVAC

La technologie HVAC est plus « mature » que la technologie HVDC. Il est plus facile d'utiliser des composants standards et par la même occasion de réduire les coûts. Les parcs éoliens de grande capacité comme Barrow (90 MW), Nysted (158 MW) ou Horns Rev (160 MW) disposent d'une configuration de type HVAC (figure 1.33), nécessitant un transformateur offshore. D'autres parcs de très grande capacité comme Greater Gabbard (504 MW) ou Robin Rigg (180 MW) optent pour une configura-

tion HVAC multiple (figure 1.34). Ces solutions sont similaires au MVAC multiple mais utilisent plusieurs transformateurs offshore pour générer de la Haute Tension.

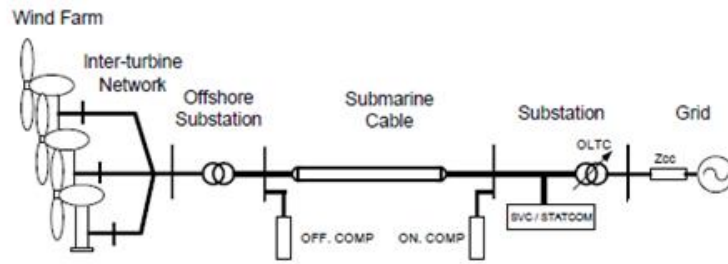


Figure 1.33 – HVAC [Zubiaga *et al.*, 2009]

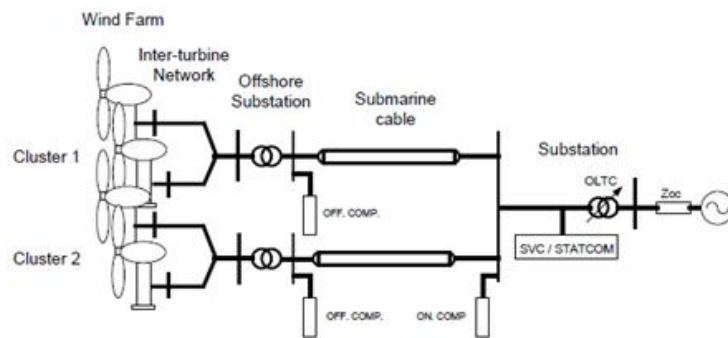


Figure 1.34 – HVAC multiple [Zubiaga *et al.*, 2009]

1.5 Conclusion

Ce chapitre présente les options technologiques possibles pour les parcs éoliens ou hydroliens. Selon le site et la technologie choisie, les coûts (acquisition, installation, maintenance et démantèlement) varient. Il en est de même de l'énergie produite sur la durée de vie du système. C'est pourquoi le chapitre suivant propose une méthode d'évaluation sur deux des principaux critères à considérer lors de la planification d'un parc offshore.

Un modèle de coût et d'énergie produite vont également être proposés dans le chapitre suivants. Le but étant la réalisation d'un outil d'aide à la décision pour une implantation optimale de convertisseurs marins, les modèles ont été développés de façon à prendre en compte les caractéristiques de la ressource sur le site et les différentes options technologiques. L'approche est principalement basée sur des applications éoliennes ou hydroliennes mais pourrait s'étendre à d'autres types d'énergies marines. Ces deux modèles constituent un premier ensemble de critères impliqués dans le processus de décision. Leurs évaluations prennent en compte les contraintes technologiques et géographiques (vent, courant, etc). La pertinence du choix d'un type de machine sera évaluée à travers un processus d'optimisation.

Chapitre 2

Modélisation des technologies EMR

Sommaire

2.1	Introduction	31
2.2	Modèle de production	31
2.2.1	Modélisation de la ressource	32
2.2.2	Modélisation de la turbine	36
2.2.3	Modélisation de l'énergie extraite	39
2.3	Modèle de coût	45
2.3.1	Coût initial	46
2.3.2	Coût d'installation et démantèlement	48
2.3.3	Coût de maintenance	49
2.4	Conclusion	51

2.1 Introduction

Ce second chapitre est dédié à la présentation des modèles utilisés pour estimer le coût et la quantité d'énergie produite. Ces modèles s'intégreront dans un processus de conception optimal comme critères pour la planification d'une système EMR.

Le modèle de quantification de l'énergie produite intégrera des modèles d'estimation de la ressource et d'extraction de la ressource. Les modèles d'extraction de la ressource seront basés sur les caractéristiques techniques des différents composants constituant le système et prendront en compte leur dimensionnement, leur efficacité et leur fiabilité. Le modèle de coût vise à estimer le coût global d'un projet. Les coûts de conception, de démantèlement, d'installation et d'utilisation (maintenance) seront estimés sur une durée de vie (estimée à 20 ans dans cette étude). Les deux modèles intégreront également les caractéristiques géographiques du site d'installation.

2.2 Modèle de production

Un problème récurrent lors de la planification des projets d'énergies marines renouvelables est l'estimation du coût de l'énergie (CoE). Ce coût peut être calculé de manière simplifiée comme suit (un calcul plus détaillé du CoE est disponible dans

[Fingersh *et al.*, 2006]) :

$$CoE = \frac{TC}{\sum_{i=1}^n AEP_{net_i}} \quad (2.1)$$

où AEP_{net_i} est l'énergie annuelle produite (lors de l'année i), TC est le coût total du projet. Ce coût comprend, pour l'ensemble des machines et l'ensemble du système électrique, l'installation, le démantèlement et les dépenses annuelles de fonctionnement (maintenance, location du terrain, assurances, etc.). n représente le nombre d'années de fonctionnement du parc (généralement la durée de vie d'un parc d'éoliennes offshore est de l'ordre d'une vingtaine d'années).

Pour estimer le coût de l'énergie selon la formule (2.1), deux modèles doivent être mis en place. Il s'agit d'évaluer d'une part l'énergie produite par le parc et d'autre part d'estimer les coûts d'acquisition, de production, d'installation et de démantèlement.

L'évaluation de l'énergie produite est basée sur :

- un modèle de ressource (cette ressource sera dépendante de l'emplacement du site),
- un modèle de performance du système d'extraction dépendant :
 - du rendement ou coefficient de puissance de chacun des composants de la chaîne de conversion permettant de calculer l'énergie extraite (ces rendements ou coefficients de puissance dépendent également de la stratégie de contrôle),
 - d'une estimation de la durée de fonctionnement du système (calculée sur la base des temps d'arrêt estimés par les taux statistiques des pannes de chaque composant de la chaîne).

En ce qui concerne les performances du système, les principaux composants retenus pour la modélisation de la turbine sont la turbine, le multiplicateur (qui ne sera pas utilisé dans les systèmes à entraînement direct), le générateur, le convertisseur de puissance associé et les éléments de transmission électrique (sous-station, câbles, transformateurs).

2.2.1 Modélisation de la ressource

Pour la modélisation de la ressource, deux cas seront à considérer. Premièrement un modèle de la ressource hydrolienne sera présenté. Dans un deuxième temps, nous exposerons un modèle de la ressource éolienne.

La ressource hydrolienne

Comme rappelé dans la partie 2.2.1, cette ressource est basée sur les cycles de marée et est par conséquent prédictible jusqu'à une précision de 98% dans une première estimation (sans tenir compte des perturbations engendrées par les états de mer). Le modèle de ressource utilisé est celui proposé par le SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine). Ce modèle a déjà été utilisé pour estimer l'énergie produite par une hydrolienne dans [Benelghali *et al.*, 2007a].

Le vecteur vitesse du courant de surface, $\overrightarrow{V_{tide}(h)}$, peut être estimé pour chaque heure et chaque cycle de marée. Un cycle de marée est caractérisé par un coefficient de marée, C . La valeur (vitesse) et l'orientation de ce vecteur peuvent être calculés d'heure en heure grâce à une loi d'interpolation basée sur la connaissance des vitesses de courants

à chaque heure de marée, h , en vives-eaux médianes ($C = 95$), $\overrightarrow{V_{st}(h)}$, et en mortes-eaux médianes ($C = 45$), $\overrightarrow{V_{nt}(h)}$. Les valeurs de $\overrightarrow{V_{nt}(h)}$ et $\overrightarrow{V_{st}(h)}$ sont disponibles dans des catalogues de données de courant pour chaque maille spatiale et chaque heure de marée où le courant a été relevé ou calculé. Ces données sont par exemple établies par le SHOM pour les côtes françaises. Le vecteur courant correspondant à un coefficient de marée, C , pour une heure de marée, h , peut alors être calculé de la manière suivante :

$$\overrightarrow{V_{tide}(h)} = \overrightarrow{V_{nt}(h)} + \frac{(C - 45)(\overrightarrow{V_{st}(h)} - \overrightarrow{V_{nt}(h)})}{95 - 45} \quad (2.2)$$

Cette équation (2.2) permet de connaître la direction et l'intensité du courant en un point donné pour chaque heure [Benelghali *et al.*, 2007a]. À titre d'exemple, la figure 2.1 permet de visualiser l'évolution de la vitesse de courant durant un mois et durant une année en un point situé dans le Raz de Sein (au large de la Bretagne).

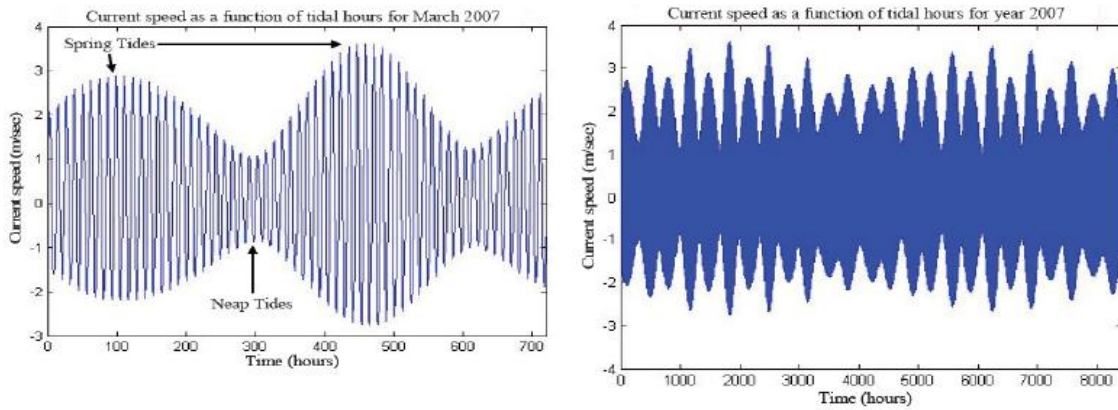


Figure 2.1 – Vitesse de courant dans le Raz de Sein pour le mois de mars 2007 et durant l'année 2007 [Benelghali, 2010]

Pour chaque position où l'on désire connaître les valeurs du courant, il est aussi possible de représenter l'ellipse de courant. Cette ellipse est la représentation de l'ensemble des vecteurs de courant à chaque heure de marée. Il est important de qualifier toutes les orientations que peut prendre le courant au point où l'on veut installer une machine.

Par exemple, dans le cadre des hydroliennes, les turbines à axe horizontal sont souvent utilisées sans système de pivotement de l'axe (SPA ou « yaw » en anglais) afin de limiter les opérations de maintenance [Benelghali *et al.*, 2007b] ce qui diminue fortement l'extraction des courants dont l'orientation s'éloigne trop de celle de l'axe de la turbine. De plus, certains types de profil de pale utilisés dans les turbines peuvent être caractérisés par différents coefficients de puissance. Dans ce cas (turbines à pales asymétriques), le coefficient de puissance optimal dépendra du sens dans lequel le courant traverse la turbine. La turbine fonctionnera alors selon une direction privilégiée. En effet dans les parties précédentes, nous avons vu que différents types de turbine pouvaient être utilisés. Ces turbines ne répondent pas au même principe d'extraction du courant, notamment en terme d'orientation. Si les courants ne sont pas toujours orientés dans la même direction, l'extraction de la ressource sera, pour certains types de turbine, limitée.

Dans certains cas, des hydroliennes à axe horizontal sont équipées d'une tuyère. Elle permet d'accélérer le courant la traversant. À puissance égale, une turbine carénée

aura donc un plus petit diamètre au niveau des pales qu'une turbine sans tuyère. Ou bien à diamètre égal la turbine possédant une tuyère pourra extraire une puissance plus importante [Thongam *et al.*, 2009]. Dans ce cas on considèrera que la turbine extrait l'énergie efficacement lorsque le fluide est orienté dans un cône de capture autour de son axe (figure 2.2). Ce cône de capture est en général limité à $\pm 45^\circ$ autour de l'axe. Si le fluide arrive dans une direction située en dehors de ce cône la turbine ne peut extraire l'énergie.

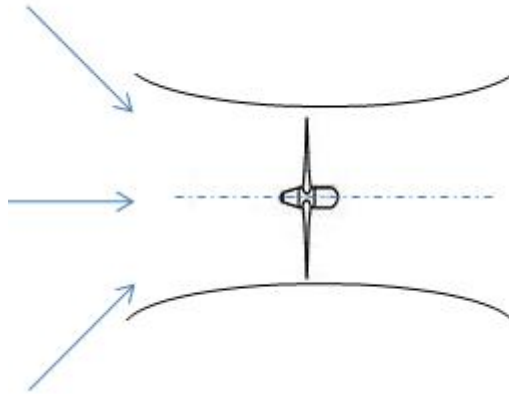


Figure 2.2 – Cône de capture pour une turbine carénée

Si l'on considère maintenant une turbine à axe vertical, l'extraction de l'énergie est similaire quel que soit l'orientation du courant. Cependant en raison d'un plus faible coefficient de puissance ces turbines sont à privilégier pour des sites présentant des ellipses de courant très dissymétriques, où le faible coefficient puissance de la turbine est compensé par une capture de puissance selon toutes les orientations. L'ellipse de courant permet donc de caractériser un site, et par la suite de confirmer l'intérêt de l'utilisation d'un type de turbine plutôt qu'un autre.

En utilisant le modèle introduit précédemment, eq. (2.2), on peut calculer la distribution des vitesses du courant. La figure 2.3 donne un exemple de la distribution des vitesses de courant selon la direction principale en un point situé dans le Raz de Sein pendant une durée de 703 jours. Les vitesses de courant positives et négatives représentent respectivement les courants de flot et de jusant.

Effet de l'absence de SPA sur une turbine

Dans les systèmes à axe horizontal, deux paramètres sont considérés pour le calcul de la puissance : l'angle entre l'orientation du courant et l'axe de la turbine qui a un effet important sur la performance de la turbine, et le coefficient de puissance maximal C_{pmax} . Ces valeurs sont résumées dans la table 2.1 pour différents types de turbines. Dans un système à axe horizontal, il est possible d'extraire l'énergie d'un courant dont l'orientation diffère de celui de l'axe de la turbine sur une gamme d'orientation assez étendue, cependant lorsque que l'orientation du courant s'éloigne de l'axe de la turbine, les coefficients de puissance diminuent comme le montre la figure 2.4, issue de [Adaramola et Krogstad, 2011]. Dans le cas d'une turbine carénée, cette fonction d'atténuation sera égale à 0 pour des directions en dehors du cône de capture de la turbine. Afin de modéliser cette baisse de performance (pour une hydrolienne), un coefficient d'at-

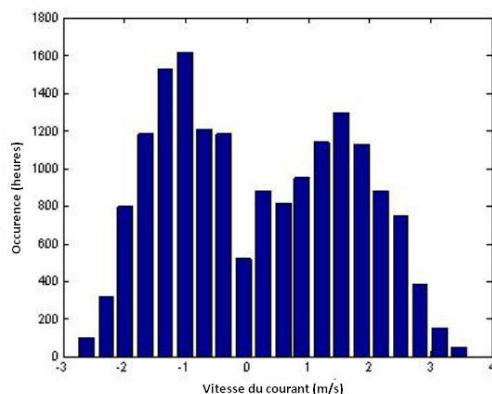


Figure 2.3 – Distribution de courant pour une turbine à axe horizontal

ténuation, $\eta_{yaw}(\alpha)$, est introduit dans le calcul de la puissance. Il s'agit d'une fonction de α , qui est la différence d'orientation angulaire entre la direction du fluide et l'axe de la turbine. L'expression de cette fonction d'atténuation est donnée par [Suzuki, 2012] et se traduit par l'utilisation d'une vitesse de courant dans l'axe équivalente pour le calcul de la puissance :

$$V_{eq} = V_f \cos(\alpha) \quad (2.3)$$

Cette atténuation sera introduite dans l'équation de la puissance de la turbine eq. (1.4).

Tableau 2.1 – C_{pmax} et effet de l'angle d'orientation du fluide pour différents types de turbine

	Turbine			
	Avec SPA	Axe horizontal		Axe vertical
		Sans SPA		
Atténuation angulaire (α)	non	Sans tuyère	Avec tuyère	non
C_{pmax}	0.46	oui	oui*	0.40

* à l'intérieur du cône d'extraction défini par la tuyère

La ressource éolienne

Dans le cas éolien, les SPA sont utilisés massivement. L'orientation du vent n'intervient donc pas dans le calcul d'extraction de l'énergie par la turbine. Cependant la ressource éolienne peut être caractérisée par une distribution de vitesses de vent qui dépend de sa localisation et de son altitude (hauteur du moyeu).

La fonction de distribution de la vitesse de vent en un endroit donné peut être, en général, approximée par une fonction de Weibull. Il s'agit d'une fonction dépendant de deux paramètres définie comme suit [Johnson, 1985] :

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (k > 0, u > 0, c > 1) \quad (2.4)$$

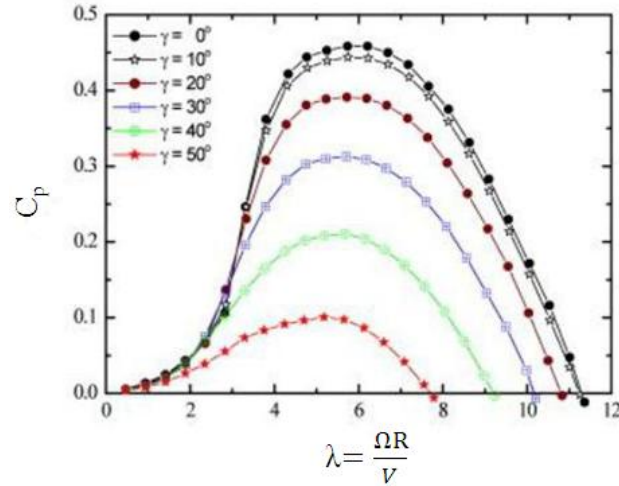


Figure 2.4 – Effet de l’orientation du courant sur le coefficient de puissance [Adaramola et Krogstad, 2011] (γ est l’angle entre l’axe de la turbine et la direction du flux)

où : c est le paramètre d’échelle, k est le paramètre de forme, u la vitesse du vent. c est défini comme :

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.5)$$

où : \bar{U} est la vitesse annuelle moyenne, Γ est la fonction Gamma

Les données météorologiques statistiques de vitesse de vent sont disponibles pour des altitudes qui peuvent être différentes de celle à laquelle est installé le moyeu. L’estimation de la ressource doit donc tenir compte du gradient de vitesse lié à l’altitude. Ce phénomène causé par les frottements au sol, peut-être approximé par l’équation suivante :

$$\frac{V_H}{V_X} = \left(\frac{H}{X}\right)^\alpha \quad (2.6)$$

où : V_H est la vitesse du vent à la hauteur H et V_X la vitesse à l’altitude X , hauteur à laquelle les mesures ont été effectuées et α le coefficient de cisaillement, il dépend du site et varie autour de 1/7.

Ces données statistiques sont essentielles pour estimer la quantité d’énergie qui peut être extraite par une technologie donnée sur une zone donnée. Il est également nécessaire d’intégrer les différentes caractéristiques des composants et les pertes dans la chaîne de conversion pour avoir une estimation plus fine de la quantité d’énergie produite. C’est pourquoi nous modélisons dans les paragraphes suivants le fonctionnement des principaux composants de la chaîne de conversion.

2.2.2 Modélisation de la turbine

Quel que soit le type de turbine utilisé, axe horizontal ou vertical pour une hydrolienne ou une éolienne, la puissance extraite par la turbine est donnée par :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A C_p V_f^3 \quad (2.7)$$

avec V_f la vitesse du fluide traversant la turbine, A l'aire de la section balayée par la turbine, ρ la densité du fluide et C_p le coefficient de puissance.

Les valeurs de C_p dépendent de la conception de la turbine (axe horizontal ou vertical, nombre de pales ainsi que leurs formes) et de son point de fonctionnement (vitesse de rotation et vitesse du fluide). Les courbes de C_p peuvent être établies en réalisant plusieurs simulations ou tests à différentes vitesses de fluide et diverses vitesses de rotation [Thongam *et al.*, 2009]. Pour un type de turbine donné, la fonction C_p dépend essentiellement de deux paramètres : β , l'angle définissant le pas des pales, et λ , le ratio de vitesse (TSR) défini par :

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V_f} \quad (2.8)$$

avec V_f la vitesse du fluide (m.s^{-1}), Ω_t la vitesse de rotation de la turbine (rd.s^{-1}), R le rayon de la turbine (m).

La figure 2.5 donne un exemple de courbe de C_p en fonction de β et de λ dans le cas d'une turbine hydrolienne à axe horizontal [Benelghali *et al.*, 2007a]. Cette courbe montre l'intérêt d'une stratégie de pilotage de la turbine pour s'assurer que le C_p soit maintenu à une valeur optimale lorsque la vitesse du fluide varie.

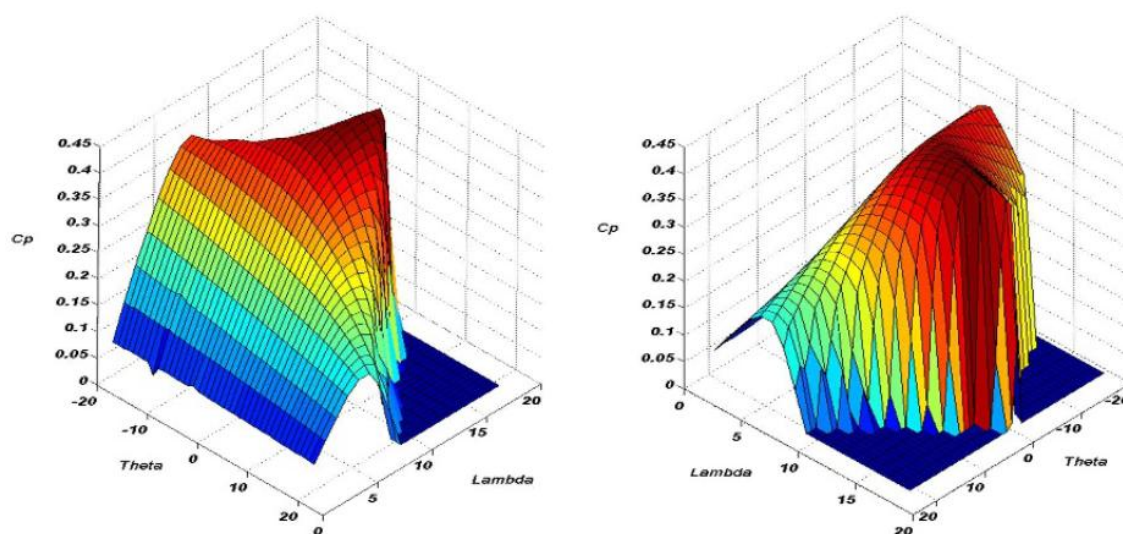


Figure 2.5 – Courbe du coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse λ et de l'angle d'attaque θ [Benelghali *et al.*, 2007a]

Courbe de la puissance extraite par une turbine

La stratégie de pilotage type d'une turbine éolienne ou hydrolienne est montrée par la figure 2.6. Quatre zones sont identifiables [Multon *et al.*, 2004] :

- zone 1 : dans cette partie, la vitesse du fluide est inférieure à la vitesse de démarrage V_S de la turbine. La turbine ne fonctionne pas car elle ne produit pas suffisamment d'énergie pour compenser les pertes du système,

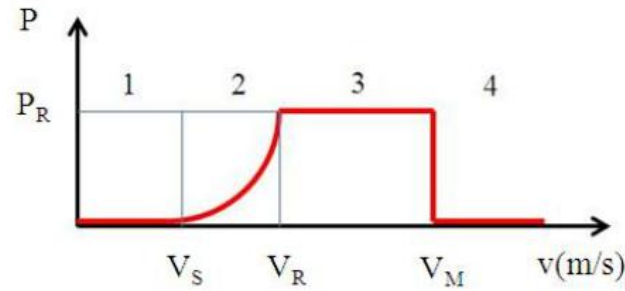


Figure 2.6 – Puissance extraite par une turbine en fonction de la vitesse du fluide

- zone 2 : la vitesse du fluide est comprise entre la vitesse V_S et la vitesse nominale V_R . Dans ce régime de fonctionnement, il est intéressant d’optimiser la conversion de l’énergie éolienne. Dans cet intervalle, la puissance extraite est maximisée en contrôlant la vitesse à l’aide du convertisseur (électronique) ou/et grâce à un contrôle sur l’orientation des pales. Ces commandes sont utilisées pour maintenir le système en un point où la puissance est maximale (correspondant à la valeur maximale de C_p , C_{pmax}). Cette stratégie de contrôle est connue sous le nom de MPPT (Maximal Power Point Tracking Strategy). Nous considérerons donc que, l’énergie extraite par une turbine dans cette zone, peut être calculée à partir de la puissance mécanique P , définie de la façon suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho C_{pmax} A V^3 \quad (2.9)$$

- zone 3 : la vitesse du fluide atteint la valeur, V_R (vitesse nominale), correspondant à la puissance nominale, P_R , du système sous une stratégie MPPT. Au-delà de cette vitesse, le surcoût dû au surdimensionnement du générateur et au surdimensionnement des autres composants électriques, ne serait pas amorti par l’augmentation de la production engendrée. La valeur de C_p doit alors être contrôlée afin de limiter la puissance mécanique. Deux types de régulation peuvent être utilisés. La valeur de C_p peut être ajustée par un contrôle de la vitesse de la turbine ou/et en modifiant la géométrie de la turbine. Une combinaison des deux solutions de commande est également possible. Concernant la seconde solution, deux alternatives de régulation pour contrôler la vitesse de la turbine sont possibles. On peut équiper la turbine d’un système « pitch » (turbine à pas variable) ou d’un système « stall » (systèmes à décrochage dynamique). Avec le système « pitch », l’angle d’incidence de la pale est mécaniquement modifié (variation de β). Les systèmes « stall » utilisent une méthode passive : l’augmentation de la vitesse du vent s’accompagne d’une diminution de l’angle d’incidence, ce qui permet le décrochage dynamique des pales. On trouve également des solutions hybrides proposant des décrochages actifs. Cependant l’utilisation du « pitch » constitue l’option privilégiée des grandes éoliennes. Toutefois, dans le cas des hydrolienne, le contrôle par « pitch » est parfois éliminé pour réduire les contraintes de maintenance et augmenter la robustesse. Dans ce cas, un contrôle de la vitesse de la turbine doit alors être utilisé pour limiter la puissance [Fuglsang *et al.*, 2002, Djebbari *et al.*, 2014, Zhou *et al.*, 2013],
- zone 4 : ce fonctionnement correspond à une zone où la vitesse de vent est

supérieure à la vitesse maximale admissible par le système. Au-dessus de cette vitesse, il est préférable d'arrêter la turbine afin de limiter les risques d'endommagement, la turbine ne produit donc plus d'énergie.

Pour obtenir la stratégie de pilotage définie à la figure 2.6, on constate qu'il est indispensable de réguler la vitesse (pour la zone 2 et éventuellement pour la zone 3). Pour cela un système à vitesse variable est nécessaire.

L'électronique de puissance est donc utilisée pour le contrôle de la turbine en vitesse variable, pour les hydroliennes ou les éoliennes. Elle permet également l'ajustement de la fréquence et de la tension du générateur au réseau. L'avantage de l'électronique de puissance est de pouvoir de contrôler précisément la puissance extraite et la vitesse de la turbine. Cependant, des coûts et des pertes supplémentaires sont associés à l'utilisation des convertisseurs [Ackermann et al., 2005].

2.2.3 Modélisation de l'énergie extraite

L'estimation de l'énergie électrique totale extraite, E_{te} , repose sur les données de ressources disponibles et sur les caractéristiques des composants utilisés dans le système. Nous chercherons dans cette partie à estimer pour chaque composant deux paramètres : son efficacité (rendement) et son taux de panne. La figure 2.7 présente l'approche générale du calcul de l'énergie. Deux entrées peuvent être observées. La première est celle correspondant aux données statistiques de vitesse du fluide considéré (intensité et direction)(boîte 1). La seconde est celle concernant les choix technologiques (boîte 1' de la figure 2.7).

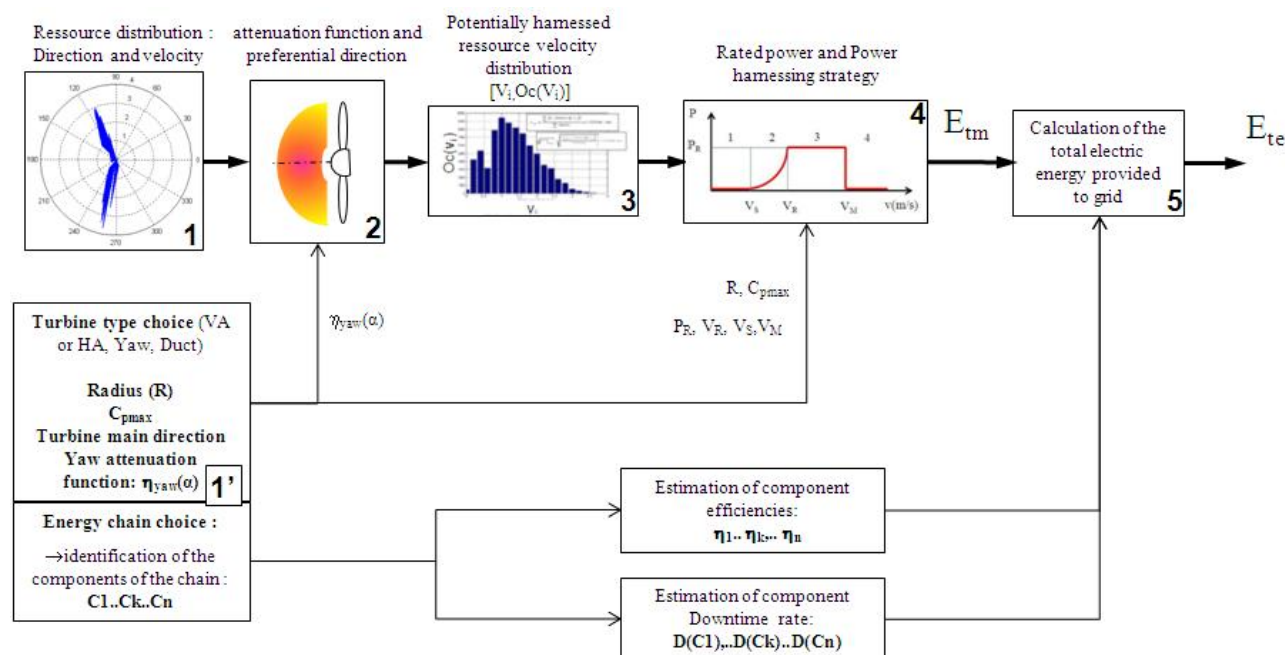


Figure 2.7 – Stratégie pour estimer la quantité d'énergie produite

Calcul de la distribution de courant (boîte 1)

Les données de courant fournies par le SHOM sont les vecteurs courants correspondant à chaque heure de marée pour chaque maille d'espace pour les coefficients de marée $C=95$ et $C=45$ correspondant respectivement aux vives-eaux médianes et aux mortes-eaux médianes. À partir de ces données, il est possible de calculer ces vecteurs pour un cycle de marée caractérisé par un coefficient quelconque (eq. 2.2). On peut alors déterminer ce que l'on appelle une ellipse de courant (un exemple d'ellipse est présentée à la figure 2.8). Il s'agit d'une représentation graphique permettant de décrire la distribution de vitesse (figure 2.9) et de direction de la ressource (figure 2.10) en ce point. Ici les courants sont représentés pour chaque heure sur une année entière.

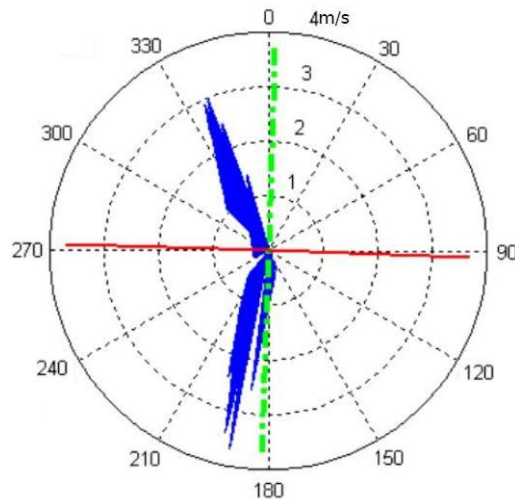


Figure 2.8 – Ellipse de courant

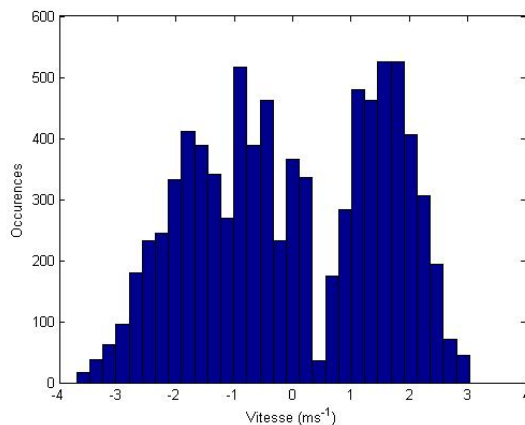


Figure 2.9 – Vitesse des courants

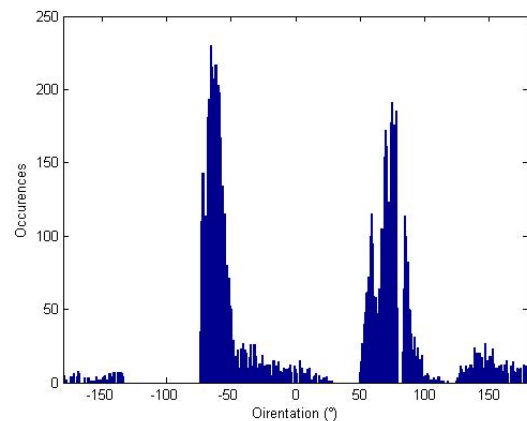


Figure 2.10 – Orientation des courants

Tout d'abord, la distribution de la ressource potentielle est calculée en tenant compte des vecteurs vitesse. Ces vecteurs vitesse sont alors soumis à une fonction d'atténuation (eq. 2.3), dans le cas d'une turbine à axe horizontal sans SPA. À titre d'exemple, on considère une turbine de ce type sur le site correspondant aux figures 2.8 à 2.10. Pour extraire un maximum d'énergie avec cette turbine, l'orientation à privilégier pour son axe se situe selon le cap 2° (figure 2.8). Cependant, dans cette configuration la turbine n'ex-

ploite pas pleinement les différents vecteurs courants du fait de l'atténuation angulaire. Elle entraîne une réduction de la vitesse équivalente sur l'axe et donc une diminution des occurrences pour les vitesses élevées et une augmentation de la part des vitesses les plus faibles. La distribution de ressource ainsi obtenue (en rouge figure 2.11), comprend les différentes intensités et les orientations des vitesses du fluide qui caractérisent la ressource captable par la turbine. Cette distribution de ressource constituera une première entrée dans notre modèle d'évaluation de l'énergie produite (boite 3 de la figure 2.7). Il s'agit de la ressource théoriquement exploitable par un type de turbine pendant une période et en un lieu donnés. On l'appellera « distribution de la ressource équivalente » dans la suite du document.

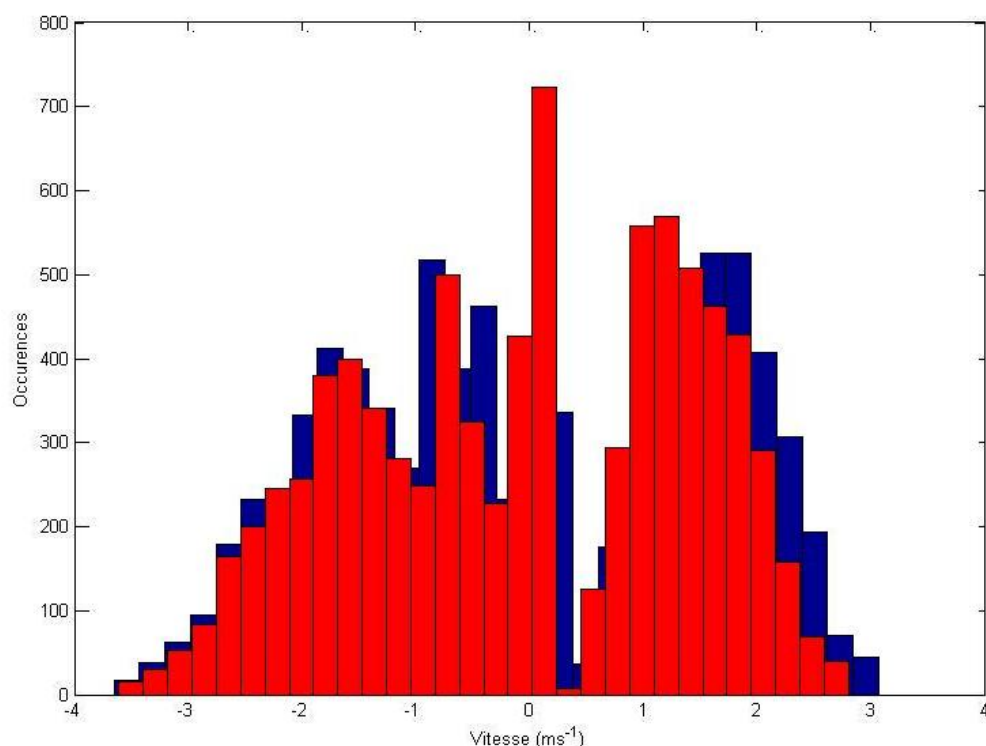


Figure 2.11 – Effet de l'atténuation angulaire de la turbine à axe horizontal : réduction de la vitesse des courants due à l'orientation des courants par rapport à l'axe de la turbine

Cet exemple illustre bien que le choix d'une technologie à privilégier pour la turbine dépend du site. En effet, à la vue des courbes d'orientation et de vitesse dans le cas traité, une grande partie de la ressource reste inexploitée pour une turbine à axe horizontal sans SPA. Une turbine à axe vertical pourrait être plus appropriée dans la mesure où son plus faible C_p serait compensé par une extraction efficace de la ressource selon toutes les directions.

D'autres composants ainsi que leur dimensionnement et la stratégie de pilotage sont ensuite à étudier pour modéliser l'énergie produite par une distribution de courant donnée.

Dimensionnement des composants et stratégie de pilotage

Les choix technologiques de turbine, générateur, convertisseur ainsi que leur dimensionnement permettent de déterminer les différents paramètres nécessaires à la quanti-

fication de l'énergie produite. La valeur de C_{pmax} dépend du type de turbine choisi. La dimension de cette turbine définira l'aire, A , balayée par les pales. Ces deux paramètres doivent être déterminés pour évaluer la puissance délivrée par une turbine pour une vitesse donnée (eq. 2.7). À partir de ces deux paramètres et de la puissance nominale du système, P_R (puissance nominale du générateur et du convertisseur), on peut calculer la vitesse nominale, V_R , nécessaire à la détermination de la stratégie de pilotage en utilisant l'équation 2.9.

La connaissance des valeurs de C_{pmax} , V_S , V_R , V_M et P_R est alors suffisante pour déterminer la puissance, $P_m(V_i)$, qui peut être extraite par une turbine pour chaque vitesse V_i , du fluide la traversant. On rappelle que les vitesses V_i peuvent comprendre des vitesses équivalentes atténuées (par application de l'équation 2.3) dans le cas où la direction du fluide est différente de l'orientation d'une turbine à axe horizontal sans SPA. La puissance, $P_m(V_i)$, est ainsi calculée :

$$P_m(V_i) = \begin{cases} \frac{1}{2}\rho C_{pmax} A V_i^3 & \text{si } V_S \leq V_i \leq V_R \\ P_R & \text{si } V_R \leq V_i \leq V_M \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (2.10)$$

La modification d'un des paramètres introduit précédemment influe alors sur la stratégie de pilotage et donc sur l'énergie produite. Par exemple, pour un générateur de puissance fixe, augmenter le diamètre de la turbine reviendra à baisser la vitesse nominale, figure (2.12). L'énergie produite sur une gamme de vitesse de fluide définie est alors plus importante. Autre exemple, pour un turbine de même dimension, l'installation d'un générateur de plus grande capacité, élèvera la puissance nominale du système, figure (2.13) et donc l'énergie captée.

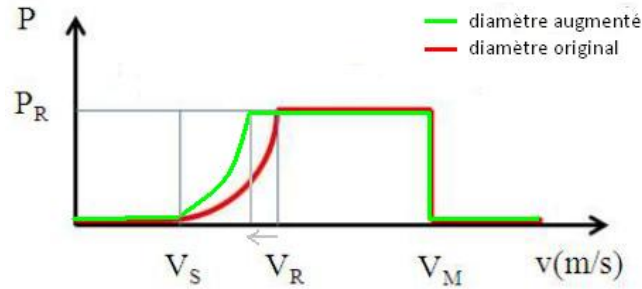


Figure 2.12 – Effet de l'augmentation du diamètre de la turbine sur la stratégie de pilotage à puissance de générateur constante

L'énergie mécanique totale captable par le système, E_{tm} , est ensuite évaluée en se basant sur la fonction de « distribution de ressource équivalente » (qui prend en compte l'atténuation due au décalage angulaire entre le courant et l'axe de la turbine) et la stratégie de pilotage de la façon suivante (boite 4 de la figure 2.7) :

$$E_{tm} = \sum_{i=1}^n P_m(V_i) \cdot Oc(V_i) \quad (2.11)$$

Cette énergie est donnée en Watt-heure (Wh), les valeurs de $Oc(V_i)$ correspondent aux occurrences des différentes vitesses corrigées (en nombre d'heure) sur la période concernée (distribution de ressource équivalente).

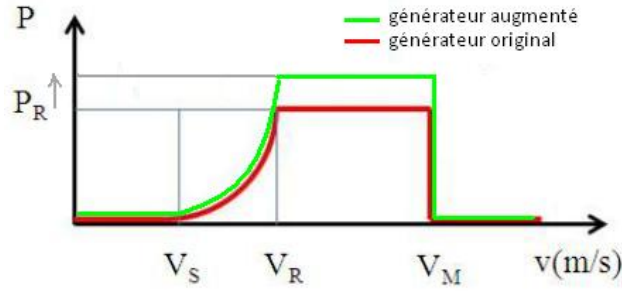


Figure 2.13 – Effet de l’augmentation de la génératrice sur la stratégie de pilotage à caractéristique de turbine constante

E_{tm} , représente l’énergie produite par une chaîne de conversion idéale de rendement unitaire sans panne ni arrêt. Cependant pour évaluer l’énergie totale produite réellement, E_{te} , c’est-à-dire l’énergie qui sera délivrée au réseau, il est nécessaire de prendre en compte les différentes pertes occasionnées par les composants. Une autre source de réduction de l’énergie collectée est le temps pendant lequel les systèmes ne délivrent pas d’énergie. Cette période de non-production est causée par les pannes et par les arrêts de production pendant les maintenances.

Nous intégrerons pour évaluer E_{te} , les pertes dues aux k composants de la turbine, C_i ($i \in [1, k]$), intervenants dans la chaîne de conversion. Chacun de ces composants est ainsi caractérisé par un rendement, $\eta(C_i)$. Le temps moyen d’arrêt de production ramené à la durée de vie (ratio entre le temps total d’arrêts et la durée de vie) est estimée par la somme des arrêts statistiques liée aux pannes et aux activités de maintenances pour chaque composant, $D_i(C_i)$. L’énergie totale extraite, E_{te} , est alors calculée comme suit :

$$E_{te} = \left(1 - \sum_{i=1}^k D_i(C_i) \right) \prod_{i=1}^k \eta_i(C_i) E_{tm} \quad (2.12)$$

Les deux parties suivantes, présenteront les rendements utilisés pour les composants pour plusieurs configurations. Nous présenterons également leurs probabilités d’arrêt. Le calcul de cette probabilité sera basé sur des données statistiques d’éoliennes terrestres.

Efficacité des composants

Le rendement de chaque composant est donné dans les documentations techniques des fabricants. On rappelle que les composants les plus importants de la chaîne de conversion sont le multiplicateur, l’ensemble générateur/convertisseur, le transformateur et les câbles. Le type de multiplicateur et de générateur vont déterminer différentes configurations de l’ensemble du système de conversion. On considère dans notre cas deux types de générateurs, le générateur asynchrone à double alimentation (GADA) et le générateur synchrone à aimants permanents (GSAP). Ce choix conduit à trois configurations types et par conséquent trois rendements différents. On peut également élargir la gamme de configuration en ajoutant (ou non) un système d’orientation des pales (pitch). Finalement, quatre configurations sont retenues :

- Solutions présentant un système de « pitch » :
 - Configuration 1 : multiplicateur à 3 niveaux + GADA,

- Configuration 2 : multiplicateur à 1 niveau + GSAP,
- Configuration 3 : entraînement direct + GSAP,
- Solution sans système « pitch » (uniquement pour les hydroliennes) :
 - Configuration 4 : entraînement direct + GSAP

Dans un contexte de maximisation de l'énergie produite, la solution à entraînement direct, (avec GSAP), apparaît comme un compromis pertinent en terme de fiabilité et d'efficacité comparée à une solution avec un multiplicateur. Cependant, la configuration avec GADA est plus légère et a un plus faible coût. Concernant la configuration GSAP + multiplicateur à 1 niveau, elle représenterait la solution ayant l'un des meilleurs ratios coût annuel/rendement énergétique pour les éoliennes [Bang *et al.*, 2008]. Une comparaison qualitative des différentes configurations de la chaîne de conversion est présentée à la table 2.2.

Tableau 2.2 – Comparaison de l'efficacité pour différentes configurations, [Bang *et al.*, 2008]

Générateur	GADA 3GB	GSAP 1GB	GSAP ED
Masse	+	+	-
Coût	++	+	-
EPF	--	-	++

EPF : Énergie Produite et fiabilité

ED : Entraînement direct

+ Avantage ; - Désavantage

Le rendement de la chaîne de conversion peut être estimé par le produit des rendements des principaux composants. Dans le cas particulier d'une configuration avec une GADA, nous considérons que l'efficacité du convertisseur de puissance affecte seulement 33% de la puissance extraite. En effet, nous considérons un fonctionnement où environ 1/3 de la puissance passe à travers le convertisseur et où les 2/3 restants sont transmis directement par le générateur au réseau électrique ce qui correspond approximativement au point nominal en hyper synchrone. Dans ce modèle, on considère également que l'efficacité de chacun des composants ne varie pas avec les conditions de fonctionnement. Dans une première approximation, un point de fonctionnement qui correspond 50% de la puissance nominale pour chaque composant est considéré. Les valeurs de rendement utilisées sont données en gras dans la table 2.3. Il sera possible d'intégrer ces différents rendements en fonction du point de fonctionnement dans des travaux ultérieurs.

Durée de non fonctionnement

Les taux de panne sont établis par une analyse statistique des défaillances de chaque composant au cours de plusieurs années d'opération. Cette évaluation est essentielle pour estimer le temps de fonctionnement de la machine et ainsi calculer la production annuelle d'énergie. A titre d'exemple, le tableau 2.4 issu de [Ribrant et Bertling, 2007] présente les temps annuels d'interruption relatifs à chaque composant pour des éoliennes terrestres classiques. La valeur $D(C_i)$ peut être extraite à partir de ces données. On peut observer que les taux de panne varient d'un pays à l'autre, et également qu'ils ont tendance à augmenter avec la taille de la turbine et les difficultés d'accès. On s'intéressera à deux paramètres particuliers pour chaque composant afin d'estimer les temps d'interruption :

Tableau 2.3 – Rendement des principaux composants de la chaîne de conversion, [Bywaters *et al.*, 2004]

Puissance nominale(%)	Générateur classique	Générateur pour entraînement direct	Convertisseur de puissance	Multiplicateur classique	Multiplicateur 1 étage
100	94.8	94.9	96.8	97.5	98.6
75	94.9	95.8	97.0	97.2	98.4
50	93.7	96.5	97.3	97.0	98.2
20	90.5	96.3	97.1	96.1	97.4
6	85.0	93	90.8	88.7	91.3

le nombre de défaillances au cours du cycle de vie et le temps d'arrêt comprenant le temps nécessaire pour réparer ou remplacer chaque composant défaillant.

Tableau 2.4 – Fréquences et durées des défaillances des composants dans le cas d'un parc éolien suédois sur 2000-2004, [Ribrant et Bertling, 2007]

Composant	Average number of failures per year per turbine	Average downtime per failure in hours	Non-operational time per year per turbine (h)
Structure	0.006	104.1	0.6246
Yaw system	0.026	259.4	6.7444
Hydraulics	0.061	43.2	2.6352
Mechanical brakes	0.005	125.4	0.6270
Gears	0.045	256.7	11.5515
Sensors	0.054	49.4	2.6676
Drive train	0.004	291.4	1.1656
Control system	0.050	184.6	9.23
Electric system	0.067	106.6	7.1422
Generator	0.021	210.7	4.4247
Blade/pitch	0.052	91.6	4.7632
Hub	0.001	12.5	0.0125
Total			51.5885
No gear PMSG	0.001	100	0.1
Total			40.137

Les statistiques montrent que le multiplicateur, le système de pivot de l'axe ou le système d'orientation des pales, sont associés à des taux de panne très importants. L'utilisation de ces composants entraînera donc une diminution de l'énergie extraite conséquente. Le multiplicateur peut être identifié comme l'un des composants les plus critiques en raison de son taux élevé de défaillance et du temps relativement élevé nécessaire à sa réparation (ce composant est responsable de 22,4 % de la durée d'indisponibilité totale des éoliennes terrestres du parc suédois) considéré dans [Ribrant, 2006]. L'utilisation de technologies à entraînement direct minimise ainsi le nombre d'interventions et les durées d'arrêt, d'autant plus que les coûts et durée d'intervention sont encore plus élevés dans un contexte offshore ou sous-marin.

2.3 Modèle de coût

L'estimation du coût global du projet comprend deux types de dépenses. La première est liée au coût du parc (acquisition, installation et démantèlement). La seconde est liée aux opérations de maintenance. Ces deux dépenses dépendent de la configuration du parc (technologies utilisées, nombre de machines, etc.) et également de l'emplacement géographique (profondeur, nature des fonds marins, distance aux ports et au réseau). Le nombre et la nature des opérations de maintenance dépendent aussi des données relatives à l'efficacité et aux défaillances des composants. Ces deux modèles sont développés dans les sous-sections suivantes.

2.3.1 Coût initial

Un parc d'éoliennes offshore comprend généralement les éléments suivants : un ensemble de turbines et leurs fondations, une ou des sous-stations qui peuvent être situées en mer ou à terre (selon la distance à la côte et la puissance totale du parc), un réseau de câbles sous-marin pour le raccordement des turbines entre elles (enfoui ou non, selon la nature du fond), et un autre type de câble sous-marin pour la transmission de l'énergie électrique de la sous-station offshore jusqu'au point de raccordement au réseau électrique (cf. figure 1.30).

Le coût global du projet est caractérisé par deux modèles : un modèle permettant d'estimer le budget nécessaire à l'acquisition des différents composants du parc, à leur assemblage, installation et démantèlement, et un autre correspondant aux différents coûts survenant durant leur exploitation (maintenance). L'évaluation des coûts est un problème particulièrement complexe car le prix de chaque composant dépend des fabricants et fluctue avec le temps. On peut cependant effectuer une première estimation du coût en se basant sur les principaux composants des turbines (pales, générateurs, convertisseurs, etc.), les différents types de câble sous-marin (qui dépendent de la disposition du parc, c'est-à-dire de l'espacement des turbines entre elles, et de la distance du parc à la côte), de la sous-station offshore (dont le coût dépend de puissance totale du parc) et de l'installation/démantèlement. Le coût global d'un parc comprenant n machines peut être alors approximé par la somme des coûts des principaux composants :

$$C_{farm} = n.C_{turbine} + n.C_{foundation} + C_{installation}(n, P_n) + C_{cable}(n, P_n) + C_{substation}(P_n) \quad (2.13)$$

Avec $C_{turbine}$ le coût d'une machine, $C_{foundation}$ le coût des fondations, $C_{installation}(n, P_n)$ le coût d'installation qui dépend du nombre de turbine, de leur taille et de la capacité de transport des navires, C_{cable} le coût des câbles, et le coût de la ou des sous-stations.

Les sous paragraphes suivant présentent les modèles de coûts utilisés pour chaque composants.

Coût de la turbine

Le modèle utilisé sera celui proposé par [Fingersh *et al.*, 2006]. Ce modèle est à l'origine développé pour des applications terrestres mais il peut être étendu au cas de l'éolien offshore ou à l'hydrolien, notamment par l'introduction d'un coût supplémentaire

correspondant à la « marinsation » du système. Ce surcoût est associé aux traitements supplémentaires que doivent subir les différents composants pour leur adaptation au milieu marin. Il s'agit, par exemple, de l'amélioration de l'isolation pour les multiplicateurs, générateurs, et composants électriques, et de l'utilisation de peintures et revêtements spéciaux.

Pour avoir une estimation du coût d'une turbine, on cherche à évaluer le coût de chacune des pièces qui la compose. Plusieurs modèles peuvent être identifiés, ils sont basés sur les caractéristiques de dimensionnement du composant. Par exemple le coût d'une pale est calculé en fonction de sa taille (figure 2.14). Comme pour les pales, différents modèles sont disponibles pour chaque composant. Pour certains d'entre eux, une étape intermédiaire au calcul du coût consiste à passer par l'évaluation de sa masse. Pour la tour d'une éolienne ou d'une hydrolienne, le coût dépendra de la masse, et du prix de l'acier. Un système plus compact sera donc plus avantageux en terme de coût.

Pour estimer le coût de la turbine $C_{turbine}$, on va sommer les coûts, $C_{component}^i$, des k composants intervenant dans son assemblage :

$$C_{turbine} = \sum_{i=1}^k n_i C_{component}^i \quad (2.14)$$

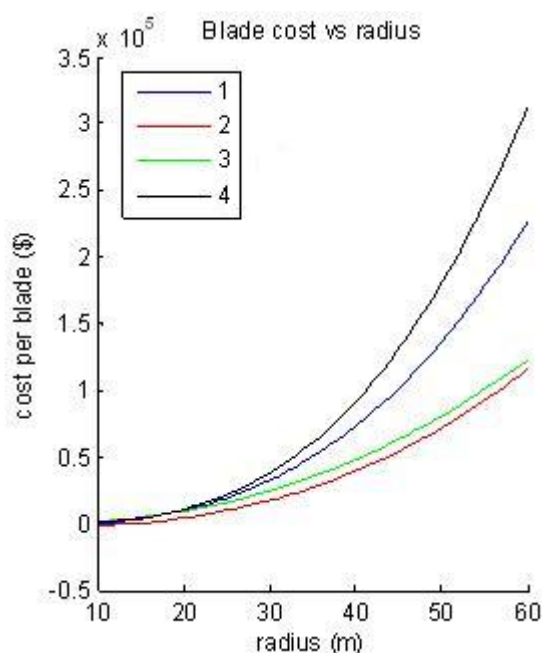


Figure 2.14 – Modèles de coût pour une pale d'éolienne. 1 et 2 sont proposés par [Fingersh *et al.*, 2006], 3 par [Veers *et al.*, 2003] et 4 par [Griffin, 2001]

Coût des fondations

Le coût des fondations (construction et installation) peut représenter de 20% à 40% du budget d'un projet offshore. Dans le modèle de [Fingersh *et al.*, 2006], le coût de la fondation dépend de la puissance de la machine. On préférera dans notre cas utiliser le modèle de [Serrano Gonzalez *et al.*, 2011] dont le coût est estimé à partir de la profondeur d'installation de la structure. Ce modèle, basé sur une contrainte géographique,

nous intéressera plus dans notre approche que le modèle de [Fingersh *et al.*, 2006] qui correspond uniquement à une installation à une dizaine de mètres de fond. En effet, la profondeur a un impact significatif sur le type de fondation et son coût. La géologie du fond affecte également le choix du type de structure. Dans un premier temps, on peut d'abord approximativement associer, pour chaque palier de profondeur, un type de structure pour les fondations. Une structure gravitaire ou mono-pile sera par exemple utilisée pour les eaux peu profondes. Une structure tripode ou type jacket seront implantées dans des eaux de profondeur moyenne et pour les grands fonds des structures flottantes (en cours de développement) devront être utilisées. Le coût de ces différents types de fondation est évalué comme proposé par [Serrano Gonzalez *et al.*, 2011] (figure 2.15) :

- 0-30 m $Cost_{foundation}/MW = 0.15 + 10^{-5} P^3$
- 30-60 m $Cost_{foundation}/MW = 0.35 + 4 \cdot 10^{-5} P^3$
- >60 m $Cost_{foundation}/MW = 0.15 + 0.016 P$

où P est la profondeur d'installation. Les coûts sont exprimés en million d'euros par MW installés.

Cependant, l'expérience provenant de l'industrie pétrolière offshore montre clairement que le coût des fondations est conditionné par de nombreux autres facteurs tels que les conditions océanographiques, météorologiques et climatiques, la géologie locale, la proximité de ports disposant des infrastructures adéquates, et la disponibilité des moyens logistiques spécifiques. Certains de ces facteurs sont pris en compte, et présentés dans la prochaine section qui concerne l'installation et le démantèlement.

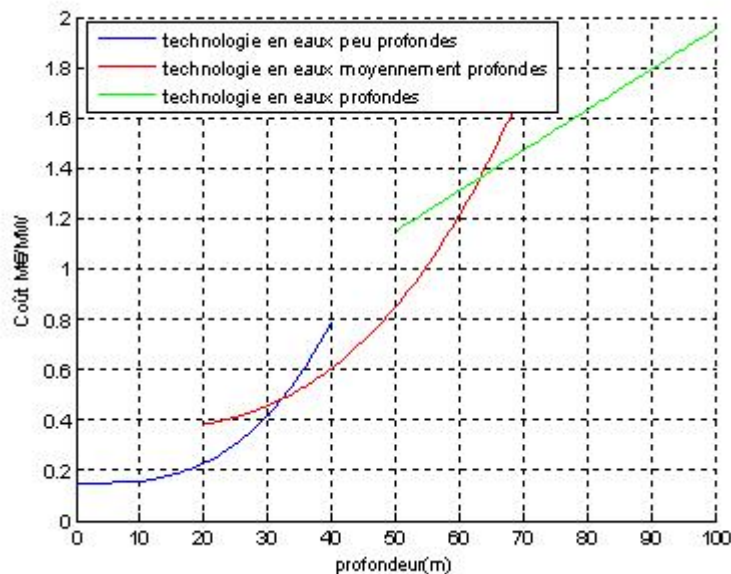


Figure 2.15 – Coûts des fondations en fonction de la profondeur selon [Serrano Gonzalez *et al.*, 2011]

2.3.2 Coût d'installation et démantèlement

Comme énoncé précédemment, des facteurs tels que la proximité des moyens logistiques influent sur le coût du projet. Le coût d'installation dépend essentiellement du

temps nécessaire pour réaliser l'assemblage des turbines du parc et leur raccordement. Ce coût dépend de la distance au port, mais aussi des moyens de transport et de leur capacité de stockage qui influent sur le temps de l'installation. Une première méthode d'évaluation de ce coût qui intègre un paramètre géographique, la distance au port D_{port} , ainsi que le type de transport, est donnée par [Serrano Gonzalez *et al.*, 2011] pour les éoliennes offshore :

$$C_{transport\&installation} = \frac{N_{WT}}{N_{WT/Vessel}} \left(\frac{2 D_{port}}{V_{vessel}} + t_{load} \right) C_t + N_{WT} (t_i + t_{prep}) C_i + N_{vessel} C_{mob} \quad (2.15)$$

N_{WT} , N_{Vessel} et $N_{WT/Vessel}$ représentent respectivement le nombre de turbines, le nombre de navires utilisés pour le transport et leurs capacités (nombre maximum de turbines pouvant être transportées). C_t , C_i et C_{mob} représentent respectivement les coûts quotidiens de transport et d'installation, et le coût de mobilisation de chaque navire. t_{load} , t_i et t_{prep} sont respectivement le temps nécessaire au chargement de chaque structure, le temps de leur installation et le temps de préparation pour l'installation de chaque turbine.

Les conditions météorologiques peuvent annuler les opérations d'installation et de maintenance. Les conditions d'intervention dépendent des états de mer et de vent qui définissent l'accessibilité du parc. Pour les éoliennes offshore, les opérations ne sont généralement pas réalisées lorsque la vitesse du vent dépasse 12 m/s et que la hauteur de houle est supérieure à 2 m [Rademakers *et al.*, 2003]. Dans le cas d'hydroliennes, ces opérations sont effectuées à l'étal lors de cycles de marée à faible coefficient et dans des conditions météorologiques favorables. Des études, [Besnard *et al.*, 2009],[Andrawus, 2008],[Uraz, 2011] proposent des méthodologies permettant d'optimiser ces types d'opération. Le démantèlement des systèmes installés en mer est une obligation en fin de vie des projets, il est donc une dépense supplémentaire à ne pas négliger. Les opérations de démantèlement peuvent être considérées comme le procédé inverse des opérations d'installation et sont donc assujetties à des contraintes similaires [Kaiser et Snyder, 2012]. Dans notre modèle, le coût de démantèlement est estimé à la moitié de celui nécessaire à l'installation comme suggéré par [Kaiser et Snyder, 2010].

2.3.3 Coût de maintenance

Nous avons vu précédemment qu'il existait plusieurs stratégies de maintenance [Rausand et Høyland, 2004]. Nous simplifierons le problème en regroupant ces opérations en deux grands ensembles, la maintenance préventive et la maintenance corrective. Une estimation du coût de ces opérations est présentée dans les deux prochaines parties.

Le coût de ces opérations dépend de la facilité d'accès à la machine. Ceci est un élément clé pour les systèmes offshore et sous-marins. C'est pourquoi certains projets proposent des solutions pour faciliter les opérations de maintenance en particulier pour l'hydrolien. Par exemple, l'hydrolienne développée par Seagen propose un système permettant de remonter la nacelle et la turbine en surface [Fraenkel, 2007]. Dans ce cas, la majorité des opérations de maintenance peut être effectuée hors de l'eau. Le coût des

opérations de maintenance est alors du même ordre que celui d'une éolienne offshore. On peut cependant se poser la question des taux de défaillances supplémentaires et des pannes introduites par ces systèmes complexes.

Maintenance préventive

La maintenance préventive regroupe tous types d'opérations planifiées. Ces opérations sont planifiées en fonction des caractéristiques des éléments utilisés dans le système (fatigue, usure, corrosion et érosion). Ce genre de maintenance est principalement programmé afin de réduire la probabilité de défaillance des composants. Les opérations effectuées peuvent inclure les manipulations suivantes : inspections, ajustements, lubrifications, etc. Nous estimerons le coût de la maintenance préventive, C_{pm} , comme suit :

$$C_{pm} = n.C_m \quad (2.16)$$

où n est le nombre d'opérations de maintenance planifiées pendant la durée de vie du système et C_m le coût de chaque intervention.

Généralement, une maintenance préventive de l'ensemble de la chaîne de conversion d'une éolienne est effectuée par une équipe de deux personnes effectuant deux journées de travail de 8 heures, deux fois par an [Poore et Lettenmaier, 2003].

Maintenance de corrective

À la différence de la maintenance préventive, la maintenance corrective correspond à des interventions non-planifiées. Ces opérations sont effectuées pour une réparation ou le remplacement d'une pièce défectueuse. Généralement ces opérations offrent aussi l'opportunité de réaliser une maintenance préventive sur les autres systèmes.

Pour estimer le coût de la maintenance corrective (C_{cm}), il est nécessaire de connaître la probabilité de panne de chaque composant utilisé. Ce type de données n'est pas facile à obtenir en raison de l'absence de divulgation de ce genre d'information par les constructeurs et parfois de l'absence de retour d'expérience. On peut aussi ajouter que ces données sont également dépendantes de l'environnement du système (température, corrosion, etc.).

Le coût des interventions peut être estimé en fonction de l'importance des opérations nécessaires et du composant défaillant. Les interventions visant la réparation d'un composant défectueux sont divisées en quatre catégories (ou niveaux) suivant le moyen logistique à mettre à disposition :

- 1^{ère} catégorie : remplacement total d'une pièce encombrante telle que les pièces constituant le rotor de la turbine (pales, moyeu) et le générateur. Il y a nécessité d'utiliser une grue marine extérieure ou un treuil naval de grande puissance (dans le cas d'une hydrolienne),
- 2^{ème} catégorie : remplacement total d'une pièce volumineuse, nécessitant l'utilisation d'une grue ou d'un treuil interne,
- 3^{ème} catégorie : réparation moyenne, remplacement de petites pièces,
- 4^{ème} catégorie : petite réparation et maintenance générale (inspection).

Pour estimer le coût de la maintenance corrective, un nombre d'interventions statistique sur la durée de vie correspondant à une catégorie d'intervention i est attribué à chaque composant. $Pf(k, i)$ est le nombre d'interventions de catégorie i que doit subir statistiquement le composant k sur la durée de vie. Cette occurrence est calculée à partir des statistiques de panne du système au cours de sa durée de vie.

Le coût correspondant à chaque niveau d'intervention est calculé en tenant compte de la durée moyenne de réparation des composants endommagés, du coût de la main-d'œuvre et des moyens logistiques à utiliser. En cas de remplacement d'un élément, un coût supplémentaire dû au nouveau composant, $C_r(k)$ doit être ajouté (cas des catégories 1 et 2). Pour le moment, les données relatives aux contraintes d'intervention et ainsi qu'à leurs durées ne sont disponibles que pour le cas des éoliennes offshore. Concernant les hydroliennes, où les systèmes sont encore moins faciles d'accès, les données doivent être ajustées en fonction de la technologie employée et des contraintes environnementales. Pour les éoliennes offshore, les première et deuxième catégories (cas des pannes les plus graves) représentent environ 1% des interventions, dans lequel des moyens logistiques lourds sont nécessaires (grue, barge, treuils de forte puissance). Dans ces deux premiers cas, le temps de réparation estimé est d'environ 40 heures avec la présence de quatre techniciens. Les troisième et quatrième catégories représentent respectivement 34% et 65% des interventions. Elles nécessitent des moyens logistiques classiques (bateau ou hélicoptère). La durée d'intervention est d'environ dix heures pour la troisième catégorie, et de trois heures pour la quatrième catégorie avec la présence de seulement deux techniciens dans les deux cas [Rademakers *et al.*, 2003]. Le coût de la maintenance corrective est finalement donné par la relation suivante :

$$C_{cm} = \sum_{i=1}^2 \left(\sum_{k=1}^{n_{comp}} Pf(k, i) \cdot C(i, k) + C_r(k) \right) + \sum_{i=3}^4 \left(\sum_{k=1}^{n_{comp}} (Pf(k, i) \cdot C(i, k)) \right) \quad (2.17)$$

avec k le composant défaillant, i la catégorie à laquelle la panne correspond, $Pf(k, i)$ le nombre de pannes de niveau i de k a effectué, $C(i, k)$ le coût associé à une intervention de niveau i sur le composant k et $C_r(k)$ le coût de remplacement de k .

2.4 Conclusion

Des modèles de coût et d'énergie produite ont été proposés. L'objectif étant la réalisation d'un outil d'aide à la décision pour une implantation optimale de convertisseurs marins, les modèles ont été développés de façon à prendre en compte les caractéristiques de la ressource sur le site et les différentes options technologiques. L'approche est principalement basée sur des applications éoliennes ou hydroliennes mais pourrait s'étendre à d'autres types d'énergies marines. Ces deux modèles constituent un premier ensemble de critères impliqués dans le processus de décision. Leurs évaluations prennent en compte les contraintes technologiques et géographiques (vent, courant, etc). La pertinence du choix d'un type de machine sera évaluée à travers un processus d'optimisation.

Cependant la planification d'un projet d'énergie marine ne se limite pas aux seuls critères de coût et de production d'énergie. Le système d'aide à la décision doit également pouvoir inclure d'autres catégories de contraintes. L'approche doit pouvoir intégrer

d'autres types de critères, comme par exemple l'acceptation sociale ou l'impact environnemental. Beaucoup de ces critères reposent sur des contraintes de type géographique. Une méthodologie autorisant l'intégration de ces contraintes sera présentée dans la partie suivante. Il s'agira d'une approche combinant une méthode d'analyse multicritères, un système d'information géographique et un algorithme d'optimisation.

Chapitre 3

Analyse multicritère et SIG

Sommaire

3.1	Introduction	53
3.2	Aide à la décision	55
3.3	Techniques d'analyse multicritères	57
3.3.1	Les bases méthodologiques	58
3.3.2	Agrégation complète	60
3.3.3	Agrégation locale et itérative	62
3.4	Agrégation partielle avec Electre	62
3.4.1	Electre I	63
3.4.2	Electre III	65
3.4.3	Electre II et IV	67
3.5	Choix des méthodes	68
3.6	Conclusion	70

3.1 Introduction

Les données spatiales contiennent des informations de localisation qui peuvent être associées à des sémantiques le plus souvent stockées dans des bases de données relationnelles. L'analyse spatiale est un terme générique pour désigner un ensemble de méthodes et techniques qui manipulent des informations sémantiques et de localisation dans le but d'améliorer la compréhension et la distribution de processus et de phénomènes naturels et humains [Fotheringham et Rogerson, 2008]. De façon plus détaillée, [Fotheringham et Rogerson, 2008] considèrent quatre principaux types d'analyse spatiale :

- celle dont les techniques visent à réduire une grande quantité de données spatiales à un nombre plus restreint d'informations qui deviennent plus significatives et compréhensibles. Il s'agit de donner un sens à une multitude d'informations multidimensionnelles par l'utilisation de traitements (visuels, statistiques) en permettant de réduire le nombre d'informations sans en perdre l'essence et le contenu,
- celle dont les techniques permettent l'exploration des données spatiales. Plusieurs méthodes et modèles sont utilisés pour suggérer des hypothèses ou observer la présence de valeurs indésirables. Ces méthodes d'exploration de données impliquent

- souvent un support visuel dans le cas de données spatiales et sont donc généralement liées à une représentation cartographique,
- celle dont les méthodes sont basées sur la génération de patrons spatiaux et qui permettent la validation de ces patrons. Ces techniques incluent en grande majorité des modèles statistiques qui permettent de déduire et de générer des données synthétisées, et aussi de vérifier la vraisemblance de ces dérivations,
 - et un ensemble de techniques impliquant des modèles de prédictions de processus spatiaux.

Les Systèmes d'Information Géographiques (SIG) sont considérés au sens large comme des méthodes, des systèmes et des outils essentiels pour la mise en œuvre de méthodes d'analyse spatiale, les rendant plus accessibles à un large éventail d'utilisateurs, favorisant ainsi leur prise en compte dans la prise de décisions [Goodchild et Longley, 1999]. Cette évolution permet de comprendre pourquoi SIG et analyse spatiale bénéficient d'une relation longue et productive au cours de ces dernières décennies. Les approches et les utilisations des SIG conduisent à trois visions qui se chevauchent [Maguire, 1991]. La première approche qui s'est développée historiquement est celle se concentrant sur les aspects cartographiques des SIG. Les partisans de cette idée voient les SIG comme un outil de manipulation et de traitement cartographique. La deuxième est celle se plaçant du côté de la conception et la mise en œuvre de bases de données géographiques permettant d'effectuer différentes opérations et requêtes sur plusieurs types de données géographiques. Enfin, la troisième met l'accent sur l'importance de l'analyse et la modélisation spatiale. Cette évolution traduit l'émergence de la notion de science de l'information géographique [Goodchild, 1992]. Il n'en reste pas moins que le plus souvent les SIG ont des fonctionnalités limitées en analyse spatiale et constituent donc dans ce domaine une source majeure de développement [Maguire, 1991] (pour la gestion, la modélisation des données ou la décision par exemple). Cette vision est la plus partagée dans la communauté SIG. Il a été beaucoup écrit sur la nécessité d'étendre la gamme des fonctions analytiques spatiales disponibles dans les SIG à d'autres utilisations possibles [Anselin, 1994] [Longley *et al.*, 1999]. Des modules spécialisés pour SIG spécifiquement destinés à l'analyse spatiale ont notamment vu le jour [Bailey et Gatrell, 1995]. Certains ont mis en évidence de quelle manière le développement de méthodes de calcul peut améliorer le couplage SIG-analyse spatiale. D'autres ont discuté la façon d'implémenter des méthodes d'analyse spatiale dans les SIG [Goodchild et Longley, 1999]. Cependant, une des difficultés du couplage entre les SIG et l'analyse spatiale est la clarification de la nature même de l'analyse spatiale. En effet, les difficultés apparaissent du fait du large spectre des SIG qui sont appliqués à différentes disciplines. Les SIG sont devenus des outils multidisciplinaires propres à chaque discipline qui a développé des terminologies et des méthodologies pour l'analyse spatiale qui reflètent un intérêt à leur propre champ de recherche [Fotheringham et Rogerson, 2013]. Les SIG sont donc caractérisés par une grande diversité d'applications, ils intègrent des systèmes dédiés à de multiples champs de recherche, parmi lesquels l'agriculture, l'économie, la botanique, les mathématiques, la zoologie, la géologie, la géographie par exemple [Maguire, 1991]. Un exemple d'application des SIG pour l'aménagement et la planification est l'aptitude à la cartographie des sols et à l'analyse. Il s'agit d'identifier le modèle spatial le plus approprié pour des utilisations futures des sols selon les exigences ou les préférences d'une activité. Cette aptitude des SIG à l'analyse et à la cartographie a été appliquée à une grande variété de situations dont de nombreuses approches écologiques [Malczewski, 2004], comme l'évaluation

d'impact sur le paysage ou d'impacts environnementaux, la sélection de meilleurs sites pour différentes installations [Miller *et al.*, 1998] [Moreno et Seigel, 1988] [Church, 2002]. Les SIG sont également de plus en plus utilisés dans des applications où l'utilisation et l'analyse de données spatiales servent d'appui à un processus de prise de décision [Longley *et al.*, 1999]. Une décision peut être définie comme un choix entre différentes alternatives. Ces alternatives peuvent prendre différentes formes comme des actions, des emplacements, des périodes. Pour qu'une décision soit rationnelle, il est nécessaire qu'elle soit basée sur un ou plusieurs critères. La plupart du temps, la prise de décision ne se limite pas à l'évaluation d'un seul critère. D'où l'intérêt d'intégrer dans les SIG des méthodes d'analyse multicritères (AMC).

Les méthodes traditionnelles d'évaluation multicritères actuellement présentes dans les SIG se résument à deux différentes techniques. La première utilise les techniques de recouvrement de carte (overlay) et l'utilisation d'opérateurs booléens dans le but de réaliser des combinaisons d'intersection. Cette méthode est utilisée typiquement dans le cas d'approche dite « vectorielle ». La seconde utilise les techniques de combinaisons linéaires pondérées dans lesquelles les variables sont quantitatives et continues. Cette méthode est plus adaptée aux cas d'approches dites « raster ». Dans les prochaines parties de ce chapitre, nous présenterons d'autres méthodes d'analyse multicritères qui peuvent être amenées à être intégrées dans un SIG pour des problématiques spatiales d'aide à la décision. Il s'agira, parmi l'ensemble des méthodes, d'en sélectionner une qui constituera la base d'une méthodologie pour la conception d'un outil destiné à la planification de parc EMR.

3.2 Aide à la décision

Le concept de DSS (Decision Support System) a commencé à voir le jour au cours des années 70. Les premières applications ont été créées pour le domaine de la finance où les volumes de données à traiter étaient relativement petits par rapport aux applications liées à la géographie où les données spatiales sont volumineuses. Puis avec l'évolution de la puissance de traitement des ordinateurs, les DSS ont évolué vers des applications où la dimension spatiale est prise en compte. Vers les années 90 apparaît une succession de SIG dont la vocation est l'aide à la décision. Plusieurs variantes peuvent être recensées, les SDSS (Spatial Decision Support System ; [Armstrong, 1993]), les SUSS/SUDSS (Spatial Understanding Decision Support System ; [Couclelis et Monmonier, 1995], [Jankowski et Stasik, 1997]). L'intégration des méthodes d'aide à la décision dans les SIG transforme ces derniers en outil facilitant la compréhension des problèmes spatiaux et les orientant vers la prise de décision en groupe (outils de concertation). [Jankowski et Nyerges, 2001] rassemblent toutes les technologies mentionnées ci-dessus sous le terme de Participatory GIS (PGIS), terme employé pour la première fois par [Harris *et al.*, 1995]. C'est ainsi que les SIG sont parfois appelés systèmes d'aide à la décision spatiaux et de plus en plus d'études de conception de SIG ont mis l'accent sur cette approche [Cowen, 1988]. Les SIG comprennent maintenant trois principales fonctionnalités. Une de ces fonctionnalités consiste en une base de données numérique à usage spatial, dans laquelle un système de coordonnées commun est le principal moyen de stockage et d'accès aux données ou à l'information spatiale. Cette base de données permet d'effectuer de nombreuses tâches en utilisant les données spatiales et

les attributs stockés. La deuxième fonctionnalité consiste à élaborer un système permettant d'intégrer une grande variété de technologies comme la télédétection, les systèmes de localisation GPS, la conception assistée par ordinateur, etc. [Malczewski, 1999]. Une troisième fonctionnalité fournit un support à la prise de décision [Foote et Lynch, 1996].

Considérés comme l'outil clé pour la mise en œuvre de méthodes d'analyse spatiale, les SIG deviennent plus accessibles à un large éventail d'utilisateurs et sont également de plus en plus utilisés dans la prise de décision [Goodchild et Longley, 1999]. Cependant, même si de nombreuses applications pratiques ont montré que les SIG sont des outils puissants d'acquisition, de gestion et d'analyse de données à référence spatiale, la comparaison avec les outils spécialisés d'aide à la décision souligne les limites des SIG dans ce domaine. La raison est essentiellement l'absence d'outils d'analyse plus puissants permettant de faire face à des problèmes spatiaux impliquant plusieurs objectifs ou critères contradictoires [Chakhar et Martel, 2003]. [Chakhar, 2006] souligne également plusieurs déficiences comme le manque de fonctionnalités analytiques et les limites des techniques de recouvrement cartographique qui jouent un rôle central dans beaucoup d'applications de SIG [O'Sullivan et Unwin, 2003], d'où l'intérêt d'intégrer dans les SIG des méthodes d'analyse multicritères (AMC). Toutefois, les outils d'AMC restent encore aujourd'hui peu répandus et limités dans les SIG. On note en particulier un manque d'intégration de ces techniques dans les SIG et les méthodes à critère unique sont généralement utilisées. Les travaux alliant intégration AMC-SIG souffrent souvent d'un manque de développement ou restent au stade de prototypes [Sobrie *et al.*, 2013]. Quatre catégories d'intégration AMC-SIG peuvent être identifiées [Nyerges, 1992] [Malczewski, 2006] : (i) pas d'intégration, (ii) intégration faible (loose coupling), (iii) intégration serrée (tight coupling), et (iv) intégration complète (full integration).

- i) l'absence d'intégration correspond aux travaux effectués jusqu'à la fin des années 80. Le SIG et le logiciel d'AMC sont deux systèmes complètement distincts. Les bases de données et l'interface graphique des deux logiciels sont totalement séparées [Chakhar, 2006],

- ii) l'intégration faible fait intervenir un système intermédiaire faisant la liaison entre SIG et AMC qui reste encore indépendante (figure 3.1). Ce mode d'intégration fut principalement utilisé lors des années 90 [Jankowski, 1995],

- iii) l'intégration serrée voit le jour à la fin des années 90, les SIG et les logiciels d'AMC partagent la même interface graphique, mais restent toutefois indépendants. Un système intermédiaire est toujours utilisé pour le dialogue entre les deux systèmes (figure 3.2),

- iv) l'intégration complète : les méthodes AMC sont complètement intégrées dans le SIG, l'interface et les bases de données sont communes (figure 3.3). Les AMC constituent une fonction des SIG semblable aux autres. [Malczewski, 2006] relève que seul un faible pourcentage des travaux évoque cette intégration.

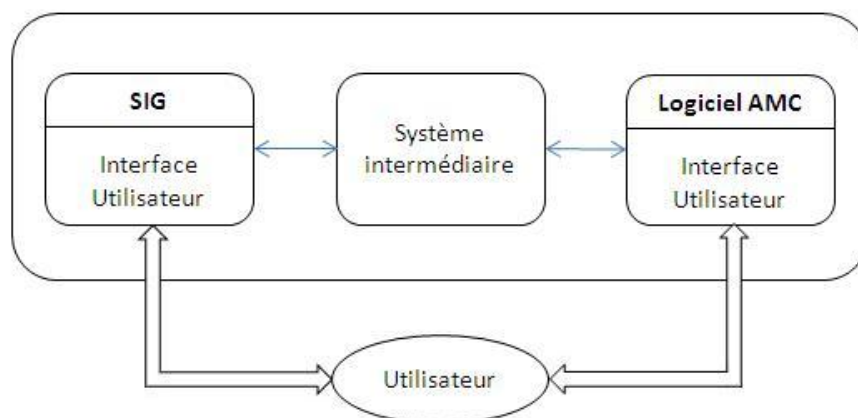


Figure 3.1 – Intégration faible [Chakhar et Mousseau, 2008]

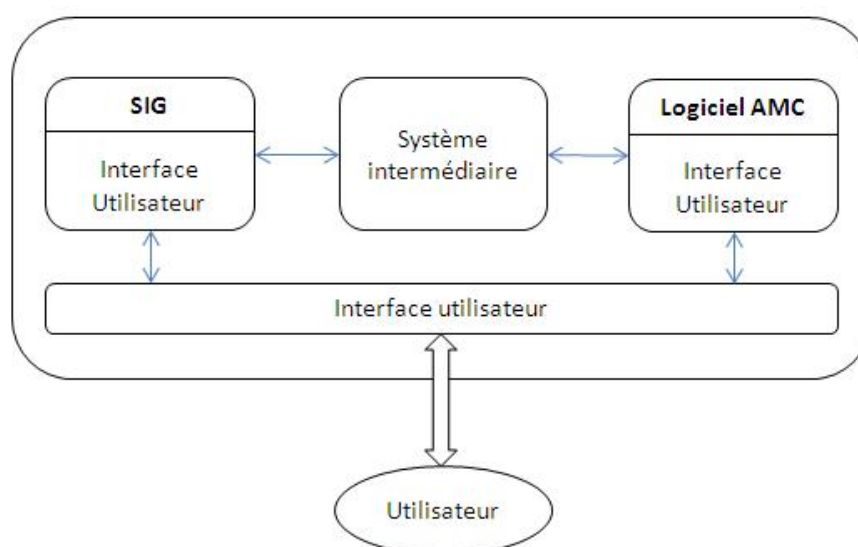


Figure 3.2 – Intégration serrée [Chakhar et Mousseau, 2008]

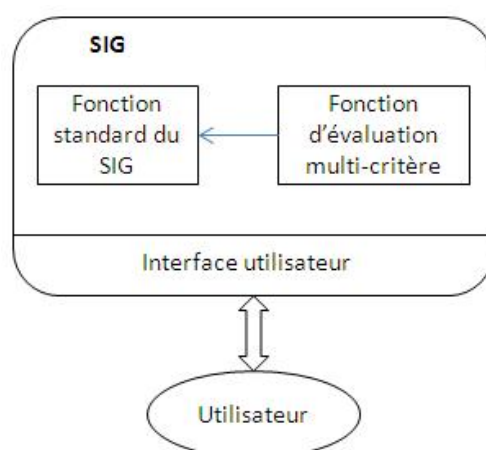


Figure 3.3 – Intégration complète [Chakhar et Mousseau, 2008]

3.3 Techniques d'analyse multicritères

L'analyse multicritères constitue un outil d'aide à la prise de décisions permettant de faciliter les interactions entre les décideurs et les spécialistes. [Roy, 1985] définit l'aide à

la décision comme : « l'activité de celui qui, prenant appui sur des modèles clairement explicites mais non nécessairement complètement formalisés, aide à obtenir des éléments de réponse aux questions que se pose un intervenant dans le processus de décision, éléments concourant à éclairer la décision et normalement à prescrire, ou simplement à favoriser un comportement de nature à accroître la cohérence entre l'évolution du processus d'une part, les objectifs et le système de valeurs au service desquels cet intervenant se trouve placé d'autre part ». Ce type de démarche apporte un soutien à la considération des aspects techniques, économiques, environnementaux et à celle d'autres contraintes non commensurables pour en faire ressortir les enjeux déterminants.

3.3.1 Les bases méthodologiques

Une fois la formulation du problème établie et les objectifs identifiés, il faut choisir quel type d'analyse utiliser. Le choix de la méthode multicritère doit tenir compte, d'une part de la nature du problème à traiter et d'autre part, des choix des décideurs. Il n'est pas non plus essentiel de se limiter à un seul type de méthode. L'utilisation de plusieurs analyses peut conduire à des résultats différents permettant ainsi d'accroître le panel de solutions envisageables. Cependant même s'il existe de nombreuses méthodes, celles-ci disposent toutes de bases communes passant par les étapes suivantes [Roy, 1985], [Ben Mena, 2000] :

1. *dresser la liste des actions ou solutions potentielles*

« Une action potentielle est la représentation d'une éventuelle contribution à la décision globale, celle-ci peut être réelle ou fictive, provisoirement jugée réaliste par un acteur au moins ou présumée comme telle par l'homme d'étude en vue de l'aide à la décision » [Roy, 1985]. La liste comprenant l'ensemble de ces actions doit être aussi complète que possible, ce qui n'est pas forcément évident à réaliser. L'ensemble de ces actions est appelé A où $A = a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_n$ avec a_i désignant les actions potentielles ;

2. *dresser la liste des critères à prendre en considération*

Les critères sont des expressions qui permettent d'apprécier des alternatives. Ces critères peuvent être de deux types :

- les critères qualitatifs dont la valeur associée est ordinale,
- les critères quantitatifs dont la valeur est associée est cardinale.

L'ensemble des critères retenus est considéré. Une famille de critères est jugée cohérente par [Roy, 1985] si elle respecte les trois exigences suivantes : l'exhaustivité, la non-redondance, et la cohérence :

- *l'exhaustivité*. Il s'agit de prendre en compte le maximum de critères afin de disposer de tous les éléments nécessaires à une bonne appréciation et aussi de considérer l'ensemble des points de vue ;
- *la non-redondance*. La liste des critères doit être exhaustive mais il ne faut pas non plus que les critères décrivent plusieurs fois le même paramètre et par conséquent deviennent plus nombreux que nécessaire. Il faut noter que la non-redondance

est préférable mais pas forcément nécessaire [Roy, 1985]. Le principal inconvénient de cette exigence vient de la possibilité de donner un poids trop élevé à un critère pouvant intervenir plusieurs fois dans des formes plus ou moins semblables ;

- *la cohérence*. Il est question ici de la cohérence entre les préférences globales (pour tous les critères) et les préférences locales de chaque critère. Cela veut dire que si l'évaluation de l'action a_i est égale à l'action a_k sur tous les critères sauf un, et qu'elle est meilleure sur ce seul critère, alors l'affirmation « a_i est préférée à a_k » peut être émise [Maystre *et al.*, 1994], ce qui donne la relation : si $\forall j \neq 1, c_j(a_i) = c_j(a_k)$ et $c_l(a_i) > c_l(a_k)$ alors $c_j(a_i) S c_j(a_k)$, l'évaluation est symbolisée par $c_j(a_i)$ à « évaluation de a_i selon le critère j » et S désigne le surclassement ;

3. évaluation des actions

Dans cette partie, on cherche à juger chacune des solutions par rapport à chacun des critères, lesquels sont parfois associés à des poids. Lorsque cette évaluation prend la forme d'un tableau à double entrée, on parle alors de table des performances ;

Tableau 3.1 – Évaluation des actions

	c_1	c_2	\dots	c_i	\dots	c_m
	p_1	p_2	\dots	p_i	\dots	p_m
a_1	e_{11}	e_{12}	\dots	e_{1i}	\dots	e_{1m}
a_2	e_{21}	e_{22}	\dots	e_{2i}	\dots	e_{2m}
\vdots	\dots	\dots	\dots	\dots	\dots	\dots
a_i	\dots	\dots	\dots	e_{ij}	\dots	\dots
\vdots	\dots	\dots	\dots	\dots	\dots	\dots
a_n	e_{n1}	e_{n2}	\dots	e_{ni}	\dots	e_{nm}

avec a_i , l'alternative i ; c_i , le critère i ; p_i , le poids associé à c_i ;
et e_{ii} : évaluation de l'alternative i sur le critère i ($c_n(a_i)$)

4. agréger les performances

Bien que les étapes précédentes soient relativement les mêmes pour toutes les méthodes, cette dernière présente des variations nettement plus importantes. L'agrégation des jugements sert à choisir la solution la plus satisfaisante. On compte trois approches différentes : complète, partielle et locale (figure 3.4).

- *Méthode d'agrégation complète*. Dans cette approche on commence par supposer que tous les critères sont commensurables (alors que l'utilisation de l'analyse multicritères est en partie justifiée par la présence de critères non-commensurables) ; cette supposition permet d'inclure toutes les performances dans une fonction dite d'agrégation. Même si l'on cède sur la commensurabilité des critères, ces techniques restent toutefois intéressantes et parfois même les seules applicables [Ben Mena, 2000].
- *Méthode d'agrégation partielle*. Dans cette seconde approche, on décide de respecter l'incomparabilité et l'intransitivité mais en concédant sur la clarté

des résultats. Cette approche est basée sur la notion de surclassement, cette technique consiste à comparer les actions deux à deux et de vérifier si l'une surclasse l'autre. Lorsque toutes les comparaisons ont été réalisées, on essaie d'en dégager une synthèse. Dans ce cas, on se contente d'appréhender partiellement les conséquences des divers jugements [Ben Mena, 2000].

- *Méthode d'agrégation locale.* Lorsque l'ensemble des actions devient de dimension trop importante, les méthodes d'agrégations précédentes deviennent inappropriées. La technique consiste à partir d'une solution de départ et d'explorer ce qui se passe dans le voisinage.

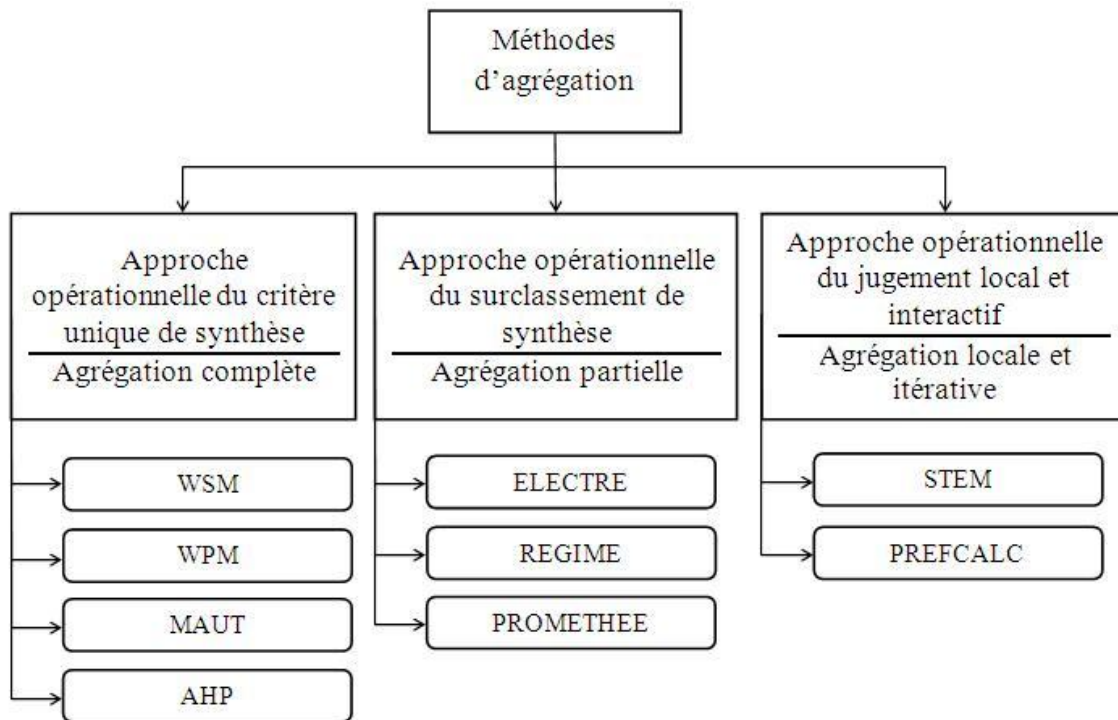


Figure 3.4 – Méthodes d'agrégation selon [Maystre *et al.*, 1994]

3.3.2 Agrégation complète

Ce sont des méthodes visant à assigner un score (numérique), V , à chacune des alternatives, a . Les alternatives sont ensuite ordonnées suivant leur score telle que l'alternative a est préférable à b si $V(a) > V(b)$. Lorsqu'on utilise cette approche, les critères sont également affectés par des poids représentant leurs contributions au score final. La méthode la plus utilisée est la théorie des valeurs multi-attributs (MAVT) [Løken, 2007] :

$$V(a) = \sum_{i=1}^n w_i v_i(a) \quad (3.1)$$

avec $v_i(a)$, la valeur représentant la performance de l'alternative a pour le critère i et w_i le poids associé au critère i .

La valeur v_i doit ensuite être normalisée (avec une échelle de 0 à 100 par exemple). Les méthodes MAVT sont des approches assez réduites car le décideur, en coopération avec le spécialiste, a juste besoin de définir la fonction et le poids attribués à chacun des critères, w_i . Une extension à ces approches est la théorie de l'utilité multi-attribut (MAUT). Cette méthode fut en premier développée par [Keeney et Raiffa, 1993], il s'agit d'une approche plus rigoureuse dans le sens où elle incorpore les risques et incertitudes des critères.

Exemple d'agrégation complète, AHP :

La méthode AHP (Analytic Hierarchy Process), a été introduite par [Saaty, 1980]. Selon certains, AHP entre dans la catégorie des méthodes MAUT/MAVT en raison de ses nombreuses similitudes mais la plupart des adeptes de MAUT placent cette méthode à part. MAUT et AHP présentent leurs résultats sous forme de classement cardinal; par conséquent, il est possible de comparer les résultats des deux méthodes. Nous prenons AHP en exemple dans cette section car elle illustre bien le principe d'agrégation complète et est d'ailleurs beaucoup utilisée. La principale caractéristique de la méthode AHP est basée sur la comparaison par paires. Cette comparaison est à la fois utilisée pour confronter les alternatives en fonction des différents critères et également pour évaluer le poids attribué à chacun des critères [Løken, 2007]. La méthodologie peut être décrite en trois étapes [De Montis *et al.*, 2004] :

1. décomposer le problème complexe en structure hiérarchique (niveau). Le modèle de hiérarchie le plus simple se compose de trois étapes. La première étape est la définition de l'objectif principal du problème de décision (niveau 0), la deuxième étape comporte les critères (niveau 1) et la troisième étape comporte les alternatives (niveau 3). Des hiérarchies plus complexes peuvent être établies en faisant intervenir un certain nombre de sous-critères. Plusieurs hiérarchies peuvent être construites, par exemple, une première, pour les coûts et une seconde pour la production. Afin d'obtenir des résultats pertinents, les hiérarchies sont élaborées de manière à introduire tous les éléments essentiels au problème de la prise de décision, sans pour autant trop augmenter la complexité, car l'évaluation doit cependant rester sensible aux paramètres cruciaux ;
2. établir des priorités entre les éléments des hiérarchies au moyen de comparaisons par paires. Comme énoncé, précédemment, les comparaisons par paires sont utilisées pour établir des priorités ou des poids entre les éléments d'un même niveau hiérarchique. Les poids peuvent être attribués selon les ratios introduits par [Saaty, 1980][Saaty, 1996] :
 - 1 : si les deux éléments ont une importance équivalente,
 - 3 : si un des deux éléments est légèrement préféré à l'autre,
 - 5 : si la préférence est élevée,
 - 7 : si la préférence est fortement élevée,
 - 9 : si la préférence est extrêmement élevée.

Les valeurs intermédiaires 2, 4, 6, 8 peuvent être utilisées pour nuancer les préférences. Les résultats sont rangés sous forme d'une matrice M de dimension n où n

est le nombre de critères c :

$$M = \begin{matrix} & c_1 & \cdots & c_n \\ \begin{pmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix} & c_1 \\ & \vdots \\ & c_n \end{matrix} \quad (3.2)$$

avec a_{ij} ($i, j = 1, 2, \dots, n$) les préférences, avec $a_{ii} = 1$, $a_{ij} = 1/a_{ji}$ et $a_{ij} \neq 0$;

3. vérifier la cohérence logique des comparaisons par paires. La méthode AHP peut engendrer le problème d'intransitivité des préférences. La cohérence des préférences peut être vérifiée grâce à l'indice de consistance basé sur le calcul de la valeur propre maximale de matrice. Pour cela il faut d'abord normaliser la matrice M . Le calcul du vecteur propre peut être ensuite effectué. Saaty propose un ratio de deux indices pour vérifier la cohérence de la matrice :

- un ratio d'incohérence (CI) défini comme : $CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$ avec λ_{max} la valeur propre la plus grande.
- un ratio d'incohérence aléatoire (RI), calculé sur des échantillons de matrices tirées aléatoirement et obtenues par un grand nombre de simulations, le détail de cette procédure est disponible dans [Saaty, 1980].

La matrice est cohérente si $\frac{CI}{RI} \leq 0.1$. On peut ensuite hiérarchiser les alternatives après leur évaluation.

3.3.3 Agrégation locale et itérative

Le Goal Programming (GP) et ses variantes font partie des méthodes d'agrégation locale et itérative. Ces approches consistent à déterminer quelles alternatives sont les plus proches du but final. Généralement ces méthodes sont utilisées dans une première phase d'analyse lorsque le nombre d'alternatives devient beaucoup trop important à traiter. Elles permettent dans un premier temps de filtrer et réduire les alternatives disponibles [Løken, 2007], en ramenant le problème à une formulation mathématique. L'idée de l'approche GP est de résoudre l'inéquation $z_i + \delta_i \geq g_i$. Les z_i sont les valeurs d'attributs, δ_i est une déviation des variables et g_i est le but (la performance) de chaque critère i . L'objectif est de trouver une solution faisable qui minimise δ_i . La plus simple manière de procéder est de minimiser la somme des déviations $\sum_{i=1}^n w_i \delta_i$ où w_i est le poids du critère i . Ces méthodes se distinguent également des précédentes (agrégation complète et partielle) dans la mesure où la finalité n'est pas le classement ou l'extraction d'un nombre fini d'alternatives. Dans ces méthodes, les alternatives sont générées pendant le processus. Le GP repose sur deux grandes étapes : l'identification de solutions non-dominées et l'identification des solutions préférées par les décideurs [De Montis *et al.*, 2004].

3.4 Agrégation partielle avec Electre

Electre (Elimination et Choix Traduisant la REalité) est une famille de méthodes de surclassement d'analyse multicritère. Elle a originellement été développée en Europe au milieu des années 60 [Herva et Roca, 2013]. La méthode la plus connue de cette famille est Electre I [Roy, 1968]. Les différentes versions d'Electre peuvent être classifiées suivant les problématiques auxquelles elles répondent [Maystre *et al.*, 1994] :

- choisir/sélectionner un sous-ensemble contenant les meilleures actions (Electre I),
- trier/Segmenter des actions dans des catégories prédéfinies (Electre Tri),
- ranger/ Classer, ordonnancement des actions (Electre II, III, IV).

Parmi les différentes versions d'Electre, Electre III est particulièrement adaptée à l'évaluation environnementale de projet d'ingénierie (Rogers et Bruen, 1998) et semble adaptée à notre cas. Pour comprendre la philosophie qui se cache derrière cet ensemble de méthodes d'aide à la décision, nous détaillerons d'abord le processus de la première version d'Electre. La base commune de ces approches repose sur la notion de surclassement, S . Ce surclassement est calculé pour chaque paire d'alternatives (a, b) d'un ensemble de solutions, A . L'assertion « a surclasse b » est basée sur deux indices, un indice de concordance et un indice de discordance.

3.4.1 Electre I

Il s'agit de la première des méthodes présentée par Roy en 1968. Cette méthode permet de résoudre des problématiques multicritères de choix. Elle permet d'identifier un sous-ensemble d'actions offrant le meilleur compromis et d'isoler un sous ensemble de solutions. Quatre étapes constituent cette méthode [Tille, 2001] :

1. Établir le tableau de performance

Il s'agit d'évaluer les actions/alternatives de chaque critère et d'affecter des poids puis de les disposer dans une matrice. Pour la suite, on note :

e_{ij} , l'évaluation de l'alternative a_i sur le critère c_j ,

$\delta_j(a_i, a_k)$, la différence entre deux performances sur $c_j(e_{ij} - e_{kj})$,

$a_i S a_k$, si l'alternative a_i surclasse a_k soit pour $\delta_j(a_i, a_k) > 0$,

$a_i I a_k$, si l'alternative a_i est identique à a_k soit pour $\delta_j(a_i, a_k) = 0$,

$a_k S a_i$, si l'alternative a_k surclasse a_i soit pour $\delta_j(a_i, a_k) < 0$.

2. Calcul des indices globaux

- C_{ik} , l'indice de concordance global, permet d'évaluer si une majorité de critères est en faveur d'une alternative a . Il permet d'affirmer si l'assertion « a surclasse b » est vraie. Cet indice est calculé comme suit :

$$C_{ik} = \frac{\sum_{j=1}^{j=m} c_j(a_i, a_k) \cdot p_j}{\sum_{j=1}^{j=m} p_j} \quad (3.3)$$

Avec $c_j(a_i, a_k)$ l'indice de concordance sur le critère c_j entre deux alternatives a_i et a_k , qui qualifie le degré de crédibilité de la relation « a_i surclasse a_k » et p_j poids du critère c_j , avec :

$$\begin{aligned} c_j(a_i, a_k) &= 1 \text{ si } \delta_j(a_i, a_k) \geq 0 \\ c_j(a_i, a_k) &= 0 \text{ si } \delta_j(a_i, a_k) \leq 0 \end{aligned}$$

- D_{ik} , l'indice de discordance global, permet d'évaluer si dans la minorité des critères où bSa , aucun d'entre eux ne s'oppose fortement à aSb . Cet indice est calculé de la façon suivante :

$$D_{ik} = \frac{\min[\delta(a_i, a_k)] \mid \max[\delta(a_k, a_i)]}{\text{amplitude de la plus grande echelle}} \quad (3.4)$$

3. Établir des seuils de surclassement

On vérifie les hypothèses de surclassement en fixant des seuils aux indices précédemment calculés. On peut prendre pour commencer un seuil de concordance, S_c , et seuil de discordance, S_d , respectivement égaux à 0,7 et 0,2. Ces valeurs expriment respectivement le maximum de concordance requis et le minimum de discordance admis. La relation, a_iSa_k , entre deux alternatives est validée si :

$$D_{ik} \leq S_d \text{ et } C_{ik} \leq S_c \quad (3.5)$$

4. Établir le graphe de surclassement

Ce graphe permet de définir un sous-ensemble dans lequel se trouve la meilleure solution, le noyau. Le noyau du graphe est défini tel que :

- toute alternative n'appartenant pas au noyau est surclassée par au moins une alternative appartenant au noyau,
- les alternatives appartenant au noyau ne se surclassent pas entre elles.

Si les alternatives ne sont ni surclassantes ni surclassées, on modifie la valeur des seuils à l'étape 3. Si les seuils sont exigeants, on aura un appauvrissement du graphe, mais des relations de surclassement solides. En revanche pour des seuils moins exigeants, on fera apparaître de nouvelles relations permettant ainsi de trier les alternatives, mais les relations de surclassement deviennent plus faibles.

Remarque : On notera qu'Electre I est une méthode d'agrégation qui compare les alternatives deux à deux pour chaque critère. La différence de deux alternatives sur un critère permet d'établir les relations de préférence (surclassement ou indifférence). Deux solutions permettent d'établir ces relations de préférence : l'utilisation de critères francs ou de critères flous [Maystre *et al.*, 1994]. Il s'agit de paramètres intra-critères : nous avons vu précédemment une méthode utilisant un critère franc, son indice de concordance prend la forme illustrée par la figure 3.5.

Nous verrons plus tard qu'un seuil de veto peut être défini pour caractériser l'indice de discordance. Ce seuil permet d'introduire la notion de non-compensation entre les critères. Il est défini de la façon suivante : si pour un seul critère c_j donné, il existe un $\delta_j(a_i, a_k) < 0$ tel que $\delta_j(a_i, a_k) + v_j \leq 0$, alors l'assertion a_iSa_k n'est pas vérifiée quelles que soient les comparaisons réalisées [Tille, 2001]. La figure 3.6 illustre ce principe pour le cas d'un indice de discordance avec utilisation de critères francs.

3.4.2 Electre III

La principale amélioration dans Electre III par rapport aux méthodes précédentes est que les relations de surclassement peuvent être interprétées comme des relations floues

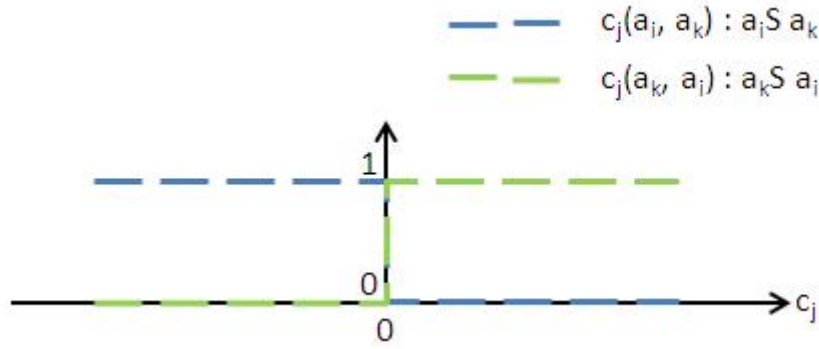


Figure 3.5 – Indice de concordance avec critères francs

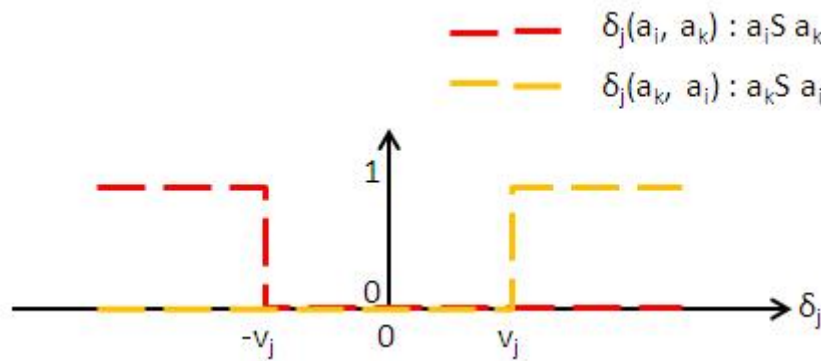


Figure 3.6 – Indice de discordance avec critères francs

[Herva et Roca, 2013]. La notion de flou est introduite avec l'utilisation de différents seuils (seuils d'indifférence q , de préférence q et un seuil de veto v) dans la relation de surclassement [Roy, 1978], ce qui permet à cette relation d'être définie selon plusieurs degrés de préférence :

$$aPb \text{ (} a \text{ est largement préféré à } b \text{)} : g(a) - g(b) > p \quad (3.6)$$

$$aQb \text{ (} a \text{ est faiblement préféré à } b \text{)} : q < g(a) - g(b) \leq p \quad (3.7)$$

$$aIb \text{ (} a \text{ est indifférent à } b \text{ ; et } b \text{ à } a \text{)} : |g(a) - g(b)| \leq q \quad (3.8)$$

où $g(x)$ est la performance de l'alternative x .

Nous sommes avec cette méthode dans le cas d'utilisation de critères flous pour définir l'indice de concordance (figure 3.7). Cette fois l'indice de concordance indiquant le degré de véracité de l'assertion aSb est calculé de la manière suivante :

$$C(a, b) = \frac{1}{k} \sum_{j=1}^r k_j c_j(a, b), \quad (3.9)$$

où k est la somme de poids des critères, $k = \sum_{j=1}^r k_j$,

$$\text{et } c_j(a, b) = \begin{cases} 1 & \text{si } g_j(a) + q_j \geq g_j(b) \\ 0 & \text{si } g_j(a) + p_j \leq g_j(b) \\ \frac{p_j + g_j(a) - g_j(b)}{p_j - q_j} & \text{sinon} \end{cases} \quad j = 1, \dots, r \quad (3.10)$$

avec : $g_j(x)$, la performance de l'alternative x sur le critère j ,
 p_j , le seuil de préférence pour le critère j ,
 q_j , le seuil d'indifférence pour le critère j .

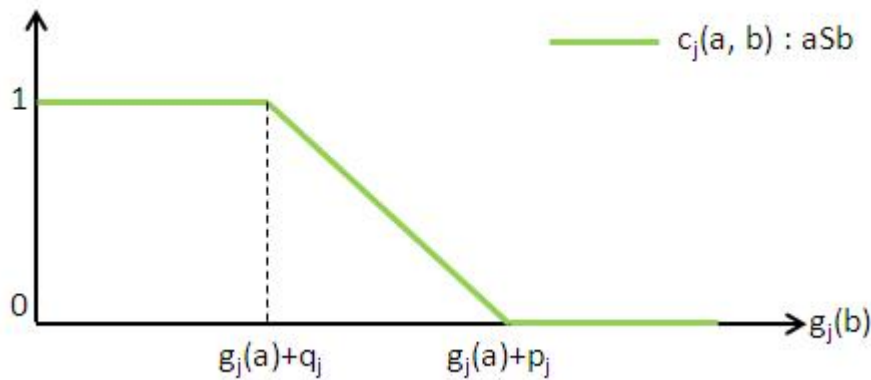


Figure 3.7 – Indice de concordance avec critères flous

L'indice de discordance indiquant que si les performances de b sur un critère sont tellement élevées qu'il constitue un veto à l'assertion aSb , est calculé comme suit (figure 3.8) :

$$\text{et } d_j(a, b) = \begin{cases} 0 & \text{si } g_j(a) + p_j \geq g_j(b) \\ 1 & \text{si } g_j(a) + v_j \leq g_j(b) \\ \frac{g_j(b) - g_j(a) - p_j}{v_j - q_j} & \text{sinon} \end{cases} \quad j = 1, \dots, r \quad (3.11)$$

où v_j est le seuil de veto sur le critère j .

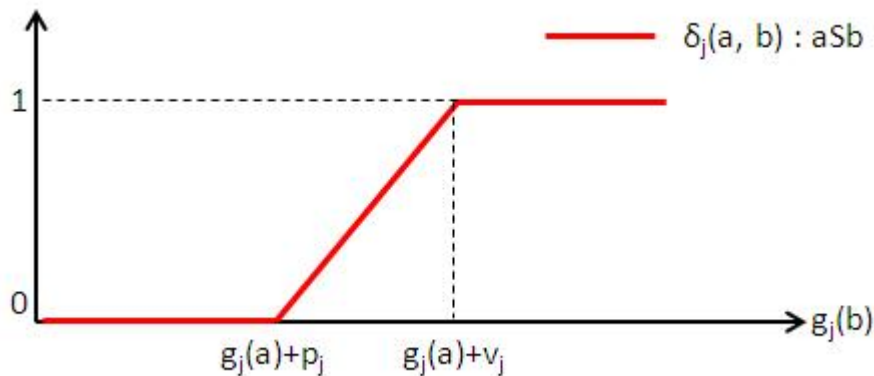


Figure 3.8 – Indice de discordance avec critères flous

En fonction des indices de concordance et de discordance calculés précédemment, il est possible d'établir une matrice de crédibilité, $S(a, b)$, permettant d'indiquer, si les assertions de surclassement correspondant à chaque paire d'alternatives sont vraies ou fausses. Cette matrice est définie de la façon suivante :

$$\text{et } S(a, b) = \begin{cases} C(a, b) & \text{si } d_j \leq C(a, b) \quad \forall j \\ C(a, b) \prod_{j \in J(a, b)} \frac{1 - d_j(a, b)}{1 - C(a, b)} & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.12)$$

où $J(a, b)$ est l'ensemble des critères tel que $d_j(a, b) > C(a, b)$.

À partir de la matrice de crédibilité, les relations de surclassement peuvent être déduites à l'aide d'un graphe. Un algorithme de distillation permet de construire deux classements. Lorsque que le nombre d'alternatives est élevé, le graphe devient très complexe. Une procédure automatique, nommée distillation, doit être utilisée pour classer les alternatives. Le nom distillation a été choisi par analogie avec la distillation des mélanges de liquide pour en extraire un ingrédient [Giannoulis et Ishizaka, 2010]. L'algorithme de classement de toutes les alternatives donne deux pré-ordres dus à l'utilisation de deux distillations (ascendante et descendante). La distillation descendante permet un premier classement des meilleures alternatives vers les moins bonnes. La distillation ascendante est une procédure opposée qui permet de sélectionner les pires alternatives en premier. L'intersection de ces deux pré-classements conduit au classement final.

L'obtention de ces deux pré-ordres se base sur la définition d'un niveau de coupe $\lambda \in [0, 1]$. La valeur $\lambda_0 = \max_{a, b \in A} S(a, b)$ est conseillée (plus haut degré de crédibilité). On sélectionne les actions vérifiant la condition $S(a, b) > \lambda_0$. On obtient ainsi une relation de surclassement définie par $S(a, b) > \lambda_0$ et $S(a, b) - S(b, a) > s(\lambda_0)$, avec $s(\lambda_0) = \alpha + \beta \cdot \lambda_0$. α et β sont des valeurs empiriques. [Roy et Bouyssou, 1993] recommandent respectivement 0,3 et -0,15 pour ces valeurs. Le point de départ de chaque nouvelle distillation se déduit en fonction de la distillation précédente. Le prochain niveau de coupe λ_1 est alors défini comme $\lambda_1 = \lambda_0 - s(\lambda_0)$

3.4.3 Electre II et IV

Electre II

Cette méthode permet de répondre à une problématique de classement. Elle autorise de meilleurs résultats que la première version d'Electre car il y a de grandes chances qu'une meilleure alternative se dégage du classement obtenu. Cette méthode permet de trier les alternatives de la meilleure à la moins bonne (avec de possibles égalités). Ce classement n'est pas réalisé avec un score mais par une comparaison relative des alternatives. Bien que comme Electre I, cette version soit basée sur des critères francs (et l'absence d'un seuil de veto), des nuances sont introduites dans la relation de surclassement avec les notions de surclassement fort et de surclassement faible. Ces nouvelles notions sont donc plus adaptées pour distinguer les nuances du réel [Tille, 2001]. Ces approches permettent d'atteindre une relation de surclassement un peu plus floue, sans toutefois atteindre le flou total proposé par Electre III. Le classement des alternatives est obtenu d'une façon similaire à celle proposée par Electre III, par la construction de deux pré-ordres.

Electre IV

Cette méthode est aussi dédiée à une problématique de classement. On peut l'apparenter à une simplification d'Electre III dans la mesure où la préférence des critères motivée par l'attribution d'un poids spécifique est supprimée. Cette simplification constitue son originalité. Cette absence de poids ne permet cependant plus de calculer un indice de concordance globale. Dans cette méthode, la relation de surclassement s'effectue suivant quatre niveaux de crédibilité (quasi-dominance, dominance canonique, pseudo-dominance, veto-dominance). À nouveau comme dans Electre III, le classement (avec de possibles égalités) est effectué par l'utilisation d'une distillation ascendante et descendante. Cette méthode se révèle donc plus utile qu'Electre III dans le cas où la pondération des critères est, ou devient, difficile ou bien qu'elle n'a pas lieu d'être. Cette méthode enlève toutefois un pouvoir d'appréciation au décideur.

3.5 Choix des méthodes

Pour aider à la décision beaucoup de méthodes sont donc disponibles. Nous avons vu précédemment que ces méthodes peuvent être classées en trois catégories selon le type d'agrégation. Bien que la plupart de ces techniques partagent la même structure d'organisation dans le processus de décision, chacune propose une façon de synthétiser l'information et une recherche de la « meilleure » alternative d'une façon différente [Herva et Roca, 2013]. Cette diversité de méthodes permet, selon l'approche choisie, d'engendrer d'autres types de classification. Une classification aussi beaucoup répandue est celle séparant les méthodes d'AMC en deux catégories :

- la décision multi-objectifs (MODM, Multiple-Objective Decision-Making),
- la décision multi-attributs (MADM, Multiple-Attributes Decision-Making).

La première est dédiée aux problèmes permettant de traiter un nombre infini d'alternatives et la seconde est dédiée aux problèmes possédant un nombre d'alternatives limité. Certains auteurs proposent un troisième type de catégorie en y plaçant les théories MAUT et MAVT. [Pohekar et Ramachandran, 2004] proposent une classification selon le type de données (quantitatif, qualitatif ou mixte) et selon la nature de la méthode (déterministe, stochastique ou floue). On peut également recenser d'autres classifications, ces dernières peuvent intégrer la présence ou l'absence de la notion de compensation des critères, la différenciation d'AMC non classique ou des méthodes basées sur les ensembles flous par exemple. Cette diversité de classement illustre les paramètres à prendre en considération lors du choix d'une méthode d'AMC. Dans ce cas, ce choix devient lui-même un problème multicritère où l'utilisation d'une méthode donnant le meilleur résultat n'est pas certaine. Un groupe de méthodes sera susceptible de convenir à un problème donné. Il est donc évident que le choix de la méthode va dépendre de la nature du problème. Mais également, comme le souligne [Joerin, 1998], elle dépend aussi du contexte culturel et de la personnalité du ou des décideurs. En effet, les outils d'aide à la décision ne se limitent pas à un simple moyen de choisir entre différentes alternatives. Leur utilisation peut aller jusqu'à la notion d'outil de concertation (PGIS) et de négociation. Or il a été établi que les processus de décision et de négociation ainsi que leurs résultats sont impactés par le caractère du négociateur (culture, sexe, âge, profession, étude par exemple) [Kersten, 2003] [Kersten, 1997]. Ce phénomène est bien plus marqué dans le

cas de processus de décision participative ou d'e-négociation.

Notre problématique se place dans le cadre général des applications d'aide à la décision relevant de la sélection de sites, la sélection de technologie et la planification de ressources naturelles. Les systèmes d'aide à la décision sont de plus en plus populaires dans ces contextes de planification énergétique et d'allocation des ressources avec l'avènement des derniers moyens de calcul. Beaucoup de méthodes ont été utilisées, mais une tendance peut être observée qui privilégie certaines d'entre elles. On retrouve ainsi parmi les plus répandues AHP, suivi par Prométhée et Electre [Pohekar et Ramachandran, 2004] [Herva et Roca, 2013]. Cette grande utilisation d'AHP pourrait être due à la conversion d'un problème complexe à une hiérarchie simple, et flexible, et sa capacité à intégrer des quantitatifs et qualitatifs. Cependant, bien que AHP soit considérée par certains auteurs comme faisant partie des méthodes MAUT, ces autres techniques sont en revanche beaucoup moins répandues. Cela est sans doute la conséquence de la complexité à formuler les fonctions d'utilité dans ces algorithmes (Hoffman, 2011). Ces méthodes (MAUT, AHP et les méthodes de surclassement) utilisées pour la sélection de sites ou l'identification d'espaces, ont toutes déjà été appliquées en conjonction avec des SIG [Kiker *et al.*, 2005]. Le contexte de l'étude est la recherche d'une zone d'implantation pour l'installation d'un parc d'EMR mais également la recherche des meilleures configurations, technologies et paramètres de dimensionnement qui permettront une exploitation maximale et à moindre coût de la ressource disponible. L'approche de ce type de problème est multicritères, nous cherchons donc une méthode qui nous permette de réaliser les opérations suivantes :

- effectuer un classement des zones d'implantations possibles sous différents critères tels que le coût, la quantité d'énergie produite et d'occupation de l'espace. Cette hiérarchisation constitue le processus final permettant l'aide à la décision ;
- la construction de certains critères eux-mêmes par l'agrégation de sous-critères (classification et agrégation de contraintes géographiques pour l'occupation de l'espace maritime par exemple).

Pour ces opérations, qui consistent à procéder au classement des différentes alternatives (association d'une zone et d'une technologie) et à la construction de critères, nous cherchons à hiérarchiser les différentes actions de la meilleure à la moins bonne. La démarche d'aide à la décision proposée a pour but la négociation et la concertation de différents intervenants. Une méthode intégrant la pondération des critères est recherchée pour donner une liberté aux décideurs sur une direction à privilégier. Une **flexibilité** quant à la nature des données d'entrée est également souhaitée, **critères quantitatifs et qualitatifs** pourront être utilisés. À ce stade, des méthodes comme AHP sembleraient convenir mais nous cherchons à éviter les méthodes compensatoires. De plus, l'association d'une échelle numérique à une échelle sémantique est restrictive et introduit des biais [Azzabi, 2010]. Notre objectif consiste à conserver les performances de chaque alternative sur l'échelle originale d'évaluation. Dans un souci de retranscrire les incertitudes et l'imprécision dans la prise de décisions, nous optons pour une méthode pouvant modéliser les nuances de performance. Des méthodes d'AMC intégrant différents seuils et la notion de flou sont privilégiées [Ascough Ii *et al.*, 2008]. Pour répondre à notre problématique nous nous orientons donc vers Electre III. Nous avons précédemment vu que cette méthode relève des problématiques de classement et que son originalité est d'introduire une part de flou dans les choix du décideur. Il n'existe cependant pas de méthodes que l'on pourrait qualifier de "meilleures" ni "parfaites" pour un problème donné. La méthode

Prométhée aurait peut-être pu être choisie. Parmi les inconvénients d'Electre III, on peut souligner la nécessité d'un paramétrage assez technique notamment au niveau des différents seuils, qui nécessite un haut niveau d'expertise. C'est aussi une méthode qui est parfois jugée complexe et difficile à interpréter en particulier au niveau du processus de distillation. Pour éviter cette complexité, il aurait été aussi possible se rapprocher d'une problématique de tri avec Electre Tri par exemple, mais au détriment d'une classification moins détaillée. Idéalement, une implémentation de ces différentes méthodes aurait permis de comparer les résultats et peut-être de mettre en avant une méthode par rapport à une autre. Deux méthodes différentes auraient pu être utilisées pour chacune des deux opérations.

3.6 Conclusion

Les techniques classiques d'évaluation multicritères sont limitées au sein des SIG. C'est pourquoi l'intégration de techniques plus développées ont été associées aux SIG avec un degré de fusion plus ou moins élaboré. L'intégration de ces méthodes au sein des SIG a été réalisée afin de constituer des outils d'aide à la décision facilitant la compréhension des problèmes spatiaux. Dans ce chapitre, nous avons présenté plusieurs méthodes susceptibles de nous aider à élaborer un tel outil pour la planification de parcs EMR.

Un des objectifs de cette intégration est la construction des critères. Le couplage d'un SIG et d'une méthode d'AMC devrait permettre la construction de critères spatiaux. Puis un second objectif de l'intégration SIG-AMC consistera à aider la formulation de décisions en fin de processus, et ce, afin de prendre en compte l'ensemble des critères auxquels le problème est soumis.

La méthode d'AMC Electre III a été choisie. Ce type de méthode a été privilégié dans la mesure où il correspond à une problématique de hiérarchisation des alternatives que nous nous sommes fixés. Elle tient également compte d'un certain degré d'incertitude dans le processus de décision permettant ainsi d'intégrer la sensibilité humaine qui est inhérente à la plupart des évaluations de décision. D'autres méthodes auraient également pu être utilisées mais elles ne garantissent pas de « meilleurs » résultats. Une comparaison de ces résultats avec différentes méthodes permettrait peut-être d'en privilégier une par rapport à une autre mais sans certitudes. Dans tous les cas, pour ce type de problème, le choix de la méthode et son paramétrage appartiendra aux décideurs.

Chapitre 4

Optimisation

Sommaire

4.1	Introduction	71
4.2	Les méthodes d'optimisation	72
4.2.1	Les méthodes déterministes	72
4.2.2	Les méthodes stochastiques	74
4.3	Les algorithmes génétiques	78
4.3.1	Approche générale	79
4.3.2	Les différentes étapes	80
4.4	Algorithmes génétiques, optimisation multicritère et optimalité de Pareto	85
4.4.1	Dominance de Pareto	86
4.4.2	Classification des individus en multicritère	86
4.5	Conclusion	87

4.1 Introduction

La chapitre précédent a été consacré à la recherche d'une méthode d'analyse multicritère qui permet d'aider à la prise de décision. Cette méthode permet de classer plusieurs alternatives selon des critères géographiques, de coût et de quantité d'énergie produites. Les alternatives sont constituées d'une zone associée aux possibles technologies et configurations définies par les contraintes de la zone elle-même. Pour limiter les alternatives à traiter, qui dépendent principalement des choix technologiques, nous choisissons d'intégrer une étape intermédiaire : une optimisation technologique des machines basée sur deux fonctions objectifs, l'une minimisant le coût, l'autre maximisant l'énergie produite. Ce processus d'optimisation permettra pour un site d'implantation de proposer uniquement un ensemble de technologies disposant du meilleur compromis coût/énergie produite en fonction des conditions locales. Cette étape permettra donc de filtrer un certain nombre d'alternatives, réduisant ainsi le nombre de cas à traiter par Electre. Une telle approche permet d'éviter d'autres types de méthodes (agrégation locale par exemple) adaptés aux problèmes présentant un choix important d'alternatives.

Dans ce chapitre, nous présenterons premièrement les différentes techniques d'optimisation et leur cadre d'utilisation. Dans un deuxième temps nous présenterons une

méthode permettant de répondre à notre problématique d'optimisation. Cette méthode devra pouvoir s'adapter à un problème d'optimisation multicritères (minimisation des coûts et maximisation de la production d'énergie) et pouvoir gérer un nombre important de combinaisons liées aux paramètres de dimensionnement des machines ainsi qu'à leur différentes technologies.

4.2 Les méthodes d'optimisation

Notre problématique ne se restreint pas uniquement à la sélection de site, il s'agit aussi de proposer une méthode efficace qui soit robuste à l'augmentation du nombre de variables et suffisamment souple pour s'ajuster aux préférences des décideurs. Dans notre approche nous serons donc amenés à nous poser le problème de l'optimisation des machines à installer. Cette partie présente plusieurs méthodes d'optimisation suivant une classification basée sur la nature des variables, déterministes ou stochastiques. Puis nous présenterons de façon plus détaillée la méthode d'optimisation choisie pour répondre à notre problématique.

4.2.1 Les méthodes déterministes

Le but des méthodes d'optimisation est d'identifier des solutions minimisant/maximisant (l'un étant le problème opposé de l'autre) une fonction objectif. Les problèmes d'optimisation déterministe peuvent être formulés de la manière suivante :

$$\min \text{ ou } \max \{f(x) | x \in X, X \subseteq S\} \quad (4.1)$$

Avec S l'espace de solution, X un ensemble de variables possibles, x une solution possible et f la fonction objectif.

Dans le cas où S est un ensemble fini, le problème est déterministe. Une solution, $x^* \in X$ est optimale si :

$$\begin{aligned} f(x^*) \leq f(x), \forall x \in X, \text{ dans le cas de la minimisation de la fonction objectif} \\ \text{ou} \\ f(x^*) \geq f(x), \forall x \in X, \text{ dans le cas de la maximisation de la fonction objectif} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Les méthodes déterministes peuvent se différencier selon le mode de recherche de la solution optimale. Deux sous-catégories sont généralement considérées [Abdelli, 2007] :

- les méthodes de gradient,
- les méthodes heuristiques.

Les méthodes gradient

Dans ce type de méthode la recherche de l'optimum est effectuée à partir de l'évaluation des dérivées partielles de la fonction objectif. Ceci permet une convergence rapide vers l'optimum le plus proche. Il existe de nombreuses méthodes basées sur ce principe, notamment la méthode de plus grande descente, la méthode de Newton, la méthode de Gauss-Newton (ou la méthode Newton-Raphson), ou la méthode de

Levenberg-Marquardt. Le détail de ces méthodes pourra être trouvé dans [Fletcher, 2013], [Bonnans *et al.*, 2006] et [Moré, 1978].

Cependant ces méthodes présentent des inconvénients [Abdelli, 2007] :

- étant basées sur le calcul de dérivées partielles des problèmes peuvent se poser en cas de non-continuité de la fonction objectif. Le problème ne peut donc se résoudre sans aménagement particulier dans le cas de fonctions discontinues,
- lorsque que la fonction objectif présente des minima locaux, ces méthodes convergent vers le premier minimum trouvé, ce qui oblige à essayer d'autres optimisations sous diverses configurations,
- enfin ces méthodes, utilisables pour des problèmes continus, ne permettent pas de prendre directement en compte d'éventuels paramètres discrets.

Toutefois ces techniques possèdent des avantages intéressants. Premièrement, elles convergent rapidement vers un optimum. Deuxièmement, elles possèdent des critères de convergence exacts, ce qui permet de renseigner la précision de la convergence.

Les méthodes heuristiques

Les heuristiques sont des méthodes de calcul fournissant rapidement une solution réalisable mais qui n'est pas forcément optimale. Cependant une garantie de la qualité de la solution est assurée. Elles sont adaptées aux problèmes complexes et utilisent uniquement les valeurs de la fonction objectif. Par itérations successives dans l'espace de solutions, ces méthodes recherchent les directions favorisant le meilleur optimum. Cependant, comme les méthodes gradient, la convergence vers un minimum local peut être obtenue mais la robustesse est néanmoins meilleure surtout si la fonction à optimiser est faiblement bruitée ou discontinue [Abdelli, 2007]. Parmi les inconvénients, il peut être souligné que lorsque le nombre de variables augmente, le temps de calcul nécessaire devient problématique.

On peut différencier plusieurs techniques parmi ces méthodes :

– *les méthodes types simplex*

Ce type d'algorithme a été introduit par George Dantzig en 1947 [Dantzig, 1987]. Il permet de minimiser une fonction définie par plusieurs inégalités. Cette méthode a été étendue par [Nelder et Mead, 1965] en reprenant la version introduite par [Spendley *et al.*, 1962]. Cette méthode est souvent appliquée pour résoudre des problèmes d'optimisation linéaire, son avantage est qu'il s'agit d'une méthode numérique qui ne passe pas par le calcul analytique de dérivées. Cependant il est toujours possible de converger vers un minimum local ;

– *les méthodes de recherche sous directions*

Avec ces méthodes, il s'agit de minimiser successivement la fonction objectif dans n directions par suite d'évaluations. Dans une fonction à plusieurs variables, on change successivement un paramètre, de telle façon que la variation sur chacune des directions converge. Cette technique a été développée par [Rosenbrock, 1960] puis révisée par [Powell, 1964]. Ce type de méthode présente comme inconvénient d'avoir un comportement oscillant ;

– *les méthodes d'interpolation*

L'approche de ces méthodes consiste à remplacer localement la fonction coût par un polynôme, puis à minimiser cette interpolation dans une région de confiance avec les variables de contrôle de la fonction. Les points d'interpolation permettent successivement de mettre à jour les supports de l'interpolation. Cette méthode est appliquée sur des problèmes d'optimisation sous contraintes sans dérivées et présente l'inconvénient d'être coûteuse en calcul. Ces techniques ont été proposées par [Winfield, 1973], puis adaptées par d'autres comme [Powell, 1994] avec l'utilisation d'interpolations linéaires ;

– *les méthodes Branch and Bound*

Il s'agit d'une méthode générale qui a été appliquée à divers problèmes d'analyse combinatoire. L'idée principale des algorithmes *Branch and Bound* repose sur deux principes :

- la séparation (branch) : décomposer partiellement le problème en plusieurs sous-problèmes de plus petite taille (revient à séparer l'ensemble des solutions). Chacun de ces sous-problèmes est à nouveau décomposé jusqu'à ce qu'il puisse être démontré qu'il ne conduit pas à une solution optimale ou qu'il ne puisse plus être décomposé (figure 4.1).
- l'évaluation (bound) : évaluer les solutions d'un sous-ensemble de façon optimiste majorant la valeur de la meilleure solution du sous-ensemble.

La stratégie de recherche définit l'ordre dans lequel les sous-problèmes sont analysés ou décomposés dans l'arborescence. Elle inclue la recherche en profondeur en premier ou en largeur, ou bien la meilleure recherche de la meilleure évaluation. L'objectif est de trouver un optimum global en recherchant l'ensemble des branches. Cependant, une recherche complète dans une branche peut être difficile. Ainsi, de nombreux algorithmes *Branch and Bound* ont des critères d'arrêts après un certain délai déterminé [Pardalos et Rodgers, 1992]. Finalement, il existe deux principaux objectifs. Le premier consiste à limiter l'espace de recherche afin d'énumérer toutes les solutions possibles. Le second est de trouver la meilleure solution possible parmi l'espace des solutions qui est recherché.

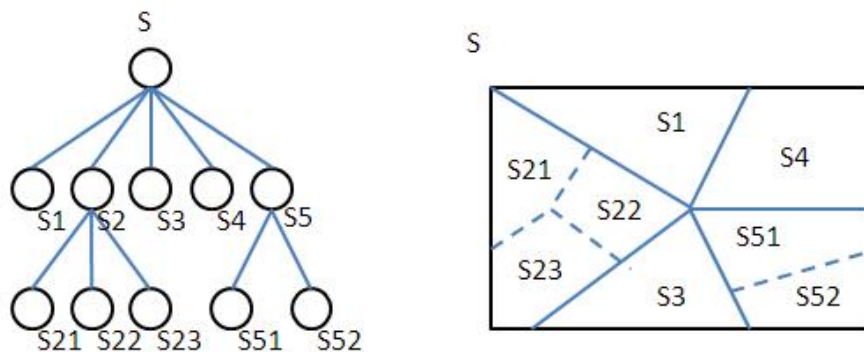


Figure 4.1 – Décomposition des solutions du problème sous forme d'arbre

4.2.2 Les méthodes stochastiques

Les méthodes stochastiques sont des techniques d'optimisation qui génèrent et utilisent des variables aléatoires. Il s'agit de balayer l'espace des solutions de façon aléatoire à l'aide de règles probabilistes. Dans ce cas, pour des mêmes conditions initiales, un optimum et/ou son acheminement peuvent être différents. Parmi les méthodes les plus populaires, on peut citer :

– *le recuit simulé*

Cette technique s'appuie sur l'analogie d'un procédé de fabrication métallurgique. On alterne refroidissement et réchauffage (recuit) pour minimiser l'énergie du matériau. Cette méthode a été introduite par [Aarts et Korst, 1988]. Il s'agit d'une approche de recherche locale qui consiste à explorer l'espace de proche en proche en sélectionnant des voisins de moins bonne qualité selon une probabilité qui réduit avec le temps (figure 4.2). Le succès de cet algorithme est dû à sa performance (temps et solution de qualité), sa simplicité à programmer et à paramétrer et sa flexibilité et son adaptabilité [Aarts *et al.*, 2005]. Le paramétrage de la température (valeur minimale et rapidité de refroidissement) peut cependant constituer un inconvénient dans la mesure où un mauvais paramétrage peut conduire à l'obtention d'un minimum local. Il est cependant possible d'autoriser des remontées de température pour explorer des solutions plus éloignées ;

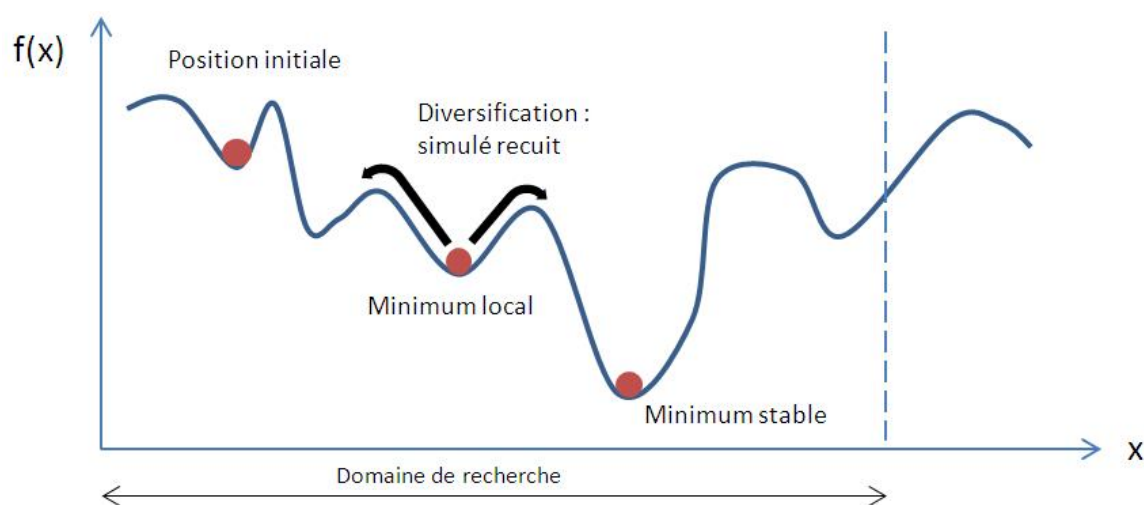


Figure 4.2 – Principe du recuit simulé

– *les algorithmes d'essaim*

Ces approches s'inspirent du comportement collectif de groupe d'animaux. Elles ont été introduites par [Kennedy et Eberhart, 1995]. Il s'agit de modéliser le déplacement d'essaims d'insectes, d'oiseaux ou bien de bancs de poissons qui convergent collectivement vers un objectif commun, comme une source de nourriture (figure 4.3). Ce déplacement est réalisé par des individus n'ayant qu'une perception restreinte de leur environnement [Solnon, 2008] et est basé sur la collaboration des individus (reproduction d'un comportement social). Au départ de cet algorithme, chaque individu est placé aléatoirement dans

l'espace du problème, puis à chaque itération, on fait se déplacer les individus. Chaque individu est ensuite attiré par sa meilleure position et celle de ses congénères. Cette méthode est particulièrement adaptée aux problèmes non-linéaires et continus, sa programmation est aisée et robuste dans la mesure où une paramétrisation adéquate est réalisée (comme dans la plupart des méta-heuristiques d'ailleurs) [Clerc et Siarry, 2004]. Cette méthode se détache des autres algorithmes évolutionnaires sur deux points : elle met à profit la collaboration plutôt que la compétition et il n'y a pas de processus de sélection ;

Algorithme 1 Algorithme simple de recuit simulé

Entrées

Solution courante, s_{best} : meilleure solution, T : température

Sortie

s_{best} : meilleure solution

faire tant que *condition d'arrêt 1 non atteint*

faire tant que *condition d'arrêt 2 non atteint*

$s \leftarrow \text{ChangementSimple}(s)$

si ($\text{Acceptation}(s, s_{best}, T)$) **alors**

$s_{best} \leftarrow s$

fin si

fin *critère d'arrêt 2 atteint*

$T \leftarrow T - 1$

fin *critère d'arrêt 1 atteint*

Retourner s_{best}

– *La méthode Tabou*

La méthode Tabou utilise la mémoire de l'algorithme afin d'éviter un optimum local. Son principe consiste à analyser le voisinage de la solution courante, et à sélectionner la solution qui améliore, ou qui altère le moins possible, la fonction à optimiser. Chaque solution est conservée en mémoire pour éviter d'une part de revenir sur une solution déjà examinée, et empêcher ainsi de boucler sur deux solutions, et d'autre part, pour retenir la meilleure solution. Au bout d'un nombre d'itérations fixé à l'avance l'algorithme s'arrête et fournit la meilleure solution obtenue (voir l'algorithme 3). L'optimisation du placement de composants électroniques constitue un exemple d'application de la recherche Tabou [Bland et Dawson, 1991].

– *les algorithmes génétiques*

Le premier algorithme génétique a été développé par Holland [Holland, 1975].

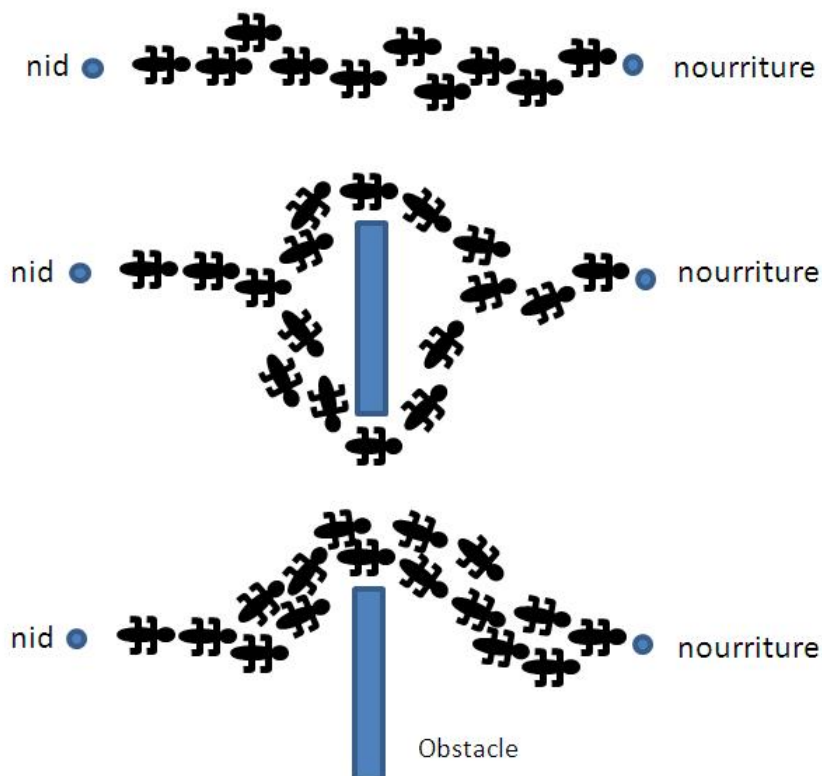


Figure 4.3 – Comportement naturel des fourmis

Algorithme 2 Algorithme type colonies de fourmis

Initialisation*GenerationInitialeDesSolutions()**InitialisationPheromone()***faire tant que** *condition d'arrêt non atteint**ConstructionDesSolutions()**MiseAJourPheromone()***fin** *critère d'arrêt atteint*Retourner *MeilleureSolution()*

Cette méthode est inspirée de la théorie de l'évolution de Darwin et des lois de la génétique qui explique la capacité d'une espèce et de certains individus à s'adapter à leur environnement. Dans la nature, les espèces les plus fortes et les plus adaptées ont de meilleures chances de survivre, de se reproduire et de transmettre leurs gènes à la nouvelle génération. Parfois, des mutations aléatoires se produisent et donnent à un sujet la possibilité d'augmenter sa survie en raison d'une meilleure séquence de gènes par rapport à un autre. À travers les générations, les individus ont tendance à posséder la séquence de gènes optimale. Les individus possédant un patrimoine génétique qui ne les renforce pas ont plus de chance d'être éliminés par sélection naturelle. Les algorithmes génétiques ont montré leur robustesse et

leur habileté à gérer des problèmes présentant de nombreux optima locaux et des problèmes multicritères [Hugget *et al.*, 1999, Renders, 1995]. Cependant ils peuvent montrer leur limite lorsque le temps d'évaluation de la fonction coût devient important.

Algorithme 3 Algorithme simple de recherche Tabou

Entrées

s : solution courante, s_{best} : meilleure solution, L_t : liste Tabou

Sortie

s_{best} : meilleure solution

Initialisation

$s \leftarrow \text{GenererSolutionInitiale}()$

$L_t \leftarrow \text{InitialiserListeTabou}()$

$s_{best} \leftarrow s$

faire tant que *condition d'arrêt non atteint*

$A \leftarrow \text{SolutionsVoisinesNonTaboues}(s)$

$s \leftarrow \text{Meilleure}(A)$

$\text{MiseAJourListeTabou}()$

si $(f(s) < f(s_{best}))$ **alors**

$s_{best} \leftarrow s$

fin si

fin *critère d'arrêt atteint*

Retourner s_{best}

4.3 Les algorithmes génétiques

Dans notre approche nous utiliserons un algorithme génétique pour optimiser la conception d'un convertisseur d'énergie marine. Nous avons vu dans le chapitre précédent que la modélisation du coût d'un parc et de son énergie produite dépend de nombreux paramètres pouvant prendre une large gamme de valeurs. Le problème d'optimisation à résoudre présente donc beaucoup de combinaisons, il ne peut donc facilement être traité par des procédés classiques et déterministes. En raison de la non-linéarité des variables considérées et du nombre élevé de combinaisons possibles, les méthodes stochastiques, telles que l'apprentissage inductif, les réseaux de neurones et les algorithmes génétiques, doivent être privilégiées [Pham et Pham, 1999]. Nous écartons les réseaux neuronaux car la plupart du temps ces méthodes sont utilisées pour l'approximation de fonction complexes. Dans le cas d'optimisation multi-objectifs et de prise en compte simultanés de différentes variables et technologies,

les approches stochastiques comme les algorithmes génétiques apparaissent comme efficaces [Hugget *et al.*, 1999], et ce d'autant plus lorsque la fonction objectif et les contraintes présentent toutes les deux des discontinuités. Concernant l'apprentissage inductif, un principal inconvénient provient de la création de règles par l'algorithme. Selon les modèles, un trop grand nombre de règles entraîne un biais. Ce problème peut être pallié en intégrant une métaheuristique (algorithme génétique ou recuit simulé par exemple) dans le processus d'apprentissage afin d'affiner les règles de classifications [De Jong *et al.*, 1993, Chen *et al.*, 1998, De Jong, 1988]. Notre méthodologie étant susceptible d'être améliorée par l'ajout d'autres contraintes et leurs modèles associés, nous décidons d'écarter les méthodes par apprentissage. Les algorithmes génétiques se prêtent particulièrement bien à l'optimisation de processus de recherche d'un nombre relativement élevé de variables et de combinaisons [Hugget *et al.*, 1999], et ont d'ailleurs déjà été utilisées pour la conception et l'optimisation d'éoliennes [Diveux *et al.*, 2001, Abdelli, 2007]. Nous choisissons donc un algorithme génétique pour adapter au mieux la technologie et les premiers paramètres de dimensionnement à un site spécifique en fonction de la faisabilité technique et la viabilité économique. Dans cette partie nous détaillerons le principe général de l'algorithme.

4.3.1 Approche générale

L'algorithme s'apparente à la théorie de l'évolution selon laquelle les individus les plus « forts » survivent plus longtemps, ont plus de chance de se reproduire et donc de transmettre leur patrimoine génétique, « plus fort » signifiant le mieux adapté à son environnement. Ce cycle de vie se réalise par la combinaison de trois mécanismes : la sélection, la reproduction et la mutation.

– *La sélection*

Il s'agit de reproduire la sélection naturelle. Les individus dominants et les plus à-même à survivre et transmettre leurs gènes à leur descendance sont ceux étant les plus adaptés à leur environnement. La sélection est importante car il faut conserver les bonnes solutions (renforcement) mais également éviter le plus possible les optimums locaux (exploration).

– *La reproduction*

La reproduction peut se faire par croisement. Deux individus dominants (bien adaptés) peuvent engendrer un individu qui constituera la nouvelle génération. Ce nouvel individu héritera des caractéristiques de ses parents par croisement de leurs gènes. Leur enfant aura ainsi de grande chance d'hériter des caractères dominants de ses parents et aura également tendance à avoir une probabilité de survie, dans l'environnement, plus élevée. L'idée sous-jacente est que la solution optimale est composée des briques élémentaires des « bons » individus.

– *La mutation*

C'est un processus aléatoire qui permet de voir apparaître ou disparaître des caractéristiques chez les individus. Une mutation pourra être bénéfique (participera à renforcer le caractère dominant d'un individu) ou défavorable (réduira la faculté d'adaptation à l'environnement). Grâce aux deux mécanismes précédents,

les mutations renforçant un individu auront une probabilité plus grande de se propager dans les générations suivantes. Il s'agit d'un mécanisme d'exploitation locale permettant d'améliorer les solutions par de faibles changements.

Avec cette méthode d'optimisation, il s'agit donc de faire évoluer une population d'individus soumis à ces trois mécanismes dans le temps. Les grandes lignes de cette méthode d'optimisation sont détaillées par l'algorithme 4 et illustrées par la figure 4.4.

Algorithme 4 Algorithme génétique

Entrée

Problème d'optimisation (f, X)

Initialisation de la population :

Génération de n individus

Génération $k = 1$

faire tant que *critère d'arrêt non atteint*

Évaluation des individus de la population k :

Calcul de la performance des n individus

Sélection :

Sélection des individus, n_+ , les plus performants (élitisme)

Reproduction :

Reproduction par croisement

Création de n_e enfants à partir des survivants

Mutation :

Probabilité de modification de certains enfants

Mise à jour de la population :

$n = n_e + n_+$

$k = k + 1$

retour à **Évaluation**

fin *critère d'arrêt atteint*

Sortie

Retour du meilleur individu de la population ou de la population finale

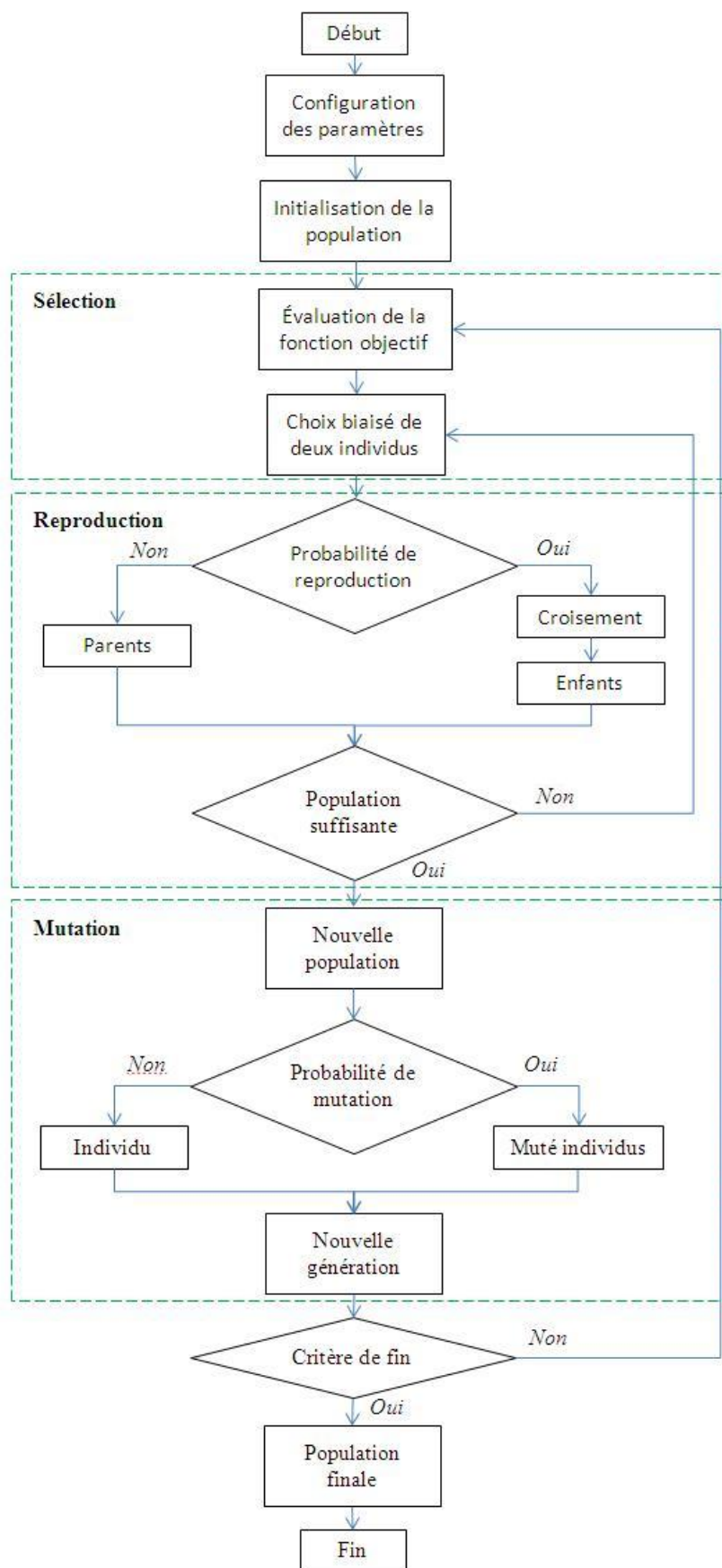


Figure 4.4 – Schéma d’algorithme génétique

4.3.2 Les différentes étapes

Initialisation de la population

Le but de cet algorithme est de trouver les optima d'une fonction $f(x)|x \in X$ où X est l'espace de recherche. f est appelé fonction d'évaluation ou fonction coût, fonction objectif, fitness fonction, fonction d'adaptation.

La première étape consiste à créer un premier groupe d'individus, n , de façon aléatoire, il s'agira de la population initiale constituant la première génération. Par analogie à la biologie chaque individu est caractérisé par un chromosome et ce chromosome est lui même composé de plusieurs gènes qui représentent différentes variables (figure 4.5). Chaque individu est donc un chromosome appartenant à l'ensemble X . La création aléatoire d'individus permet d'introduire de la diversité dans la population apportant ainsi plus de matière pour générer les meilleures solutions possibles. La taille de la population, n , est libre et dépendra du problème à résoudre.

La performance de chacun des individus est ensuite calculée en utilisant la fonction d'évaluation. Il est alors possible de classer les individus entre eux pour déterminer les plus adaptés.

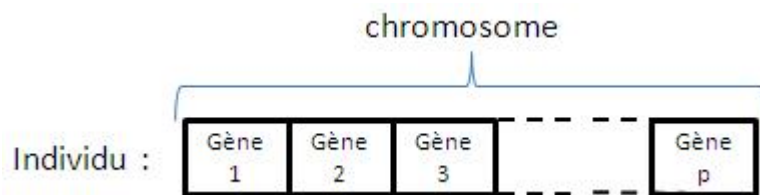


Figure 4.5 – Individu codé par un chromosome

Opérateur de sélection

L'analogie de la sélection naturelle se poursuit. Seul les individus les plus adaptés ont une chance de se reproduire et transmettre leurs gènes, nous verrons ici qu'il existe plusieurs façon de sélectionner les individus. Parmi les plus populaires, nous avons :

- la roue de la fortune biaisée

Ce type de sélection s'inspire des roues de loterie. Chacun des individus occupe un secteur angulaire d'une roue dont l'angle est proportionnel à la qualité (adaptation) de l'individu associé (figure 4.6). Le tirage est donc pondéré, ce qui conduit à choisir avec une probabilité plus élevée les meilleurs individus pour participer à l'amélioration de la population ;

- la sélection par rang

Le principe reste le même que celui de la roulette sinon que le secteur angulaire associé aux individus est proportionnel au classement des individus dans la population. Les individus sont classés suivant leur performance puis un rang leur est attribué. Le rang déterminera la probabilité d'un individu à être choisi ;

- l'élitisme

Le but de cette méthode est de choisir les meilleurs individus de la population

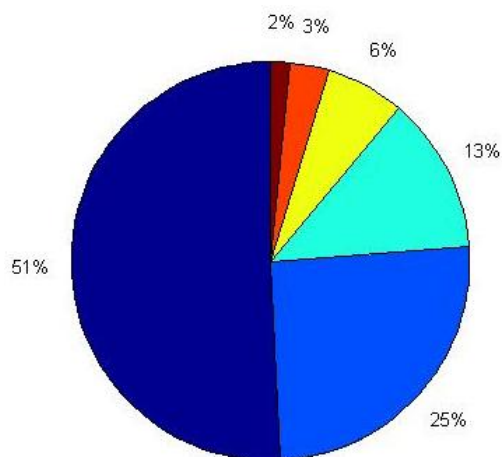


Figure 4.6 – Exemple de roue biaisée (le pourcentage correspond à la part la mieux adaptée de la population)

pour la création de la nouvelle génération d'individus. La conséquence d'un tel procédé est une convergence rapide des solutions. En effet, les individus de faible valeur sont ignorés dans le processus de sélection, abaissant ainsi la diversité des solutions et la possibilité d'apporter de quoi générer de très bons individus dans les générations suivantes ;

– par tournoi

Cette méthode de sélection consiste à choisir des individus au hasard dans la population puis de les faire s'affronter. Le vainqueur du tournoi est l'individu dont la performance est la meilleure. Ce type de sélection a pour caractéristique d'augmenter les chances d'individus de moins bonne qualité de pouvoir participer à la population de la nouvelle génération permettant ainsi de garder une certaine diversité. Une certaine notion de voisinage spatial est ainsi introduite, renforçant l'analogie avec le vivant.

Les méthodes de sélection décrites précédemment restent toutefois très libres au niveau de l'implémentation. Par exemple, il est possible choisir une méthode par roulette pour sélectionner un premier parent puis sélectionner le second de manière aléatoire pour élargir la diversité des solutions. De même, dans la sélection par tournoi, les tournois peuvent être organisés librement : nombre de participants, nombre de vainqueurs. De nombreux paramètres peuvent être ajuster pour contrôler la convergence des solutions.

Opérateur de reproduction par croisement

Il s'agit à cette étape de modéliser la reproduction d'individus dans le but d'engendrer une nouvelle population et de la diversifier. Bien qu'il soit tout à fait possible d'effectuer des croisements de gènes de façon aléatoire, une solution souvent utilisée reste celle du croisement multi-points. La figure 4.7 montre le cas d'un croisement en deux points dans le cas classique où deux parents engendrent deux enfants. Une grande liberté quant à l'implémentation est toujours possible : point de croisement (aléatoire ou non, nombre de points), nombre de parents et d'enfants.

Dans le cas de problèmes continus, le croisement barycentrique est utilisé. Il s'ap-

parente à une moyenne pondérée des gènes $G(i)$ des parents. Dans le cas d'un croisement où deux parents, $P1$ et $P2$, engendrent deux enfants, $E1$ et $E2$, on aura :

$$\begin{aligned} G_{E1}(i) &= a.G_{P1}(i) + (1-a).G_{P2}(i) \\ G_{E2}(i) &= (1-a).G_{P1}(i) + (a).G_{P2}(i) \end{aligned} \quad (4.3)$$

Avec a , un nombre aléatoire pris dans un intervalle adapté à l'extension des gènes.

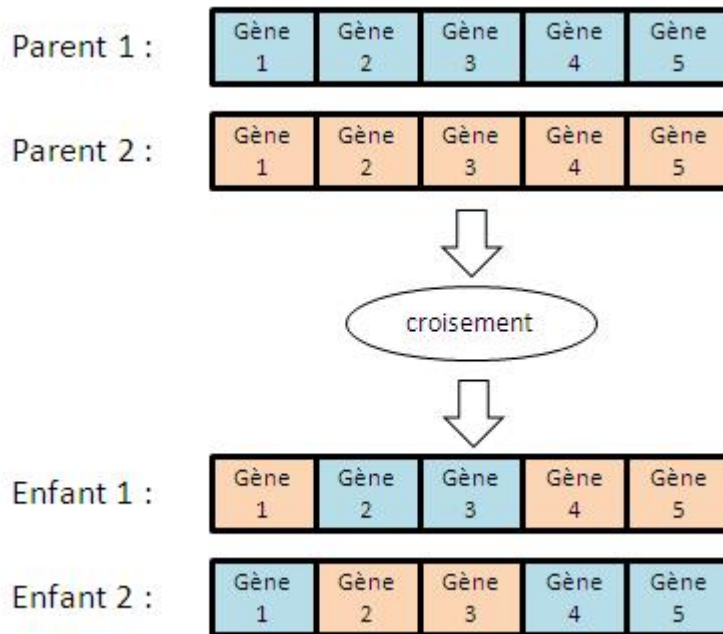


Figure 4.7 – Croisement en deux points

Opérateur de mutation

Ce mécanisme consiste à modifier aléatoirement certains gènes des individus de la population obtenus par croisement (figure 4.8). Il s'agit d'un autre procédé pour créer de nouveaux individus. Par cette opération, de nouveaux gènes sont donc apportés dans la population. Le croisement reste cependant la technique la plus importante pour parcourir l'espace de recherche rapidement [Beasley *et al.*, 1993]. La mutation reste, en général, vue comme un opérateur d'arrière-plan qui réintroduit une petite part d'aléatoire dans la recherche. Elle réinjecte ainsi une information génétique précieuse permettant de lutter contre une convergence prématurée et par conséquent agrandit l'espace de recherche [Beasley et Chu, 1996]. Elle garantit que l'algorithme est susceptible d'atteindre tous les points de l'espace de recherche.

Mise à jour de la population

Dans cette étape, on cherche à introduire les nouveaux individus (issus de croisements et de mutations) dans la population afin de constituer la nouvelle génération. Une fois encore différentes pratiques existent. La création de la nouvelle génération peut être

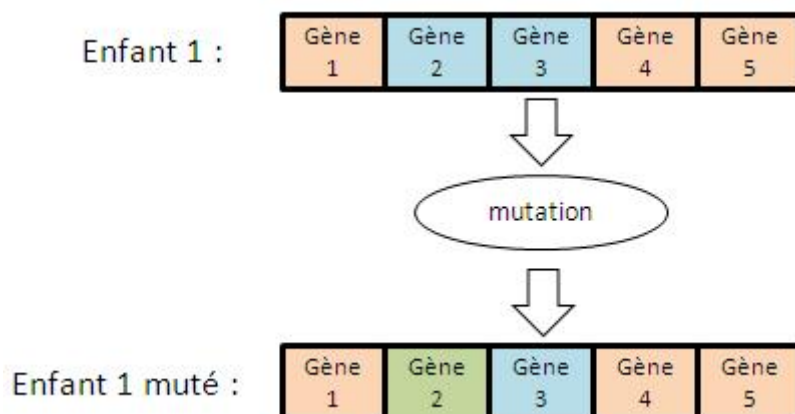


Figure 4.8 – Modification d'un gène par mutation

réalisée par diverses stratégies de remplacement qui introduiront plus ou moins de diversité et d'élitisme dans la nouvelle population [Solnon, 2008]. Il est possible par exemple de garder uniquement les individus de la nouvelle génération ou de bien garder les meilleurs de l'ancienne et de la nouvelle. Quant au nombre d'individus à conserver dans la population, il semble efficace de garder la même taille de population d'une génération à l'autre pour ne pas trop diminuer le nombre d'individus à chaque itération ou bien le voir rapidement augmenter.

Critère d'arrêt

Une fois la nouvelle génération obtenue, le processus est réitéré. Le processus se répète ainsi jusqu'à la validation d'un critère d'arrêt. Ce critère peut être un nombre maximal d'itérations. Ce nombre dépendra de la convergence des solutions qui dépendra elle-même du problème et de la paramétrage de l'algorithme, le processus s'arrêtera quand une solution de qualité suffisante est générée ou qu'un palier de convergence est atteint. Il est également possible d'imposer une limite de temps. Dans tout les cas, rien ne garantit que la solution optimale a été trouvée (si elle existe), la solution proposée s'en rapprochera.

4.4 Algorithmes génétiques, optimisation multicritère et optimalité de Pareto

Un problème d'optimisation multicritère composé de n fonction objectifs (critères) et de m contraintes peut être formulé de la manière suivante [Marler et Arora, 2004] :

$$\begin{aligned} \min f(x) &= [f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)] \\ g_j(x) &\leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (4.4)$$

avec x , un vecteur solution composé de k variables ($x = x_1, x_2, \dots, x_n$). $x \in X$, où X est l'espace de recherche.

Dans ce type de problème, les critères sont souvent de natures différentes et antagonistes. Rechercher une solution optimale à ce problème reviendra à chercher un ensemble

de solutions illustrant les différents compromis possibles entre les critères, ce qui est le cas de notre problématique. Nous rappelons que nous cherchons à trouver une configuration optimale d'un ensemble de machines pour des critères de coût et de production. Nous essaierons d'un côté de produire un maximum d'énergie mais d'un autre de diminuer les coûts de production. Pour cela nous introduirons la notion d'optimalité au sens de Pareto dans notre algorithme d'optimisation.

4.4.1 Dominance de Pareto

Cette notion est introduite en fin du 19^{ème} siècle par l'économiste V. Pareto. Il définit un état de société optimal, une situation dans laquelle on ne peut pas améliorer le sort d'un individu sans détériorer celui d'un autre. Ainsi, contrairement à l'optimisation d'un problème monocritère, il n'existe pas (en général) de solution globale unique. Il est par conséquent souvent nécessaire de déterminer un ensemble de points qui dominent les autres sur au moins un des critères. La notion de dominance de Pareto permet de définir ce qu'est un point optimal dans un contexte multicritère. Ce concept est défini comme suit [Pareto *et al.*, 2013] :

Un point est optimal au sens de Pareto s'il n'est pas dominé par un autre appartenant à l'espace des solutions. Un point x_1 domine un point x_2 ($x_1, x_2 \in X$) si x_1 est aussi performant que x_2 sur tous les critères et est strictement meilleur sur au moins l'un d'eux.

$$\begin{aligned} & \forall j \neq i \quad f_j(x_1) \leq f_j(x_2) \\ & \text{et} \\ & \exists i, \text{ tel que, } \quad f_i(x_1) < f_i(x_2) \end{aligned} \tag{4.5}$$

La figure 4.9 montre un exemple de dominance. Dans ce cas, il s'agit d'une recherche de minima sur deux fonctions, f_1 et f_2 . Le point F est ici dominé par tous les autres points. Les seuls points à ne pas être dominés par les autres sont A et B . L'ensemble de tous les points optimaux est appelé frontière ou front de Pareto.

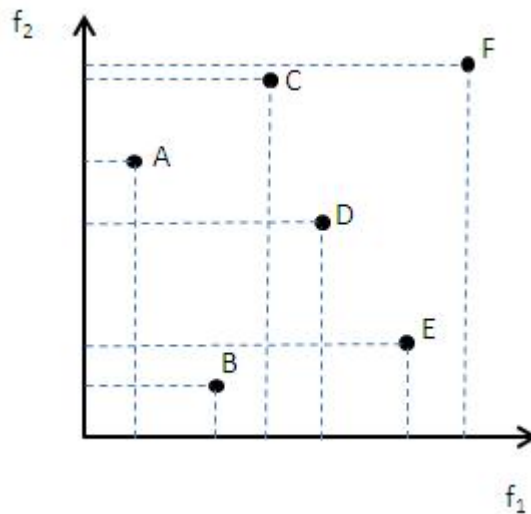


Figure 4.9 – Optimum de Pareto

4.4.2 Classification des individus en multicritère

Lorsque l'algorithme génétique est utilisé pour un problème multicritère, la sélection des individus les mieux adaptés est basée sur la non-dominance. Dans ce cas, une sélection par rang est adoptée. Les individus de rang 1 seront donc ceux constituant le front de Pareto. Ces individus sont ensuite retirés de la population. Le processus est réitéré, les individus appartenant au front de Pareto suivant constitueront le prochain rang (figure 4.10). On peut effectuer ainsi une sélection des individus, ceux de premier rang ayant une probabilité beaucoup plus élevée d'être choisis.

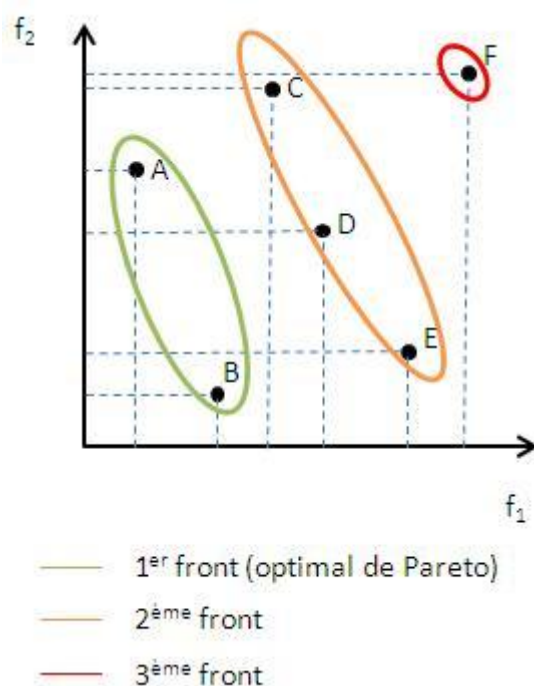


Figure 4.10 – Sélections des individus selon les fronts de Pareto dans le cas de la minimisation de f_1 et f_2

4.5 Conclusion

Dans le but de restreindre le nombre d'alternatives dans le processus de décision final, une optimisation des machines a été introduite. Un algorithme génétique a été choisi comme technique d'optimisation afin de réduire le nombre de cas gérés par Electre. Ce type d'optimisation se révèle particulièrement efficace dans notre type d'approche (problématique non linéaire à grand degré combinatoire). Cette méthode se prête également bien à l'optimisation multi-objectif en raison de la faculté d'introduire l'utilisation d'un optimum de Pareto. Dans le prochain chapitre nous verrons comment la combinaison de cette optimisation à la méthode d'analyse multicritère (Electre III) ainsi qu'à un système d'information géographique nous permet de réaliser un processus d'aide à la décision pour l'implantation de convertisseurs d'énergies marines renouvelables.

Chapitre 5

Approche développée et résultats

Sommaire

5.1	Introduction	89
5.2	Approche développée	91
5.3	Critères pris en compte	94
5.3.1	Acceptation sociale	94
5.3.2	Coût global	95
5.3.3	Énergie produite	95
5.4	Cas d'étude	96
5.4.1	Évaluation du critère d'acceptabilité	96
5.4.2	Évaluation du coût et de la production énergétique	99
5.4.3	Classement final	104
5.5	Conclusion	109

5.1 Introduction

Dans le cadre de la planification de parc pour convertisseur EMR, une approche a été développée pour répondre à deux problèmes principaux :

- la recherche d'un site d'implantation offrant une ressource suffisamment intéressante pour être exploitable et également acceptée par tous usagers du domaine maritime,
- l'installation d'un ensemble de machines dont les paramètres de dimensionnement et les technologies offrent les meilleurs compromis coût/énergie produite.

La méthodologie et l'étude présentées dans ce chapitre incluent trois critères essentiels : le coût global du projet, la quantité d'énergie produite et l'acceptabilité sociale. Cependant le principe de notre approche peut être étendu pour prendre en compte des contraintes supplémentaires comme l'impact environnemental par exemple (figure 5.1).

La première partie du problème est de nature géographique, l'insertion d'une nouvelle activité dans un espace déjà règlementé et occupé (d'autant plus lorsque l'on se rapproche des côtes) se révèle délicate. Une segmentation de l'espace maritime selon son potentiel à réduire les conflits constitue donc une première étape de l'approche. L'utilisation des propriétés inhérentes aux SIG et le couplage d'une méthode d'agrégation

multicritères nous permet de créer un nouvel espace de recherche. Nous avons choisi Electre III comme méthode d'analyse multicritères. Nous avons précédemment vu que cette méthode offre la possibilité de classer des alternatives, elle permettra donc d'attribuer un rang aux différentes régions constituant l'espace maritime en fonction de leur capacité à réduire les conflits potentiels. Cette méthode est également appliquée en dernière étape du processus d'aide à la décision pour le classement final des alternatives sous les trois critères.

La seconde problématique est celle de l'optimisation des machines, elle vise à trouver les technologies les plus adéquates ainsi que les dimensionnements optimaux des principaux composants intervenant dans le processus de conversion de l'énergie. Afin de trouver les meilleures configurations entre les différentes technologies disponibles, un algorithme génétique est appliqué. Cette optimisation prend en compte deux fonctions objectifs, le coût et la quantité d'énergie produite. Ainsi pour une zone donnée, on peut associer plusieurs projets offrant le meilleur compromis coûts/énergie produite. Cette association de projets à une zone constitue les différentes alternatives proposées aux décideurs.

La méthode développée intègre donc un système d'information géographique, un algorithme d'optimisation et une méthode d'analyse multicritères. La première partie de ce chapitre est consacrée à la description de l'approche multicritère. Cette stratégie est ensuite appliquée dans le cadre d'un projet d'implantation d'un parc d'hydroliennes sur une zone située au large de la Bretagne. La modélisation et la construction des critères pris en compte sont développés. Puis une analyse globale de la région est effectuée pour proposer une zone spécifique pour l'installation d'hydroliennes.

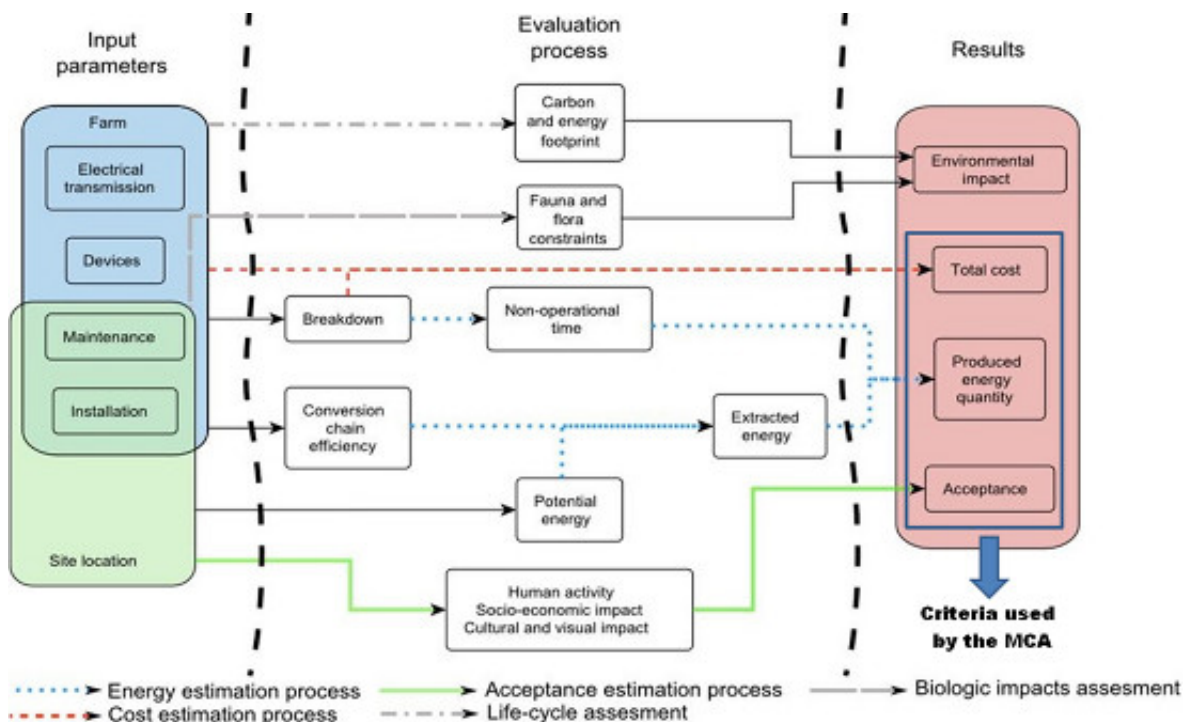


Figure 5.1 – Approche multicritère

5.2 Approche développée

Au cours des dernières années de nombreuses approches d'aide à la décision et d'approches multicritères ont été appliquées pour la planification de projets d'énergies renouvelables avec la prise en compte de différents scénarios sur les plans socio-économiques [Pohekar et Ramachandran, 2004]. L'objectif est d'évaluer le potentiel d'une région maritime donnée pour le développement des technologies marines. L'étude passe par l'analyse des zones pouvant potentiellement induire des conflits importants avec les autres usagers de l'espace maritime. Cependant, le but de notre approche ne se restreint pas à la recherche du meilleur emplacement pour l'implantation d'un site mais est également de proposer la technologie la plus appropriée en terme de coût et de performance. Afin de répondre à l'ensemble de ces problématiques, l'approche présentée combine SIG, AMC et un algorithme d'optimisation. Cette méthodologie peut être divisée en trois parties (figure 5.2).

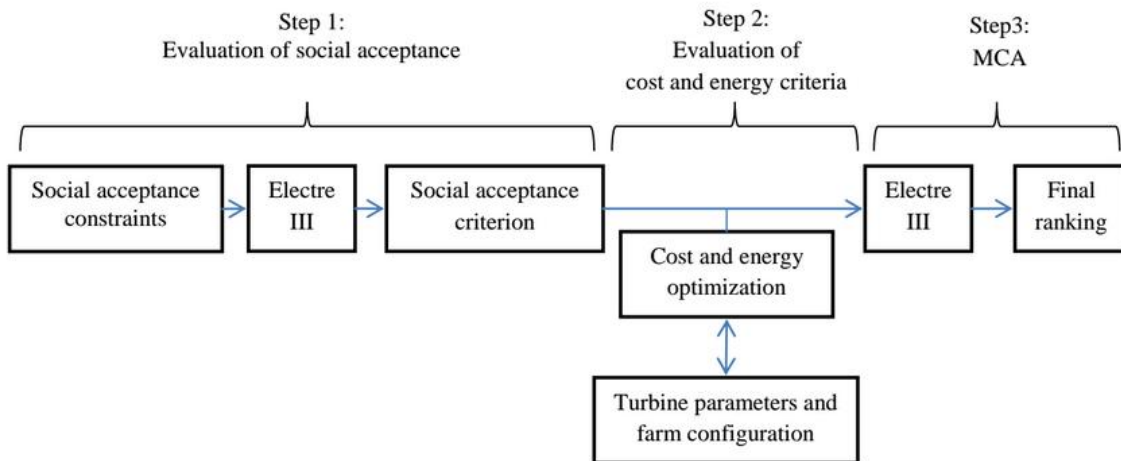


Figure 5.2 – Méthodologie

La première étape de la méthodologie est analogue à celle suggérée par [Chakhar, 2006]. La décision finale est basée sur une carte dont les différentes régions sont « scorées » en fonction de la conformité du projet qui dépendent des préférences des utilisateurs. Cette carte est appelée carte décisionnelle ou carte multicritère. Ce procédé est ici appliqué dans le but d'évaluer des critères de type géographique. On prend, dans cet exemple, le cas de l'acceptabilité sociale. Cela permet de diviser l'espace maritime étudié en sous-régions puis d'attribuer pour chacun de ces sous-espaces une valeur décrivant le degré d'acceptabilité sociale. La génération de cette carte se fait en quatre sous-étapes (numérotées de 1.1 à 1.4, figure 5.3) :

- Étape 1.1 : établir les cartes de contraintes. L'ensemble des contraintes spatiales prises en compte doit être converties en cartes de données au format vectoriel. Chacune de ces cartes de contraintes représente un thème spécifique. Elles sont divisées en un nombre d'unités spatiales (sous-aire), u_i , possédant un attribut a_i , décrivant les activités. En se basant sur l'exemple de la figure 5.3), ces cartes sont : C_1 , décrivant les zones de pêches, C_2 , décrivant les zones de câbles enfouis et C_3 décrivant les zones d'activités militaires. Ces trois contraintes C_1 , C_2 et C_3

sont divisées respectivement en n , m et k unités spatiales.

$$C_1 : [u_1, \dots, u_n] \longrightarrow [a_1, \dots, a_n] \quad (5.1)$$

$$C_2 : [u_1, \dots, u_m] \longrightarrow [a_1, \dots, a_m] \quad (5.2)$$

$$C_3 : [u_1, \dots, u_k] \longrightarrow [a_1, \dots, a_k] \quad (5.3)$$

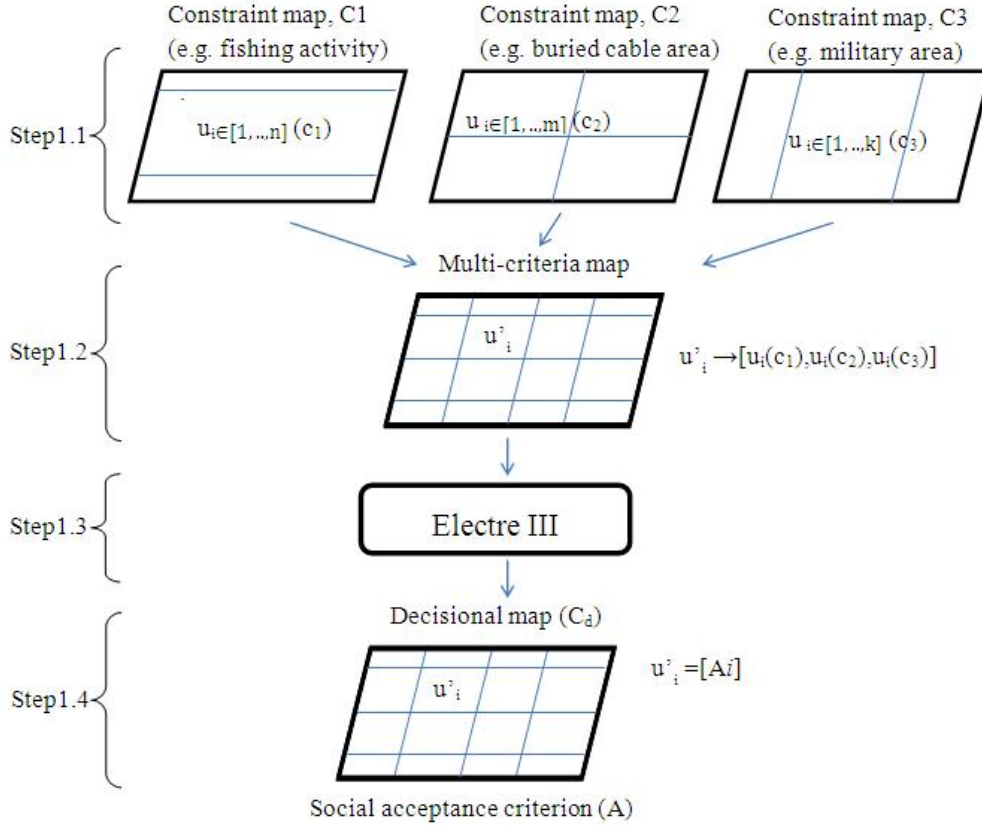


Figure 5.3 – Étape 1

- Étape 1.2 : génération de la carte multicritère. La création de cette carte multicritère intermédiaire, C_m , est obtenue par l'intersection de chacune des cartes de contraintes. Cette nouvelle carte générée est composée de p nouvelles unités spatiales, u'_1, \dots, u'_p . Dans ce cas, chaque unité spatiale, u'_i , est l'intersection d'unités spatiales de C_1 , C_2 et C_3 , et possède donc trois attributs, $a(C_1)$, $a(C_2)$ et $a(C_3)$, provenant de chacune de ces contraintes.

$$C_m : [u'_1, \dots, u'_i, \dots, u'_p] \rightarrow [a'_1, \dots, a'_i, \dots, a'_p] \text{ avec } u'_i \rightarrow a'_i = \{a_i(C_1), a_i(C_2), a_i(C_3)\} \quad (5.4)$$

- Étape 1.3 : choix de la méthode multicritère. Dans cette étape, il s'agit de choisir une méthode d'agrégation. Le but est de réduire la dimension des u'_i à une seule valeur, soit un seul attribut A. On utilise pour cela Electre III.
- Étape 1.4 : génération de la carte décisionnelle. Les p unités spatiales u'_i , de cette carte finale, C_d , sont les mêmes unités spatiales que l'on trouve sur la carte multicritère. Cependant chacune de ces unités possède maintenant un attribut unique. Cette valeur unique attribuée à chaque unité spatiale rend cette fois

possible la comparaison entre chaque site et reflète le classement final (A_i) de chaque sous-aire en fonction du critère d'acceptabilité sociale.

$$C_d : [u'_1, \dots, u'_k] \longrightarrow [A_1, \dots, A_p] \quad (5.5)$$

L'espace maritime est maintenant divisé en plusieurs zones selon le critère d'acceptabilité sociale. La seconde étape de la méthodologie est consacrée à l'évaluation et l'optimisation du coût d'un projet et de l'énergie produite. Cette étape est divisée en trois sous-étapes (2.1 à 2.3 de la figure 5.4) :

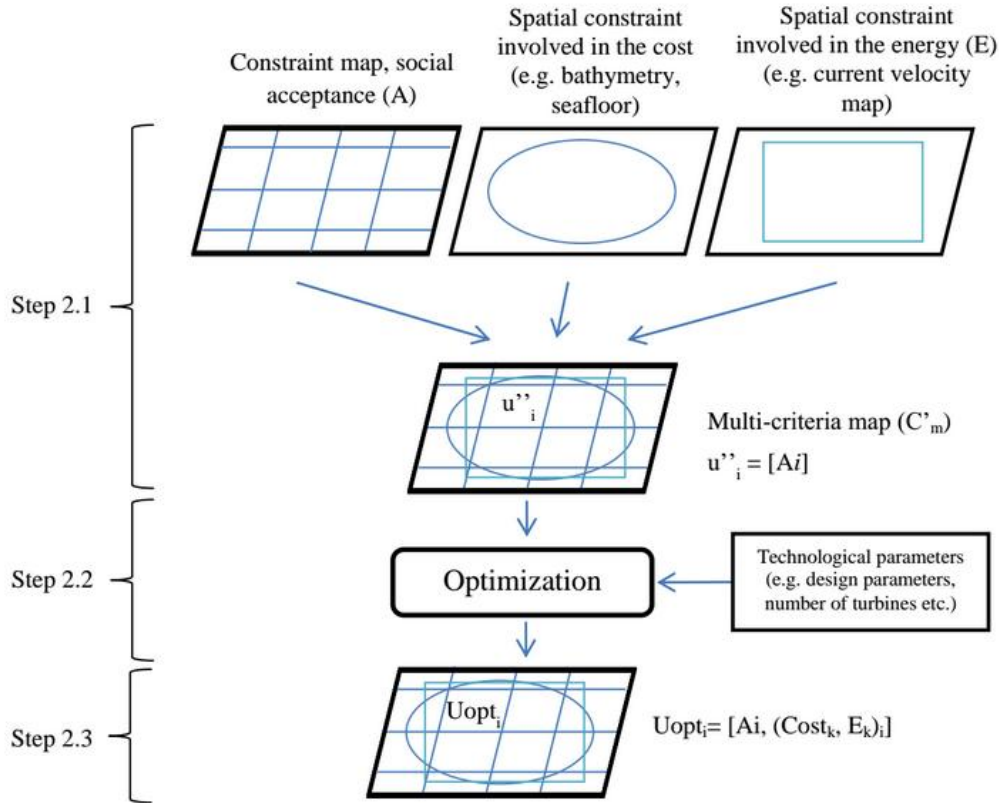


Figure 5.4 – Étape 2

- Étape 2.1 : génération d'une carte multicritère, C'_m . Cette carte est générée de la même façon qu'à l'étape 2.1 : il s'agit d'une carte résultant de l'intersection de la carte de contrainte relative à l'acceptabilité sociale avec les cartes relatives aux différentes contraintes géographiques intervenant dans l'estimation du coût et de l'énergie produite. Ces autres cartes peuvent être relatives à la bathymétrie, au courant marin ou aux caractéristiques géologiques du fond par exemple. La carte, C'_m , ainsi générée est divisée en q unités spatiales, u'' , possédant seulement un seul attribut, celui de la valeur du critère d'acceptabilité. À ce stade, on a donc une carte de la zone d'étude segmentée en sous-zones homogènes suivant chacune des contraintes géographiques. Certaines valeurs comme celle de la profondeur interviennent dans le calcul du coût.

$$C'_m : [u''_1, \dots, u''_q] \longleftrightarrow [A_1, \dots, A_2] \quad (5.6)$$

- Étape 2.2 : optimisation et évaluation des solutions possibles à l'aide d'un algorithme génétique. Pour chaque unité spatiale, u''_i , le processus d'optimisation

est dédié à la recherche de la configuration optimale du parc (nombre de machines, leur dimensionnement, le choix de la technologie, ...) permettant de maximiser l'énergie produite et de réduire le coût. Un algorithme génétique avec utilisation d'une frontière de Pareto est utilisé pour tenir compte de ces deux objectifs. La frontière de Pareto permet de désigner les solutions optimales car elle présente un ensemble de solutions dominantes sur les critères considérés. Ce procédé permet de fournir l'ensemble des p meilleures solutions pour le couple énergie-coût, $(Cost_{j=1...p}, E_{j=1...P})$, pour chaque unité spatiale, u_i'' .

- Étape 2.3 : attribution des résultats de l'optimisation à chaque unité spatiale de la carte multicritère, C'_m . Ces résultats (coût et énergie) constituent deux nouveaux attributs. Chacune des unités spatiales, U_{opt} , est caractérisée maintenant par trois critères. L'acceptabilité sociale, A , et les p pairs de valeurs relatives au coût optimal et à l'énergie correspondant aux meilleures configurations du parc trouvées à la précédente étape (front de Pareto).

Enfin la troisième étape de la méthodologie consiste à appliquer à nouveau la méthode d'analyse multicritère Electre III pour trouver et ordonner les meilleures solutions. Electre III offre de plus la possibilité d'affecter des poids spécifiques pour chacun des critères, et permet donc de réduire le choix des configurations de parc proposées par l'algorithme d'optimisation.

5.3 Critères pris en compte

5.3.1 Acceptation sociale

L'insertion d'une nouvelle activité maritime dans un espace soumis à d'autres activités pose en grand nombre de questions et suscite la notion d'acceptabilité. En effet l'espace marin possède déjà des zones occupées, protégées et réglementées. Ces contraintes d'ordre social et écologique doivent être prises en compte mais leur nature hétérogène et dynamique peuvent rendre leurs analyses complexes [Young *et al.*, 2007]. Le développement d'une nouvelle activité dans un tel espace peut générer des recouvrements dans le temps et l'espace avec d'autres activités humaines (figure 5.5) ou d'autres espaces réglementés ou protégés. Ces sources de conflits potentiels sont incluses dans le critère d'acceptation sociale. Concernant les énergies renouvelables, les principaux conflits d'intérêt sont liés à des zones déjà référencées comme les voies de circulation maritime, les zones militaires et de pêche. Certaines de ces régions, comme les zones de couverture radar, les chenaux de navigation, les zones de câbles enfouis, les zones de pipelines ou militaires, sont incompatibles ou soumises à de très fortes contraintes [Henderson, 2001]. Ces zones peuvent donc être éliminées de la recherche. Il peut s'agir d'un premier filtre pour la recherche du site. Cependant l'ensemble des activités constituent des contraintes un peu plus variables dans le sens où il existe une marge de manœuvre pour la cohabitation. Elles feront l'objet de négociations portant sur la minimisation de l'impact du parc et sur la mise en place de compensations.

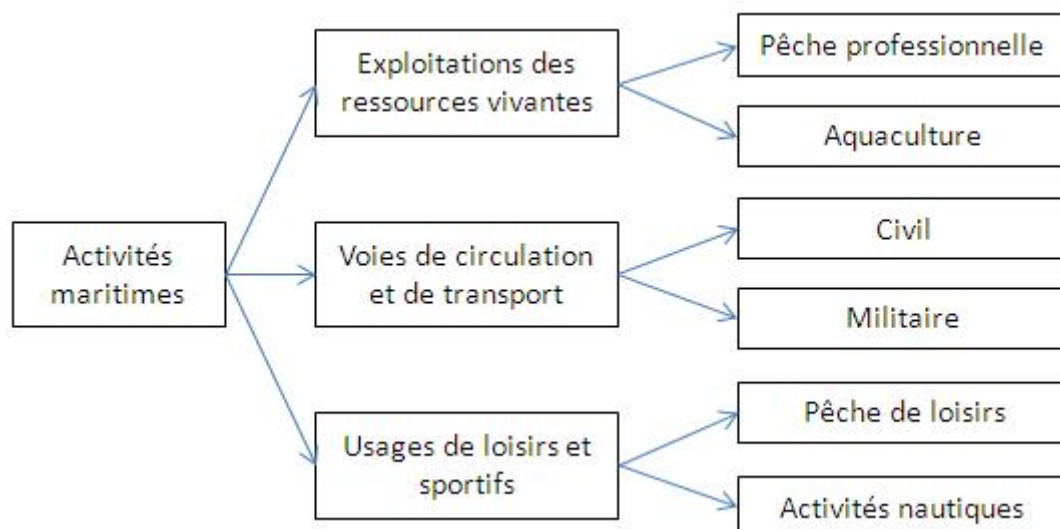


Figure 5.5 – Activités maritimes (adapté de [Le Guyader, 2012])

5.3.2 Coût global

Dans le coût du projet sont pris en compte le coût initial du parc (il peut s'apparenter aux coûts de production), les coûts liés à l'installation et au démantèlement et enfin les frais liés à la maintenance de l'ensemble des machines. Nous considérons qu'un parc comprend les éléments suivants : les machines, une sous-station (installée en mer ou à terre selon la puissance totale délivrée et la distance à la côte), les câbles inter-turbines (enfouis ou non, selon la nature du fond), les câbles de transport à la côte et les câbles de connection au réseau électrique.

Deux types de paramètres interviennent donc dans l'estimation du coût, ceux liés à la technologie et ceux faisant intervenir des paramètres liés à la géographie du site :

- les paramètres intrinsèques à la technologie comme le type de turbine, son diamètre, la puissance nominale, le type de génératrice (synchrone ou asynchrone) et le nombre de machines. Le coût de l'ensemble varie avec les dimensionnements des composants ainsi que la complexité de la technologie employée ;
- les paramètres faisant intervenir l'aspect spatial regroupent essentiellement ceux liés à l'installation/démantèlement et aux opérations de maintenance (dépendant du taux de pannes des composants) qui sont des fonctions dépendant entre autres de la profondeur, de la distance au port et des moyens logistiques utilisés.

5.3.3 Énergie produite

Le calcul de l'énergie produite est basé sur la ressource disponible et sa modélisation, le rendement global et le temps d'opération des systèmes. Dans l'approche développée, la performance dépend essentiellement des éléments suivants : la turbine, le multiplicateur, l'ensemble générateur/convertisseur de puissance et les éléments de transmission. Le temps d'opération du système est intégré dans cette estimation.

Celui-ci est calculé en prenant en compte les temps d'arrêts relatifs aux pannes de chaque composant. De la même manière que le coût, deux types de paramètres sont sollicités, ceux faisant intervenir la technologie et ceux caractérisés par le lieu d'installation :

- les paramètres liés à la technologie sont ceux appartenant aux composants de la chaîne de conversion de l'énergie. Il s'agit des rendements, de la probabilité de pannes et du temps nécessaire à la réparation et aussi de la capacité à extraire la ressource suivant la technologie employée,
- les paramètres faisant intervenir l'aspect spatial sont ceux liées aux données hydrographiques avec les vitesses de courants. Celles-ci peuvent être calculées heure par heure et pour chaque jour grâce au modèle basé sur le coefficient de marée.

5.4 Cas d'étude

L'étude vise l'installation d'un parc d'hydroliennes en mer d'Iroise, région maritime située au Nord-Ouest de la France, au large du Finistère. Deux zones spécifiques sont relativement bien connues pour la présence de courants marins à forte vitesse :

- le passage du Fromveur qui est situé près de l'île d'Ouessant,
- le Raz de Sein entre l'île de Sein et la pointe du Raz.

La figure 5.6 montre les endroits où ont été réalisées les mesures de vitesse de courant et pour lesquels la vitesse est supérieure à 1 m.s^{-1} pendant au moins 30% du temps sur une durée d'un an. Notre étude se concentre sur la zone du Raz de Sein. Bien qu'étant une zone à fort potentiel énergétique, cette région est également une zone à forte densité humaine où différentes activités se côtoient, et en particulier des activités de pêche. Pour trouver le lieu générant le moins de conflits entre les usagers de la mer, la première étape consiste à segmenter la zone d'étude en plusieurs unités spatiales puis à les classer. La segmentation de l'espace maritime permet de prédéfinir les principaux sites d'installation. Le critère d'acceptabilité est donc le premier à être défini.

5.4.1 Évaluation du critère d'acceptabilité

Nous commençons par appliquer la stratégie décrite par l'étape 1 de la méthodologie afin d'obtenir une première subdivision de l'espace puis d'évaluer les sous-divisions selon leur potentiel à réduire les conflits. La méthode d'analyse multicritère Electre III est appliquée comme méthode d'agrégation des différentes contraintes spatiales. Dans cette étude, la démonstration est limitée aux activités professionnelles de pêche, qui sont la principale activité humaine dans la région du Raz de Sein. Différentes pratiques de pêche sont identifiées dans la zone d'étude. Les zones des activités de pêche connues proviennent des réglementations sur les activités professionnelles ainsi que de la nature et des propriétés des fonds marins [Le Tixerant *et al.*, 2011]. Même s'il s'agit d'emplacements approximatifs, ils donnent néanmoins des informations utiles sur leurs répartitions géographiques. Les activités de pêche de la zone d'étude sont regroupées en quatre catégories, qui constituent quatre contraintes. Le premier groupe contient ainsi les arts flottants comme les palangres et autres lignes flottantes, figure 5.7. Cette carte est réalisée par superposition des différentes pratiques. Les zones où

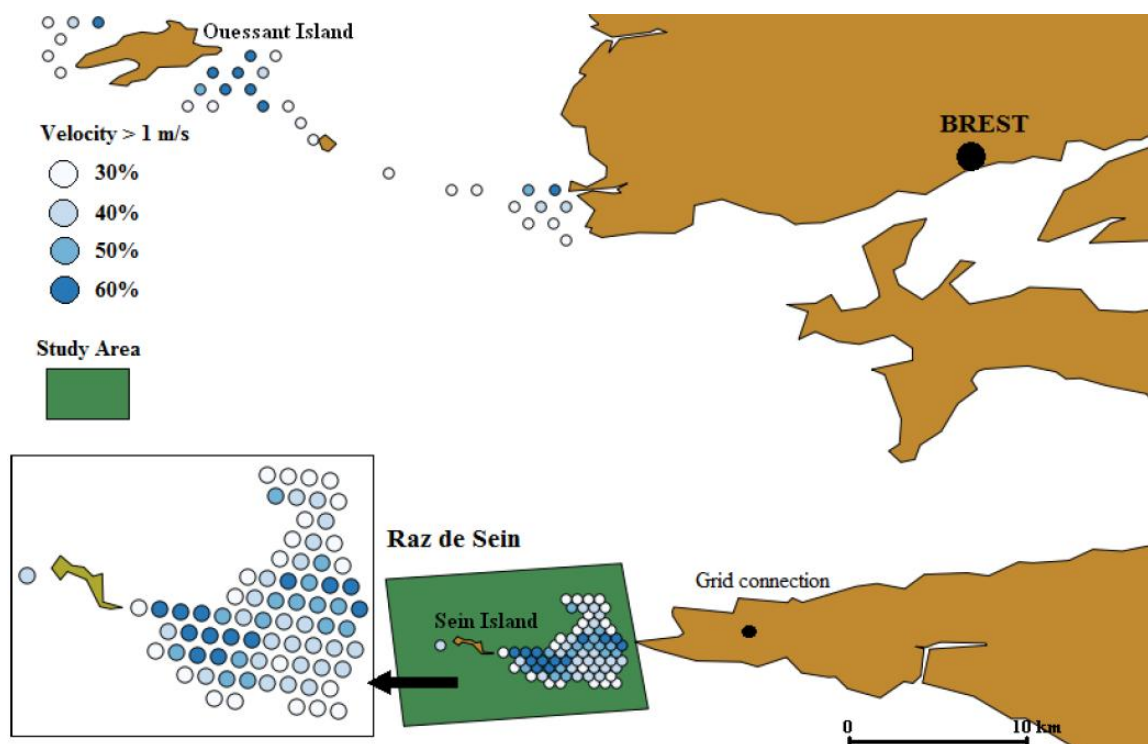


Figure 5.6 – Cas d'étude, mer d'Iroise

plusieurs activités se chevauchent constituent donc des régions à forte activité d'arts flottants et sont potentiellement sources de conflits. Trois autres contraintes de pêche sont modélisées suivant le même principe. Elles regroupent les zones de pêche au filet, les zones de chalutage et de dragage, et les zones de lignes de fonds. Les figures 5.8, 5.9 et 5.10 représentent respectivement ces dernières contraintes.

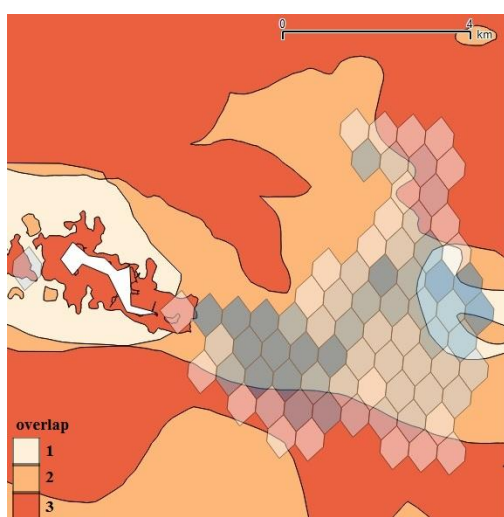


Figure 5.7 – Zones de lignes flottantes

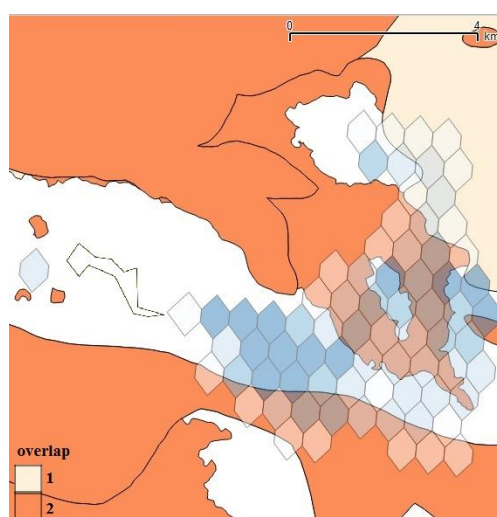


Figure 5.8 – Zones de filets

La carte multicritère combinant les quatre contraintes de pêche est réalisée par l'intersection des différentes zones. La nouvelle segmentation de l'espace est, à ce stade, caractérisée par plusieurs aires (figure 5.11) possédant quatre attributs, chacun correspondant à une contrainte de pêche. La méthode Electre III est ensuite utilisée pour

agréger les quatre attributs afin d'obtenir un classement. Le rang de la région correspond au niveau d'acceptabilité vis-à-vis des pêcheurs.

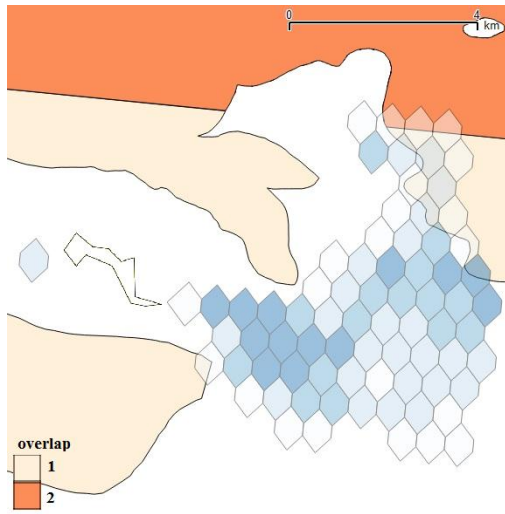


Figure 5.9 – Zones de dragage et de chalutage

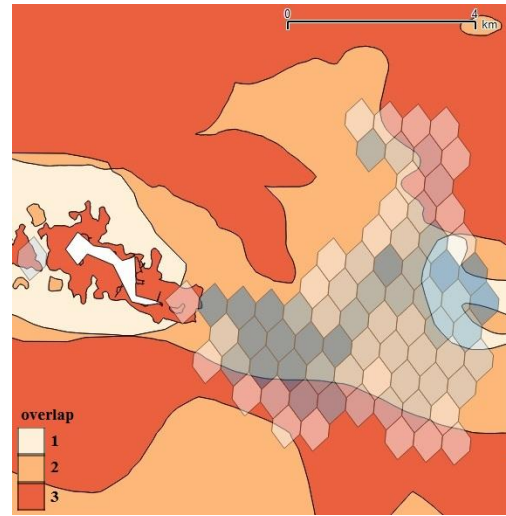


Figure 5.10 – Zones de lignes de fonds

Une des raisons pour laquelle Electre a été choisie est sa particularité à se rapprocher de la vision des décideurs par l'appréciation de plusieurs paramètres. Le paramétrage des poids de critères ainsi que des seuils pour les quatre contraintes liées aux activités de pêche est présenté dans le tableau 5.1. Les poids correspondent à l'importance accordée à la contrainte. Ainsi les lignes flottantes sont considérées comme la contrainte la moins gênante, si nous supposons que cette activité a le plus faible impact sur l'emplacement potentiel du parc d'hydroliennes. En revanche, nous supposons que les activités de chalutage et de dragage sont les plus contradictoires à l'installation de machines, un poids plus élevé leur est donc attribué. Pour un critère donné, une alternative sera préférée à une autre, dans le cas où la différence est supérieure à 1 (seuil de préférence). Le seuil de veto est fixé à 3 dans le cas où la performance sur l'un des critères est trop opposée à l'hypothèse de surclassement. Cependant il s'agit ici d'un paramétrage illustratif. Dans le cadre d'un véritable processus de planification, ces valeurs doivent être confirmées par des experts et les différents intervenants. La carte obtenue avec cette paramétrisation a permis de classer toutes les subdivisions de la zone d'étude en six catégories : la première indique les zones de conflits réduits, tandis que la sixième indique les zones où la probabilité de conflits est la plus élevée (figure 5.1). Cette carte constitue le critère d'acceptabilité sociale.

Tableau 5.1 – Valeurs des poids et des seuils pour l'agrégation des contraintes de pêche

Contraintes	Poids	Seuil d'indifférence	Seuil de préférence	Seuil de veto
Dragage/chalutage	3	0	1	3
Filets	2	0	1	3
Lignes flottantes	1	0	1	3
Lignes de fonds	2	0	1	3

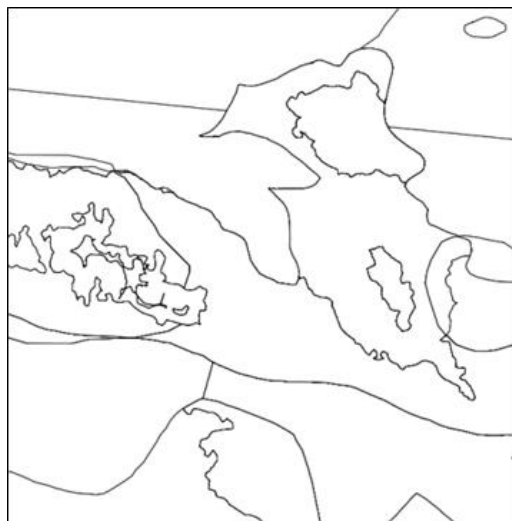


Figure 5.11 – Superposition des différentes activités de pêche

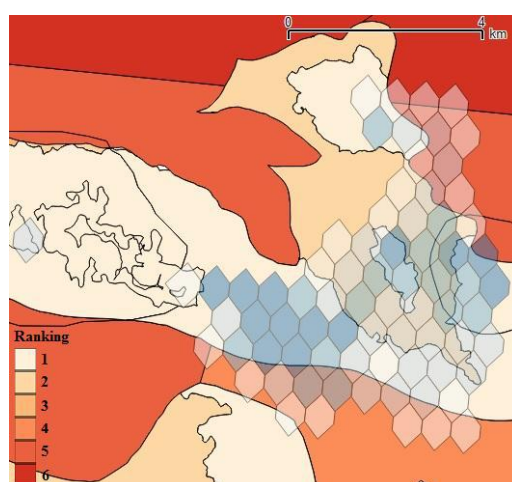


Figure 5.12 – Classification de la zone d'étude selon les activités de pêche

5.4.2 Évaluation du coût et de la production énergétique

Pour évaluer de ces deux derniers critères avec notre méthode, il est nécessaire d'effectuer une segmentation plus fine de la zone d'étude en prenant en compte les contraintes géographiques impliquées dans leur estimation. Cette nouvelle subdivision de l'espace est obtenue avec la superposition de la bathymétrie et des sites présentant des courants supérieurs à 1 m.s^{-1} pendant au moins 30% du temps sur un an.

Cartographie des sites potentiels

Les données de courant que nous utiliserons sont fournies par le SHOM. Ces données proviennent d'atlas permettant de connaître les courants pour les côtes de France Manche-Atlantique. Il s'agit de mesures prises en 2005 appartenant à l'atlas 560, correspondant à la mer d'Iroise. Les données fournies sont représentées sous formes tabulées : chaque fichier de courant comprend un en-tête et trois lignes pour chaque point de données (figure 5.13), et s'articule de la façon suivante :

- un en-tête, le nom du port de référence marée y est indiqué,

- une série de données, trois lignes par point :
 - la 1^{ère} ligne de données indique les coordonnées des points de mesure en WGS84 codés comme suit :
 - Latitude : sDDMM.mmm, positive vers le Nord
 - Longitude : sDDMM.mmm, positive vers l'Est
 - avec : s = signe, DD = degrés, MM.mmm = minutes décimales.
 - la 2^{ème} ligne de données correspond aux vecteurs vitesses de courant en vives-eaux.
 - la 3^{ème} ligne de données correspond aux vecteurs vitesses de courant en mortes-eaux.

Les vitesses sont fournies en dixièmes de nœuds pour chaque heure de marée. Ces heures sont distribuées sur une plage allant de 6 heures avant et 6 heures après la pleine mer ou la basse mer selon les indications. Un astérisque sépare les composantes Est-Ouest et Nord-Sud. Dans le cas où elles sont positives, le vecteur est dirigé vers l'Est et vers le Nord, et vers l'Ouest et le Sud si le signe est négatif.

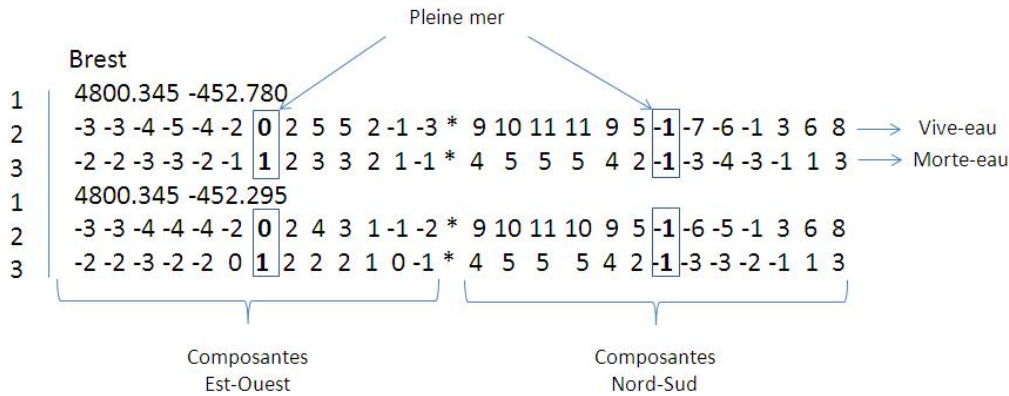


Figure 5.13 – Format des données de courant

Ces données permettent la création d'une ellipse de courant pour chaque heure grâce à un modèle développé par le SHOM sur la façade Atlantique. Ce modèle est basé sur la connaissance du coefficient de marée, cette valeur est prévisible cycle par cycle sur plusieurs années. Dans notre étude, nous calculons les vitesses de courant sur une année. Nous nous concentrerons également sur les zones à plus fort potentiel en délaissant les sites où les vitesses sont inférieures à 1 m.s^{-1} sur environ un tiers de l'année. La figure 5.6 montre les zones restantes (la résolution est moins fine pour le mesure de la région d'Ouessant).

Pour obtenir une carte vectorielle, la transformation des points est réalisée par une décomposition en polygone de Voronoi. La régularité des points de mesures donne des zones hexagonales. La subdivision finale de la zone d'étude définissant les sites d'implantation est générée par superposition des cartes de courants, de bathymétrie et d'acceptabilité. Chaque subdivision est caractérisée par le critère d'acceptabilité, une distribution de courant sur un an, puis différents paramètres nécessaires à l'évaluation de coût : la profondeur, la superficie, la distance au port et aux réseaux. La figure 5.14 montre la cartographie des sites potentiels, 180 zones d'implantation (unités spatiales) sont obtenues. Quelques modifications ont cependant été réalisées. Les unités spatiales dont la profondeur est trop faible ont été rejetées (*i.e.*, moins de 15 m). De même, les unités spatiales

de faible superficie (*i.e.*, moins de 2600 m²) ont été fusionnées à la zone jointe présentant les caractéristiques de courant similaires.

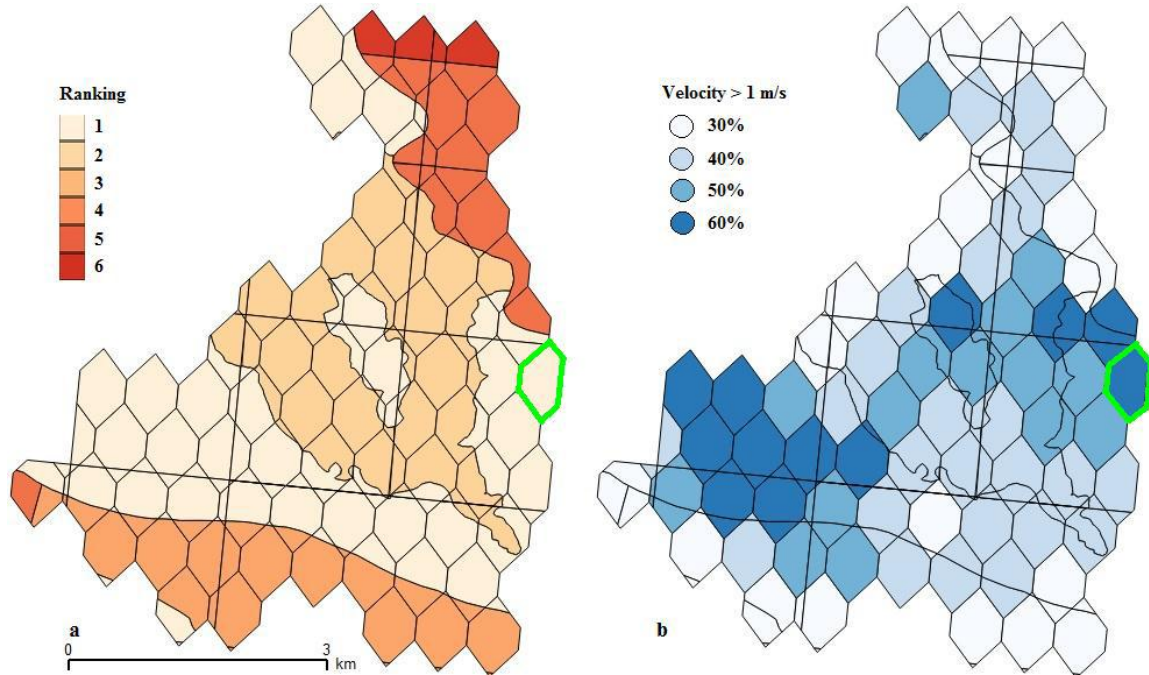


Figure 5.14 – Cartographie des sites potentiels, selon l’acceptabilité (a), selon le potentiel énergétique (b).

Évaluation des critères et optimisation des machines

Pour illustrer l’optimisation des machines et l’estimation du coût et de l’énergie produite nous nous intéressons à l’unité spatiale surlignée en vert à la figure 5.14. La zone d’étude est segmentée en plusieurs unités spatiales (sites potentiels) homogènes suivant chacun des contraintes géographiques. Ces unités spatiales sont caractérisées par plusieurs attributs. La superficie de chaque subdivision permet de définir le nombre maximal de turbines, NT_{max} , qui peuvent être installées dans l’unité spatiale ($NT_{max} \geq 1$), car l’installation d’une unique hydrolienne ne requiert pas un grand espace. Ce nombre dépend également de la distance minimale entre les machines, qui dépend du rayon R de la turbine. Les turbines sont supposées être agencées en damier avec un espacement de sept fois le diamètre. NT_{max} est donc défini comme suit :

$$NT_{max} = \frac{A_{us}}{(7D)^2} \quad (5.7)$$

où A_{us} est l’aire de l’unité spatiale.

Le rayon maximal autorisé pour une turbine installée dans une unité spatiale spécifique est désigné par R_{max} . Il est évalué en fonction de la profondeur du site d’implantation tout en prenant également en compte des marges de sécurité avec le fond et la surface. On définit R_{max} de la manière suivante :

$$2R_{max} \leq Profondeur - (Marge_{fond} + Marge_{surface}) \quad (5.8)$$

Dans le cas d'une turbine VA, le rayon du rotor correspond à la moitié de la hauteur de la turbine. La largeur de la turbine est calculée de façon à ce que sa section soit la même que celle d'une turbine HA de rayon équivalent.

L'unité spatiale considérée pour l'illustration possède une aire de 310,000 m² et une profondeur de 24 m, et est située à une distance de 48 km du port de Brest et de 10 km du point (fictif) de raccordement au réseau. Sa distribution de courant est illustrée par la figure 5.15. L'axe préférentiel (2°) de la turbine est aussi indiqué dans le cas où la machine n'est pas équipée de SPA. Une marge de sécurité avec la surface de 5 m est suggérée pour autoriser la navigation de petits navires et pour minimiser les effets de turbulence et de vagues. Une marge de sécurité de 5 m est aussi recommandée en tant que distance minimale avec le fond pour éviter des dommages avec d'éventuels débris se déplaçant sur le fond et aussi pour diminuer les effets hydrodynamiques relatifs au phénomène de couche limite [Legrand, 2009]. Sous ces conditions le rayon maximal pour la turbine est 7 m. Et le nombre de turbines maximum associé à R_{max} est de 32.

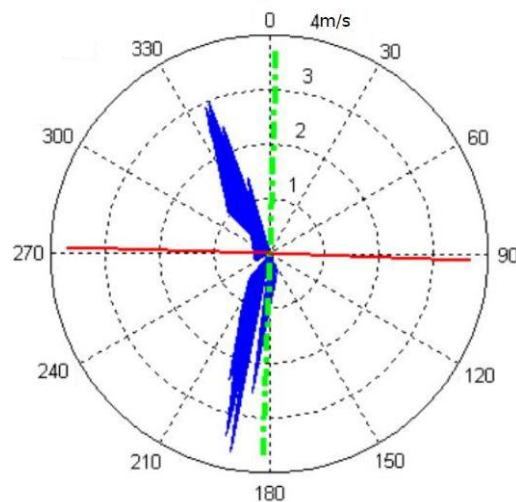


Figure 5.15 – Distribution de courant du site étudié

Plusieurs possibilités technologiques de machines sont proposées pour l'extraction de la ressource. Ces technologies permettent d'introduire un compromis entre l'efficacité d'extraction, le coût et le dimensionnement du convertisseur.

Pour la turbine, trois solutions sont envisagées :

- turbine à axe vertical (VA),
- turbine à axe horizontal avec système de pivot de l'axe (HA+SPA),
- turbine à axe horizontal sans système de pivot de l'axe (HA).

Ces technologies permettent une extraction différente des courants. En fonction des caractéristiques du courant (vitesse et orientation), la maximisation de l'énergie extraite conduit à privilégier l'une de ces trois solutions de turbine. Des compromis devront être cependant envisagés dans le cas de l'ajout d'un système d'orientation de l'axe permettant une meilleure efficacité d'extraction mais impliquant une augmentation du coût du système (composants et maintenance supplémentaires).

Pour les générateurs/convertisseurs, deux solutions sont envisagées :

- générateur asynchrone à double alimentation avec multiplicateur 3 étages

(GADA),

- générateur synchrone à aimants permanents en entraînement direct (GSAP).

Ces différentes associations sont proposées afin d'illustrer le compromis entre un système coûteux au niveau du générateur/électronique de puissance (GSAP) et la MADA, dont le coût de l'électronique de puissance est réduit de manière significative, mais qui nécessite un multiplicateur et un niveau d'entretien élevé [Benelghali, 2010].

Un algorithme génétique est utilisé pour optimiser le parc au site en fonction de la faisabilité technique et de la viabilité économique. Les paramètres retenus pour le processus d'optimisation sont présentés ci-après avec leur domaine de variation et leur pas (l'approche est suffisamment flexible pour être étendue à certains paramètres supplémentaires) :

- le type de turbine (TT) : VA, HA, HA+SPA,
- le rayon du rotor (R) : 2,5 m à R_{max} avec un pas de 0,5 m,
- le convertisseur et générateur (DT) : entraînement direct GSAP, MADA+multiplicateur,
- la puissance nominale (Pn) de DT : 0,1 à 3 MW avec un pas de 0,1 MW,
- le nombre de turbines (NT) : 1 à NT_{max} .

Le rayon minimum de la turbine a été fixé à 2,5 m, considérant les 10 m de marge de sécurité pris en compte. L'installation des machines est donc envisagée dans des profondeurs d'au moins 15 m d'où la suppression des sites de profondeur inférieure lors de l'étape précédente.

Pour l'unité spatiale considérée, le courant est caractérisé par une distribution dissymétrique. La figure 5.15 montre l'orientation idéale dans le cas d'une turbine HA sans SPA. Dans ce cas particulier, plusieurs vitesses de courant ne sont donc pas exploitées au maximum de leurs potentiels (atténuation due à l'écart avec l'axe de la turbine). Les résultats de l'algorithme d'optimisation sont présentés dans le tableau 5.2. Comme prévu, les solutions permettant de tirer parti au maximum de chacune des orientations de courant sont proposées par l'algorithme d'optimisation. Aucune solution avec une turbine VA n'a été trouvée ni avec une turbine HA. L'absence de turbine VA est compréhensible car elle est dans beaucoup de cas d'une efficacité moindre. Seules des conditions particulières de courant (plus dissymétrique que le cas actuel) pourraient justifier ce type de turbine. Cependant une solution HA avec la même conception que la configuration la moins chère (alternative 1) aurait sa place dans l'optimum de Pareto. Cette solution aurait une énergie produite inférieure et la réduction de coût et de maintenance dûs à l'absence de SPA réduirait le coût global du projet, permettant à cette solution d'être non-dominée. Une convergence un peu trop rapide de l'algorithme est peut-être la cause de l'absence de cette solution. Nous pouvons également observer que le rayon du rotor a tendance à être dimensionné au plus large de l'espace qui lui est alloué (24 m de profondeur avec 10 m de marges autorise un rayon maximal de 7 m). Une autre observation permet de noter que le coût de l'énergie décroît lorsque le nombre de turbines augmente en raison du partage de l'équipement.

Tableau 5.2 – Résultats de l’optimisation par algorithme génétique

Alternatives	Énergie (MWh/an)	Coût (M€)	Pn (MW)	R (m)	TT	NT	DT	€/MWh (20 ans)
1	1068	5.7	0.3	7	HA+SAP	1	GSAP	267
2	1210	5.8	0.4	7	HA+SAP	1	GSAP	240
3	1469	6.2	1	7	HA+SAP	1	GSAP	211
4	1478	6.3	1.1	7	HA+SAP	1	GSAP	213
5	1493	6.4	1.4	7	HA+SAP	1	GSAP	214
6	1496	6.9	2.1	7	HA+SAP	1	GSAP	231
7	2137	8.3	0.3	7	HA+SAP	2	GSAP	194
8	2420	8.4	0.4	7	HA+SAP	2	GSAP	174
9	2956	9.3	1.1	7	HA+SAP	2	GSAP	157
10	2985	9.7	1.4	7	HA+SAP	2	GSAP	162
11	2993	10.2	1.8	7	HA+SAP	2	GSAP	170
12	3205	10.8	0.3	7	HA+SAP	3	GSAP	168
13	3630	11	0.4	7	HA+SAP	3	GSAP	152
14	4407	12.2	1	7	HA+SAP	3	GSAP	138
15	4433	12.4	1.1	7	HA+SAP	3	GSAP	140
16	4478	13	1.4	7	HA+SAP	3	GSAP	145
17	4489	13.8	1.8	7	HA+SAP	3	GSAP	154
18	8867	21.6	1.1	7	HA+SAP	6	GSAP	122

5.4.3 Classement final

L’algorithme génétique, appliqué avec les mêmes paramètres, est effectué sur toutes les unités spatiales de la zone d’étude (figure 5.14). Cette étape génère un ensemble de solutions de turbines pour chaque unité spatiale (comme pour la table 5.2). Un ensemble de 2265 possibles solutions (alternatives) réparties sur les 180 unités spatiales (une moyenne de 12 solutions optimales pour chaque site) est obtenue. Chacune de ces alternatives est constituée de trois valeurs, l’énergie produite, le coût et l’acceptabilité sociale.

Electre III est appliquée pour classer ces alternatives. Les valeurs de poids et seuils utilisés dans la MCA sont présentées dans le tableau 5.3. Nous nous intéresserons à plusieurs cas pour lesquels nous accordons aux critères une importance différente en modifiant la valeurs des poids, P_C , P_E et P_A relatif au coût, à l’énergie et à l’acceptabilité. Les autres valeurs de paramètres resteront fixes. Le seuil d’indifférence pour l’énergie est ainsi fixé à 10 MWh, ce qui correspond à peu près à l’énergie annuellement nécessaire à une maison de 70 m². Cela signifie que si, pour deux alternatives, la différence de l’énergie est inférieure à 10 MWh, ces deux alternatives sont considérées comme équivalentes sur ce critère. Le seuil de préférence pour le coût est fixé à 100 k€ (ce qui est la valeur minimale entre deux alternatives en raison de l’approximation des coûts).

Nous examinons quatre cas pour illustrer notre approche. Un premier exemple soutenant un projet dont le critère de coût est fortement favorisé. P_C est alors fixé à 10 et P_E , P_A sont fixés à 1. De la même façon, on attribue un poids de 10 successivement aux deux autres critères pour créer des cas où les critères d’acceptabilité et de production énergétique sont privilégiés. Enfin un dernier exemple traite d’une situation où aucun des critères n’est plus important qu’un autre. Dans ce cas l’ensemble des poids est affecté par la même valeur. Quel que soit le cas, le classement obtenu est composé d’une solution technologique et d’un site d’implantation. La technologie attribuée à un site est

la technologie ayant le meilleur des rangs parmi l'ensemble des choix appartenant à ce même site.

Tableau 5.3 – Valeurs des poids et des seuils appliqués au classement final

Critères	Poids	Seuil d'indifférence	Seuil de préférence	Seuil de véto
Énergie	P_E	10 (MWh)	300 (MWh)	3000 (MWh)
Coût	P_C	0	0.1 (M€)	1 (M€)
Acceptabilité	P_A	0	1	3

Cas privilégiant le coût, $P_C=10$, $P_E=P_A=1$

Il s'agit dans cette partie d'une situation où l'aspect financier (coût global du projet) est plus important que les autres critères. Electre III est appliquée pour obtenir un classement des 2265 alternatives réparties sur les 180 sites potentiels d'installation. L'ensemble de ces solutions est trié en 615 rangs pour chaque unité spatiale. La différence entre le nombre d'alternatives et le nombre de rangs permet déjà de constater que beaucoup de solutions ne sont pas comparables entre elles. Sur la figure 5.16, nous pouvons apercevoir les trois meilleures alternatives, A , B et C dont les caractéristiques sont données par le tableau 5.4. Ces trois alternatives occupent la première place du classement. La théorie sur laquelle repose Electre III ne permet pas de départager ces alternatives. La seconde place dans le classement est occupée par 13 autres sites. De façon générale, nous pouvons observer que les meilleures solutions sont distribuées le long de la zone Est. Il s'agit des sites les plus proches de la côte qui minimisent les coûts d'installation et de maintenance (comptant pour une grande partie du coût global). Les trois meilleures alternatives montrent aussi l'utilisation de petites génératrices et l'installation d'une seule turbine. Ce cas montre une minimisation du coût global cependant la production électrique est elle aussi très faible.

Tableau 5.4 – Classement final pour une simulation favorisant le coût

Alternatives	Rang	Énergie (MWh/an)	Coût (M€)	Pn (MW)	R (m)	TT	NT	DT	€/MWh (20 ans)
A	1	1126	5.8	0.5	7	HA	1	MADA	258
B	1	499	5.8	0.3	7	HA	1	GSAP	581
C	1	443	5.7	0.2	9.5	HA	1	GSAP	643

Cas privilégiant l'énergie, $P_E=10$, $P_C=P_A=1$

La production énergétique est ici favorisée. L'ensemble des solutions est cette fois trié en 1339 rangs sur les 2265 alternatives. La figure 5.17 et la table 5.5 montrent respectivement le classement des différents sites de la zone d'étude et leurs technologies associées. Les meilleurs sites ont tendance à se positionner au niveau des zones à plus fort potentiel énergétique (voir figure 5.14). La quantité d'énergie produite par les différents projets est bien plus élevée que lors du cas précédent ; cependant les coûts le sont aussi. Les génératrices ont tendance à avoir une dimension plus importante et le nombre de machines peut aussi augmenter. Cette augmentation du nombre de machines et l'expansion à des

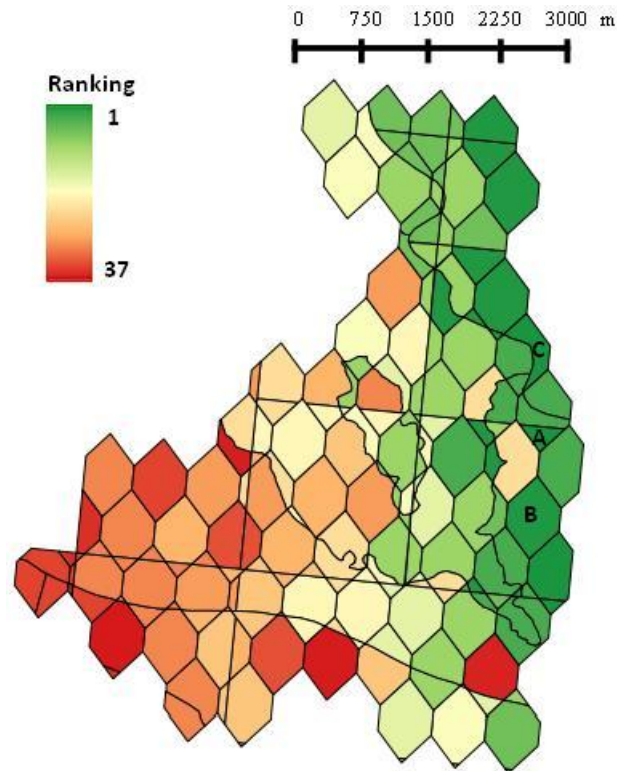


Figure 5.16 – Classement de la zone d'étude, cas favorisant le coût

sites à forts potentiels plus éloignés de la côte semblent freiner par les valeurs des seuils de coût, particulièrement celui de veto, paramétré dans Electre III. La bonne configuration de ces valeurs confirme la nécessité de faire appel à des experts.

En entrant un peu plus dans les détails du classement, nous pouvons noter le passage du premier rang au troisième rang. Cela signifie que la seconde alternative du site *A* est meilleure que la première alternative du site *B*. Le second site qui présente lui-même un élément particulier, possède comme meilleure alternative deux solutions. Ces deux configurations technologiques ne sont pas comparables pas entre elles.

Tableau 5.5 – Classement final pour une simulation favorisant l'énergie

Alternatives	Rang	Énergie (MWh/an)	Coût (M€)	P _n (MW)	R (m)	TT	NT	DT	€/MWh (20 ans)
A	1	3069	6.8	1.1	11	HA+SPA	1	GSAP	111
B1	3	3033	7.2	2.1	11	HA	1	MADA	119
B2	3	3221	7.3	2.1	11	HA	1	GSAP	113
C	4	2600	7.2	1.6	10	HA	1	GSAP	139
D	5	7426	11.9	0.6	12	HA+SPA	3	GSAP	80
E	6	7208	12	0.7	9.5	HA	3	GSAP	83
F	14	5223	9.8	0.7	12	HA+SPA	2	GSAP	94

Cas privilégiant l'acceptabilité, $P_A=10$, $P_E=P_C=1$

Nous cherchons cette fois-ci à privilégier le critère d'acceptabilité. Un classement sur 1499 rangs est obtenu. Les résultats de ce nouveau cas sont présentés par la figure 5.18 et la table 5.6. La table 5.6 met en évidence des solutions dont les coûts et les

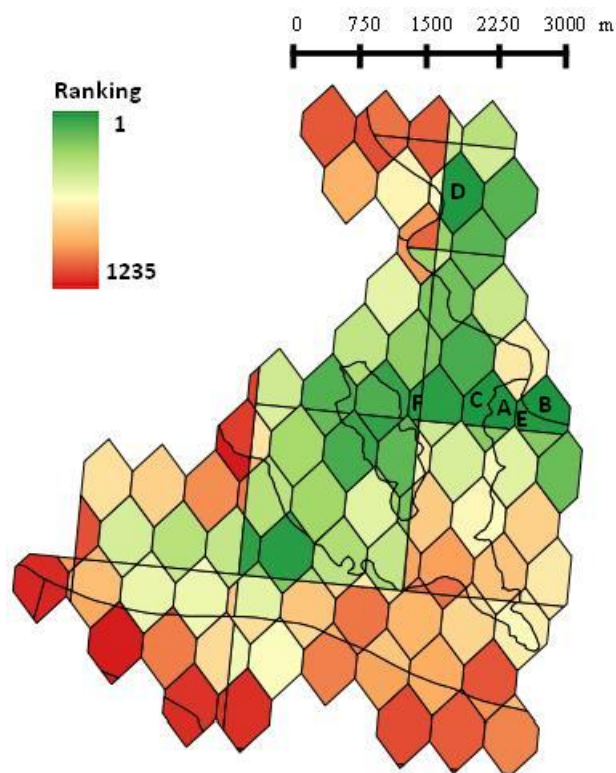


Figure 5.17 – Classement de la zone d'étude, cas favorisant l'énergie

énergies produites se situent entre les solutions obtenues lors des cas favorisant ces deux derniers critères. La figure 5.18 quant à elle ne montre pas clairement la préférence d'une installation sur des zones à faibles conflits. Les zones choisies restent plutôt du côté Est, proche de la côte.

Tableau 5.6 – Classement final pour une simulation favorisant l'acceptabilité

Alternatives	Rang	Énergie (MWh/an)	Coût (M€)	Pn (MW)	R (m)	TT	NT	DT	€/MWh (20 ans)
A	1	2229	6	0.6	11	HA	1	GSAP	135
B	2	2127	6	0.6	10.5	HA	1	GSAP	141
C	3	1818	6	0.2	11	HA+SAP	1	GSAP	165
D	5	1318	5.9	0.2	12	HA+SAP	1	GSAP	224
E	6	1532	6	0.2	11	HA+SAP	1	GSAP	196
F	7	1409	6	0.7	7	HA	1	GSAP	213
G	8	1126	5.8	0.5	7	HA	1	GSAP	258

Dans ce cas, le paramétrage d'Electre prend des valeurs de seuils pour le critère de coût qui semble trop restreinte et empêche l'expansion vers des sites plus lointains possédant une acceptabilité plus élevée. Si nous fixons des seuils d'indifférence, de préférence et de veto plus larges (leurs valeurs respectives sont 0,1, 1 et 10). Nous obtenons la figure 5.19. Cette fois-ci nous observons bien un déplacement des zones d'implantation vers le centre de la carte qui présente de meilleures valeurs d'acceptabilité. Cette exemple illustre aussi la nécessité d'un paramétrage cohérent et réaliste de la méthode d'AMC.

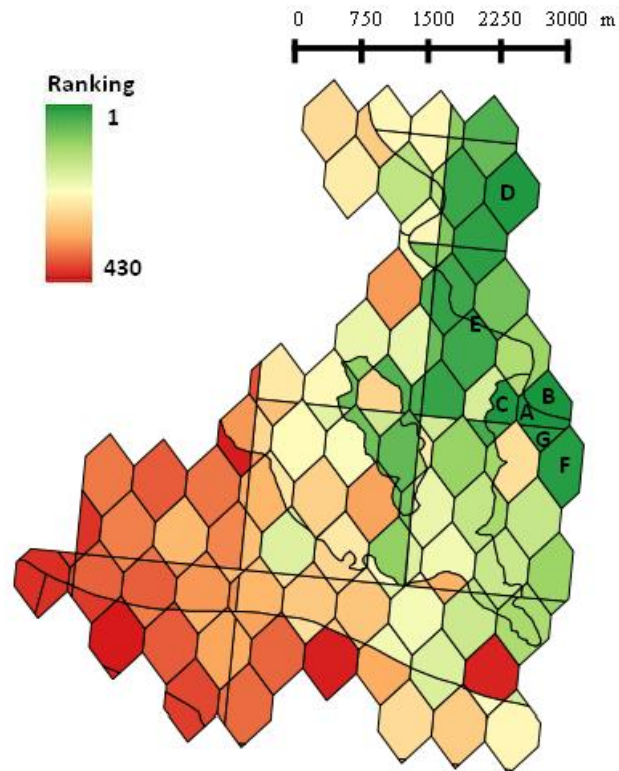


Figure 5.18 – Classement de la zone d'étude, cas favorisant l'acceptabilité

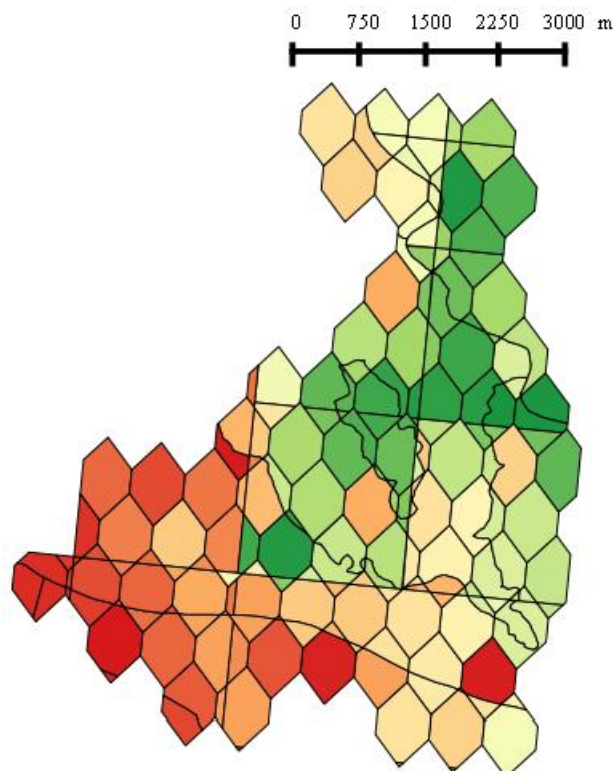


Figure 5.19 – Classement de la zone d'étude, cas favorisant l'acceptabilité avec des seuils de coût plus larges

Cas ne privilégiant aucun des critères, $P_C = P_E = P_A = 1$

Dans ce cas l'importance accordée aux critères est équivalente. Le nombre de rangs dans le classement est de 1944. La figure 5.20 et la table 5.7 montrent des solutions dont

les coûts et les énergies produites se positionnent à peu près entre les solutions obtenues lors des cas favorisant ces deux critères. Les premières alternatives ont tendance également à se positionner dans des zones pour lesquelles le niveau d'acceptabilité est fort. Dans le cas où aucune priorité n'est donnée aux critères, nous rappelons que la méthode d'AMC Electre IV est a priori plus appropriée.

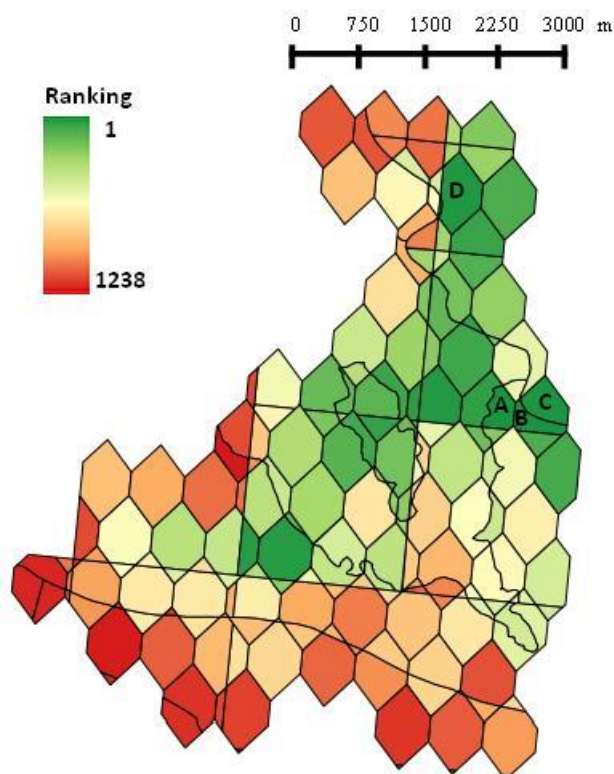


Figure 5.20 – Classement de la zone d'étude, cas favorisant ne aucun des critères

Tableau 5.7 – Classement final pour une simulation ne favorisant aucun des critères

Alternatives	Rang	Énergie (MWh/an)	Coût (M€)	Pn (MW)	R (m)	TT	NT	DT	€/MWh (20 ans)
A	1	2710	6.3	0.5	11	HA+SPA	1	GSAP	116
B	2	2403	6.1	0.7	11	HA	1	GSAP	127
C	3	2127	6	0.6	10.5	HA	1	GSAP	141
D	6	7426	11.9	0.6	12	HA+SPA	3	GADA	801

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une méthodologie dédiée à la recherche de site et l'optimisation de parc EMR. Cette méthode a été illustrée dans le cadre d'un projet d'implantation d'hydroliennes. Dans cette approche trois critères ont été utilisés dans le processus d'aide à la décision, le coût, la production énergétique et l'acceptabilité.

Premièrement notre méthodologie consiste à segmenter et classifier la zone d'étude suivant des contraintes spatiales. Ces contraintes participent dans notre cas à la construction du critère d'acceptabilité sociale contraint ici par différentes activités de pêche. Electre III a été appliqué pour réaliser cette étape. Pour chaque subdivision de la zone

d'étude, plusieurs types d'hydroliennes ont été ensuite évalués en utilisant une optimisation par algorithme génétique dont la fonction objectif prend en compte les critères de coût et d'énergie produite. Pour finir une classification des zones et des configurations d'hydroliennes sur les trois critères a été effectuée en appliquant à nouveau Electre III. Plusieurs exemples de scénarios ont été proposés en modifiant l'importance des critères et ont souligné la nécessité de l'importance du paramétrage dans de la méthode d'AMC. Malgré la différence de scénarios, certains des sites d'implantation se trouvent toujours parmi les meilleures solutions, elles constituent donc des sites à privilégier quelle que soit l'importance relative accordée aux critères.

Dans les différents cas d'étude aucune information sur le budget alloué à l'installation d'un parc d'hydrolienne n'a été considérée. Comme le coût est un critère minimisé, les alternatives générées comme meilleures solutions ont tendance à être des projets ayant un plus faible coût (c'est-à-dire une seule turbine). Cependant, si un budget est alloué, on peut rechercher dans le classement un projet pour lequel le montant alloué correspond au mieux. Cela montre le rôle de l'aide à la décision dans notre approche. Le classement final fournit une classification ordonnée des solutions possibles. La décision finale reste toutefois dans les mains du décideur. Une autre méthode pourrait consister à considérer directement comme critère économique, la différence entre le budget alloué et le coût du projet, un des objectifs de l'optimisation serait alors de minimiser cette valeur.

Conclusion générale

La recherche présentée dans cette thèse introduit une approche dont l'objectif est d'apporter une aide au choix d'installation de parcs d'énergie marine et l'identification des solutions techniques les plus appropriées. Dans cette conclusion nous résumons le travail effectué en soulignant les apports des différentes méthodes utilisées pour réaliser notre objectif. Les limites de ces méthodes sont également présentées, tout comme les possibles modifications à prendre en compte. Nous explorerons en particulier quelques pistes d'amélioration des modèles et des outils d'analyse développés.

Synthèse et Contribution

Le travail effectué dans cette thèse a permis l'élaboration d'une méthodologie d'aide à la décision dont les objectifs sont de répondre à deux problèmes principaux :

- la recherche d'un site d'installation d'un parc d'énergies marines pouvant fournir une quantité d'énergie suffisamment intéressante pour être exploitable dans des conditions raisonnables mais dont l'emplacement géographique est accepté en limitant les différents conflits d'intérêts,
- l'implantation d'un ensemble de machines dont les paramètres de dimensionnement et les technologies offrent les meilleurs compromis coût/énergie produite afin de répondre aux besoins croissants d'énergies marines à des coûts acceptables.

L'examen de ces objectifs met en évidence plusieurs problèmes. Une problématique de nature spatiale et une autre de nature technique reposant en particulier sur des critères économiques. Plusieurs contraintes sont donc à prendre en considération pour accompagner le processus de décision. L'utilisation de SIG s'avère une approche adaptée à l'élaboration et à la mise en œuvre de méthodes d'analyse spatiale. Ces outils doivent cependant être renforcés pour prendre en compte la dimension décisionnelle. La recherche de machines disposant d'une technologie adaptée aux conditions du lieu d'installation et présentant des paramètres de dimensionnement permettant d'une part de maximiser la production énergétique, et d'autre part de minimiser les coûts, nous a également orienté vers la recherche d'un outil d'optimisation. Pour répondre à ces problématiques, une approche intégrant et combinant un SIG avec une méthode d'analyse multicritères et un algorithme d'optimisation a été développée.

Afin d'évaluer les critères d'ordre économique, des modélisations de la production énergétique et du coût d'un projet d'installation d'un parc d'énergie marine ont été réalisées. L'estimation de la production est calculée par l'intermédiaire de plusieurs modèles :

- un modèle d'estimation de la ressource, illustré pour des solutions hydroliennes.

- Il s'agit du modèle proposé par le SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine) pour la côte Atlantique. Ce modèle permet de connaître la vitesse et la direction des courants à chaque heure. Un modèle plus classique de la ressource éolienne est proposé ;
- un modèle de performance qui varie suivant les technologies hydroliennes et leurs composants. Ces technologies permettent de définir la façon dont la ressource est exploitée (turbine, système d'orientation, chaîne de conversion). Les efficacités et les coefficients de puissance des principaux composants sont aussi pris en compte ;
 - un modèle de probabilité de pannes est également intégré afin d'évaluer les périodes de non-fonctionnement des machines.

Un outil d'optimisation est associé à l'évaluation de ces modèles pour proposer les machines les plus adaptées. Un algorithme génétique a été choisi en raison de sa capacité à gérer des problèmes d'optimisation non-linéaires et présentant un haut degré combinatoire. Un tel algorithme se prête particulièrement bien à l'optimisation multi-objectifs avec l'introduction d'optimum de Pareto. Il permet aussi de réduire le nombre d'alternatives lors du passage à l'analyse multicritère.

La méthode d'analyse multicritère choisie est Electre III. Nous avons utilisé cette méthode car elle permet de répondre à une problématique de hiérarchisation des alternatives. Son utilisation tient également compte d'un certain degré d'incertitude dans le processus de décision. Une série de paramètres autorise ainsi d'intégrer un part de la sensibilité humaine qui est inhérente à la plupart des évaluations de décision. Cette méthode d'analyse multicritères est appliquée à plusieurs niveaux dans notre approche :

- pour la construction des critères géographiques, cette méthode est en effet employée pour agréger les différentes contraintes géographiques. Elle constitue une première étape dans notre approche permettant de segmenter la zone de recherche pour prédéfinir les principaux sites d'installation en fonction des contraintes spatiales. Dans le travail présenté, cette étape est illustrée par la modélisation de l'acceptabilité sociale. Cette modélisation vise une segmentation de l'espace maritime selon son potentiel à réduire les conflits ;
- dans le processus de décision final incluant les critères de coût, de production et d'acceptabilité. Il s'agit de la dernière étape de notre approche où un classement des différentes régions de l'espace maritime, auxquelles une machine optimisée est associée, est obtenu.

Notre approche permet de prendre en compte les éléments dont peuvent disposer les outils de planification de l'espace maritime et également des outils d'optimisation de parc et de turbines. Nous avons présenté une méthodologie qui autorise la combinaison des éléments de ces deux types d'outils ; Toutefois des améliorations dans les modèles et dans les applications peuvent être réalisées pour l'obtention d'un outil complet et sa mise en œuvre.

Perspectives

Trois critères ont été pris en considération pour illustrer notre approche. Des améliorations pour la modélisation de ces critères restent de possibles perspectives à explorer pour perfectionner les résultats.

Le critère d'acceptation sociale a été limité dans ce travail aux zones de pêche, cependant des contraintes géographiques supplémentaires peuvent et doivent être prises en compte dans la méthodologie. L'ajout de nouvelles contraintes spatiales engendre une subdivision plus précise de la zone d'étude. Ces contraintes peuvent être les activités nautiques ou les routes de commerce maritime qui sont d'importantes données à prendre en considération car il s'agit, tout comme les activités de pêche, d'un des principaux freins au développement des EMR. Cependant, l'intégration de critères spatiaux supplémentaires dans la zone d'étude est susceptible d'augmenter le nombre de subdivisions spatiales et de diminuer la superficie des sites potentiels d'implantation. La conséquence est alors une réduction du nombre de turbines pouvant être installées par subdivisions spatiales. Certaines techniques de classification et d'agrégation spatiales, ainsi que l'idée de partage de plusieurs technologies sur différents sites à proximité constituent des pistes à explorer. La modélisation de certaines activités comme la pêche peut également être enrichie par les caractéristiques saisonnières des différentes pratiques considérées afin d'affiner la granularité de la dimension temporelle.

L'estimation des coûts a été essentiellement fondée sur l'extrapolation de données provenant des connaissances actuelles issues de l'éolien offshore. Les paramètres utilisés dans le modèle proposé peuvent aussi être modifiés dès que des premiers retours d'expérience sur les hydroliennes seront disponibles. De même, une évaluation plus rigoureuse de la production énergétique pourra être obtenue avec une meilleure connaissance de l'efficacité et des taux de pannes de chaque composant en conditions opérationnelles. La probabilité des pannes est également considérée comme uniforme tout au long de l'année. Une distribution saisonnière peut être envisagée. Un positionnement plus précis des turbines sur chaque site d'installation est aussi une possibilité d'amélioration pour accroître l'efficacité du parc.

D'autres critères, tels que les contraintes environnementales, pourront être pris en compte dans la poursuite des travaux. L'évaluation par l'analyse de cycle de vie d'un parc permettrait d'évaluer les bilans carbone et énergie de la construction d'un parc EMR. Une restriction sur des zones sensibles (protection de la faune et de la flore sur des zones non classifiées et limitation de la modification de la sédimentation par exemple) sont d'autres contraintes à envisager.

Un questionnement sur les différentes méthodes d'analyses est également à étudier. Electre III a montré son utilité dans notre approche. Cependant le système de classification peut sembler trop exhaustif. L'utilisation de la méthode Electre Tri permettrait de simplifier la visualisation des résultats avec un système de tri plus lisible. Cependant l'utilisation de ces méthodes nécessite clairement une bonne compréhension du paramétrage qui ne peut s'effectuer sans l'avis d'experts ou d'une bonne connaissance de l'environnement économique. Une étude de la performance de l'algorithme génétique utilisé est également une étape à explorer dans les travaux futurs. Une comparaison des résultats obtenus avec différents algorithmes d'approximation (recuit simulé par exemple) et des méthodes exactes (la méthode Branch and Bound) pourrait permettre d'améliorer les résultats et les temps de calculs.

Les énergies marines renouvelables sont assurément un moyen de s'affranchir d'une partie de la production d'énergie provenant de ressources fossiles et de répondre à une demande toujours croissante d'électricité. Cependant, à l'instar des autres sources d'énergie,

non-renouvelable ou bien renouvelable terrestre, les développements des EMR se heurtent à de multiples freins. Le premier de ces ralentissements est d'ordre économique. Comme pour la plupart des nouvelles technologies arrivant sur le marché, les coûts de développement et de production restent encore élevés. Même si les effets positifs sur l'environnement sont certains, l'acceptabilité passe en premier par la consommation d'une énergie à un tarif raisonnable. Un autre principal ralentissement au développement de parc EMR est d'ordre social. L'insertion d'une nouvelle activité peut créer des conflits d'usages. Si l'un des objectifs est de fournir une énergie plus propre, les impacts sur l'environnement local du parc sont aussi des contraintes supplémentaires. Dans ce cadre, nous avons un besoin continu d'outils d'analyse et d'aide la décision adaptés à l'actualité des technologies afin de faciliter les concertations et gérer les différentes contraintes pouvant freiner leur développement.

Bibliographie

- [Aarts et Korst, 1988] Aarts, E. et Korst, J. (1988). *Simulated annealing and Boltzmann machines : a stochastic approach to combinatorial optimization and neural computing*. Wiley.
- [Aarts *et al.*, 2005] Aarts, E., Korst, J., et Michiels, W. (2005). *Simulated annealing*. Springer.
- [Abdelli, 2007] Abdelli, A. (2007). *Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive*. Rapport de thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse-INPT.
- [Abonnel *et al.*, 2007] Abonnel, C., Clément, A., Fichaux, N., Gauthier, A., Majastre, H., Multon, B., Maître, T., et Ruer, J. (2007). Énergie des mers. IFREMER-ECRIN, Sea Tech Week.
- [Ackermann *et al.*, 2005] Ackermann, T. *et al.* (2005). *Wind power in power systems*, volume 140. Wiley Online Library.
- [Adaramola et Krogstad, 2011] Adaramola, M. et Krogstad, P.-Å. (2011). Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance. *Renewable Energy*, 36(8) :2078–2086.
- [ADEME, 2009] ADEME (2009). *Feuille de route sur les énergies renouvelables marines*. Rapport technique, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.
- [Andrawus, 2008] Andrawus, J. A. (2008). *Maintenance optimisation for wind turbines*. Rapport de thèse de doctorat, The Robert Gordon University.
- [Anselin, 1994] Anselin, L. (1994). Exploratory spatial data analysis and geographic information systems. *New tools for spatial analysis*, 54.
- [Armstrong, 1993] Armstrong, M. P. (1993). Perspectives on the development of group decision support systems for locational problem-solving. *Journal of Geographical Systems*, pp 69–71.
- [Ascough Ii *et al.*, 2008] Ascough Ii, J., Maier, H. R., Ravalico, J. K., et Strudley, M. (2008). Future research challenges for incorporation of uncertainty in environmental and ecological decision-making. *Ecological modelling*, 219(3) :383–399.
- [Azzabi, 2010] Azzabi, L. (2010). *Contribution à l'amélioration d'un système de production : intégration de la méthode Six Sigma et approche multicritère d'aide à la décision dans Sidelec internationale*. Rapport de thèse de doctorat, Université d'Angers.
- [Bailey et Gatrell, 1995] Bailey, T. C. et Gatrell, A. C. (1995). *Interactive spatial data analysis*, volume 413. Longman Scientific & Technical Essex.
- [Bang *et al.*, 2008] Bang, D., Polinder, H., Shrestha, G., et Ferreira, J. A. (2008). Review of generator systems for direct-drive wind turbines. In *European Wind Energy Conference 2008*, pp 1–11, Belgium.

- [Beasley *et al.*, 1993] Beasley, D., Martin, R., et Bull, D. (1993). An overview of genetic algorithms : Part 1. fundamentals. *University computing*, 15 :58–58.
- [Beasley et Chu, 1996] Beasley, J. E. et Chu, P. C. (1996). A genetic algorithm for the set covering problem. *European Journal of Operational Research*, 94(2) :392–404.
- [Ben Mena, 2000] Ben Mena, S. (2000). Introduction aux méthodes multicritères d'aide à la décision. *Biotechnol. Agron. Soc. Environ*, 4(2) :83–93.
- [Benelghali, 2010] Benelghali, S. (2010). *On multiphysics modeling and control of marine current turbine systems*. Rapport de thèse de doctorat, Université de Bretagne Occidentale.
- [Benelghali *et al.*, 2007a] Benelghali, S., Balme, R., Le Saux, K., Benbouzid, M., Charpentier, J., et Hauville, F. (2007a). A simulation model for the evaluation of the electrical power potential harnessed by a marine current turbine. *Oceanic Engineering, IEEE Journal of*, 32(4) :786–797.
- [Benelghali *et al.*, 2007b] Benelghali, S., Benbouzid, M., et Charpentier, J. (2007b). Marine tidal current electric power generation technology : State of the art and current status. In *Electric Machines & Drives Conference, 2007. IEMDC'07. IEEE International*, volume 2, pp 1407–1412. IEEE.
- [Besnard *et al.*, 2009] Besnard, F., Patrikssont, M., Strombergt, A.-B., Wojciechowski, A., et Bertling, L. (2009). An optimization framework for opportunistic maintenance of offshore wind power system. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp 1–7. IEEE.
- [Bland et Dawson, 1991] Bland, J. et Dawson, G. (1991). Tabu search and design optimization. *Computer-aided design*, 23(3) :195–201.
- [Bonnans *et al.*, 2006] Bonnans, J.-F., Gilbert, J. C., Lemaréchal, C., et Sagastizábal, C. A. (2006). *Numerical optimization : theoretical and practical aspects*. Springer.
- [Bywaters *et al.*, 2004] Bywaters, G., John, V., Lynch, J., Mattila, P., Norton, G., Stowell, J., Salata, M., Labath, O., Chertok, A., et Hablani, D. (2004). *Northern Power Systems WindPACT drive train alternative design study report*. NREL, Golden, Colorado, Report no. NREL/SR-500-35524.
- [Chakhar, 2006] Chakhar, S. (2006). *Cartographie décisionnelle multicritère : formalisation et implémentation informatique*. Rapport de thèse de doctorat, Université Paris Dauphine-Paris IX.
- [Chakhar et Martel, 2003] Chakhar, S. et Martel, J.-M. (2003). Enhancing geographical information systems capabilities with multi-criteria evaluation functions. *Journal of Geographic Information and Decision Analysis*, 7(2) :47–71.
- [Chakhar et Mousseau, 2008] Chakhar, S. et Mousseau, V. (2008). Gis-based multicriteria spatial modeling generic framework. *International Journal of Geographical Information Science*, 22(11-12) :1159–1196.
- [Chen *et al.*, 1998] Chen, H., Shankaranarayanan, G., She, L., et Lyer, A. (1998). *A machine learning approach to inductive query by examples : an experiment using relevance feedback, ID3, genetic algorithms, and simulated annealing*. Rapport technique, DTIC Document.
- [Chen *et al.*, 2009] Chen, Z., Guerrero, J. M., et Blaabjerg, F. (2009). A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 24(8) :1859–1875.

- [Church, 2002] Church, R. L. (2002). Geographical information systems and location science. *Computers & Operations Research*, 29(6) :541–562.
- [Clerc et Siarry, 2004] Clerc, M. et Siarry, P. (2004). Une nouvelle métaheuristique pour l'optimisation difficile : la méthode des essais particuliers. *J3eA*, 3 :007.
- [Couclelis et Monmonier, 1995] Couclelis, H. et Monmonier, M. (1995). Using suss to resolve nimby : How spatial understanding support systems can help with the "not in my back yard" syndrome. *Geographical Systems*, 2(2) :83–101.
- [Cowen, 1988] Cowen, D. J. (1988). Gis versus cad versus dbms : What are the differences? *Photogramm. Eng. Remote Sens.*, 54(11) :1551–1555.
- [Dantzig, 1987] Dantzig, G. (1987). *Origins of the Simplex Method*. Technical report Stanford University. Defense Technical Information Center.
- [De Jong, 1988] De Jong, K. (1988). Learning with genetic algorithms : An overview. *Machine learning*, 3(2-3) :121–138.
- [De Jong *et al.*, 1993] De Jong, K., Spears, W., et Gordon, D. (1993). *Using genetic algorithms for concept learning*, volume 13. Machine Learning, Kluwer Academic Publishers.
- [De Montis *et al.*, 2004] De Montis, A., De Toro, P., Droste-Franke, B., Omann, I., et Stagl, S. (2004). Assessing the quality of different mcda methods. *Alternatives for environmental valuation*, pp 99–184.
- [Dincer, 2000] Dincer, I. (2000). Renewable energy and sustainable development : a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4(2) :157–175.
- [Diveux *et al.*, 2001] Diveux, T., Sebastian, P., Bernard, D., Puiggali, J., et Grandidier, J. (2001). Horizontal axis wind turbine systems : optimization using genetic algorithms. *Wind Energy*, 4(4) :151–171.
- [Djebbari *et al.*, 2014] Djebbari, S., Charpentier, J. F., Scuiller, F., et Benbouzid, M. (2014). A systemic design methodology of pm generators for fixed-pitch marine current turbines. In *Green Energy, 2014 International Conference on*, pp 32–37. IEEE.
- [Fingersh *et al.*, 2006] Fingersh, L. J., Hand, M. M., et Laxson, A. S. (2006). *Wind turbine design cost and scaling model*. Rapport, National Renewable Energy Laboratory Golden, CO.
- [Flemming, 2005] Flemming, B. (2005). Tidal environments. In *Encyclopedia of Coastal Science*, pp 954–958. Springer.
- [Fletcher, 2013] Fletcher, R. (2013). *Practical methods of optimization*. John Wiley & Sons.
- [Foote et Lynch, 1996] Foote, K. E. et Lynch, M. (1996). Geographic information systems as an integrating technology : context, concepts, and definitions. In *The Geographer's Craft Project, Department of Geography, University of Texas at Austin*.
- [Fotheringham et Rogerson, 2008] Fotheringham, A. S. et Rogerson, P. A. (2008). *The SAGE handbook of spatial analysis*. SAGE Publications, London.
- [Fotheringham et Rogerson, 2013] Fotheringham, S. et Rogerson, P. (2013). *Spatial Analysis And GIS*. Technical issues in geographic information systems. Taylor & Francis.
- [Fraenkel, 2004] Fraenkel, P. (2004). Marine current turbines : feedback on experience so far. In *Seatech Week, Brest, CDRom proc., 20-21*.

- [Fraenkel, 2007] Fraenkel, P. (2007). Marine current turbines : pioneering the development of marine kinetic energy converters. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A : Journal of Power and Energy*, 221(2) :159–169.
- [Fuglsang *et al.*, 2002] Fuglsang, P., Bak, C., Schepers, J., Bulder, B., Cockerill, T., Claiden, P., Olesen, A., et van Rossen, R. (2002). Site-specific design optimization of wind turbines. *Wind Energy*, 5(4) :261–279.
- [Gerrad, 2001] Gerrad, H. (2001). Offshore wind energy ready to power a sustainable europe. concerted action on offshore wind energy in europe : Final report. Concerted Action on offshore Wind Energy in Europe : Final Report.
- [Giannoulis et Ishizaka, 2010] Giannoulis, C. et Ishizaka, A. (2010). A web-based decision support system with ELECTRE III for a personalised ranking of british universities. *Decision Support Systems*, 48(3) :488–497.
- [Goodchild, 1992] Goodchild, M. F. (1992). Geographical information science. *International Journal of Geographical Information Systems*, 6(1) :31–45.
- [Goodchild et Longley, 1999] Goodchild, M. F. et Longley, P. (1999). The future of GIS and spatial analysis. *Geographical information systems*, 1 :567–580.
- [Green *et al.*, 2007] Green, J., Bowen, A., Fingersh, L. J., Wan, Y., *et al.* (2007). Electrical collection and transmission systems for offshore wind power. In *Offshore technology conference*, volume 30. Offshore Technology Conference.
- [Griffin, 2001] Griffin, D. A. (2001). *WindPACT Turbine Design Scaling Studies Technical Area 1æComposite Blades for 80-to 120-Meter Rotor*. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-500-29492, Golden, CO. A. 2.1.
- [Hansen *et al.*, 2002] Hansen, L. H., Helle, L., Blaabjerg, F., Ritchie, E., Munk-Nielsen, S., Bindner, H. W., Sørensen, P. E., et Bak-Jensen, B. (2002). *Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines*. Rapport RisøNational Laboratory, Roskilde, Denmark.
- [Harris *et al.*, 1995] Harris, T. M., Weiner, D., Warner, T. A., et Levin, R. (1995). Pursuing social goals through participatory geographic information. In *Ground Truth : The Social Implications of Geographic Information Systems*, pp 196–222. Guilford Press.
- [Hau, 2006] Hau, E. (2006). *Wind Turbines : Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer.
- [Henderson, 2001] Henderson, A. (2001). *Offshore Wind Energy-Ready to Power a Sustainable Europe*. Rapport technique, EU Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe. Disponible sur <http://www.offshorecenter.dk/log/bibliotek/offshore%20wind%20energy%20ready%20to%20power.PDF> , dernière consultation le 12.03.2014].
- [Herman, 2002] Herman, S. (2002). *Offshore wind farms : Analysis of transport and installation costs*. Energy research Centre of the Netherlands ECN, Petten.
- [Herva et Roca, 2013] Herva, M. et Roca, E. (2013). Review of combined approaches and multi-criteria analysis for corporate environmental evaluation. *Journal of Cleaner Production*, 39 :355–371.
- [Holland, 1975] Holland, J. (1975). *Adaptation in natural and artificial systems : an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*. University of Michigan Press.

- [Hugget *et al.*, 1999] Hugget, A., Sebastian, P., et Nadeau, J.-P. (1999). Global optimization of a dryer by using neural networks and genetic algorithms. *AIChE journal*, 45(6) :1227–1238.
- [Jankowski, 1995] Jankowski, P. (1995). Integrating geographical information systems and multiple criteria decision-making methods. *International journal of geographical information systems*, 9(3) :251–273.
- [Jankowski et Nyerges, 2001] Jankowski, P. et Nyerges, T. (2001). GIS-supported collaborative decision making : results of an experiment. *Annals of the Association of American Geographers*, 91(1) :48–70.
- [Jankowski et Stasik, 1997] Jankowski, P. et Stasik, M. (1997). Design considerations for space and time distributed collaborative spatial decision making. *Journal of Geographic Information and Decision Analysis*, 1(1) :1–8.
- [Joerin, 1998] Joerin, F. (1998). *Décider sur le territoire, proposition d'une approche par utilisation de systèmes d'information géographique et de méthodes d'analyse multicritère*. Rapport de thèse de doctorat, Département de Génie Rural, Ecole Polytechnique fédérale de Lausanne, Suisse.
- [Johansson et Burnham, 1993] Johansson, T. B. et Burnham, L. (1993). *Renewable energy : sources for fuels and electricity*. Island Press.
- [Johnson, 1985] Johnson, G. (1985). *Wind energy systems*. Prentice-Hall Englewood Cliffs (NJ).
- [Jourden et Marchand, 2009] Jourden, G. et Marchand, P. (2009). *Des énergies marines en Bretagne : à nous de jouer!* Rapport Conseil économique et social de Bretagne, Région Bretagne.
- [Kaiser et Snyder, 2012] Kaiser, M. et Snyder, B. (2012). Modeling the decommissioning cost of offshore wind development on the us outer continental shelf. *Marine Policy*, 36(1) :153–164.
- [Kaiser et Snyder, 2010] Kaiser, M. J. et Snyder, B. (2010). Offshore wind energy installation and decommissioning cost estimation in the us outer continental shelf. *US Dept. of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, Herndon, VA TA&R*, 648.
- [Kaiser et Snyder, 2013] Kaiser, M. J. et Snyder, B. F. (2013). Modeling offshore wind installation costs on the us outer continental shelf. *Renewable Energy*, 50 :676–691.
- [Keeney et Raiffa, 1993] Keeney, R. L. et Raiffa, H. (1993). *Decisions with multiple objectives : preferences and value trade-offs*. Cambridge university press.
- [Kennedy et Eberhart, 1995] Kennedy, J. et Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. In *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference on*, volume 4, pp 1942–1948 vol.4. IEEE.
- [Kersten, 1997] Kersten, G. E. (1997). Support for group decisions and negotiations an overview*. In *Multicriteria analysis*, pp 332–346. Springer.
- [Kersten, 2003] Kersten, G. E. (2003). e-democracy and participatory decision processes : lessons from e-negotiation experiments. *Journal of Multi-Criteria Decision Analysis*, 12(2-3) :127–143.
- [Khan *et al.*, 2009] Khan, M., Bhuyan, G., Iqbal, M., et Quaiocoe, J. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for

- river and tidal applications : A technology status review. *Applied Energy*, 86(10) :1823–1835.
- [Kiker *et al.*, 2005] Kiker, G. A., Bridges, T. S., Varghese, A., Seager, T. P., et Linkov, I. (2005). Application of multicriteria decision analysis in environmental decision making. *Integrated environmental assessment and management*, 1(2) :95–108.
- [Laaribi *et al.*, 1996] Laaribi, A., Chevallier, J., et Martel, J.-M. (1996). A spatial decision aid : a multicriterion evaluation approach. *Computers, environment and urban systems*, 20(6) :351–366.
- [Le Guyader, 2012] Le Guyader, D. (2012). *Modélisation des activités humaines en mer côtière*. Rapport de thèse de doctorat, Université de Bretagne occidentale-Brest.
- [Le Tixerant *et al.*, 2011] Le Tixerant, M., Gourmelon, F., Tissot, C., et Brosset, D. (2011). Modelling of human activity development in coastal sea areas. *Journal of Coastal Conservation*, 15(4) :407–416.
- [Legrand, 2009] Legrand, C. (2009). *Assessment of Tidal Energy Resource : Marine Renewable Energy Guides*. Rapport technique, European Marine Energy Centre, London, UK.
- [Løken, 2007] Løken, E. (2007). Use of multicriteria decision analysis methods for energy planning problems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(7) :1584–1595.
- [Longley *et al.*, 1999] Longley, P. A., Goodchild, M. F., Maguire, D. J., et Rhind, D. W. (1999). *Geographical Information Systems : Volume 1-Principles and Technical Issues*. John Wiley & Sons.
- [Maguire, 1991] Maguire, D. J. (1991). An overview and definition of gis. *Geographical Information Systems : principles and applications*, 1 :9–20.
- [Malczewski, 1999] Malczewski, J. (1999). *GIS and multicriteria decision analysis*. John Wiley & Sons.
- [Malczewski, 2004] Malczewski, J. (2004). Gis-based land-use suitability analysis : a critical overview. *Progress in planning*, 62(1) :3–65.
- [Malczewski, 2006] Malczewski, J. (2006). Gis-based multicriteria decision analysis : a survey of the literature. *International Journal of Geographical Information Science*, 20(7) :703–726.
- [Marler et Arora, 2004] Marler, R. T. et Arora, J. S. (2004). Survey of multi-objective optimization methods for engineering. *Structural and multidisciplinary optimization*, 26(6) :369–395.
- [Maystre *et al.*, 1994] Maystre, L. Y., Pictet, J., Simos, J., et Roy, B. (1994). *Méthodes multicritères ELECTRE : description, conseils pratiques et cas d'application à la gestion environnementale*, volume 8. PPUR presses polytechniques.
- [Meulle, 2010] Meulle, J.-M. (2010). Les énergies marines renouvelables : potentialités et perspectives en basse-normandie. In *Rapport présenté au Conseil Économique, Social et Environnemental Régional de Basse-Normandie*.
- [Miller *et al.*, 1998] Miller, W., Collins, M. G., Steiner, F. R., et Cook, E. (1998). An approach for greenway suitability analysis. *Landscape and Urban Planning*, 42(2) :91–105.
- [Moré, 1978] Moré, J. J. (1978). The levenberg-marquardt algorithm : implementation and theory. In *Numerical analysis*, pp 105–116. Springer.

- [Moreno et Seigel, 1988] Moreno, D. et Seigel, M. (1988). A GIS approach for corridor siting and environmental impact analysis. In *GIS/LIS'88*, pp 507–514.
- [Multon, 1999] Multon, B. (1999). L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production. *Journées de la section électrotechnique du club EEA 1999, Jan 1999, PARIS, France*, pp 22.
- [Multon, 2011] Multon, B. (2011). *Énergies marines renouvelables : aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien (Traité EGEM, séries génie électrique)*. Lavoisier.
- [Multon et al., 2003] Multon, B., Robin, G., Gergaud, O., et Ben Ahmed, H. (2003). Le génie électrique dans le vent : état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne. *Journées Jeunes chercheurs-JCGE*, 3.
- [Multon et al., 2004] Multon, B., Roboam, X., Dakyo, B., Nichita, C., Gergaud, O., et Ben Ahmed, H. (2004). Aérogénérateurs électriques. *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, 7.
- [Musial et al., 2006] Musial, W., Butterfield, S., Ram, B., et al. (2006). Energy from offshore wind. In *Offshore technology conference*, pp 1888–1898. Offshore Technology Conference, Houston, Texas.
- [Nelder et Mead, 1965] Nelder, J. A. et Mead, R. (1965). A simplex method for function minimization. *The computer journal*, 7(4) :308–313.
- [Nyerges, 1992] Nyerges, T. (1992). Coupling GIS and spatial analytic models. In *Proceedings, 5th International Spatial Data Handling Symposium, Charleston, SC*, pp 534–543.
- [O'Sullivan et Unwin, 2003] O'Sullivan, D. et Unwin, D. J. (2003). *Geographic information analysis*. John Wiley & Sons.
- [Pardalos et Rodgers, 1992] Pardalos, P. M. et Rodgers, G. P. (1992). A branch and bound algorithm for the maximum clique problem. *Computers & operations research*, 19(5) :363–375.
- [Pareto et al., 2013] Pareto, V., Montesano, A., Zanni, A., Bruni, L., Chipman, J., et McLure, M. (2013). *Manual of Political Economy : A Variorum Translation and Critical Edition*. OUP Oxford.
- [Pham et Pham, 1999] Pham, D. et Pham, P. (1999). Artificial intelligence in engineering. *International Journal of Machine Tools and Manufacture*, 39(6) :937–949.
- [Pimenta De Miranda, 2004] Pimenta De Miranda, W. (2004). Énergies des mers. In *Club ECRIN - SAIPEM S.A, Journées ECRIN - OPECST : Innovation et Energies*. Disponible sur : http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/seatech04/mp/energies_proceeding.htm, dernière consultation le 04.09.14.
- [Pohekar et Ramachandran, 2004] Pohekar, S. et Ramachandran, M. (2004). Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning-a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(4) :365–381.
- [Poore et Lettenmaier, 2003] Poore, R. et Lettenmaier, T. (2003). Alternative design study report : Windpact advanced wind turbine drive train designs study ; november 1, 2000–february 28, 2002.
- [Powell, 1964] Powell, M. J. (1964). An efficient method for finding the minimum of a function of several variables without calculating derivatives. *The computer journal*, 7(2) :155–162.

- [Powell, 1994] Powell, M. J. (1994). A direct search optimization method that models the objective and constraint functions by linear interpolation. In *Advances in optimization and numerical analysis*, pp 51–67. Springer.
- [Rademakers *et al.*, 2003] Rademakers, L., Braam, H., Zaaier, M., et Van Bussel, G. (2003). Assessment and optimisation of operation and maintenance of offshore wind turbines. In *Proceedings of the European Wind Energy Conference*, Madrid, Spain.
- [Rausand et Høyland, 2004] Rausand, M. et Høyland, A. (2004). *System reliability theory : models, statistical methods, and applications*, volume 396. John Wiley & Sons.
- [Renders, 1995] Renders, J.-M. (1995). *Algorithmes génétiques et réseaux de neurones : applications à la commande de processus*. Hermès.
- [Ribrant, 2006] Ribrant, J. (2006). *Reliability performance and maintenance-a survey of failures in wind power systems*. Rapport de thèse de master, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm.
- [Ribrant et Bertling, 2007] Ribrant, J. et Bertling, L. (2007). Survey of failures in wind power systems with focus on swedish wind power plants during 1997-2005. In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp 1–8. IEEE.
- [Robyns *et al.*, 2006] Robyns, B., Davigny, A., Saudemont, C., Ansel, A., Courtecuisse, V., François, B., Plumel, S., et Deuse, J. (2006). Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie. *J3eA - Journal sur l'enseignement des sciences et technologies de l'information et des systèmes*, 5 :1 – 16.
- [Rosenbrock, 1960] Rosenbrock, H. H. (1960). An automatic method for finding the greatest or least value of a function. *The Computer Journal*, 3(3) :175–184.
- [Roy, 1968] Roy, B. (1968). Classement et choix en présence de points de vue multiples. *RAIRO-Operations Research-Recherche Opérationnelle*, 2(V1) :57–75.
- [Roy, 1978] Roy, B. (1978). Electre III : Un algorithme de classements fondé sur une représentation floue des préférences en présence de criteres multiples. *Cahiers du CERO*, 20(1) :3–24.
- [Roy, 1985] Roy, B. (1985). *Méthodologie multicritère d'aide à la décision*, volume XXII. Economica, Paris.
- [Roy et Bouyssou, 1993] Roy, B. et Bouyssou, D. (1993). *Aide Multicritère d'Aide à la Décision : Méthodes et Cas*. Economica, Paris.
- [RTA, 2010] RTA (2010). *Développement des énergies marines renouvelables : conditions de succès dans les régions du RTA de l'Arc Atlantique*. Rapport du Réseau Transnational Atlantique.
- [Ruer et Pimenta de Miranda, 2004] Ruer, J. et Pimenta de Miranda, W. (2004). *Influence des conditions locales de site sur la conception d'éolienne offshore*. Publication Sea Tech Week.
- [Saaty, 1980] Saaty, T. (1980). *The Analytic Hierarchy Process : Planning, Priority Setting, Resource Allocation*. McGraw-Hill.
- [Saaty, 1996] Saaty, T. L. (1996). *The analytic network process : decision making with dependence and feedback ; the organization and prioritization of complexity*. Rws publications.

- [Serrano Gonzalez *et al.*, 2011] Serrano Gonzalez, J., Burgos Payan, M., et Riquelme Santos, J. (2011). An improved evolutive algorithm for large offshore wind farm optimum turbines layout. In *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, pp 1–6. IEEE.
- [Sobrie *et al.*, 2013] Sobrie, O., Pirlot, M., et Joerin, F. (2013). Intégration de la méthode d'aide à la décision electre tri dans un système d'information géographique open source. *Revue Internationale de Géomatique*, 23(1) :13–38.
- [Solnon, 2008] Solnon, C. (2008). *Optimisation par colonies de fourmis*. Hermès science publ.-Lavoisier.
- [Spendley *et al.*, 1962] Spendley, W., Hext, G. R., et Himsforth, F. (1962). Sequential application of simplex designs in optimisation and evolutionary operation. *Technometrics*, 4(4) :441–461.
- [Suzuki, 2012] Suzuki, M. (2012). Numerical analysis of horizontal-axis wind turbine characteristics in yawed conditions. *Open Journal of Fluid Dynamics*, 2 :331–336.
- [Tegen *et al.*, 2010] Tegen, S., Hand, M., Maples, B., Lantz, E., Schwabe, P., et Smith, A. (2010). *Cost of wind energy review*. National Renewable Energy Laboratory Technical Report.
- [Thill, 1999] Thill, J. (1999). *Spatial multicriteria decision making and analysis : a geographic information sciences approach*. Regional Science Association International, North American Meeting. Ashgate.
- [Thongam *et al.*, 2009] Thongam, J., Bouchard, P., Ezzaidi, H., et Ouhrouche, M. (2009). Wind speed sensorless maximum power point tracking control of variable speed wind energy conversion systems. In *Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC'09. IEEE International*, pp 1832–1837. IEEE.
- [Tille, 2001] Tille, M. (2001). *Choix de variantes d'infrastructures routières : méthodes multicritères*. Rapport de thèse de doctorat, École Polytechnique Fédérale de Lausanne.
- [Titah-Benbouzid et Benbouzid, 2014] Titah-Benbouzid, H. et Benbouzid, M. (2014). Ocean wave energy extraction : Up-to-date technologies review and evaluation. In *IEEE International Power Electronics and Application Conference, 2014, Shanghai*, pp 338–342. IEEE PEAC.
- [Tong, 2010] Tong, W. (2010). *Wind power generation and wind turbine design*. WIT Press.
- [Turney et Fthenakis, 2011] Turney, D. et Fthenakis, V. (2011). Environmental impacts from the installation and operation of large-scale solar power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6) :3261–3270.
- [Uraz, 2011] Uraz, E. (2011). *Offshore Wind Turbine Transportation & Installation Analyses Planning Optimal Marine Operations for Offshore Wind Projects*. Rapport de thèse de master, Gotland University.
- [Veers *et al.*, 2003] Veers, P. S., Ashwill, T. D., Sutherland, H. J., Laird, D. L., Lobitz, D. W., Griffin, D. A., Mandell, J. F., Musial, W. D., Jackson, K., Zuteck, M., Miravete, A., Tsai, S. W., et Richmond, J. L. (2003). Trends in the design, manufacture and evaluation of wind turbine blades. *Wind Energy*, 6(3) :245–259.
- [Verbruggen, 2003] Verbruggen, T. (2003). *Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring WT-Ω*. ECN (Energy research Center of the Netherlands) Final report, ECN-C-03-047.

- [Wilhelmsson *et al.*, 2006] Wilhelmsson, D., Malm, T., et Öhman, M. C. (2006). The influence of offshore windpower on demersal fish. *ICES Journal of Marine Science*, 63(5) :775–784.
- [Winfield, 1973] Winfield, D. (1973). Function minimization by interpolation in a data table. *IMA Journal of Applied Mathematics*, 12(3) :339–347.
- [Wolsink, 2000] Wolsink, M. (2000). Wind power and the nimby-myth : institutional capacity and the limited significance of public support. *Renewable energy*, 21(1) :49–64.
- [Young *et al.*, 2007] Young, O. R., Osherenko, G., Ekstrom, J., Crowder, L. B., Ogden, J., Wilson, J. A., Day, J. C., Douvère, F., Ehler, C. N., McLeod, K. L., Halpren, B. S., et Peach, R. (2007). Solving the crisis in ocean governance : place-based management of marine ecosystems. *Environment : science and policy for sustainable development*, 49(4) :20–32.
- [Zhou *et al.*, 2013] Zhou, Z., Sculler, F., Charpentier, J. F., Benbouzid, M., et Tang, T. (2013). Power limitation control for a pmsg-based marine current turbine at high tidal speed and strong sea state. In *Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2013 IEEE International*, pp 75–80. IEEE.
- [Zhou *et al.*, 2014] Zhou, Z., Sculler, F., Charpentier, J. F., Benbouzid, M., et Tang, T. (2014). An up-to-date review of large marine tidal current turbine technologies. In *IEEE International Power Electronics and Application Conference, 2014, Shanghai*, pp 480–484. IEEE PEAC.
- [Zubiaga *et al.*, 2009] Zubiaga, M., Abad, G., Barrena, J., Aurtenetxea, S., et Carcar, A. (2009). Evaluation and selection of ac transmission lay-outs for large offshore wind farms. In *Power Electronics and Applications, 2009. EPE'09. 13th European Conference on*, pp 1–10. IEEE.