Contribution à l'optimisation de l'architecture de parcs d'hydroliennes

Eyman Fakhri

▶ **To cite this version:**

Eyman Fakhri. Contribution à l'optimisation de l'architecture de parcs d'hydroliennes. Energie électrique. Normandie Université, 2020. Français. NNT : 2020NORMC224 . tel-03132442

HAL Id: tel-03132442
https://theses.hal.science/tel-03132442

Submitted on 5 Feb 2021

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

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

Normandie Université

THÈSE

Pour obtenir le diplôme de doctorat

Spécialité GENIE ELECTRIQUE

Préparée au sein de l'Université de Caen Normandie

Contribution à l'optimisation de l'architecture de parcs d'hydroliennes

Présentée et soutenue par
Eyman FAKHRI

Thèse soutenue publiquement le 25/11/2020 devant le jury composé de		
M. DEMBA DIALLO	Professeur des universités, Université Paris-Saclay	Rapporteur du jury
Mme MANUELA SECHILARIU	Professeur des universités, Univ Technologique de Compiegne - UTC	Rapporteur du jury
M. SALVY BOURGUET	Maître de conférences HDR, Université de Nantes	Membre du jury
M. ERIC MONMASSON	Professeur des universités, Université de Cergy Pontoise	Président du jury
M. ALI SARI	Professeur des universités, Université Lyon 1 Claude Bernard	Membre du jury
M. JEROME THIEBOT	Maître de conférences HDR, Université Caen Normandie	Membre du jury
M. HAMID GUALOUS	Professeur des universités, Université Caen Normandie	Directeur de thèse
M. MOHAMED MACHMOUM	Professeur des universités, Université de Nantes	Co-directeur de thèse

Thèse dirigée par HAMID GUALOUS et MOHAMED MACHMOUM, Laboratoire universitaire des sciences appliquées de cherbourg (Caen)

UNIVERSITÉ CAEN NORMANDIE

ED 591 PSIME

LUSAC

REMERCIMENTS

La présente thèse s'inscrit dans le cadre du projet OCEANQUEST, financé par l'agence de la transition écologique ADEME. Elle a été effectuée dans le cadre d'un contrat doctoral à durée déterminée de trois ans (novembre 2017 à novembre 2020) au Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg (LUSAC), en collaboration avec l'Institut de Recherche en Energie Electrique de Nantes Atlantique (IREENA). Je remercie donc l'ADEME, Normandie Université et le LUSAC sans qui cette thèse n'aurait pas eu lieu. Je remercie également le laboratoire IREENA pour sa collaboration.

Je remercie sincèrement l'ensemble des membres du Jury pour avoir accepté à participer à ma soutenance de thèse de doctorat : Monsieur Eric MONMASSON Professeur à l'Université de Cergy Pontoise qui m'a fait l'honneur de présider mon Jury de thèse, Madame Manuella SECHILARIU, Professeure à l'Université de Technologie de Compiègne et Monsieur Demba DIALLO Professeur à l'Université Paris-Saclay qui ont rapporté sur ma thèse ainsi que Monsieur Salvy BOURGUET, Maître de conférences – HDR à l'Université de Nantes pour avoir accepté d'examiner ce travail.

J'adresse mes remerciements à mon directeur de thèse, Monsieur Hamid GUALOUS, Professeur à l'Université de Caen Normandie pour m'avoir permis de réaliser mes travaux dans de bonnes conditions ainsi qu'à mon co-directeur de thèse, Monsieur Mohamed MACHMOUM, Professeur à l'Université de Nantes pour la qualité de ses conseils.

Je remercie profondément, Monsieur Jérôme THIEBOT, Maître de conférences – HDR à l'Université de Caen-Normandie pour sa contribution significative dans la partie mécanique des fluides, pour son encouragement continu et pour avoir fait progresser mes capacités rédactionnelles.

Je remercie également Monsieur Raphaël COQUET Chef de projet à l'entreprise HydroQuest et Monsieur Sylvain Guillou, Professeur à l'Université de Caen Normandie

ainsi qu'à tous les membres du projet OCEANQUEST pour les échanges fructueux que nous avons pu avoir dans le cadre de ce beau projet.

Merci à Ottavio Angelo LO BRUTTO pour avoir eu la gentillesse de répondre à mes questions, concernant son modèle de sillage, au tout début de cette thèse.

Merci au personnel du LUSAC pour leur amitié, pour la bonne ambiance au laboratoire et pour les très délicieuses pauses gâteaux. Un remerciement très particulier à mes collègues du bureau Hamza, Pierre-André, Nouhaila, Lucille et Fernando, avec qui j'ai partagé ces trois belles années. Merci également à Noémie pour son aide logistique durant mes activités d'enseignement sur le site de Saint-Lô de l'IUT de la Manche.

Je remercie toutes celles et ceux que j'ai pu côtoyer durant ces trois années à l'extérieur du laboratoire et qui ont fait que mon passage à Cherbourg soit d'une richesse humaine infinie. Merci à Elodie et Shéryna qui m'ont accompagné au début de ma thèse et qui m'ont aidé à m'installer à Cherbourg. Merci aux danseurs et aux danseuses de l'association BailaSalsa pour leur sympathie et leur bonne humeur. Merci à Anabelle, Raffaele, Aurélie, Nolwenn, Javier, Faustine, Oscar, Christine, Arnaud, Alexandra, Albane, Elodie … et bien d'autres pour tous les moments que nous avons partagés.

Enfin, mes remerciements les plus chaleureux, les plus profonds et les plus sincères vont à ma famille : Mama, Abi, Charifa et Salah, qui sans leur soutien, je n'aurais jamais pu aller si loin dans mes études. Je remercie également à travers eux toute la grande famille pour leur encouragement.

Je dédie ce travail à ma grand-mère Lella Zahra et ma tante Lella Zineb qui sont parties en chemin d'accomplissement de mes études universitaires.

"Le vrai mystère du monde est le visible, non l'invisible. "

Oscar Wilde

SOMMAIRE

LISTE DES SYMBOLES **3**

PRODUCTION SCIENTIFIQUE **9**

INTRODUCTION GENERALE **11**

CHAPITRE 1. ETAT DE L'ART **17**

1.1 Introduction **18**

1.2 La technologie hydrolienne **18**

1.2.1 La ressource 18
1.2.2 Hydrolienne 22
1.2.3 Fondation 27
1.2.4 Multiplicateur 28
1.2.5 Génératrice 29
1.2.6 Connexion au réseau électrique terrestre 32

1.3 Architecture électrique des parcs d'hydroliennes **33**

1.3.1 Composants du système de connexion électrique 33
1.3.2 Topologie de raccordement du réseau électrique de parcs d'hydroliennes 40

1.4 Opérations de maintenance **46**

1.5 Outils d'optimisation **47**

1.6 Projet OceanQuest **49**

1.6.1 Principaux objectifs du projet 49
1.6.2 Démonstrateur HydroQuest 50

1.7 Conclusion **54**

CHAPITRE 2. MODELISATION ENERGETIQUE ET ECONOMIQUE D'UN PARC D'HYDROLIENNES ***55***

2.1 Introduction **56**

2.2 Modélisation énergétique du parc d'hydroliennes **56**

2.2.1 Pré-analyse des données hydrodynamiques 57
2.2.2 Les effets de sillage 59
2.2.3 Evaluation des pertes dans le réseau électrique par calcul de l'écoulement de puissance 68

2.3 Modélisation des coûts des composants du parc d'hydroliennes **77**

2.3.1 Coût des hydroliennes 79
2.3.2 Coût du système électrique 82
2.3.3 Coût des opérations de maintenance 89

2.4 Conclusion **91**

CHAPITRE 3. METHODES ET TECHNIQUES D'OPTIMISATION *93*

3.1 Introduction **94**

3.2 Méthodes d'optimisation **95**

3.2.1 Optimisation et définitions 95

3.2.2 Méthodes de résolution des problèmes d'optimisation 97

3.2.3 Etat de l'art sur les approches d'optimisation dans le contexte des énergies marines renouvelables 104

3.2.4 Optimisation séquentielle et optimisation globale 106

3.3 Formulation du problème d'optimisation **107**

3.3.1 Optimisation séquentielle 108

3.3.2 Optimisation globale 111

3.4 Optimisation de l'architecture d'un parc d'hydroliennes **111**

3.4.1 Optimisation du nombre d'hydroliennes et de leur positionnement 111

3.4.2 Optimisation de la topologie de connexion électrique 116

3.4.3 Méthode d'optimisation globale 129

3.5 Conclusion **130**

CHAPITRE 4. APPLICATIONS ET RESULTATS *132*

4.1 Introduction **133**

4.2 Hypothèses générales **133**

4.3 Impact de la taille du parc et du choix du site sur le coût de production de l'énergie **135**

4.3.1 Hypothèses et caractéristiques du parc 135

4.3.2 Description des configurations testées 136

4.3.3 Résultats et discussion 137

4.4 Configuration optimale du Point de Collection d'Energie Offshore **148**

4.4.1 Description des configurations testées 149

4.4.2 Résultats et discussion 150

4.5 Comparaison de l'approche séquentielle et de l'approche globale **157**

4.6 Conclusion **162**

CONCLUSION GENERALE **164**

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE **169**

LISTE DES FIGURES **180**

ANNEXES **185**

Annexe A **185**

Annexe B **187**

Annexe C **189**

Annexe D.1 ..... **190**

Annexe D.2 ..... **195**

LISTE DES SYMBOLES

Abréviation

EMRs : Energies Marines Renouvelables
GAS : Génératrice ASynchrone
GADA : Génératrice Asynchrone à Double Alimentation
GSAP : Génératrice Synchrone à Aimant Permanent
PCEO : Point de Collection d'Energie Offshore
SSEO : Sous-Station Electrique Offshore
HVAC : High Voltage Alternative Current
HVDC : High Voltage Direct Current
XLPE : Cross-Linked Polyethylene Cable
MPPT : Maximum Power Point Tracking
VSC : Voltage-Source Converters
LCC : Line-Commutated Converters
OPTIFARM : OPtimization tool of TIdal FARMs
CFD : Computational Fluid Dynamics.
RANS : Reynolds Averaged Navier-Stokes
DNS : Direct Numerical Simulation
LES : Large Eddy Simulation
BEM : Blade Element Momentum
OEP : Optimisation par Essaim Particulaire
PSO : Particle Swarm Optimization

Hydrolienne

D : diamètre de la turbine
r_0 : rayon de la turbine
P_m : puissance produite par une turbine
V_D : vitesse minimale des courants de marée permettant le début de production
V_N : vitesse des courants de marée qui correspond à une production nominale de l'hydrolienne
V_C : vitesse des courants de marée de coupure et d'arrêt de production
C_p : coefficient de puissance
C_T : coefficient de poussée
λ : paramètre d'avance (Tip Speed Ratio (TSR))
β : angle d'orientation des pales de la turbine
N_p : nombre de pales

Environnement hydrodynamique

I_0 : turbulence ambiante
ρ : densité du fluide

r : rayon du sillage
$\mathbf{U_0}$: vitesse des courants de marée dans un écoulement libre
$\mathbf{U_w}$: vitesse de l'écoulement dans le sillage à une distance x
$\mathbf{U_{w0}}$: vitesse minimale atteinte juste après la turbine
A_{inter} : zone d'interférence des sillages
A_T : surface balayée par les pales de la turbine
$c(I_0)$: paramètre affectant l'expansion du sillage en fonction de la turbulence ambiante
P_r : profondeur du site hydrodynamique
$\mathbf{N_d}$: nombre de plages de directions utilisées pour discrétiser les données de vitesse de courants de marée
$\mathbf{N_v}$: nombre de plages d'amplitudes utilisées pour discrétiser les données de vitesse de courants de marée
$f_{d,v}$: fréquence d'occurrence de la vitesse pour une direction d et une amplitude v
$P_{d,v,j}$: puissance d'une hydrolienne j lorsque les courants de marée ont une amplitude v et une direction d
$u_{d,v,j}$: vitesse des courants de marée à l'entrée d'une turbine j lorsque les courants de marée ont une amplitude v et une direction d

Electrique

P : puissances active
Q : la puissance réactive
S : puissance apparente
V : tension simple
θ : phase de la tension
I : courant
U : tension composée
R : résistance
X : réactance
L : inductance
$\mathbf{E_{ex}}$: énergie électrique extraite par les hydroliennes
$\mathbf{P_{moyenne}}$: puissance électrique annuelle produite par toutes les hydroliennes
E_{pertes} : pertes d'énergie dans le réseau électrique.
E_d : énergie délivrée au point de livraison terrestre
EAF : facteur de disponibilité

Ecoulement de puissance

p.u : per unit (p.u)
$|v|$: module de la tension
N : nœud à liaison fixe
p : nœud de charge
N_1 : nombre de spires au primaire d'un transformateur
N_2 : nombre de spires au secondaire d'un transformateur
V_1 : tension au primaire d'un transformateur
V_2 : tension au secondaire d'un transformateur
R_1 : résistance de l'enroulement primaire du transformateur
R_2 : résistance de l'enroulement secondaire du transformateur
X_1 : réactance de fuite de l'enroulement primaire du transformateur
X_2 : réactance de fuite de l'enroulement secondaire du transformateur
R_T : résistance totale d'une phase du transformateur ramenée au primaire
X_T : réactance totale d'une phase du transformateur ramenée au primaire

G_c : conductance magnétisante du circuit du transformateur
B_m : susceptance de l'admittance magnétisante du circuit du transformateur
S_{T_n} : puissance apparente du transformateur
L : longueur d'un câble
Z_c : impédance longitudinale d'un câble représenté en cellule en π
Y_C : admittance linéique transversale d'un câble représenté en cellule en π
R_c : résistance linéique d'un câble
X_c : réactance linéique d'un câble
g_c : conductance shunt d'un câble
C_c : capacité shunt d'un câble
Y_g : admittance globale complexe du réseau électrique
ρ_{ij} : rapport de transformation d'un transformateur entre un nœud i et un nœud j
σ_{ij} : déphasage d'un transformateur déphaseur entre un nœud i et un nœud j
Y_{ij} : module d'une admittance série d'une liaison entre un nœud i et un nœud j
δ : angle de pertes
$\mathbf{I_{in}}$: injection de puissance active
$\mathbf{K_{in}}$: injection de puissance réactive
$\mathbf{G}$: matrice conductance du réseau électrique globale
$\mathbf{B}$: matrice susceptance du réseau électrique globale
P_p : puissance active produite à un nœud du réseau
P_c : puissance active consommée à un nœud du réseau
Q_p : puissance réactive produite à un nœud du réseau
Q_c : puissance réactive consommée à un nœud du réseau
J : matrice jacobienne
$\overrightarrow{R_i}$: vecteur des injections de puissances réactives.
$\overrightarrow{I_i}$: vecteur des injections de puissances actives
$\overrightarrow{E}$: vecteur des tensions
$\overrightarrow{W}$: vecteur des injections généralisées

Modèles des coûts

C_H : coût d'une hydrolienne
$\mathbf{C_{H_{unit}}}$: coût unitaire d'une hydrolienne actualisé
F_R : facteur de réduction sur le coût des hydroliennes dans le parc
$C_{Nacelle}$: coût d'une nacelle
$C_{Fondation}$: coût d'une fondation
C_{rotor} : coût d'un rotor
C_{SC} : coût du système de conversion d'énergie
C_{SN} : coût de la structure d'une nacelle
C_{pa} : coût d'une pale
C_{SOP} : coût du système d'orientation mécanique des pales
C_{AFV} : coût de l'arbre à faible vitesse
C_{CR} : coût du centre du rotor.
$\mathbf{C_{CM}}$: coût de l'ensemble convertisseur machine
$\mathbf{C_{SF}}$: coût du système de freinage
$\mathbf{C_C}$: coût du collecteur
$\mathbf{C_{PB}}$: coût du palier de butée, $\mathbf{C_{AGV}}$ coût de l'arbre à grande vitesse
$\mathbf{C_{MV}}$: coût du multiplicateur de vitesse,
$\mathbf{m_{SC}}$: masse de la structure du système de conversion
m_{SN} : masse de la structure de la nacelle
$\mathbf{C_{AC}}$: coût de l'acier au carbone produit

A_{SP}, B_{SP}, C_{SP} : coefficients du modèle coût d'une fondation
$C_{Câble}$: coût d'un câble sous-marin
A_C, B_C et C_C : coefficients du modèle coût d'un câble sous-marin
C_{SR} : coût du système de raccordement électrique
C_{conn} : coût des connecteurs
C_E : coût d'investissement de l'architecture électrique
C_{PCEO} : coût de la solution du point de collection d'énergie offshore (hub ou SSEO)
C_H : coût d'un hub
A_H, B_H : coefficients du modèle coût d'un hub
C_{SSEO} : coût d'une sous-station électrique offshore
C_T : coût du transformateur élévateur de tension
C_{arm} : coût des armoires de protection
C_{pl} : coût de la structure de la plateforme en mer de la sous-station électrique offshore
C_T : coût du transformateur de puissance
A_T, B_T et C_T : coefficients du modèle coût d'un transformateur de puissance
Q_{com} : quantité de la puissance réactive totale à compenser
C_{ec} : coût des équipements de compensation de l'énergie réactive
C_{OM} : coût des opérations de maintenance
C_{MP} : coût de maintenance préventive
C_{MC} : coût de maintenance corrective
C_{NP} : coût relatif au nettoyage des pales de la turbine
C_{MPL} : coût des opérations de maintenance préventive légère
C_{MPA} : coût des opérations de maintenance préventive approfondie
T_{ASNP} : temps d'arrêt consacrés aux opérations de nettoyage des pales
FM : fenêtres météorologiques
C_{TNP} : coût de transport pour effectuer les opérations de nettoyage des pales
C_{MONP} : coût de la main d'œuvre pour effectuer les opérations de nettoyage des pales
C_{PPNP} : coût engendré par les pertes de production pour effectuer les opérations le nettoyage des pales
T_{ASMPL} : temps d'arrêt du système consacré aux opérations de de maintenance préventive légère
T_{ASMPA} : temps d'arrêt du système consacré aux opérations de de maintenance préventive approfondie
T_{ASMC} : temps d'arrêt du système consacré aux opérations de maintenance préventive corrective
C_{MMPL} : coût du matériel mobilisé pour effectuer les opérations de maintenance préventive légère
C_{MMPA} : coût du matériel mobilisé pour effectuer les opérations de maintenance préventive approfondie
C_{MMC} : coût du matériel mobilisé pour effectuer les opérations de maintenance corrective
C_{PPMPL} : coût engendré par les pertes de production pour effectuer les opérations de de maintenance préventive légère
C_{PPMPA} : coût engendré par les pertes de production pour effectuer les opérations de de maintenance préventive approfondie
C_{PPMC} : coût engendré par les pertes de production pour effectuer les opérations de maintenance corrective
C_{TMPL} : coût de transport pour effectuer les opérations de maintenance préventive légère
C_{TMPA} : coût de transport pour effectuer les opérations de maintenance préventive approfondie
C_{TMC} : coût de transport pour effectuer les opérations de maintenance préventive corrective
C_{MOMPL} : coût de la main d'œuvre pour effectuer les opérations de maintenance préventive légère

C_{MOMPA} : coûts de main d'œuvre pour effectuer les opérations de maintenance préventive approfondie
C_{MOMC} : coûts de main d'œuvre pour effectuer les opérations de maintenance corrective
C_0 : coût d'investissement initiale

Optimisation

F_1 : fonction objectif à évaluer au cours du niveau d'optimisation supérieur (pour trouver le nombre et les postions optimaux des hydroliennes dans le parc)
F_2 : fonction objectif à évaluer au cours du niveau d'optimisation inférieur (pour trouver la topologie de connexion électrique optimale des hydroliennes dans le parc)
F_3 : fonction objectif à évaluer au cours de l'optimisation globale du parc
x_i : position d'une particule i dans l'essaim
v_i : vitesse d'une particule i dans l'essaim
ω : coefficient de pondération d'inertie
ω_{max} : valeur maximale du coefficient de pondération d'inertie
ω_{min} : valeur minimale du coefficient de pondération d'inertie
c_1, c_2 : constantes positives générées aléatoirement à chaque itération par l'OEP
r_1, r_2 : nombres générés aléatoirement par l'OEP et répartis uniformément sur l'intervalle [0,1]
P_{best} : meilleure position obtenue de la particule
G_{best} : position de la meilleure particule dans l'essaim
k : coefficient de restriction permettant d'améliorer la convergence de l'algorithme
IT : numéro d'itération courante
IT_{max} : nombre maximal d'itération de l'algorithme d'optimisation
T : durée de vie du parc
r : taux d'intérêt de banque

Codage de la configuration de l'architecture du parc d'hydroliennes

n_x : nombre de cellules selon l'axe des abscisses, utilisées pour discrétiser la surface du parc
n_y : nombre de cellules selon l'axe des ordonnées, utilisées pour discrétiser la surface du parc
n_{cel} : nombre total de cellules dans le parc.
x_{max} : limite supérieure de la taille du parc suivant l'axe des abscisses
y_{max} : limite supérieure de la taille du parc suivant l'axe des ordonnées
N_{var_1} : nombre de variables du niveau d'optimisation supérieur
$\mathbf{n_{var_g}}$: nombre de variables de l'optimisation globale de l'architecture du parc d'hydroliennes
A : matrice de connexion globale représentative de la topologie de connexion électrique
A_{H-H} : sous-matrice représentative de la topologie de connexion entre les hydroliennes.
A_{H-PCEO} : sous-matrice représentative de la topologie de connexion entre les PCEOs et les hydroliennes
A_{PCEO-P_L} : sous-matrice représentative de la topologie connexion entre les points de collection d'énergie offshores et le point de livraison terrestre
n_A : taille de la matrice de connexion
N_H : nombre d'hydroliennes dans le parc
n_{PCEO} : nombre de points de collection d'énergie offshore dans le parc
N_{PCEO} : nombre de points de collection d'énergie offshore dans le parc

$\boldsymbol{X_{H-H}}$: chaîne binaire d'un individu généré par l'algorithme d'optimisation permettant de remplir la sous-matrice de connexion A_{H-H}

$\mathbf{N_{v_{H-H}}}$: nombre de variables permettant de coder la chaîne binaire X_{H-H}

$\mathbf{X_{n_{PCEO}}}$: chaîne binaire d'un individu généré par l'algorithme d'optimisation permettant de trouver le nombre de points de collection d'énergie offshore dans le parc.

$\mathbf{N_{v_{n_{PCEO}}}}$: nombre de variables permettant de coder la chaîne binaire $\mathrm{X_{n_{PCEO}}}$

$\mathbf{X_{x_{PCEO}}}$: chaîne binaire d'un individu généré par l'algorithme d'optimisation permettant de trouver la position du point de collection d'énergie offshore dans le parc suivant l'axe des abscisses

$\mathbf{N_{v_{x_{PCEO}}}}$: nombre de variables permettant de coder la chaîne binaire $\mathrm{X_{x_{PCEO}}}$

$\mathbf{N_{v_{y_{PCEO}}}}$: nombre de variables permettant de coder la chaîne binaire $\mathrm{X_{y_{PCEO}}}$

$\mathbf{X_{y_{PCEO}}}$: chaîne binaire d'un individu généré par l'algorithme d'optimisation permettant de trouver la position du point de collection d'énergie offshore dans le parc suivant l'axe des ordonnées

$\mathbf{n_{var_2}}$: nombre de variables d'optimisation du niveau d'optimisation inférieur

$\boldsymbol{N_{CNO}}$: nombre de connexions non optimales dans le parc

PRODUCTION SCIENTIFIQUE

REVUE INTERNATIONALE

E. FAKHRI, J. THIEBOT, H. GUALOUS, M. MACHMOUM, et S. BOURGUET, « Overall Tidal Farm Optimal Design – Application to the Alderney Race and the Fromveur Strait (France) », *Applied Ocean Research*, 2020.

CONFÉRENCES INTERNATIONALES

E. FAKHRI, J. THIEBOT, S. BOURGUET, M. MACHMOUM, et H. GUALOUS, « Optimization of Marine Current Turbines Arrangement Using a Genetic Algorithm Application to the Fromveur Strait (France) », in 2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), juin 2020, p. 1057-1061, doi: 10.1109/ISIE45063.2020.9152457.

E. FAKHRI, S. BOURGUET, J. THIEBOT, M. MACHMOUM, et H. GUALOUS, « Optimization of the electrical connection topology of a tidal farm network », présenté à 3rd International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering, Lisbon , Portugal, août 2020. (Prix de la meilleure presentation de l'édition 2020).

E. FAKHRI, J. THIEBOT, O. L. BRUTTO, H. GUALOUS, et M. MACHMOUM, « Optimisation de la densité de turbines et de leurs positionnements dans une ferme d'hydroliennes », présenté au Colloque franco-maghrébin sur les énergies renouvelables, Marrakech, Maroc, avr. 2019.

N. LAZAAR, E. FAKHRI, M. BARAKAT, J. SABOR, et H. GUALOUS, « A Genetic Algorithm Based Optimal Sizing Strategy for PV/Battery/Hydrogen Hybrid System », in Artificial Intelligence and Industrial Applications, Cham, 2021, p. 247-259, doi: 10.1007/978-3-030-53970-2_23.

N. LAZAAR, E. FAKHRI, M. BARAKAT, H. GUALOUS, et J. SABOR, « Optimal sizing of Marine Current Energy Based Hybrid Microgrid », Granada (Spain), avr. 2020, vol. Volume No.18, June 2020.

INTRODUCTION GENERALE

PREAMBULE

La présente thèse s'inscrit dans le cadre du projet OCEANQUEST. Elle a été effectuée dans le cadre d'un contrat doctoral à durée déterminée de trois ans (novembre 2017 à novembre 2020) au Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg (LUSAC), en collaboration avec l'Institut de Recherche en Energie Electrique de Nantes Atlantique (IREENA) - Polytech' Nantes, à Saint Nazaire.

CONTEXTE

Depuis de nombreuses années, plusieurs pays ont affiché une volonté, politiquement claire, de réduire les gaz à effet de serre. La France s'est fixée des objectifs ambitieux pour réduire la part du nucléaire et arriver à la neutralité carbone d'ici 2050. A moyen terme, la France s'est engagée à augmenter considérablement la part des énergies renouvelables dans la production nationale (de 19 à 32 % à l'horizon 2030). L'agence de la transition écologique ADEME a réalisé deux études afin d'évaluer la faisabilité technique et économique d'un mix électrique 100% renouvelable. Les deux études de l'ADEME concluent sur : 1) la faisabilité technique de satisfaire la demande chaque heure de l'année avec 100% d'énergies renouvelables [1]. 2) l'importance de l'optimisation économique des systèmes de production d'énergies renouvelables pour diminuer le coût d'électricité facturé au consommateur [2].

Pour les pays disposant de vastes zones maritimes comme la France, les Energies Marines Renouvelables (EMRs) apparaissent clairement comme un gisement stratégique pouvant constituer une part significative des nouvelles sources d'énergie n'émettant pas (ou peu) de gaz à effet de serre. Comme le montre la figure 1, les EMRs rassemblent des ressources bien différentes :

- L'énergie de la houle.
- L'éolien offshore, exploitant l'énergie cinétique des vents de mer. Ces derniers sont plus forts, plus constants et plus réguliers que les vents terrestres.
- L'énergie thermique, exploitant les gradients de température verticaux (la différence de température entre les eaux de surface et les eaux profondes).

- L'énergie osmotique, basée sur les gradients de salinité.
- L'énergie hydrolienne, exploitant l'énergie cinétique des courants de marée.
- L'énergie marémotrice, exploitant l'énergie potentielle des marées dans les zones littorales à fort marnage.

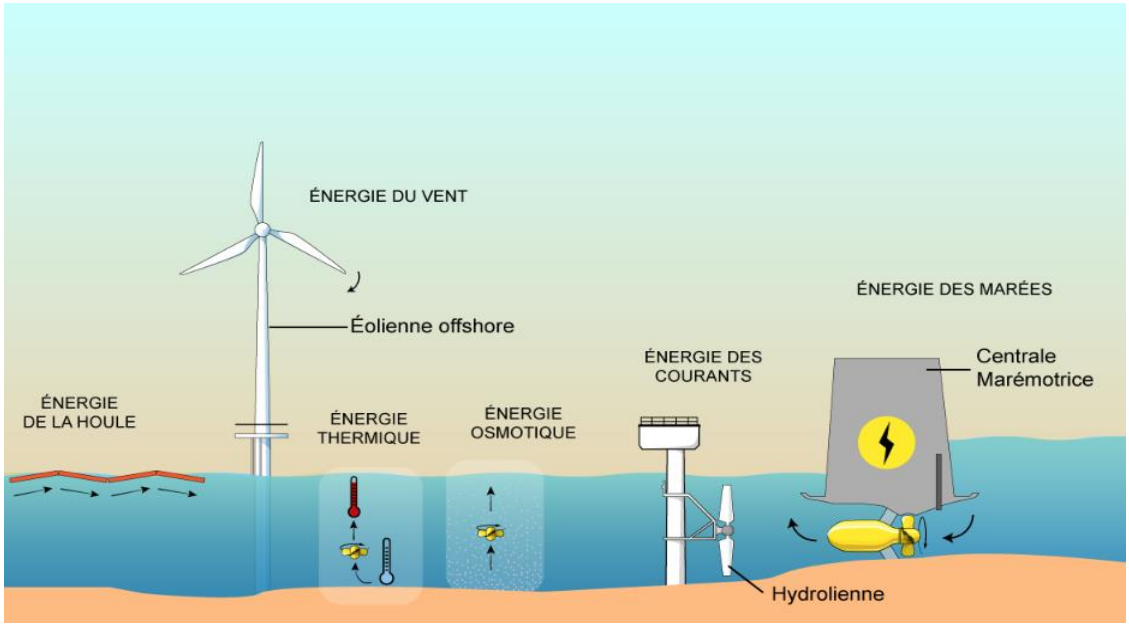


Figure 1. Différentes filières d'énergies marines renouvelables [3].

Le degré de maturité technologique de ces différentes filières d'EMRs ainsi que leurs perspectives de développement et de commercialisation sont très variables. Aujourd'hui, l'éolien offshore posé est la filière d'EMR la plus développée en France et en Europe. Ces dernières années, une autre filière d'EMR, dont le degré de maturité a connu une croissance considérable, a suscité beaucoup d'intérêt de la part des industriels et des décideurs : l'hydrolien [4]. Comparée à d'autres sources d'énergie marine telles que le vent ou les vagues, l'exploitation des courants de marée avec les hydroliennes présente deux avantages principaux: 1) la ressource est largement prévisible [5], ce qui facilite la gestion de sa production et de sa distribution ; 2) les hydroliennes ont un faible impact visuel, facilitant leur acceptation sociale [6].

La puissance cinétique marine technologiquement exploitable dans le monde représente un potentiel théorique de 400 à 800 TWh/an, soit une puissance comprise entre 50 et 100 GW [7]. La carte du potentiel hydrolien mondial représenté sur la figure 2 montre des gisements intéressants autour du Canada, et à l'ouest de l'Europe. La ressource du Royaume-Uni et de la France est de 11 GW. La part française représente 20% de ce potentiel [7]. Le site du Raz Blanchard situé entre l'île d'Aurigny et le cap de La Hague,

capitalise 50% de la ressource nationale, tandis que le passage du Fromveur, situé en mer d'Iroise, possède le deuxième potentiel le plus important en France.

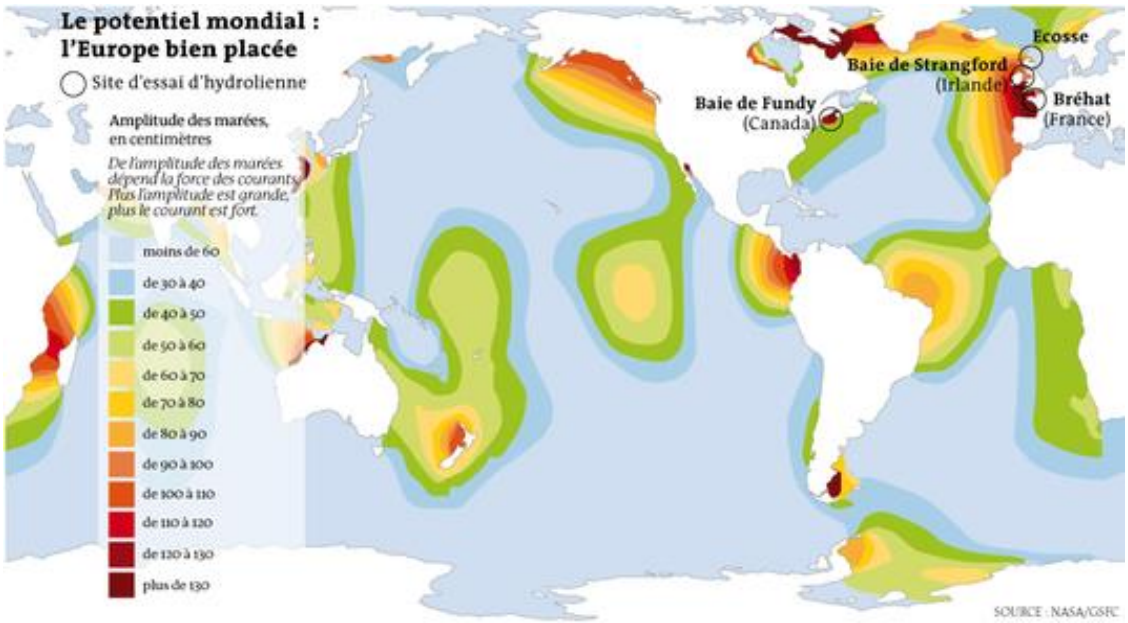


Figure 2. La carte du potentiel hydrolien mondial [8].

DEFINITION DE LA PROBLEMATIQUE

Le potentiel hydrolien technologiquement exploitable ne peut représenter l'unique critère pour choisir d'investir massivement dans cette technologie. D'autres aspects tels que l'acceptabilité sociale, l'impact environnemental, la création d'emplois, la réindustrialisation et l'attractivité économique doivent être pris en compte [4]. Ce dernier aspect est un critère d'arbitrage majeur pour justifier d'investir dans un projet hydrolien nécessitant de lourds investissements et constituant des risques économiques majeurs. La réduction du coût élevé de l'énergie hydrolienne est l'un des grands défis pour cette filière. Ce coût aujourd'hui élevé ralentit la commercialisation de cette technologie. En effet, le coût de production est nettement supérieur à celui des autres énergies décarbonées (comme l'énergie solaire et l'énergie produite à partir d'éoliennes en mer). Dans ce contexte, il est aujourd'hui nécessaire de développer des outils d'aide à la décision permettant d'étudier les différentes alternatives techniques et économiques lors de la phase d'étude d'un projet hydrolien. Ces outils offriront la possibilité d'optimiser l'ensemble de la chaine de production afin de baisser le coût de production de l'énergie hydrolienne.

Lors du design d'un parc d'hydroliennes, les principaux facteurs qu'il est possible d'optimiser pour obtenir une grande efficacité énergétique, et ainsi de réduire le coût total de l'énergie produite, sont le positionnement des hydroliennes et la topologie du réseau électrique permettant de transporter l'énergie produite à la côte. D'une part, l'optimisation du positionnement des hydroliennes consiste à disposer « judicieusement » les hydroliennes pour maximiser la captation d'énergie des courants de marée en tenant compte des pertes de production dues aux effets de sillage. Par exemple, Funke *et al.* [9] ont démontré que l'optimisation du positionnement des hydroliennes dans un parc peut augmenter la puissance produite de plus de 20% par rapport à une disposition classique des turbines (turbines alignées et disposées de manière uniforme). D'autre part, l'optimisation de l'architecture du réseau électrique a pour objectif de trouver la topologie de raccordement électrique permettant d'atteindre l'équilibre entre performances techniques et coûts économiques. Atteindre cet équilibre consiste à maximiser la puissance produite en tenant compte des pertes d'énergie dans les câbles sous-marins et à minimiser les coûts d'investissement du système électrique. En effet, dans les applications d'éoliennes offshores par exemple, le coût du système électrique représente entre 15 et 30 % du coût total de l'investissement, dont 5 % pour les câbles sous-marins [10], [11].

VERROUS SCIENTIFIQUES DE LA THESE

Cette thèse s'inscrit dans le cadre d'un projet, nommé OCEANQUEST, de développement et de test d'une nouvelle technologie hydrolienne. Le travail que nous allons présenter dans ce mémoire est une contribution au 2ème volet du projet qui vise à développer les procédures et les outils d'ingénierie nécessaires pour la conception des futurs parcs d'hydroliennes. L'objectif principal de notre travail est de développer un outil d'aide à la décision permettant de trouver l'architecture optimale d'un parc. L'outil doit être capable de prendre en compte un grand nombre de variables et de trouver le nombre d'hydroliennes à installer dans le parc, leur positionnement et la topologie du réseau électrique (la conception du réseau du système de collection et du système de transmission du parc ainsi que le nombre est les positions des points de collection d'énergie offshores).

Pour arriver à cet objectif, nous avons développé un outil d'aide à la décision dont la structure fonctionnelle est illustrée sur la figure 3. Nous l'avons baptisé OPTIFARM pour : ***OP****timization tool of* ***TI****dal* ***FARM****s*. OPTIFARM est un outil de nature modulaire composé de 6 modules qui interagissent les uns avec les autres : 1) pré-analyse des

données hydrodynamiques ; 2) prise en compte des effets de sillage ; 3) évaluation des pertes dans le réseau électrique ; 4) estimation des coûts des composants du parc d'hydroliennes ; 5) modélisation de l'architecture du parc d'hydroliennes et 6) Algorithmes d'optimisation.

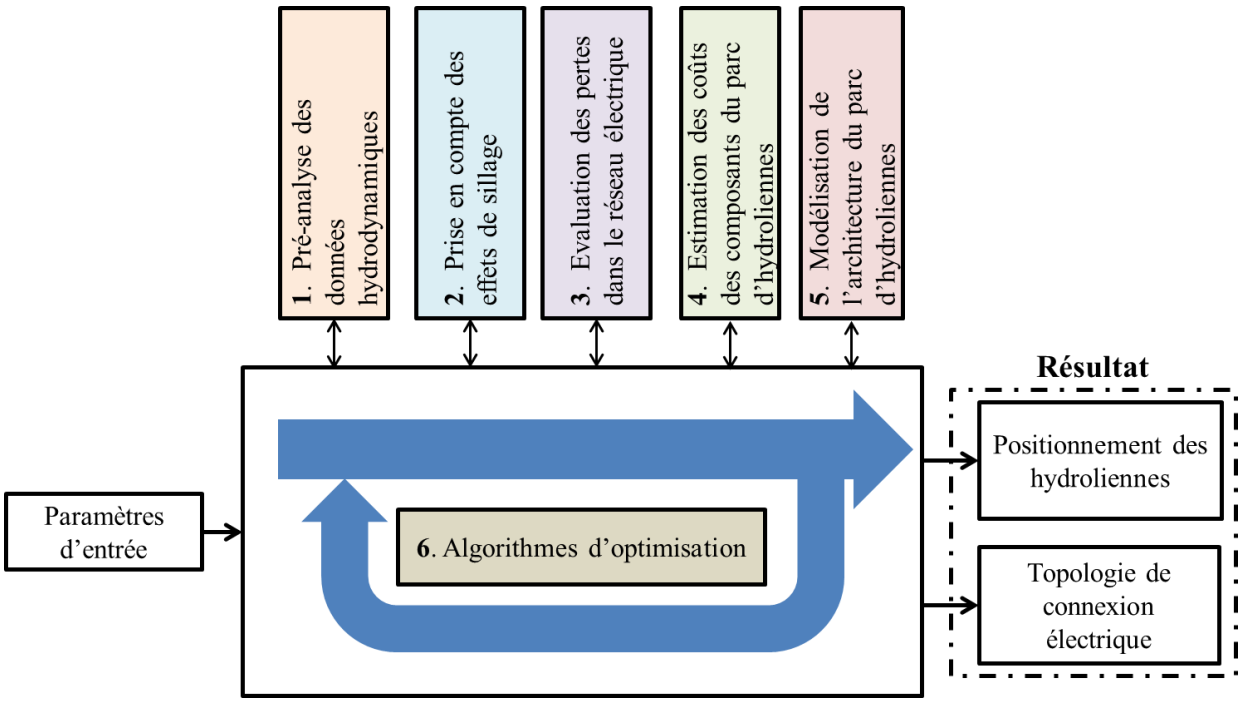


Figure 3. Structure fonctionnelle d'OPTIFARM.

Dans ce manuscrit, nous abordons des problématiques scientifiques liées à l'optimisation de l'architecture du parc en essayant de répondre aux questions suivantes :

- Comment peut-on optimiser l'architecture du parc d'hydroliennes en prenant en considération un nombre important de variables ayant un fort impact sur le coût de production d'énergie ?
- Comment pouvons-nous assurer que l'algorithme converge vers une solution optimale (optimum global) ?
- Quelle est la solution de raccordement électrique la plus compétitive pour transporter l'énergie jusqu'au point de livraison terrestre ?
- Est-il préférable d'optimiser les variables de manière séquentielle (en plusieurs étapes) ou globale (en une seule étape) ?

Nous nous pencherons également sur des problématiques plus techniques et opérationnelles à travers différentes applications concrètes. Ces applications visent par exemple à étudier l'impact de la taille du parc ou des caractéristiques des courants marins

sur le coût de production d'énergie ou à comparer la compétitivité de plusieurs solutions de collection d'énergie en mer.

ORGANISATION DU MANUSCRIT

Ce rapport de thèse est constitué de quatre chapitres. Le **premier chapitre** permet d'effectuer un état de l'art général sur la thématique de l'hydrolien. Dans ce cadre, les différents éléments constituant la chaine de production d'énergie d'une hydrolienne ainsi que les différentes topologies possibles de connexion électrique à l'échelle d'un parc sont exposés. Ensuite, la nécessité de la prise en compte des coûts des opérations de maintenance a été abordée. Un état de l'art sur les outils d'optimisation existant pour les parcs éoliens terrestres, offshore posés et flottants ainsi que des parcs d'hydroliennes est effectué à la fin de ce chapitre.

Les quatre premiers modules d'OPTIFARM sont présentés dans le **deuxième chapitre** intitulé, « **Modélisation économique et énergétique du parc d'hydroliennes** ». La manière avec laquelle les données hydrodynamiques sont organisées afin d'alimenter l'outil d'optimisation est exposée. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée aux pertes de production induites par les interactions entre sillages. Ensuite, le modèle d'écoulement de puissance « Load flow » permettant d'estimer les pertes d'énergie dans le réseau électrique du parc est abordé. Nous exposons à la fin de ce chapitre les modèles d'estimation des coûts sur lesquels se base l'outil afin d'évaluer le coût de chaque composant du parc d'hydroliennes.

Les modules 5 et 6 sont décrits dans **le troisième chapitre** intitulé « **Méthodes et techniques d'optimisation** ». Ce chapitre est divisé en deux parties. La première partie concerne les algorithmes d'optimisation utilisés dans OPTIFARM (pour converger vers la solution optimale). La deuxième partie est dédiée aux techniques de modélisation de l'architecture du parc d'hydroliennes. Dans cette partie, le modèle sur lequel OPTIFARM s'appuie pour modéliser l'architecture du parc d'hydroliennes (le positionnement des hydroliennes ainsi que leur topologie de connexion électrique) est développé.

Les différents applications d'OPTIFARM sont présentées et discutées dans **le quatrième chapitre** de ce manuscrit intitulé « **Applications et résultats** ». OPTIFARM est appliqué sur de deux sites : le Raz-Blanchard et le passage du Fromveur qui représentent respectivement le premier et le deuxième plus grand gisement hydrolien en France.

CHAPITRE 1. ETAT DE L'ART

SOMMAIRE

1.2 La technologie hydrolienne 18
1.2.1 La ressource 18
1.2.2 Hydrolienne 22
1.2.3 Fondation 27
1.2.4 Multiplicateur 28
1.2.5 Génératrice 29
1.2.6 Connexion au réseau électrique terrestre 32
1.3 Architecture électrique des parcs d'hydroliennes 33
1.3.1 Composants du système de connexion électrique 33
1.3.2 Topologie de raccordement du réseau électrique de parcs d'hydroliennes 40
1.4 Opérations de maintenance 46
1.5 Outils d'optimisation 47
1.6 Projet OceanQuest 49
1.6.1 Principaux objectifs du projet 49
1.6.2 Démonstrateur HydroQuest 50
1.7 Conclusion 54

1.1 INTRODUCTION

Ce chapitre est dédié à la présentation des principales technologies intervenant dans la construction d'un parc d'hydroliennes. Dans un premier temps, nous présentons les principaux composants de la chaine de production d'énergie d'une hydrolienne. Dans un second temps, l'accent sera mis sur l'architecture du réseau électrique à l'échelle d'un parc d'hydroliennes ainsi que sur les différentes topologies de connexion possibles. Dans un troisième temps, un état de l'art des principaux outils existants pour l'optimisation de parcs d'EMRs sera présenté et discuté. Enfin, nous présenterons le projet OCEANQUEST et les objectifs de la thèse.

1.2 LA TECHNOLOGIE HYDROLIENNE

Les chaines de production d'énergie hydrolienne sont très similaires à celles des systèmes éoliens. Une chaine de production classique est illustrée sur la figure 1.1. Les principaux composants constituant la chaine de conversion sont : la ressource (les courants marins), la turbine hydrolienne, le multiplicateur, le bloc convertisseur-génératrice et le système de raccordement au réseau.

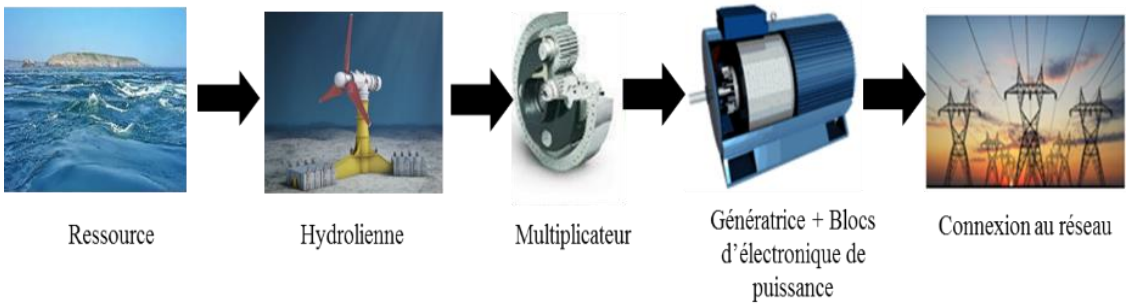


Figure 1.1. Architecture générale d'une chaine de production d'énergie hydrolienne.

1.2.1 La ressource

1.2.1.1 La marée

Pour produire de l'électricité, les hydroliennes exploitent l'énergie cinétique des courants de marée. La marée est un mouvement périodique contrôlant la variation du niveau des mers et des océans et les courants qui en résultent. La pleine mer et la basse mer désignent les instants où les niveaux d'eau sont maximaux et minimaux,

respectivement. La différence de hauteurs d'eau entre ces deux instants s'appelle le marnage.

Les forces de marée résultent principalement d'interactions gravitationnelles entre la Terre, la Lune et le Soleil. Dans l'univers, tous les corps s'attirent, plus ou moins, en fonction de leurs masses et de la distance qui les sépare. C'est ainsi qu'une molécule d'eau terrestre est soumise à la fois à la force gravitationnelle terrestre et aux forces d'attraction gravitationnelle des deux astres (Lune et Soleil). Ces deux astres exercent une attraction sur les océans qui créé des ondes de marée. Ces ondes se déplacent à la surface de la terre en fonction des positions relatives des astres et de la rotation de la Terre qui tourne sur elle-même. La propagation des ondes de marée dépend également de la forme des côtes et de la morphologie des fonds marins. La Lune étant plus proche de la terre que ne l'est le Soleil, elle a un rôle prépondérant sur la marée. Lorsque la Terre, le Soleil et la Lune sont alignés, les effets de ces deux derniers se renforcent et par conséquent, il y a des grandes marées. On parle alors de périodes de vives eaux. Lorsque les astres sont en quadrature, les effets se compensent et les marées sont de faibles amplitudes. On parle alors de périodes de mortes eaux (voir figure 1.2).

Concernant les courants, il existe trois types de courant de marée. Le courant de flot est celui qui se produit lors de la marée montante, le courant de jusant accompagne la marée descendante. Enfin, la période d'étale des courants (ou renverse) désigne le moment entre le flot et le jusant où le courant est presque nul.

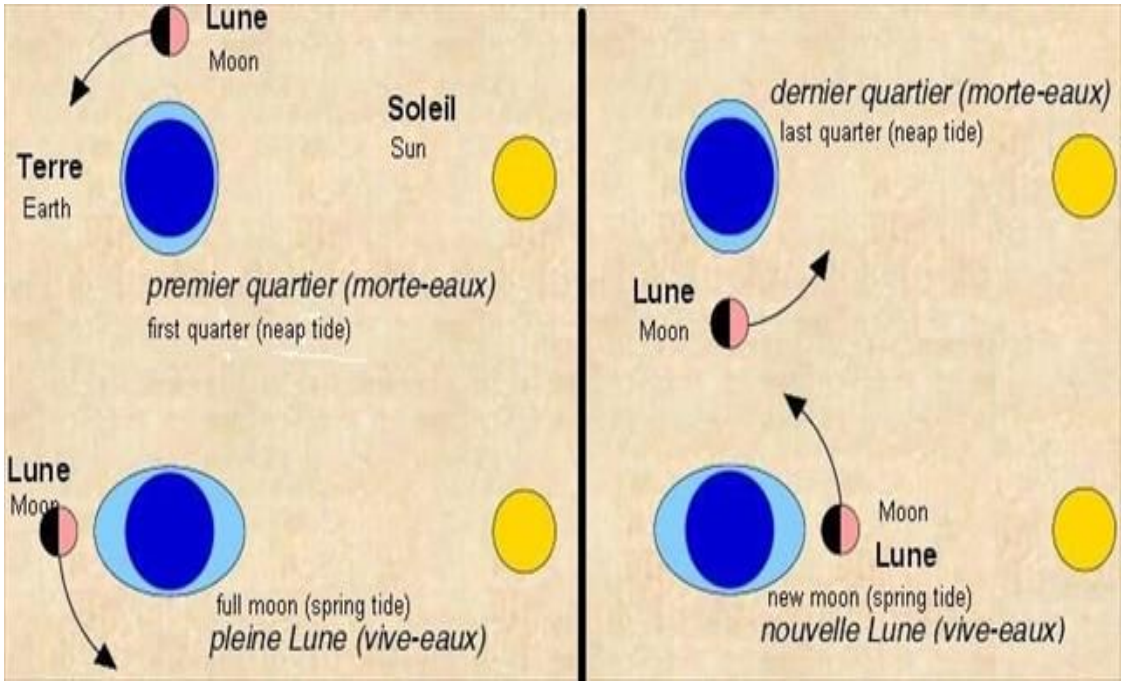


Figure 1.2. Explication du phénomène de mortes eaux/vives eaux en lien avec la position de la Lune et du Soleil par rapport à la Terre [12].

1.2.1.2 Les sites hydroliens Français

Le gisement énergétique hydrolien français exploitable est estimé entre 5 à 14 Twh/ an, soit 2 à 3 GW installés. Comme le montre la figure 1.3, ce potentiel est fortement concentré en Basse Normandie et en Bretagne avec des gisements importants notamment dans le Raz Blanchard et dans le Passage du Fromveur.

Le site du Raz Blanchard est situé entre le cap de la Hague à la pointe nord-ouest du Cotentin et l'île anglo-normande d'Aurigny, à l'entrée nord du passage de la Déroute. Ce site est caractérisé par des courants de marée moyens supérieurs à 2,5 m/s et une profondeur d'eau comprise entre 25 et 65 m. C'est l'une des zones les plus prometteuses au monde pour la production d'énergie hydrolienne. Coles et al. [13] ont utilisé un modèle Telemac2D de la Manche pour quantifier la ressource des courants de marée dans ce site. Les auteurs ont estimé que la puissance maximale pouvant être extraite du Raz Blanchard atteint 5,1 GW. Cette estimation est seulement 10 % inférieure à celle pouvant être extraite dans le passage Minas au Canada [14], le site ayant le plus grand gisement hydrolien au monde.

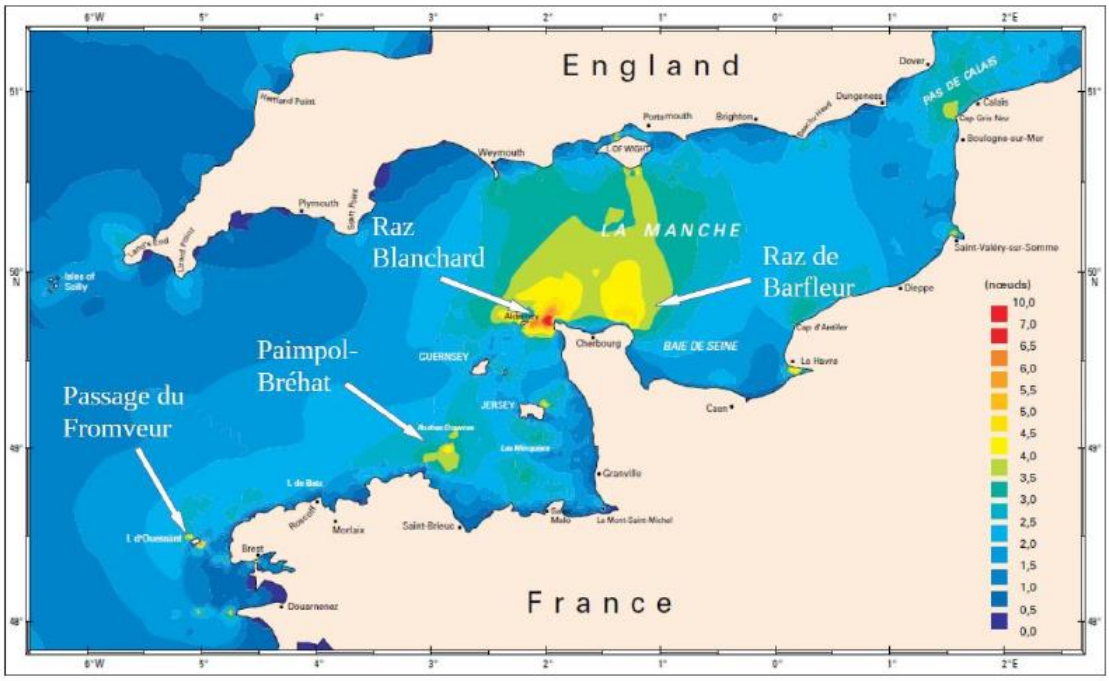


Figure 1.3. Vitesse maximale du courant de marée moyennée sur la verticale (exprimée en nœuds, 1 nœud=0,51 m/s-1) en période de vives-eaux moyennes en pointe Bretagne et en Manche [6].

Malgré le potentiel hydrodynamique important du Raz-Blanchard et sa proximité de la côte, aucune turbine hydrolienne n'a été testé sur site à cause du retardement de projets dans cette zone. Les projets de parcs pilotes qui en étaient à leurs débuts dans le Raz-Blanchard ont été abandonnés en raison de l'arrêt des investissements dans les turbines

OpenHydro et Alstom. Cela a eu un impact sur d'autres projets tels que Nepthyd et Normandie Hydro. Cependant, à mesure que la technologie de l'énergie hydrolienne se développe, de nouveaux projets sont attendus. Par exemple, un partenariat a été présenté le 18 octobre 2018 à Cherbourg entre la région de Normandie et la société britannique Simec Atlantis Energy (SAE) pour créer l'entreprise Normandie Hydrolienne. L'entreprise compte construire un parc pilote qui comprendrait dix hydroliennes d'une capacité totale de 20 MW [15]. Les deux entreprises Hydroquest et CMN (Constructions Mécaniques de Normandie) prévoient également d'installer un parc pilote dans le Raz-Blanchard [16].

Le passage du Fromveur est situé quant à lui, au nord de la mer d'Iroise (Finistère, France). Il sépare l'archipel de Molène et l'île d'Ouessant à travers un chenal de 2 km de large et environ 4 km de long. Comme le montre la figure 1.4, la hauteur d'eau moyenne dans le passage du Fromveur est de 50 m tandis que les courants de marée peuvent atteindre dans cette zone les 4 m/s [17].

Le Passage du Fromveur a été identifié par le gouvernement français comme l'un des principaux sites pour l'implantation d'hydroliennes dans les eaux côtières françaises. Une zone restreinte de 4 km^2 (zone AMI) a donc été identifiée dans le passage du Fromveur pour le développement de futurs projets industriels [17].

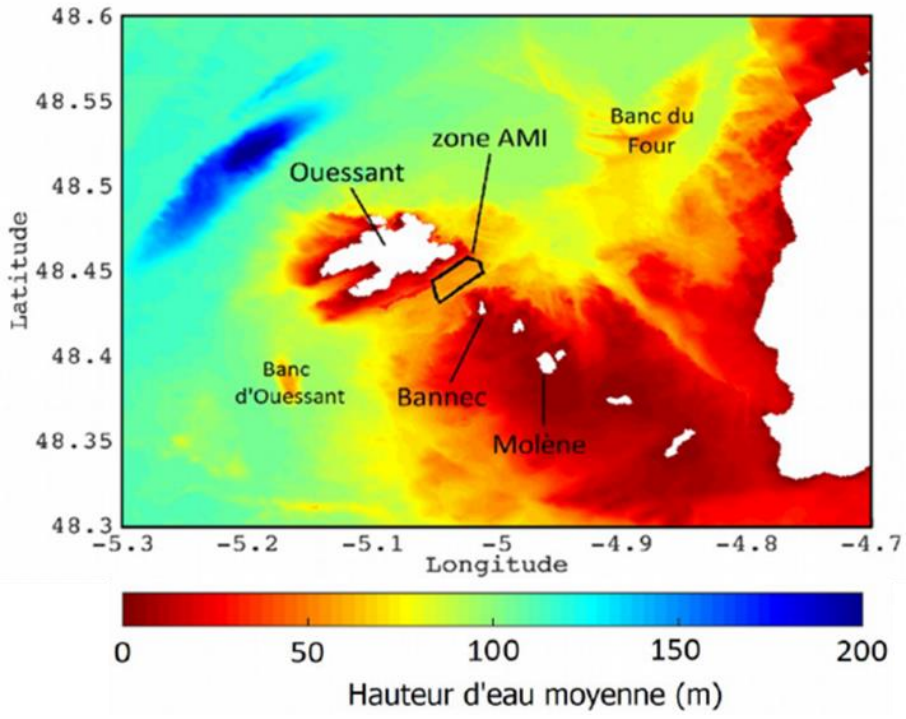


Figure 1.4. Profondeur par rapport au niveau d'eau moyen dans l'archipel de Molène et d'Ouessant [6].

1.2.2 Hydrolienne

Le principe de fonctionnement des hydroliennes ressemble en grande partie à celui des éoliennes. Il consiste à exploiter l'énergie cinétique du fluide en mouvement pour mettre en mouvement les pales. Cette énergie cinétique est transformée en énergie mécanique (un couple mécanique) puis en énergie électrique grâce à une génératrice.

Exploiter les courants de marée pour produire de l'énergie électrique n'est pas une idée nouvelle. La première turbine permettant d'exploiter les courants de marée a été développée par l'entreprise Underwater Electric Kite en 1981 [18]. Cependant, la faisabilité commerciale de cette technologie n'a commencé réellement à progresser dans le monde qu'à partir de 2003, lorsque l'entreprise Marine Current Turbines Ltd (MCT) a installé à Lynmouth, sur la côte nord du Devon, la première turbine hydrolienne expérimentale d'une puissance de 300 kW et d'un diamètre de 11 m [18], [19].

Cette progression a été accompagnée par un emballement du nombre de concepts d'hydroliennes avec des architectures et des conditions d'utilisation très variées, laissant présager la structuration non pas d'un seul mais de plusieurs marchés hydroliens [4]. En effet, en 2003, selon l'Agence Internationale d'Energie, il n'existait que cinq concepts différents. Alors qu'en 2009 plus de 50 concepts d'hydroliennes ont été recensé par le département américain de l'énergie [18]. L'essentiel des hydroliennes qui existe aujourd'hui peut être classé dans deux grandes familles : les hydroliennes à flux axial et les hydroliennes à flux transverses.

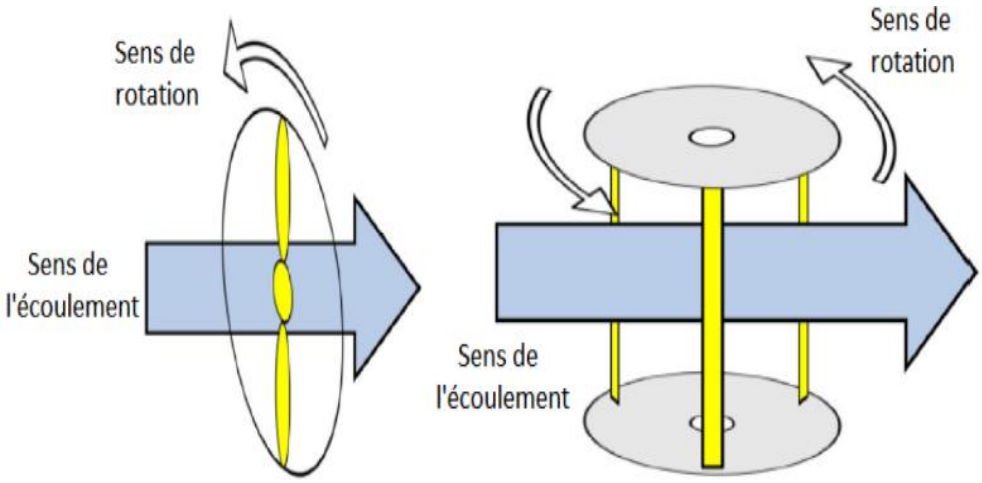


Figure 1.5. Hydroliennes à flux axial à gauche et à flux transverse à droite [20].

1.2.2.1 Les hydroliennes à flux axial

Les hydroliennes à flux axial sont les plus développées aujourd'hui. Elles utilisent un axe de rotation parallèle à l'écoulement (Figure 1.5) et sont souvent appelées « hydrolienne à axe horizontal ». Comme la direction des courants est variable, la turbine peut soit fonctionner dans les deux sens (la turbine est presque symétrique) soit disposer d'un système de rotation lui permettant de faire constamment face à l'écoulement. Ce système d'orientation de la nacelle offre un meilleur rendement à la turbine car elle est toujours bien alignée avec le courant. Cependant, sa présence diminue la fiabilité mécanique de l'hydrolienne et peut également générer une augmentation des coûts de fabrication et de maintenance. Les turbines à flux axial sont dans la plupart des cas des turbines tripales auto-démarrantes. Elles sont souvent équipées d'un système d'orientation des pales pour pouvoir contrôler la puissance extraite et la poussée exercée en fonction de la vitesse du courant. Enfin, notons qu'elles sont parfois carénées pour canaliser l'écoulement et augmenter leurs performances.

La plupart des projets hydroliens adoptent ce concept de turbines tripales à flux axial. Nous citerons ci-dessous deux exemples de projets ayant adopté ce concept :

- Le projet d'énergie marine MeyGen [21] **:** C'est la plus grande installation de production d'énergie hydrolienne au monde. Durant la première phase du projet, quatre hydroliennes tripales à flux axial ont été installées. Chaque turbine produit une puissance de 1.5 MW avec un rotor de 16 m de diamètre. Une de ces turbines a été fabriquée par l'entreprise Atlantis (voir figure 1.6). Les trois autres ont été fabriquées par l'entreprise Andritz Hydro Hammerfest (voir figure 1.7). L'installation de ces 4 hydroliennes servira de précurseur au développement de la phase 2 et 3 du projet. Ces deux phases restantes permettront d'atteindre 398 MW.

Figure 1.6. Turbine Atlantis AR1500.

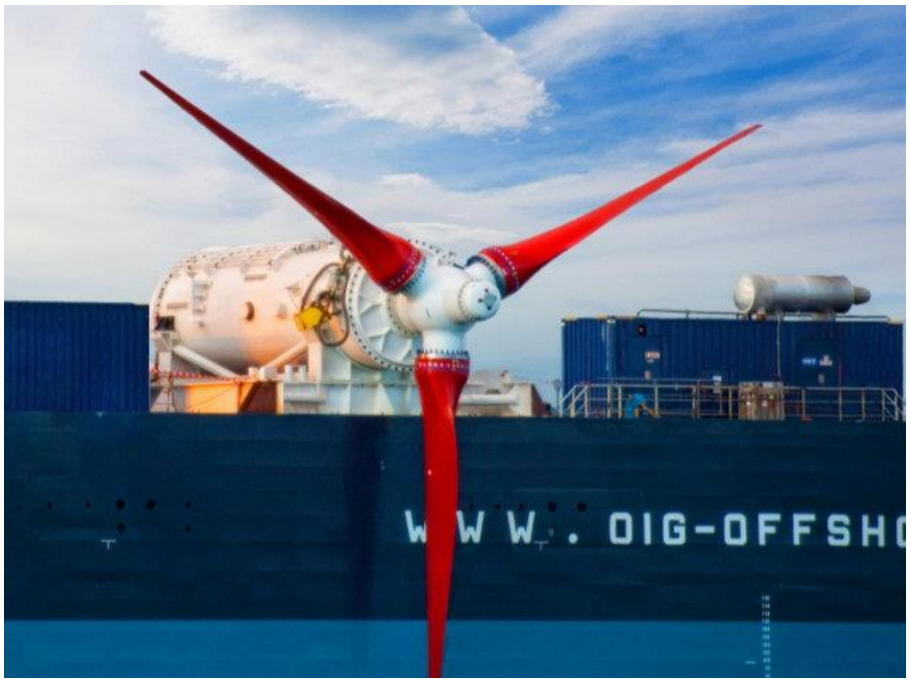


Figure 1.7. Turbine Andritz Hydro Hammerfest.

- Le projet de démonstrateur pré-industriel Sabella D10 : La PME finistérienne Sabella a immergé en 2015 une hydrolienne d'une puissance de 1 MW et d'un diamètre de 10 m (Figure 1.8). La turbine a été installée dans le Passage du Fromveur. C'est la première machine française à avoir été raccordée au réseau (à l'île d'Ouessant).

Figure 1.8. Turbine Sabella D10.

Quant aux turbines carénées, elles bénéficient d'un très bon rendement quand elles sont parfaitement face au courant. Néanmoins, elles ne disposent généralement pas de systèmes d'orientation. Elles ont par conséquent une forte sensibilité à l'orientation du courant. C'est le concept qui a été adopté par l'entreprise OpenHydro (voir figure 1.9).

Figure 1.9. Modèle réduit d'hydrolienne de technologie OpenHydro sur un site de test [Source : OpenHydro].

1.2.2.2 Les hydroliennes à flux transverses

Les hydroliennes à flux transverse ont un axe de rotation parallèle à l'écoulement (voir figure 1.5). Cet axe peut être vertical ou horizontal. L'un des avantages des turbines à axe vertical est que leur fonctionnement est indépendant du sens de l'écoulement. L'utilisation d'un système d'orientation n'est donc pas obligatoire. L'absence d'un tel système représente un gain économique important en terme de fabrication et de maintenance de l'hydrolienne. Comme pour les turbines à flux axial, ces hydroliennes peuvent être carénées (figure 1.10 et 1.11) ou non (figure 1.12). Le démonstrateur hydrolien marin exposé dans la figure 1.11, sera présenté dans la section 6 de ce chapitre.

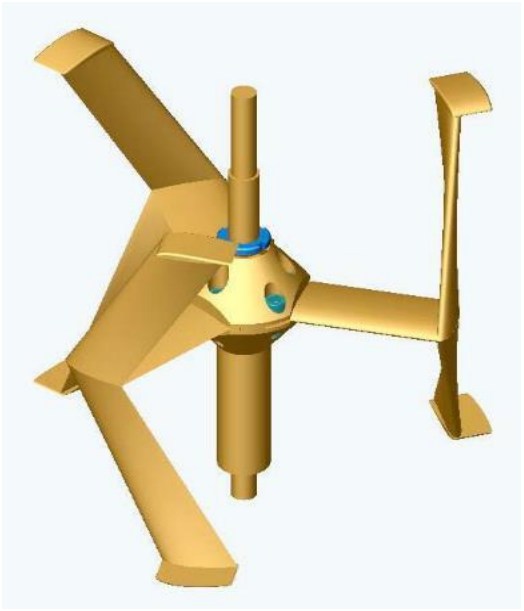


Figure 1.10. Turbine à axe vertical libre. Projet Harvest [22].

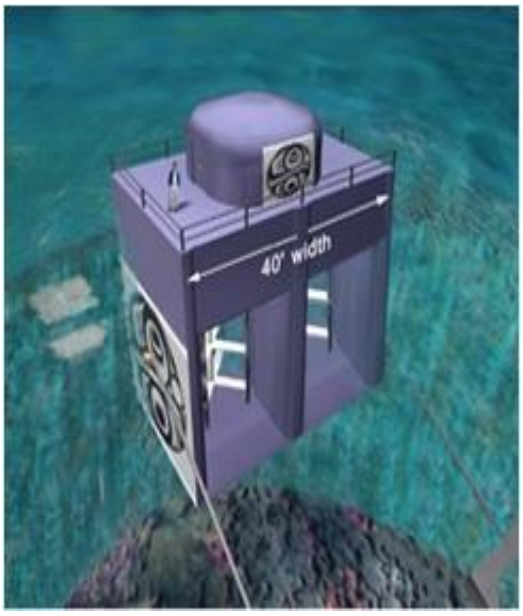


Figure 1.11. Turbine à axe vertical carénée. Projet Blue Energy [22].

Figure 1.12. Turbine à axe vertical carénée à quatre rotors. Projet OceanQuest [16].

1.2.3 Fondation

Les hydroliennes sont installées dans des milieux à forts courants marins et sont généralement exposées aux vagues. La turbine doit donc résister à l'hostilité de son environnement ainsi qu'à la forte poussée axiale à laquelle elle sera exposée. La fondation joue donc un rôle essentiel afin d'assurer sa stabilité. Différents types de fondations sont illustrés sur la figure 1.13. Les fondations peuvent être rangées dans quatre familles : les structures gravitaires, les structures mono-piles, les structures de type jacket et tripode-quadripode, et les structures flottantes.

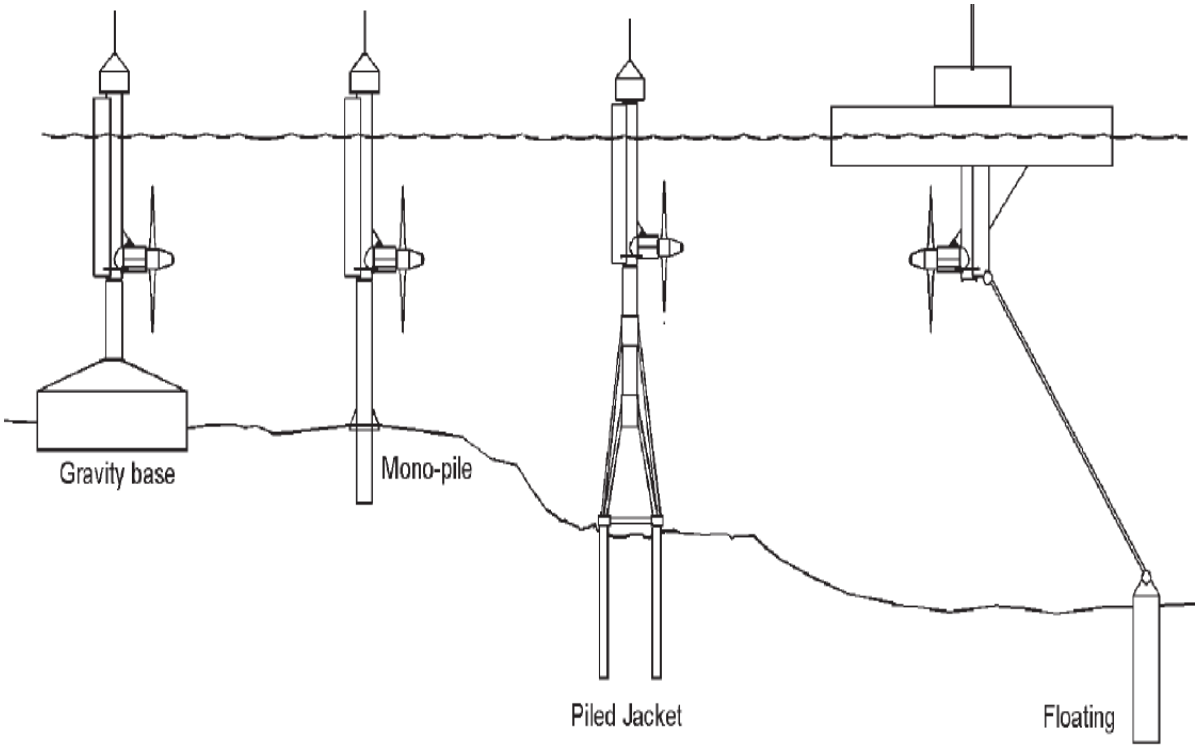


Figure 1.13. Structure porteuses pour hydroliennes [23].

Chacune de ces structures peut être approximativement associée à un palier de profondeur. Les structures gravitaires ou mono-piles sont plus adaptées aux eaux peu profondes (<30 m). Les structures de type jacket et tripode-quadripode sont plus adaptées à des eaux moyennement profondes (entre 30 m et 60 m). Les structures flottantes peuvent quant à elles être exploitées dans des eaux profondes (>60 m) [24].

La profondeur du milieu marin ne représente pas l'unique critère pour choisir la structure la plus appropriée des fondations. Le type du sol est également un facteur important à prendre en considération lors de l'étude de la faisabilité technique. A titre d'exemple, les structures gravitaires nécessitent un sol rocheux ou un sol composé d'une

faible couche de sable afin d'éviter le risque de liquéfaction du sol. Quand il s'agit d'un sol à sédiment sableux, la structure mono-pile est souvent préférée.

Les fondations avec une structure gravitaire sont les plus utilisées actuellement. Elles ont été adoptées par Hydroquest, Andritz Hydro Hammerfest , Atlantis et Sabella.

1.2.4 Multiplicateur

Pour les hydroliennes de petites puissances, un couplage direct du générateur à la turbine est possible. Toutefois, cette solution n'est pas possible pour les hydroliennes de grande puissance équipées de générateurs conventionnels. Les pales d'une hydrolienne de grande puissance tournent généralement à une vitesse de 10 à 20 tr/min, tandis que la vitesse de rotation d'un générateur conventionnel est de l'ordre de 1000 à 3000 tr/min. Pour adapter la vitesse de rotation de la turbine à celle du générateur, les turbines utilisant des machines conventionnelles doivent être équipées d'un système multiplicateur de vitesse. Ce système comporte principalement un frein à disque et deux arbres ; un lent associé à la turbine et un deuxième à grande vitesse associé à la génératrice. La figure 1.14 montre des exemples de multiplicateurs utilisés pour des hydroliennes.

Le multiplicateur de vitesse est le composant dont les pannes sont les plus fréquentes, impactant le coût de maintenance et le coût total de l'énergie [25]. Pour réduire les coûts de la maintenance, des pannes (réparation et indisponibilité de la turbine) et de l'entretien, certains constructeurs de turbines ont tendance à privilégier des solutions dites à entrainement direct, sans multiplicateur de vitesse. C'est l'option qui a été adoptée par exemple pour la turbine OpenHydro (voir figure 1.9). Cependant, l'option d'entraînement direct conduit à des turbines de diamètres et de poids élevés et à des générateurs et des convertisseurs de puissance plus coûteux [25].

Aujourd'hui, il n'existe pas de consensus sur la nécessité d'équiper les hydroliennes avec des multiplicateurs de vitesse. Les solutions à entrainement direct comme les solutions à multiplicateur de vitesse présentent aussi bien des avantages que des inconvénients. Le choix reste donc difficile. Même si la solution avec multiplicateur semble la plus appropriée en termes de fiabilité et de rentabilité [25], le choix de cette technologie doit donc s'appuyer sur une étude technico-économique spécifique à chaque projet hydrolien.

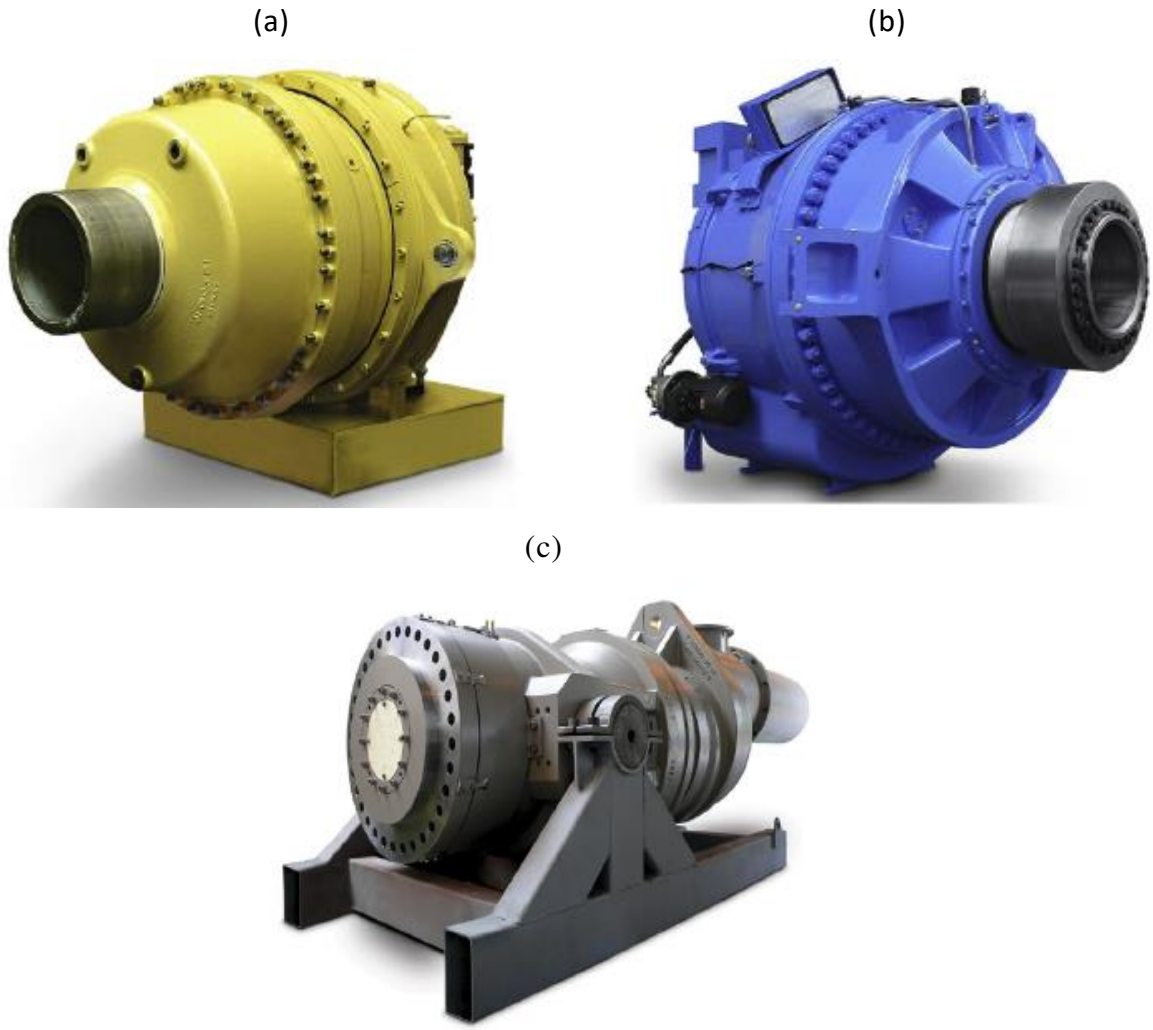


Figure 1.14. Multiplicateurs de vitesse industriels pour : (a) le démonstrateur TGL EMEC ; (b) les turbines du projet MeyGen et (c) la turbine MCT SeaGen [25], [26].

1.2.5 Génératrice

Les génératrices électriques les plus employées pour les systèmes hydroliens sont : la Génératrice Asynchrone (GAS) à Cage d'écureuil, la Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA) et la Génératrice Synchrone à Aimant Permanent (GSAP).

1.2.5.1 Génératrice Asynchrone (GAS) à cage d'écureuil

Les atouts essentiels de la GAS à cage d'écureuil sont : sa simplicité, sa robustesse, sa faible masse et son faible coût de construction et de maintenance. C'est la machine la plus employée pour les hydroliennes à vitesse fixe. La génératrice ne fonctionne donc que pour des vitesses légèrement supérieures à la vitesse du synchronisme avec un glissement de l'ordre de 1 à 2 %. Un système d'orientation des pales est utilisé pour garder la vitesse constante. Comme le montre la figure 1.15, la connexion directe au réseau de ce type de

machine nécessite l'ajout d'un bloc de compensation de l'énergie réactive. Le grand inconvénient de cette structure, c'est qu'elle ne permet pas de contrôler les différents paramètres tels que la tension, la fréquence, la puissance active et réactive [27].

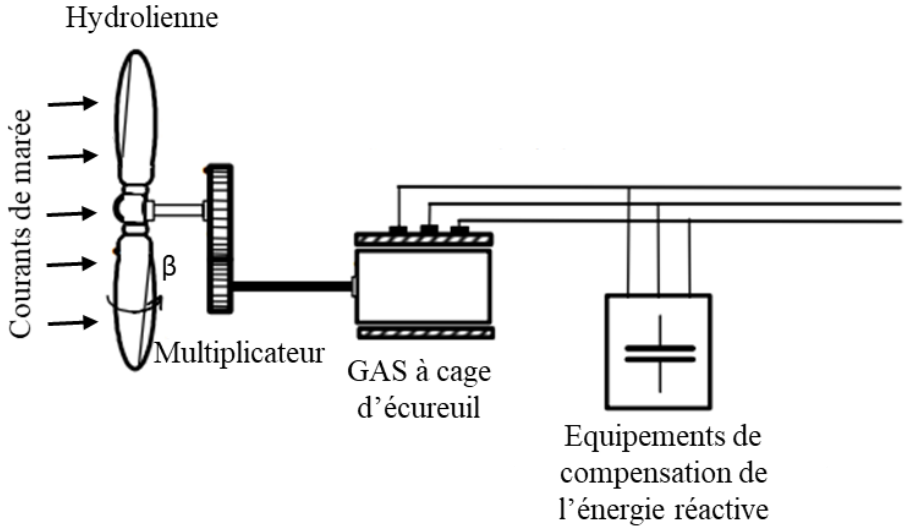


Figure 1.15. Structure de la chaine de conversion d'une hydrolienne utilisant une génératrice asynchrone à cage d'écureuil.

1.2.5.2 Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA)

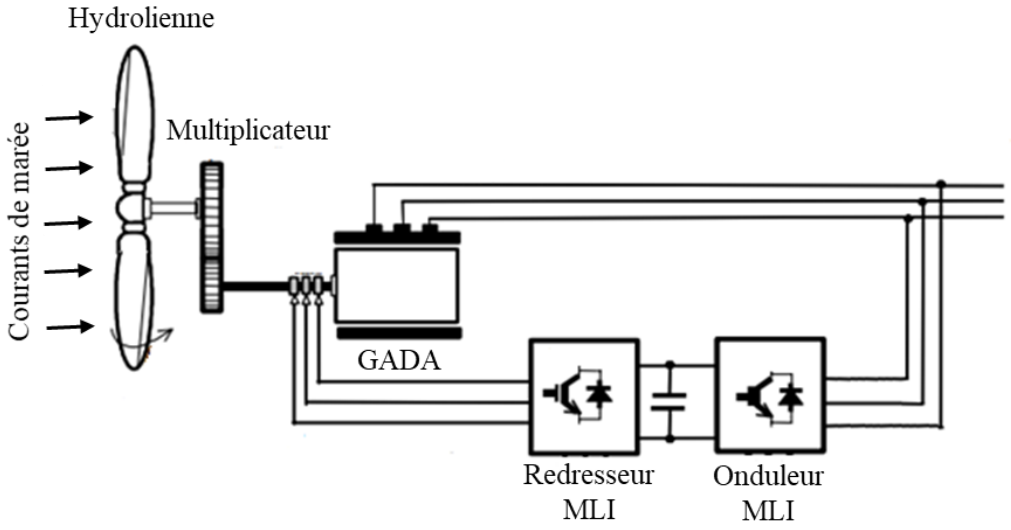


Figure 1.16. Structure de la chaine de conversion d'une hydrolienne utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation [28].

La GADA permet d'extraire de la puissance électrique à la fois par le stator et par le rotor quand l'hydrolienne est en mode générateur en hyper synchronisme (voir figure 1.16). Ce type de machine est plus adapté aux hydroliennes à vitesse variable. Le stator de la GADA est un bobinage triphasé directement connecté au réseau. Le rotor est

également relié au réseau mais avec des convertisseurs de puissance. Ces derniers sont dans la plupart des cas des onduleurs triphasés à Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI). Les structures avec des GADAs offrent un grand avantage en termes de coût de convertisseurs. Ces derniers sont dimensionnés en considérant une fraction de la puissance nominale de la génératrice (environ 30 %).

1.2.5.3 Génératrice asynchrone à aimants permanents (GSAP)

Le stator de la GSAP est similaire à celui de la GADA. Le rotor de la GSAP est à aimants permanents. La structure de la chaine de conversion d'une hydrolienne utilisant une GSAP est illustrée sur la figure 1.17. La GSAP est très présente dans les hydroliennes à vitesse variable car elle possède un rendement élevé (98.5% pour les gros alternateurs). Elle peut également fonctionner sans multiplicateur de vitesse en augmentant le nombre de paires de pôles ce qui permet de minimiser les pertes de puissance et les coûts de maintenance. La récupération de l'énergie peut être effectuée dans une large plage de vitesse grâce aux convertisseurs de puissance insérés entre le stator de la machine et le réseau électrique. Contrairement aux convertisseurs de la GADA qui sont dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale, les convertisseurs de la GSAP sont dimensionnés pour la totalité de la puissance nominale de la machine. Cela engendre un surcoût financier par rapport aux coûts des convertisseurs de puissance de la GADA. Les systèmes avec GSAP exigent également une interface d'électronique de puissance additionnelle pour réguler la tension et la fréquence nécessaire à la machine pour son couplage au réseau électrique [29].

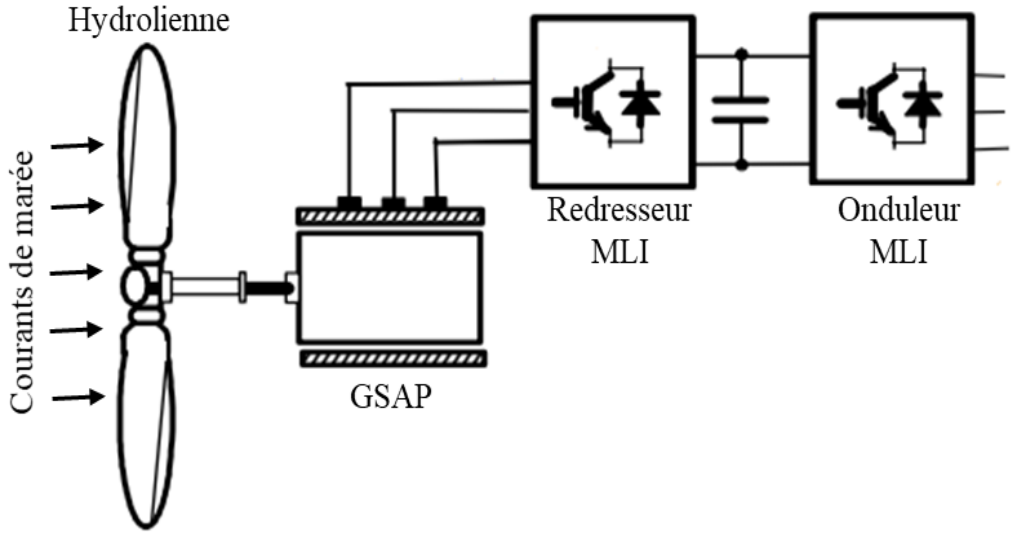


Figure 1.17. Structure de la chaine de conversion d'une hydrolienne utilisant une génératrice synchrone à aimant permanent.

1.2.6 Connexion au réseau électrique terrestre

La configuration générale de l'architecture électrique pour raccorder le parc d'hydroliennes au réseau terrestre est illustrée sur la figure 1.18. Cette architecture est divisée en deux parties principales :

1. Le système de collection constitué du raccordement inter-hydroliennes qui permet de collecter la puissance générée par chaque turbine et de la transmettre jusqu'au Point de Collection d'Energie Offshore (PCEO).
2. Le système de transmission qui transporte l'énergie produite par le parc d'hydroliennes du PCEO au point de livraison terrestre.

Les principaux composants constituant le système de connexion électrique d'un parc d'hydroliennes sont :

- Les connecteurs.
- Les câbles sous-marins.
- Le(s) point(s) de collection offshore
- Les équipements de compensation de l'énergie réactive.

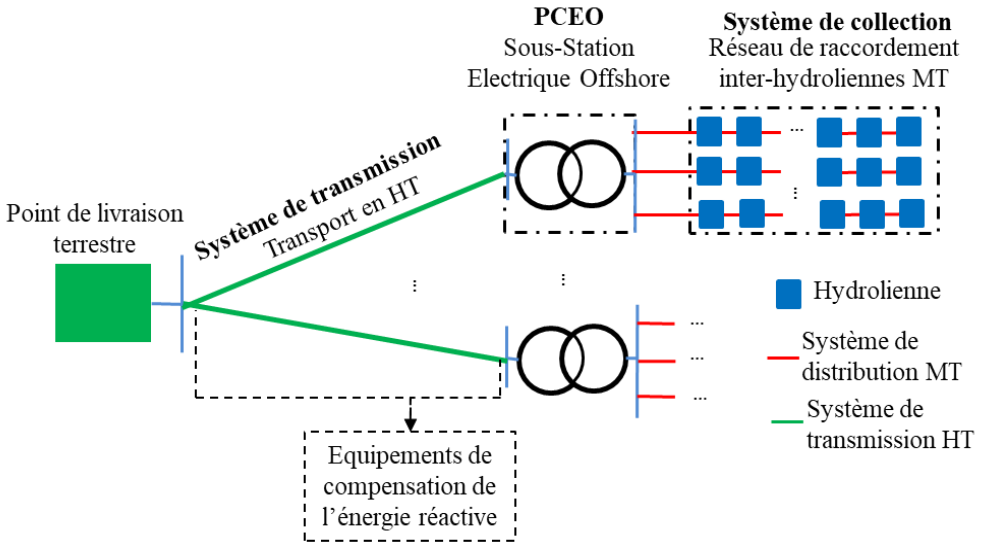


Figure 1.18. Configuration générale de l'architecture électrique d'un parc d'hydroliennes.

1.3 ARCHITECTURE ELECTRIQUE DES PARCS D'HYDROLIENNES

Dans cette section, les principaux composants constituant le réseau électrique d'un parc d'hydroliennes sont présentés dans un premier lieu. L'accent sera mis par la suite sur les différentes topologies de connexion possibles des turbines dans le parc.

1.3.1 Composants du système de connexion électrique

1.3.1.1 Connecteurs sous-marins

Les connecteurs permettent une connexion non permanente des différentes parties du système électrique, facilitant la procédure de récupération des dispositifs et des composants pour la maintenance. Les connecteurs sont utilisés pour relier deux câbles ou un câble à un autre équipement électrique dans le parc d'hydroliennes. Ils peuvent être accouplés dans un environnement sec ou humide.

Il existe deux types de connecteurs sous-marins. Les connecteurs à contact sec (*dry mate connectors*) et les connecteurs à contact humide (*wet mate connectors*). Deux exemples de connecteurs industriels, à contact humide et à contact sec sont respectivement illustrés sur les figures 1.19 et 1.20. Les connecteurs à contact sec sont utilisés lorsque les connexions sont faites en surface, tandis que les connecteurs à contact humide offrent la possibilité d'effectuer les connexions dans l'eau. Les connecteurs à contact sec sont les plus avancés technologiquement. Ils peuvent supporter des courants et des tensions plus élevés [30].

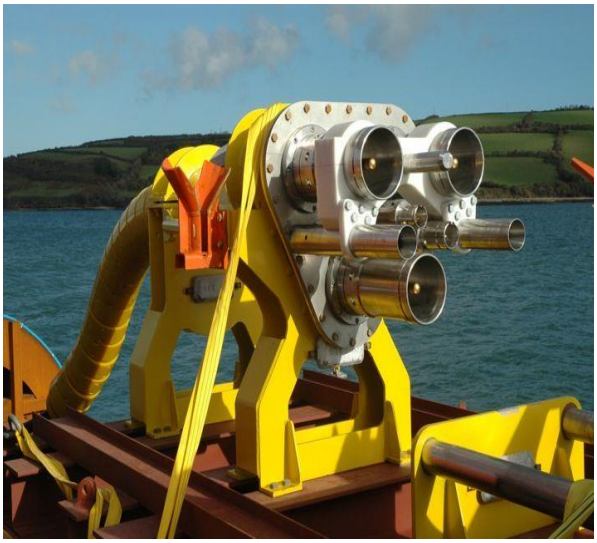


Figure 1.19. Connecteur à contact humide (Wet mate)

Figure 1.20. Connecteur à contact sec (Dry mate) 36 KV [Hydro Group].

Les connecteurs à contact humide sont plus couteux que les connecteurs à contact sec. Cette différence de coût peut toutefois être compensée grâce aux atouts techniques des connecteurs à contact humide qui permettent de réduire le temps nécessaire pour déconnecter l'appareil lors des opérations de maintenance par exemple. La figure 1.21 montre une sélection de connecteurs à contact sec et humide disponibles dans l'industrie des énergies marines renouvelables, en fonction de leur niveau de tension, de leur nombre des contacts et de leur puissance nominale [31].

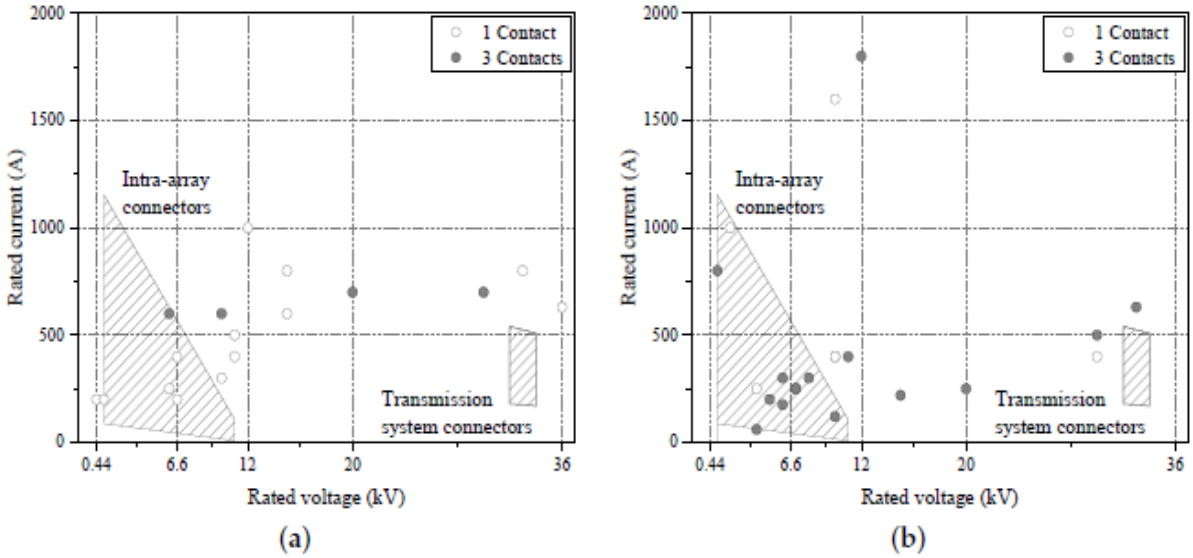


Figure 1.21. Exemples de connecteurs disponibles dans l'industrie des EMRs. (a) Connecteur à contact sec. (b) Connecteur à contact humide [31]. La zone ombrée indique les exigences attendues des connecteurs pour le réseau du système de collection et de transmission.

1.3.1.2 Câbles sous-marins

Les câbles électriques sous-marins permettent de collecter l'énergie produite par chaque hydrolienne à travers le système de collection et de l'exporter du point de collection offshore au point de livraison terrestre par le biais du système de transmission. Outre le transfert d'énergie, la fibre optique intégrée dans les câbles joue un rôle crucial dans la surveillance et le contrôle des composants électriques du réseau en transmettant les signaux de communication entre les équipements du réseau électrique en mer et les structures terrestres [31]. Collin et al. [31] ont réalisé un inventaire des câbles sous-marins utilisés aujourd'hui dans le monde. La figure 1.22 présente les principales technologies de câble en fonction de leur niveau de tension, de leur distance du point de livraison terrestre, de la nature du courant électrique (AC ou DC) et de la puissance apparente maximale que chaque câble peut transporter.

L'industrie des EMRs a beaucoup profité des avancées technologiques de l'industrie pétrolière, notamment celles concernant les solutions de raccordement. Le développement des câbles sous-marins n'a cessé à son tour de progresser ces dernières décennies. Aujourd'hui, trois technologies de câbles existent sur le marché : les câbles isolés au papier imprégné, les câbles à isolation synthétique et les câbles à isolation gazeuse. Les câbles à isolation synthétique sont les plus utilisés dans les systèmes de transmission d'énergie des parcs de production d'EMRs. Ils sont plus écologiques, facile à installer et nécessitent moins d'entretien que les câbles nécessitant des systèmes d'alimentation en huile. Les isolations suivantes sont les plus utilisées pour les câbles à isolation synthétique : le polyéthylène réticulé (XLPE) et l'éthylène-propylène (EPR). Les câbles à isolation XLPE ont une grande capacité de transport grâce à leur bonne capacité thermique. En outre, Les pertes diélectriques dans un câble XLPE sont nettement inférieures à celles dans les câbles à isolation EPR [32] .

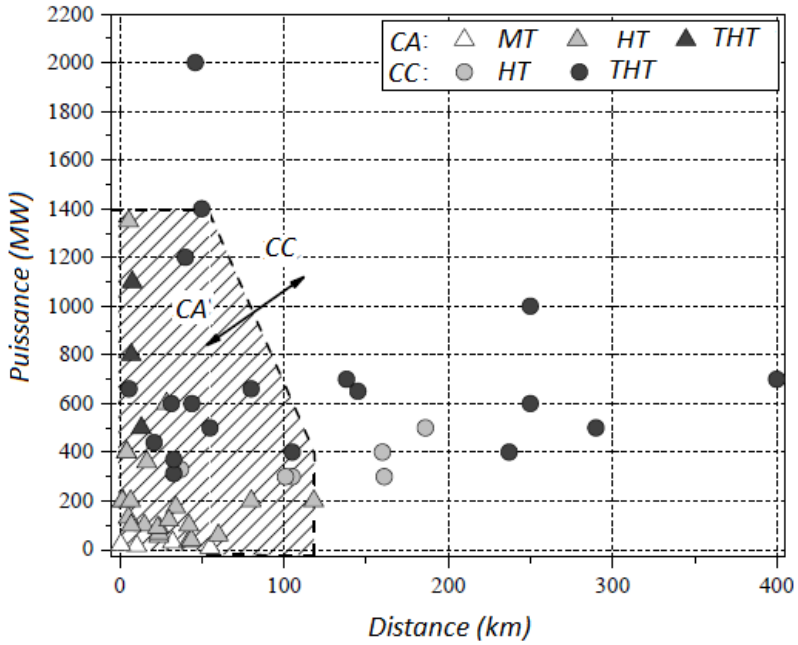


Figure 1.22. Inventaire des câble sous-marins utilisés dans le monde.

Les solutions de câble de type « three-core cable » où les trois conducteurs sont regroupés dans un seul câble sont largement adoptées dans l'industrie des EMRs. Le regroupement des conducteurs dans un seul câble permet de réduire considérablement le coût de pose. Il est aussi possible d'ajouter un quatrième câble de redondance permettant de réaliser plus rapidement et plus facilement les opérations de rechange en cas de panne.

Un exemple de câble MT, de type *three-core cable* à isolation XLPE est présenté sur la figure 1.23.

1. Conducteurs en cuivre
2. Ecran semi-conducteur interne-extrudé
3. Isolant : XLPE
4. Ecran semi-conducteur externe-extrudé
5. Ecran métallique en cuivre.
6. Séparateur : film plastique
7. Gaine : Polyéthylène (PE)
8. Remplissage : cordes en polypropylène
9. Rubans de reliure
10. Fils de polypropylène
11. Armure : fils d'acier rond galvanisé
12. Rubans de toile de jute, composé bitumineux, cordes de polypropylène

Figure 1.23. Câble sous-marin moyenne tension (36 KV) à isolation d'XLPE [33].

Le mouvement attendu des câbles permet de les classifier en deux grandes catégories : les câbles statiques et les câbles dynamiques. Les câbles statiques sont généralement enfouis dans le fond marin, tandis que les câbles dynamiques ne sont pas fixés sur le fond marin [31]. Les hydroliennes sont installées dans des milieux à forts courant marins. Par conséquent, les câbles sont généralement enterrés afin de résister à l'hostilité de l'environnement marin (voir figure 1.24). L'enterrement des câbles sous-marins permet également d'éviter les défaillances dues aux ancres de navires et aux engins de pêche. Bien que cette solution soit obligatoire pour les câbles dans le système de transmission, elle n'est pas toujours nécessaire pour les câbles constituant le système de collection, quand il s'agit d'exploiter des zones en mer de petites surfaces, interdites à la navigation et aux activités de pêche [34]. Dans les zones comportant un fond marin rocheux où il est difficile de procéder à des opérations d'enterrement, des matelas en béton ou des enrochements sont déployés pour protéger les câbles.

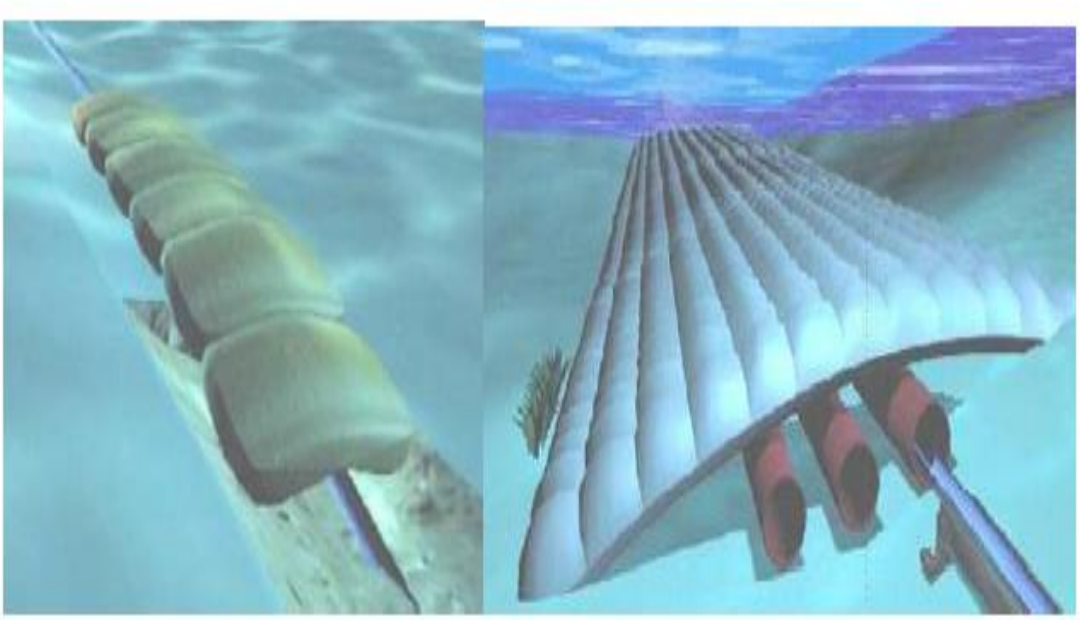


Figure 1.24. Protection par matelas et sacs en béton [34].

1.3.1.3 Point de collection d'énergie offshore

Deux solutions existent pour transporter l'énergie produite par chaque hydrolienne jusqu'au point de livraison terrestre : 1) raccorder chaque turbine avec un câble sous-marin au point de livraison terrestre ; 2) raccorder les turbines au point de livraison terrestre par l'intermédiaire d'un ou plusieurs PCEO. Le choix d'une configuration ou d'une autre dépend principalement de la taille du parc, de sa puissance et de la distance entre le centre du parc et le point de livraison terrestre.

La première solution est souvent adoptée pour les petits parcs d'énergies marines. C'est le cas du projet MeyGen [35], où chaque turbine est directement raccordée au point de livraison terrestre. A cause du coût élevé des câbles sous-marins de transmission, la deuxième configuration qui consiste à installer un ou plusieurs PCEOs est largement privilégiée pour les grands parcs d'EMRs. L'énergie produite par chaque turbine doit donc être collectée par un ou plusieurs PCEOs et transportée par la suite vers le point de livraison terrestre où elle est livrée au réseau national. La collection d'énergie en mer peut être effectuée à travers des PCEOs passifs (un hub passif) ou à travers des sous-stations électriques offshore.

1.3.1.3.1 Hub passif :

Un hub est un moyeu permettant de collecter l'énergie, et de l'exporter au même niveau de tension que celui du système de collection. Il existe deux catégories de hub. Les hubs fixes et les hubs flottants.

Un hub fixe est un hub posé et fixé au sol. C'est la solution qui a été adoptée par exemple dans le cadre du projet britannique Wave Hub [36] où la société JDR Engineering a développé un hub muni de 4 entrées et une sortie, permettant de recevoir la puissance émise par les quatre turbines avant de l'injecter au point de livraison terrestre (voir figure 1.25).

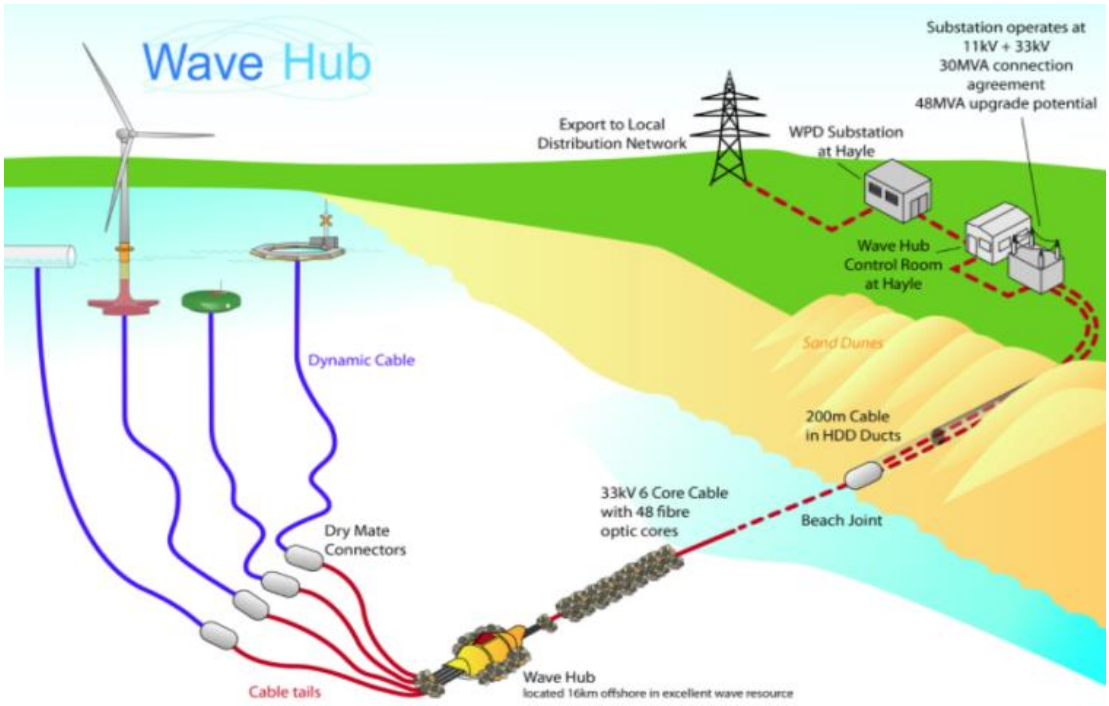


Figure 1.25. Illustration du projet Wave Hub [36].

Quant aux hubs flottants, ils constituent une bonne alternative dans les zones rocheuses où il est difficile d'implanter des hubs fixes. Ils sont plus économiques pour l'installation et la maintenance puisqu'ils peuvent facilement être transportés à terre. Néanmoins, l'exploitation des hubs flottants est plus difficile dans les milieux marins hostiles. Ils ont également un impact visuel plus élevé que les hubs fixes, et nécessitent l'utilisation de câbles dynamiques.

1.3.1.3.2 Sous-station électrique offshore

Une SSEO offre la possibilité d'effectuer la transmission d'énergie entre le PCEO et le point de livraison terrestre en Haute Tension (HT). Quand il s'agit d'exploiter des parcs

d'EMRs de puissance élevée situés à des distances importantes des côtes, le passage en HT est nécessaire pour réduire les pertes d'énergie dans le système de transmission. Une SSEO comporte principalement un ou plusieurs transformateurs élévateurs de tension, des équipements de compensation de l'énergie réactive et des armoires électriques de protection.

Aujourd'hui, il n'existe pas de SSEO de grande puissance complétement immergeable. Certains prototypes de SSEO immergés ont été développés pour des parcs d'EMRs de petite puissance. Comme dans le cas du projet Lysekil où l'université d'Uppsala a fabriqué une SSEO de 96 kVA pour récupérer l'énergie produite par les convertisseurs d'énergie des vagues (voir figure 1.26) [37].

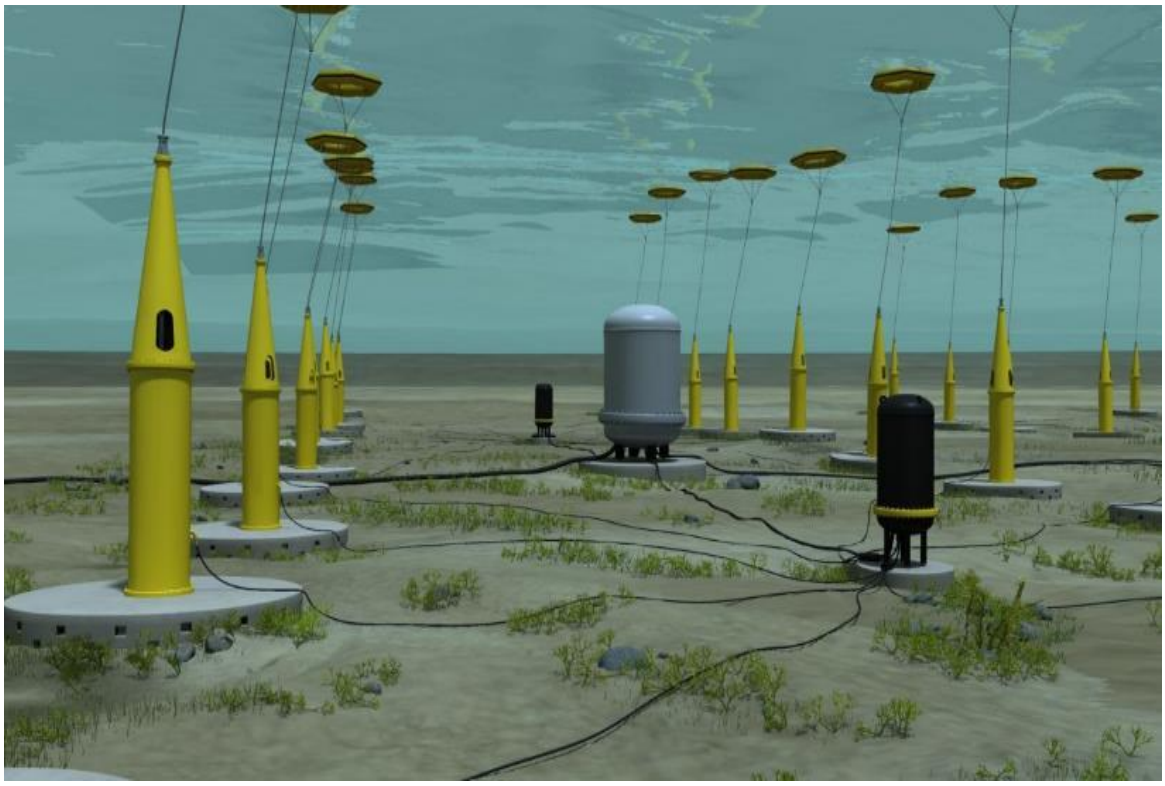


Figure 1.26. Sous station électrique offshore développé par l'université Uppsala dans le cadre du projet Lysekil [37]

Pour les parcs d'EMRs de très grande puissance, la SSEO peut contenir également des générateurs diésel, une base d'hélicoptère ainsi que des chambres et des locaux permettant de loger tous les équipements électriques nécessaires pour faciliter la maintenance. C'est le type de sous station le plus utilisé aujourd'hui pour les applications de parcs d'éoliennes offshores posées. La figure 1.27 montre un exemple de SSEO développé par STX pour un parc d'éoliennes offshore.

Figure 1.27. Sous-station électrique offshore [source : STX France].

1.3.2 Topologie de raccordement du réseau électrique de parcs d'hydroliennes

1.3.2.1 Topologie de connexion du système collection

Plusieurs options existent pour interconnecter les turbines dans un parc d'hydroliennes. Le choix d'une option dépend de raisons économiques mais aussi des exigences de disponibilité et de fiabilité. Selon la taille du parc et sa distance à la côte, certaines topologies de raccordement peuvent être préférées à d'autres. Ci-dessous, nous présentons les 4 topologies de raccordement possibles pour le système de collection [38], et nous discutons les avantages et les inconvénients de chacune d'entre elles.

- Topologie de connexion du système de collection n°1 : c'est la topologie de raccordement la plus simple. Elle consiste à raccorder chaque hydrolienne au point de livraison terrestre avec un câble de transmission d'énergie (voir figure 1.28). Cette topologie est très chère à cause des coûts très élevés des câbles de transmission. Toutefois, le taux de disponibilité du parc d'hydroliennes ayant cette topologie de raccordement est très élevé. Cette topologie de raccordement est plus appropriée aux petits parcs d'hydroliennes situés très proche des côtes.

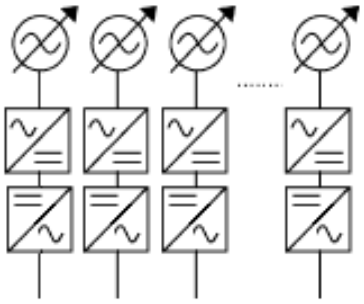


Figure 1.28. Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°1 où chaque hydrolienne est connectée directement au point de livraison terrestre.

- Topologie de connexion du système de collection n°2 : cette topologie consiste à déployer un seul câble de transmission, du centre du parc au point de livraison terrestre (voir figure 1.29). Le coût du système de transmission est moins couteux que celui de la topologie précédente, car un seul câble est déployé pour le transport de l'énergie au point de livraison terrestre. Cependant, le niveau de disponibilité de cette configuration est très faible à cause de l'arrêt total de la production en cas de panne dans le système de transmission. Elle peut également impliquer des pertes très élevées dans le système de transmission et nécessite donc l'installation d'une plateforme de collection d'énergie offshore afin d'élever le niveau de tension en mer. Cette topologie est plus appropriée aux parcs d'hydroliennes de taille moyenne, loin des côtes et à faible risque de pannes.

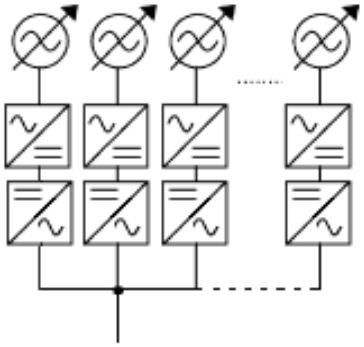


Figure 1.29. Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°2 où un seul câble de transmission est déployé du parc au point de livraison terrestre.

- Topologie de connexion du système de collection n°3 : cette topologie consiste à utiliser plusieurs groupes de turbines, avec un câble de transmission entre chaque groupe et le point de livraison terrestre (voir figure 1.30). Le taux de disponibilité de la production en cas de panne de cette topologie est plus élevé que celle de la topologie n°2. Néanmoins, ce type de raccordement nécessite l'installation de plusieurs câbles de transmission ainsi que le déploiement de plusieurs PCEOs. Cela peut engendrer un surcoût financier (par rapport à la topologie de connexion n°2). Cette topologie de

connexion est plus appropriée aux grands parcs d'hydroliennes avec des risques de pannes élevés.

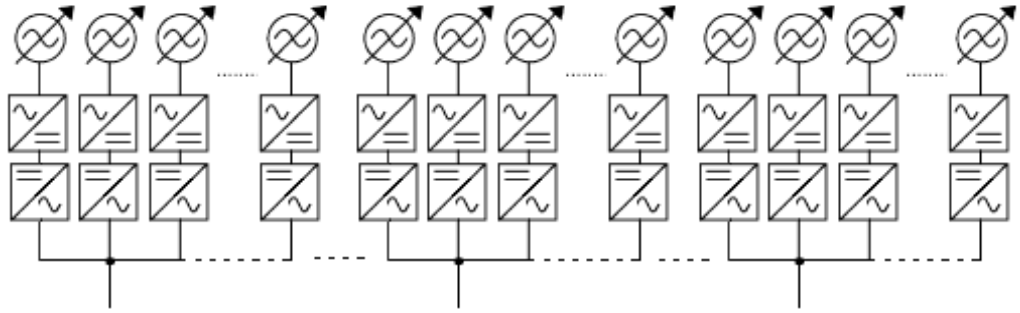


Figure 1.30. . Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°3 où un câble est déployé entre chaque groupe de turbines et le point de livraison terrestre.

- Topologie de connexion du système de collection n°4 : cette topologie consiste à avoir un seul groupe de turbines composé de plusieurs sous-groupes, raccordés entre eux avec un seul PCEO. Le système de transmission repose donc sur un seul câble de transmission (voir figure 1.31). Avec cette topologie, le coût des câbles de transmission est plus faible. Toutefois, le degré de complexité d'installation d'une telle topologie est assez élevé. Cette topologie nécessite également le déploiement de plusieurs PCEOs, composés de hubs et au moins une sous-station électrique offshore. Le taux de disponibilité de ce système est très faible. En effet, d'une part, il est difficile de trouver le défaut en cas de problème car le système est assez complexe, et d'autre part, une panne dans le système de transmission engendre un arrêt total de la production. Cette topologie de raccordement est plus appropriée aux grands parcs d'hydroliennes avec de faibles risques de pannes.

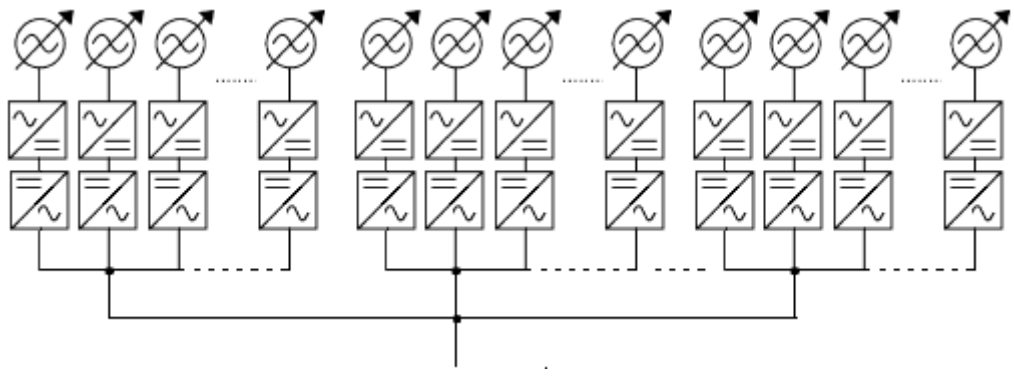


Figure 1.31. Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°4 où les connexions des différents groupes de turbines sont effectuées avec un seul câble entre le parc et le point de livraison terrestre.

1.3.2.2 Topologie de raccordement du système de transmission

Le système de transmission dans un parc d'hydroliennes désigne le raccordement entre le PCEO et le point de livraison terrestre. Pour les grands parcs de production d'énergie en mer, un choix optimisé et judicieux du système de transmission est essentiel pour réduire le coût de production d'énergie. Ce choix est influencé par plusieurs aspects techniques et économiques tels que le nombre de câbles nécessaires, le degrés de fiabilité du système et les contraintes liés aux normes fondamentales du « grid code » pour l'intégration dans le réseau électrique terrestre national [39]. Il existe deux grandes familles de système de transmission. Les systèmes de transmission à courant alternatif HVAC et les systèmes de transmission à courant continu HVDC.

La quasi-totalité des parcs de production d'énergie en mer qui existent aujourd'hui utilise des systèmes de transmission HVAC. Les systèmes de transmission HVAC bénéficient actuellement d'un retour d'expérience conséquent et bénéficient de la standardisation du réseau électrique principal autour du courant alternatif. Cependant, la faisabilité des systèmes de transmission HVAC est impactée par les pertes diélectriques et la puissance réactive liées au caractère capacitif des câbles qui augmente avec la distance. Une comparaison entre les systèmes de transmission HVAC et HVDC des parcs éoliens offshores, en termes de fiabilité et de pertes, a été effectuée dans [33] et [34]. Les résultats ont prouvé que le système de transmission HVDC est plus rentable quand la distance entre la sous-station électrique offshore et le point de livraison terrestre est supérieur à une distance critique (entre 60 et 100 km selon la puissance nominale du parc). De plus, le système de transmission HVDC augmente la fiabilité du système électrique, diminue les besoins en puissance réactive et réduit les pertes dans les câbles.

Deux catégories de technologies de systèmes HVDC existent : les Convertisseurs Source de Tension VSC (*Voltage-Source Converters*) et les Convertisseurs Commutés par la Ligne LCC (*Line-Commutated Converters*). La première technologie fonctionne en source de tension utilisant des transistors bipolaires à grille isolée tandis que la deuxième fonctionne en source de courant utilisant des thyristors.

La technologie VSC est plus adaptée pour les applications d'EMRs qui nécessitent un raccordement entre le PCEO et le point de livraison terrestre avec un câble à isolation XLPE. Contrairement à la technologie LCC, la technologie VSC ne nécessite pas obligatoirement de réseau fort pour la commutation des thyristors. De plus, les technologies VSC produisent moins d'harmoniques (par rapport aux technologies LCC).

Cela permet de réaliser un gain économique important en offrant la possibilité d'utiliser moins de filtres. Une autre caractéristique intéressante du HVDC VSC est sa capacité de démarrage à froid, ce qui signifie qu'il peut alimenter des réseaux qui ont subi une défaillance à 100 % [32].

Contrairement aux technologies VSC qui sont limitées à une puissance maximale de 1 GW par bipole [41], les technologies LCC peuvent transporter des puissances pouvant aller jusqu'à 7.5 GW [42] sur de très grandes distances (pouvant dépasser 2000 km) [43]. Pour que le courant passe d'une branche du pont du convertisseur à un autre, et pour éviter tout problème de commutation, la technologie LCC nécessite un réseau « fort » et ne peut transporter une puissance inférieure à 10% de la puissance nominale [44].

1.3.2.3 Topologie de connexion globale du parc d'hydroliennes.

L'architecture électrique globale d'un parc d'hydroliennes peut être organisée de plusieurs manières différentes. Quatre topologies de connexion globale du parc sont possibles. Elles sont présentées, illustrées et discutées ci-dessous.

- Topologie de connexion globale n°1 : les hydroliennes sont raccordées du côté DC (à la sortie du convertisseur AC/DC). La transmission de l'énergie au réseau terrestre est effectuée également en DC (voir figure 1.32). Cette configuration est plus économique vu qu'elle nécessite peu de composants. Toutefois, le transformateur est installé à terre. La transmission d'énergie est donc effectuée au même niveau de tension que celui du système de collection. Cela peut engendrer des pertes d'énergie significatives dans le système de transmission. Cette topologie de connexion est donc plus appropriée aux petits parcs, proches des côtes.

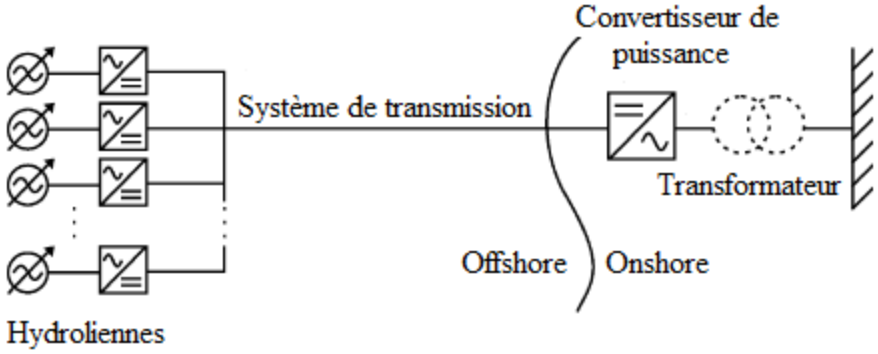


Figure 1.32. Illustration de la topologie de connexion n°1 avec un système de collection et de transmission en DC.

- Topologie de connexion globale n°2 : cette configuration est très similaire à la première configuration. La seule différence est que la transmission de l'énergie est effectuée en

courant alternatif, grâce à l'installation de convertisseurs DC/AC en mer (voir figure 1.33). Le transport en AC offre un avantage important qui est celui de la standardisation du réseau électrique autour de cette technologie. Néanmoins, le convertisseur AC/DC doit être placé sur une plate-forme ou enfermé dans un conteneur étanche au fond de la mer (dans le cas où il n'est pas préalablement installé dans la nacelle). Cela augmente le coût d'installation et de maintenance en cas de panne de ce composant. Cette configuration est donc plus appropriée aux petits parcs, proches des côtes.

Figure 1.33. Illustration de la topologie de connexion n°2 avec un système de collection et de transmission en AC.

- Topologie de connexion globale n°3 : cette configuration permet d'effectuer la transmission en HVAC (voir figure 1.34). Bien que cette configuration nécessite des coûts d'investissements supplémentaires relatifs à l'installation d'une sous-station électrique offshore, la réduction des pertes dans le système de transmission représente un atout considérable. Cette configuration est plus appropriée aux parcs de grande puissance qui sont situés à proximité du réseau terrestre (<60 km).

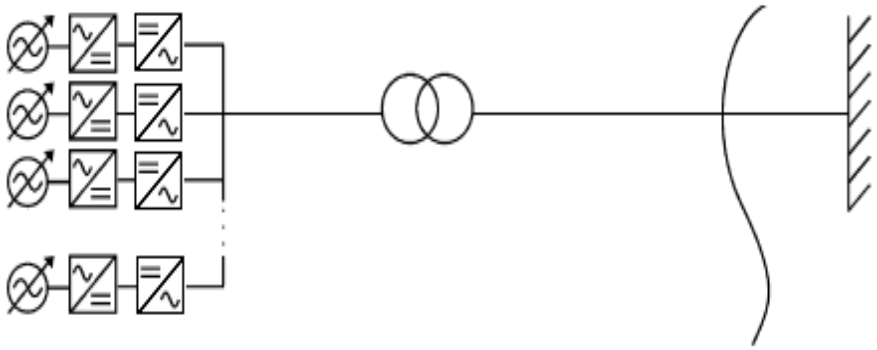


Figure 1.34. Illustration de la topologie de connexion n°3 avec un système de collection en AC et un système de transmission en HVAC.

- Topologie de connexion globale n°4 : cette configuration repose sur une transmission d'énergie avec un système HVDC (voir figure 1.35). Le grand avantage de cette configuration est que les pertes d'énergie dans les lignes de transmission sont très

faibles. Cependant, cette topologie de connexion nécessite également une plateforme en mer et l'installation de nombreux convertisseurs de puissance (par rapport aux configurations précédentes). Cela engendre des coûts supplémentaires importants. Cette configuration est donc plus appropriée aux grands parcs situés loin des côtes (>100 km).

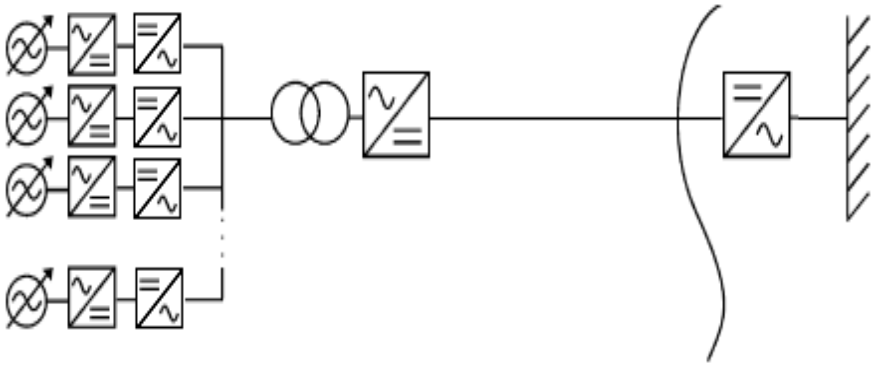


Figure 1.35. Topologie de connexion globale n°4 3 avec un système de collection en AC et un système de transmission en HVDC.

1.4 OPERATIONS DE MAINTENANCE

Le risque de panne des hydroliennes est relativement élevé car le degré de maturité de cette technologie est encore faible. Il est donc indispensable d'assurer les opérations de maintenance nécessaires durant la durée de vie du parc d'hydroliennes. De manière générale, deux types de maintenance complémentaires doivent être organisés : des opérations de maintenance préventive et des opérations de maintenance corrective.

La maintenance préventive consiste à intervenir sur les composants du parc d'hydroliennes avant qu'ils ne soient défaillants. Elle peut être organisée soit de manière systématique selon une périodicité temporelle fixe, soit de manière conditionnelle (en fonction d'un temps de fonctionnement ou d'une quantité d'énergie produite), soit de manière anticipée en analysant les paramètres représentatifs de la dégradation de chaque élément du parc d'hydroliennes. La maintenance corrective consiste quant à elle à intervenir sur l'équipement une fois que celui-ci est défaillant. Elle est réalisée soit de manière palliative en mettant en place des solutions de dépannages provisoires soit de manière curative en réalisant des réparations durables.

Les opérations de maintenance ont des répercussions directes et importantes sur le coût de l'énergie produite. Lorsque le temps d'entretien est élevé, le coût de l'énergie produite est impacté à la fois par les coûts des opérations de maintenance et par les coûts engendrés par les pertes de production à cause de l'arrêt total ou partiel de la production. Le

développement de stratégies de maintenance adaptées et appropriées à chaque parc est donc nécessaire.

Vu que les hydroliennes sont toujours en phase de test, il est difficile de trouver un retour d'expérience concernant les stratégies de maintenances à l'échelle d'un parc. Toutefois, les stratégies de maintenance des parcs d'hydroliennes ne doivent pas être très différentes de celles des parcs d'éoliennes offshores [22]. En raison de la sévérité des conditions de mer dans lesquelles les hydroliennes seront être installées, les opérations de maintenance devront être effectuées en période de faibles courants marins (pendant les étales et hors période de tempête). Cela complique fortement les opérations et cela incite à (1) utiliser des technologies de surveillance de l'état des composants susceptibles d'usure et de défaillance et (2) à disposer d'équipements d'accès à distance aux systèmes de contrôle des turbines afin de faciliter la vérification, la réparation et la réinitialisation des systèmes lorsque cela est possible.

1.5 OUTILS D'OPTIMISATION

Les tests en mer d'hydroliennes ayant été concluants pour plusieurs technologies, les industriels envisagent aujourd'hui des parcs de grandes dimensions (e.g. projet Normandie Hydroliennes dans le Raz Blanchard, avec la turbine Altantlis). L'augmentation du nombre d'hydroliennes implique que de nombreux paramètres technico-économiques doivent être déterminés. L'optimisation est une étape nécessaire, importante et incontournable pour aider à faire ces choix lors de la conception et la planification du projet. Le tableau 1.1 présente une liste des outils d'optimisation existants pour les parcs éoliens terrestres, les parcs éoliens offshore posés et flottants et les parcs d'hydroliennes, avec leurs principales fonctionnalités.

Les outils d'optimisation les plus avancés aujourd'hui sont dédiés aux applications éoliennes. La plupart d'entre eux a pour objectif d'optimiser le productible et le design des parcs d'éoliennes terrestres et offshore posées. Ces logiciels sont majoritairement commerciaux et peuvent difficilement être transposés ou adaptés aux hydroliennes. Néanmoins, certains logiciels ont récemment été développés pour répondre à des problématiques d'optimisation pour des applications hydroliennes. A notre connaissance, le seul outil dédié aux hydroliennes, est Exceedence [45]. Il est basé essentiellement sur l'aspect financier du projet et repose sur des indicateurs d'évaluation tels que le coût

actualisé de l'énergie (LCOE), la valeur actuelle nette (NPV) et le taux de rentabilité interne (TRI). Il ne donne aucune information par exemple sur la topologie de connexion électrique ni sur les pertes d'énergie électrique. Les autres codes académiques dédiés aux hydroliennes seront discutés dans le chapitre 3 (Vennell *et al* [46], Brutto *et al* [47], Coles *et al* [48], Goss *et al* [49], Funke *et al* [50] et Ren et al. [51]).

Tableau 1.1. Outils traitant la conception et l'optimisation de parcs d'éoliens (terrestres, offshore posées et flottantes) et d'hydroliennes (Projet VALARRAY).

Application	Licence	Outil	Editeur	Principales fonctionnalités
Parcs d'éoliens terrestre	Commerciale	WindFarmer [52]	DNV-GL	• Conception et planification de projets de parcs éoliens. • Evaluation et analyse de la ressource éolienne. • Optimisation de l'agencement des éoliennes dans le parc. • Modélisation des effets de sillage
		WindPro [53]	EMD	
		WindFarm [54]	ReSoft	
	Open Source	FAST farm [55]	NREL	
Parcs d'éoliens offshore posés	Code académique	Dahmani *et al*. [56], González *et al*. [57]	Code académique	• Optimisation de l'architecture électrique.
	Open Source	TOPFARM [58]	DTU	• Optimisation de l'ancrage et de l'architecture électrique.
		Openwind [59]	AWS True Power	• Modélisation des effets de sillage • Optimisation de l'agencement des éoliennes dans le parc. • Modélisation et évaluation de la ressource.
	Commerciale	METEODYN WT [60]	Meteodyn	
		Wind & Economy [61]	Overspeed GmbH & Co. KG	
		FarmFlow [62]	ECN	
Parcs d'éoliens offshore / flottantes	Commerciale	Stationis [63]	Eolfi, Innosea, Abyss, CAPSIM et l'école	• Optimisation de l'architecture de l'ancrage. • Optimisation de la topologie de connexion électrique.

			centrale de Nantes	
Parcs d'hydroliennes	Commerciale	EXCEEDENCE [45]	Exceedence	• Conception et planification de projets de parcs d'éoliennes et d'hydroliennes. • Calcul des coûts de parcs d'éoliennes et d'hydroliennes • Optimisation de la viabilité financière en se basant sur les indicateurs suivant : le coût actualisé de l'énergie (LCOE), la valeur actuelle nette (NPV) et le taux de rentabilité interne (TRI).
	Code académique	Vennell *et* al [46], Brutto et al [47], Coles *et al* [48], Goss *et al* [49], Funke *et al* [50].	Code académique	• Optimisation du positionnement des hydroliennes en tenant compte des effets de sillages.
		Ren et al. [51]		• Optimisation du positionnement des hydroliennes et de leurs topologies de connexion

1.6 PROJET OCEANQUEST

En 2015, l'entreprise HYDROQUEST a reçu le grand prix du jury des trophées de la transition énergétique par l'Usine Nouvelle, pour le développement de son hydrolienne à double axe vertical contrarotatif pour rivières et fleuve. Le projet OCEANQUEST propose de s'appuyer sur cette innovation technologique et de démontrer sa pertinence en milieu marin. OCEANQUEST est un projet accompagné par l'ADEME dans le cadre du programme réseaux électriques intelligents des investissements d'avenirs.

1.6.1 Principaux objectifs du projet

L'objectif général du projet OCEANQUEST est de préparer une filière industrielle de parcs d'hydroliennes marines. Le but est de développer un démonstrateur de recherche d'une hydrolienne marine ainsi que de récolter les données lors de chacune des étapes de

fabrication, d'installation et de fonctionnement de ce démonstrateur. Cela offrira la possibilité de valider la viabilité technico-économique de cette technologie et d'optimiser ses performances.

Figure 1.36. Démonstrateur hydrolien marin développé dans le cadre du projet OCEANQUEST (source HYDROQUEST).

Le projet comporte deux volets complémentaires :

- 1er volet du projet : il consiste à développer, concevoir et installer un démonstrateur de recherche d'une hydrolienne marine contrarotative à flux transverse. Le démonstrateur est testé en conditions réelles pour une durée minimale de 6 mois, sur le site d'essais EDF de Paimpol-Bréhat.
- 2ème volet du projet : il vise à développer les procédures et les outils d'ingénierie nécessaires pour la conception des futurs parcs d'hydroliennes.

Dans le cadre de ce projet, trois partenaires réunissent leurs savoir-faire dans le domaine des EMRs; l'entreprise HydroQuest qui a développé le concept de l'hydrolienne, l'entreprise CMN (Conception Mécanique de Normandie) qui est en charge de la fabrication de l'hydrolienne et l'université de Caen Normandie, qui met en place les modèles numériques et les méthodologies nécessaires pour le développement des futurs parcs d'hydroliennes. Le projet est d'une durée de 3 ans et d'un montant total de 21,9 M€.

1.6.2 Démonstrateur HydroQuest

Le concept de la technologie HydroQuest est issu du programme de recherche Harvest lancé en 2001 pour une durée de 11 ans et mené entre Grenoble INP et EDF. Ce

programme a abouti à la publication de 9 brevets internationaux codétenus par HydroQuest et EDF.

La turbine HydroQuest testée dans le cadre du projet mesure 25 mètres de large et 11 mètres de haut. Elle a une puissance de 1 MW. Elle est constituée de deux colonnes de turbines contrarotatives (voir figure 1.36). C'est une hydrolienne avec une structure carénée comportant 4 rotors de 8 m de diamètre et de 4 m de haut chacun. La hauteur des rotors comme le nombre d'étages peuvent être ajustés. Cela fait de cette turbine, une technologie modulable qui s'adapte parfaitement à la profondeur et à la bathymétrie du site (voir figure 1.37).

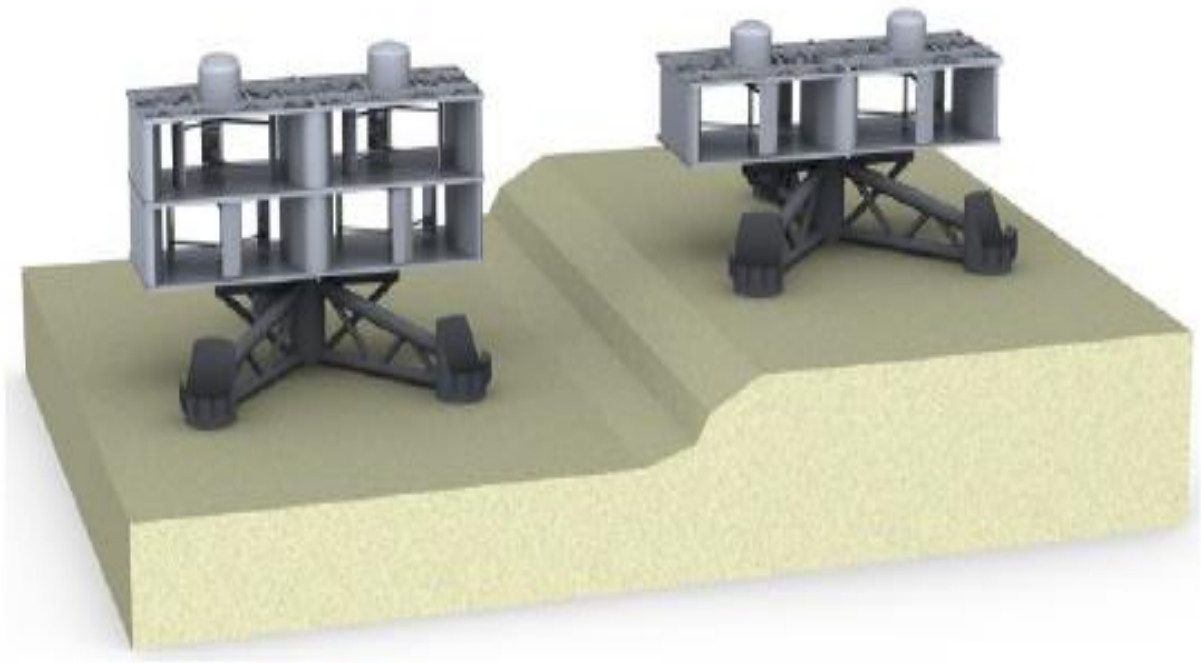


Figure 1.37. Illustration du concept de modularité sur un même site (source HYDROQUEST).

La turbine a été installée avec succès sur le site d'essais de Paimpol-Bréhat en fin avril 2019 (voir la photo prise durant les opérations d'installation sur la figure 1.38). Depuis mi-juin, elle est mise en service et raccordée au réseau national. Avec cet exploit, la turbine Hydroquest devient la première hydrolienne d'un tel niveau de puissance à être raccordée au réseau électrique national.

Figure 1.38. Image prise lors de l'installation de l'hydrolienne OCEANQUEST sur le site d'essai de Paimpol Bréhat [64].

Cette thèse s'inscrit dans le volet 2 du projet OCEANQUEST (développement des procédures et des outils d'ingénierie nécessaires pour la conception des futurs parcs d'hydroliennes).

La minimisation du coût de l'énergie produite reste l'un des grands défis pour le développement des futurs parcs d'hydroliennes. Pour minimiser les coûts moyens pour un parc d'hydroliennes, plusieurs critères doivent être étudiés durant la phase de planification du projet notamment le nombre optimal de machines dans le parc, leur agencement et la topologie de connexion électrique. Ces éléments ont un fort impact sur la puissance totale produite, ainsi que sur le coût de production de l'énergie. Le but est donc de développer un outil d'aide à la décision permettant de contribuer à trouver l'architecture optimale du parc. L'outil devra être capable de fournir deux principaux résultats :

1. **Un agencement optimal des hydroliennes dans le parc** : ce premier objectif vise à trouver le nombre optimal d'hydroliennes à installer dans le parc ainsi que leur positionnement (i.e. la répartition spatiale des turbines qui permet de minimiser les pertes de production liées aux interactions entre les sillages).
2. **Une topologie de connexion électrique optimale :** ce deuxième objectif consiste à trouver la meilleure topologie de l'architecture électrique du parc d'hydroliennes. L'optimisation de l'architecture électrique vise à trouver :

- le nombre optimal de groupes de turbines connectés à chaque point de collection d'énergie offshore,
- le nombre d'hydroliennes dans chaque groupe,
- le design des connexions pour chaque groupe d'hydroliennes,
- les sections des câbles MT et HT et
- le nombre et les emplacements des points de collection d'énergie offshore ainsi que le dimensionnement de leurs composants.

Pour arriver à ces deux objectifs, nous développons un outil d'optimisation de nature modulaire dont la structure fonctionnelle est illustrée sur la figure 1.39. Nous donnerons le nom d'OPTIFARM à l'outil d'optimisation pour ***OP**timization tool of **TI**dal **FARM**s*. OPTIFARM est composé de 6 modules principaux qui interagissent les uns avec les autres:

- Module 1 : pré-analyse des données hydrodynamiques.
- Module 2 : prise en compte des effets de sillage.
- Module 3 : évaluation des pertes dans le réseau électrique.
- Module 4 : estimation des coûts des composants du parc d'hydroliennes.
- Module 5 : modélisation de l'architecture du parc d'hydroliennes.
- Module 6 : algorithmes d'optimisation.

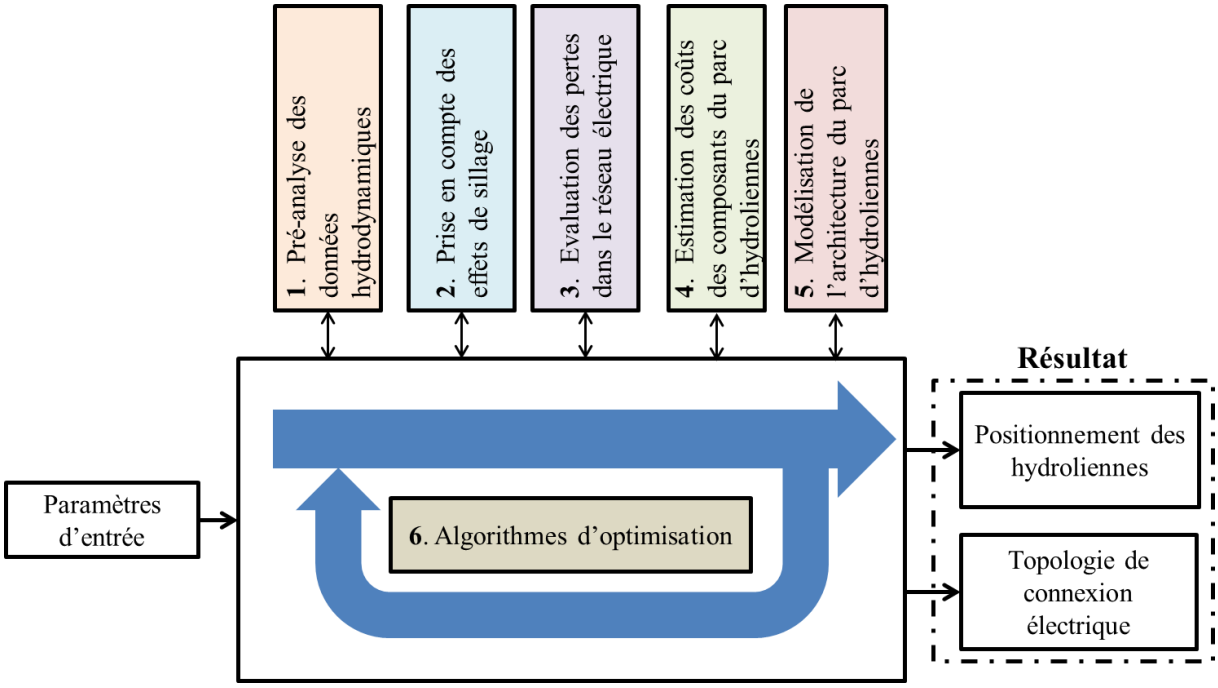


Figure 1.39. Structure fonctionnelle d'OPTIFARM.

1.7 CONCLUSION

Dans la première partie de ce chapitre, les différents composants intervenant dans la construction d'un parc d'hydroliennes ont été présentés en discutant chacun des éléments constituants la chaine de production d'énergie d'une hydrolienne. Nous avons vu dans cette partie que la plupart des hydroliennes développées aujourd'hui sont des hydroliennes à axe horizontal avec des fondations de type gravitaire.

La topologie de connexion électrique du parc a été discutée en deuxième lieu. Nous avons vu que, pour le système de collection comme pour le système de transmission, plusieurs configurations sont possibles pour réaliser la connexion électrique et transporter l'énergie produite jusqu'au point de livraison terrestre. Le choix d'une topologie ou d'une autre dépend principalement de la puissance du parc, de sa distance à la côte ainsi que du taux de disponibilité.

Dans la troisième partie de ce chapitre, l'accent a été mis sur la nécessité de prendre en considération les coûts des opérations de maintenance lors de la planification du projet. Pour cette raison, un modèle estimant le coût des opérations de maintenance sera inclus dans notre outil.

La quatrième partie de ce chapitre est un état de l'art sur les outils permettant d'optimiser l'architecture des parcs éoliens terrestres, offshore posés et flottants ainsi des parcs d'hydroliennes. Nous avons constaté un manque d'outils dédiés à l'optimisation du positionnement et de l'architecture électrique des parcs d'hydroliennes. L'outil d'aide à la décision de nature modulaire qui est développé dans cette thèse est exposé sur la figure 1.39.

Les différents modules de cet outil et ses applications seront présentés dans les chapitres suivants.

CHAPITRE 2. MODELISATION ENERGETIQUE ET ECONOMIQUE D'UN PARC D'HYDROLIENNES

SOMMAIRE

2.1 Introduction 56

2.2 Modélisation énergétique du parc d'hydroliennes 56

2.2.1 Pré-analyse des données hydrodynamiques 57

2.2.2 Les effets de sillage 59

2.2.3 Evaluation des pertes dans le réseau électrique par calcul de l'écoulement de puissance 68

2.3 Modélisation des coûts des composants du parc d'hydroliennes 77

2.3.1 Coût des hydroliennes 79

2.3.2 Coût du système électrique 82

2.3.3 Coût des opérations de maintenance 89

2.4 Conclusion 91

2.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous présentons une modélisation énergétique et économique d'un parc d'hydroliennes. Ces modèles ont vocation à alimenter un outil d'optimisation permettant de trouver le meilleur compromis entre performance technique et coût économique. Nous exposons les différents modèles pris en compte par l'outil d'optimisation, permettant d'estimer la quantité d'énergie produite ainsi que les coûts des principaux éléments constituants le coût d'investissement du parc. L'estimation des coûts et de l'énergie produite nous permettra, par la suite, d'avoir une estimation du coût de l'énergie produite.

Dans la première partie de ce chapitre, une modélisation énergétique du parc d'hydroliennes est présentée. Il s'agit ici de présenter les trois premiers modules de l'outil d'optimisation (figure 1.39). Le module de pré-analyse des données hydrodynamiques est détaillé dans un premier lieu. Par la suite, un modèle permettant d'estimer les pertes d'énergie causées par les interactions des effets de sillage entre turbines est présenté. A la fin de cette partie, le modèle d'écoulement de puissance permettant d'évaluer les pertes d'énergie électrique dans le réseau électrique est présenté.

La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à la modélisation économique du parc d'hydroliennes. Pour ce faire, des modèles d'évaluation des coûts des principaux composants constituant le parc sont présentés.

2.2 MODELISATION ENERGETIQUE DU PARC D'HYDROLIENNES

Trois des six modules intégrés dans l'outil d'optimisation, sont dédiés à l'estimation de la quantité d'énergie produite par le parc d'hydroliennes. Le premier module est dédié à la courantologie du site et à l'analyse des données hydrodynamiques. Le deuxième module permet d'estimer les pertes de production induites par les effets de sillage. Le troisième module est consacré à l'évaluation des pertes de puissance dans le réseau électrique. Dans cette partie, nous présenterons en détails le contenu de chacun de ces modules.

2.2.1 Pré-analyse des données hydrodynamiques

L'outil d'optimisation effectue en premier lieu une pré-analyse des données hydrodynamiques. Ces données d'entrée sont généralement disponibles sous forme de séries temporelles : norme et direction des courants sur une période de plusieurs jours ou plusieurs semaines. Pour utiliser ces données dans l'outil d'optimisation, il est nécessaire d'avoir une description statistique des courants. Les séries temporelles sont donc transformées sous forme de fréquences d'occurrence pour différentes gammes de vitesse et de direction.

2.2.1.1 Données hydrodynamiques du Passage du Fromveur

Pour le passage du Fromveur, les données de courants proviennent du modèle hydrodynamique 3D du SHOM [65]. Les données ont été extraites au point de coordonnées (48,26°N ; 5,02°W) sur lequel est centré le parc. Les données fournies par le SHOM sont des séries temporelles de norme et de direction de vitesses de courants extraites à quatre altitudes (surface, mi-profondeur, 10 mètres au-dessus du fond et au fond). Ces données ont été moyennées dans un premier temps sur la verticale (après avoir ajusté une loi de puissance sur les profils de vitesse). Les données du SHOM sont disponibles, toutes les 15 minutes, pour une marée de coefficient 45 et une marée de coefficient 95. Le SHOM propose une méthode empirique pour calculer les vitesses pour d'autres coefficients de marée (à partir des séries temporelles disponibles pour les coefficients 45 et 95). Nous avons appliqué cette technique pour générer une série temporelle de vitesse sur l'ensemble de l'année 2018 (à partir des coefficients de marée de cette année). Comme illustré sur la figure 2.1, les données annuelles ont ensuite été discrétisées en 24 plages d'amplitudes de vitesse et 36 plages de direction. Les vitesses ont été exprimées dans un référentiel local dont l'axe des x correspond à la direction du courant prédominant. A l'endroit où les données ont été extraites, le courant prédominant forme un angle de 50° par rapport au Nord. Cet angle a été retenu pour orienter le parc d'hydroliennes : le parc est orienté de telle sorte que l'axe des hydroliennes soit parallèle au courant prédominant (et à l'axe des x).

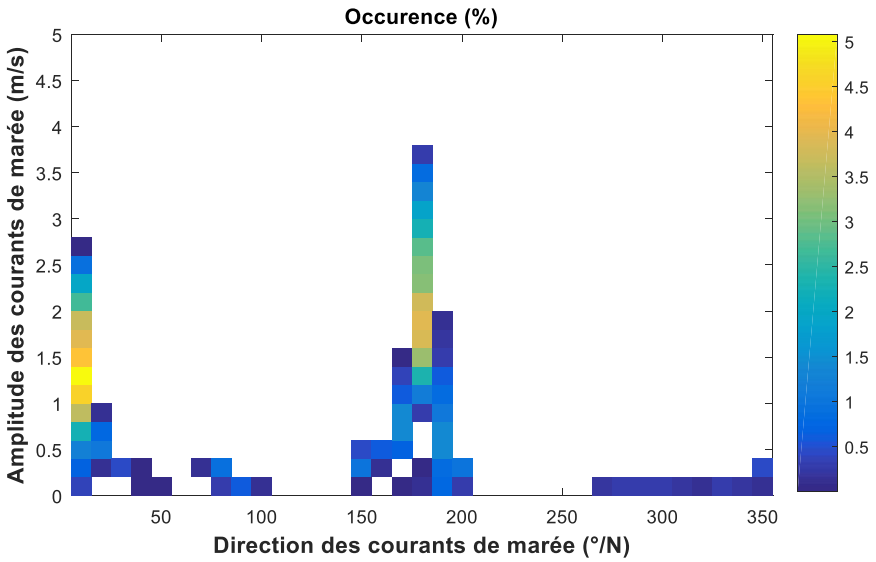


Figure 2.1. Fréquences d'occurrence (en %) des vitesses de courants de marée représentatives du passage du Fromveur.

2.2.1.2 Données hydrodynamiques du Raz-Blanchard

Pour le raz-Blanchard, les données de courants de marée ont été fournies par le modèle hydrodynamique de Thiébot *et al.* [66]. C'est un modèle hydrodynamique régional couvrant la Manche, initialement développé pour évaluer la ressource hydrolienne dans cette zone. Les données ont été extraites au point de coordonnées (49,72°N ; 2,019°W) sur lequel est centré le parc. Au niveau de ce point, le courant prédominant forme un angle de 20° par rapport au Nord. Comme pour le passage du Fromveur, les données sont extraites sous forme de séries temporelles échantillonnées toutes les 15 minutes sur une année (l'année 2005). Ces données sont discrétisées par la suite à l'aide d'une matrice qui contient la fréquence d'occurrence pour différentes vitesses et directions (voir figure 2.2).

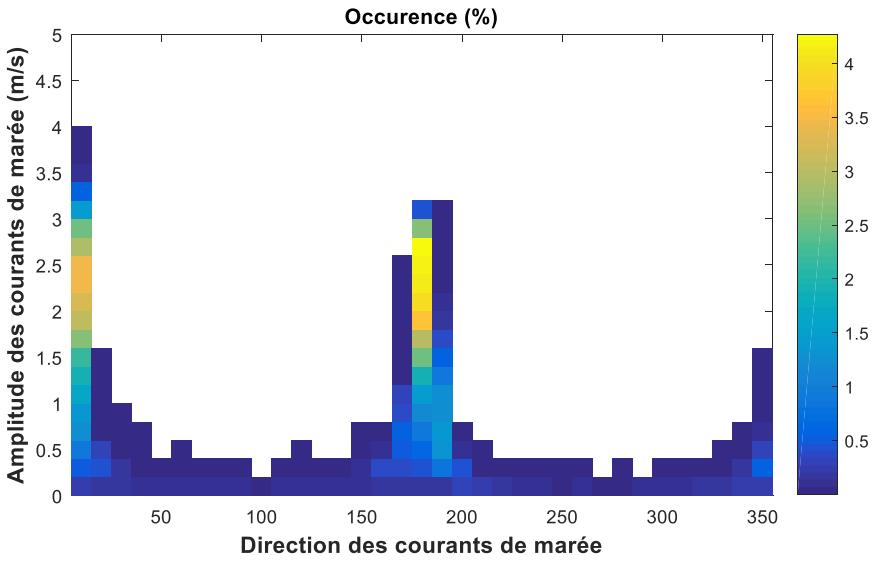


Figure 2.2. Fréquences d'occurrence (en %) des vitesses de courants de marée représentatives du Raz-Blanchard.

2.2.2 Les effets de sillage

2.2.2.1 Modélisation des sillages d'hydroliennes

Dans un parc d'hydroliennes, un sillage se développe à l'arrière de chaque turbine. Ce sillage est caractérisé par des niveaux de turbulences élevés et une diminution de la vitesse d'écoulement. Cette réduction de la vitesse peut être problématique si le sillage atteint une hydrolienne située à l'aval car cela réduit sa production. Cet effet est nommé « ombrage ».

Comme le montre la figure 2.3, un sillage peut être divisé en trois régions principales: le sillage proche, le sillage intermédiaire et le sillage lointain. Le sillage proche est généré principalement par les turbulences causées par le mouvement de rotation des pales de la turbine et les lâchers tourbillonnaires de bouts de pales. La turbulence est très intense dans le sillage proche. Au-delà d'une distance d'environ 3D - 5D (où D est le diamètre du rotor de la turbine), le sillage est qualifié d'intermédiaire. La turbulence dans cette région résulte du transport des tourbillons du sillage proche mais également de la turbulence générée sur le pourtour du rotor (par les forts gradients de vitesse) qui rejoint progressivement l'axe de la turbine. La zone intermédiaire est généralement comprise entre 5D et 7D. Au-delà de 7D, dans la zone du sillage lointain, le taux de turbulence s'atténue et les vitesses se rétablissent progressivement [67], [68].

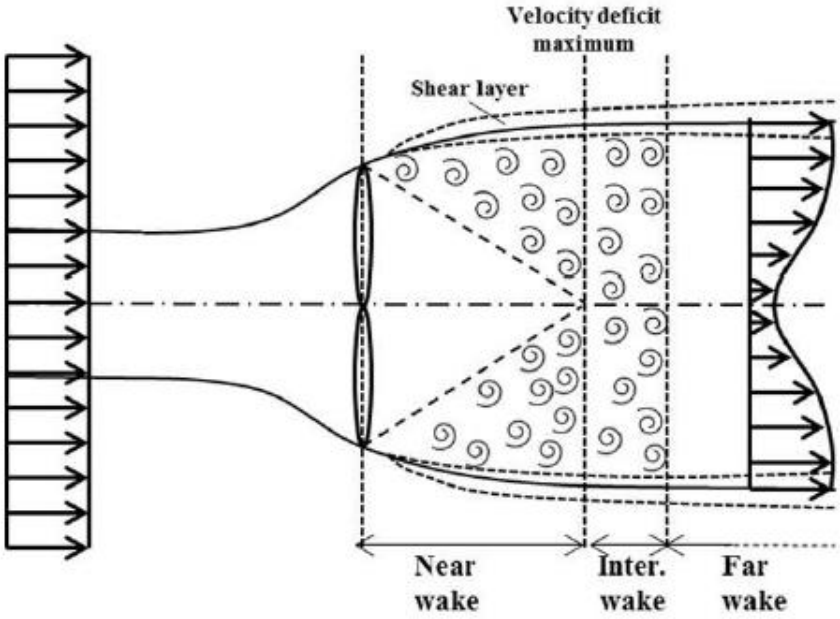


Figure 2.3: Turbulence dans le sillage d'une hydrolienne.

Le taux de croissance (d'élargissement) du sillage dépend de la turbulence ambiante I_0, de la turbulence générée par la rotation des pales p et de la présence de la turbine elle-même λ. Selon Vermeulen [69], le taux croissance est lié à I_0, m et λ par les équations (2.1) (2.2) et (2.3), respectivement.

$$\left(\frac{dr}{dx}\right)_I = 2.5\, I_0 + 0.005 \tag{2.1}$$

$$\left(\frac{dr}{dx}\right)_p = \frac{(1-m)\sqrt{1{,}49+m}}{9{,}76(1+m)} \tag{2.2}$$

$$\left(\frac{dr}{dx}\right)_\lambda = 0.0012 N_p.\lambda \tag{2.3}$$

où N_p est le nombre de pales de la turbine et m est un paramètre dépendant du coefficient de poussée de la turbine C_T:

$$m = \frac{1}{\sqrt{(1-C_T)}} \tag{2.4}$$

Vermeulen [69] considère que le taux de croissance du sillage résulte de la somme des trois différentes contributions et qu'il peut être exprimé comme suit:

$$\frac{dr}{dx} = \sqrt{\left(\frac{dr}{dx}\right)_I^2 + \left(\frac{dr}{dx}\right)_p^2 + \left(\frac{dr}{dx}\right)_\lambda^2} \tag{2.5}$$

La prise en compte des interactions entre les sillages est nécessaire pour évaluer l'énergie techniquement exploitable en fonction des effets hydrodynamiques induits par la

présence des turbines. L'un des moyens les plus fiables est l'essai expérimental. Plusieurs essais en bassin ont été menées pour modéliser les interactions entre les sillages [70]–[72]. L'inconvénient des essais en bassin, c'est qu'ils sont soumis à des effets d'échelle et des problèmes de similitude tels que les résultats ne sont pas transposables à des conditions réalistes de fonctionnement en mer. Quant aux essais en mer sur des hydroliennes, ils sont aujourd'hui très peu nombreux et aucun jeu de données sur les sillages n'est disponible dans la littérature scientifique. Pour cette raison, les méthodes numériques et analytiques sont très utilisées pour modéliser les effets de sillage. Ces méthodes ont également l'avantage de présenter un bon compromis entre temps de calcul (très réduit) et précision (satisfaisant dès lors que le modèle est bien calibré).

2.2.2.1.1 Méthodes numériques

La mécanique des fluides numérique, plus souvent désignée par le terme CFD (C*omputational Fluid Dynamics)*, est couramment utilisée pour modéliser les effets de sillage. Les outils CFD peuvent être divisés en trois catégories : les modèles DNS (*Direct Numerical Simulation)*, les modèles LES (*Large Eddy Simulation)* et les modèles RANS (*Reynolds Averaged Navier-Stokes)*. Les modèles RANS sont majoritairement utilisés dans des applications régionales car elles sont bien adaptées pour décrire la propagation de la marée. Les modèles DNS, qui consistent à résoudre toutes les échelles de turbulence, ne sont pas adaptés à la modélisation des sillages en raison notamment des coûts de calcul qu'ils nécessitent. La simulation LES, qui consiste à ne résoudre que les plus grandes échelles de la turbulence et à modéliser l'effet des plus petites par des modèles de sous mailles, est bien adaptée pour les études de sillage lorsque les conditions hydrodynamiques sont simplifiées (e.g. des simulations sur quelques minutes avec un courant stationnaire).

Dans le contexte des hydroliennes, la CFD a été utilisée pour effectuer des simulations dans lesquelles la géométrie de l'hydrolienne était entièrement résolue (en considérant les interactions fluide-structure) dans un écoulement à faible turbulence [73] et des simulations en utilisant des données hydrodynamiques réalistes [74], [75]. Cependant, il est difficile d'appliquer ce type d'approche (voir figure 2.4.a) pour caractériser un ou plusieurs sillages qui interagissent en considérant un ensemble de conditions de fonctionnement représentatives des conditions en mer (incluant différents types de marée, la présence de turbulence, l'effet des vagues… [76]. Des représentations simplifiées des turbines sont donc souvent utilisées pour étudier ces échelles de temps et d'espace. Ces

méthodes, largement utilisées dans l'industrie éolienne, consistent à représenter l'effet des turbines par des disques actuateurs (voir figure 2.4.b) qui appliquent sur l'écoulement les efforts de poussée s'exerçant sur les turbines [72], [77]. Une troisième méthode, intermédiaire, permet de représenter plus fidèlement les forces exercées par les pales sur le fluide en tenant compte notamment de la rotation et des efforts de poussée et de trainée : il s'agit soit de la théorie BEM (Blade Element Momentum) soit de la théorie de la ligne d'action (voir figure 2.4.c) [77]–[80].

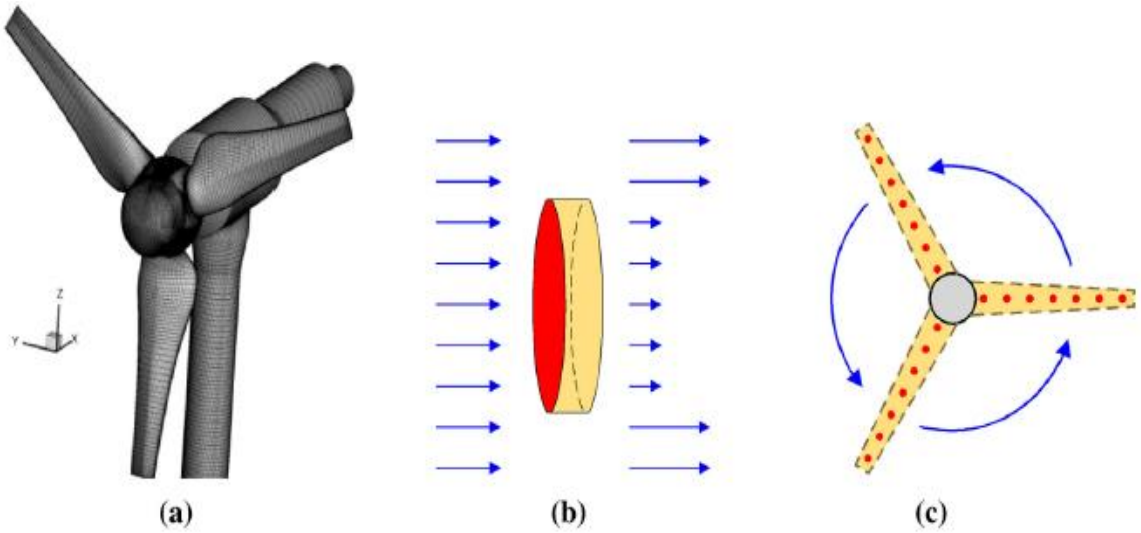


Figure 2.4. Différentes représentations CFD d'une turbine : (a) géométrie résolue ; (b) disque actuateur ; (c) lignes d'action [76].

2.2.2.1.2 Méthodes analytiques

L'outil d'optimisation fait appel à des algorithmes évolutionnistes dans sa recherche d'optimum global (la recherche de la configuration de l'architecture optimale du parc d'hydroliennes). Ces algorithmes utilisent des processus itératifs pour converger vers la solution optimale. Selon les paramètres d'optimisation choisis (le nombre d'itérations et la taille de la population), le calcul du sillage doit être répété de nombreuses fois. Par conséquent, l'utilisation de la CFD dans une procédure d'optimisation itérative (pour évaluer les effets de sillage), engendrerait un temps de calcul très élevé. Dans les procédures d'optimisation utilisant des processus itératifs, le sillage est souvent modélisé par des méthodes analytiques beaucoup moins consommatrices en temps de calcul.

Plusieurs méthodes analytiques ont été développées pour prédire la vitesse des courants de marée dans le sillage. La plupart de ces modèles ont initialement été conçus pour des applications d'éoliennes. Les trois modèles analytiques les plus utilisés dans la littérature sont: le modèle de Jensen [81], le modèle de Larsen [82] et le modèle de Nienhuis [83].

Les modèles de Jensen et de Larsen ont été développés pour prédire la vitesse du vent dans le sillage des éoliennes, tandis que le modèle de Nienhuis, a été conçu pour simuler les interactions entre propulseurs pour le positionnement dynamique des navires.

Tous ces modèles analytiques contiennent des constantes empiriques, qui doivent être calibrées en fonction des données de la turbine et des conditions hydrodynamiques du site. Les trois modèles analytiques cités ont été appliqués pour simuler les sillages d'hydroliennes et comparés à des simulations CFD [84]. Un bon accord a été obtenu entre le modèle de Jensen et les simulations CFD. En effet, les déficits de vitesse ont été correctement prédits pour plusieurs valeurs de coefficients de poussée et plusieurs valeurs de vitesse de courant. Ces résultats ont été également confirmés dans [18] et [19]. Les auteurs ont montré que le modèle de Jensen permet d'obtenir de bons résultats pour prédire la vitesse d'écoulement dans le sillage lointain.

2.2.2.1.3 Modèle de Jensen

Le modèle de Jensen [81] est un modèle analytique simple permettant de décrire la variation de la vitesse des courants de marée en tout point dans le sillage derrière une hydrolienne (voir figure 2.5). Ce modèle est adapté à la caractérisation du sillage lointain. Il repose sur le bilan de quantité de mouvement entre l'amont et l'aval de la turbine :

$$\pi r_0^2 U_{w0} + \pi(r^2 - r_0^2)U_0 = \pi r^2 U_w \tag{2.6}$$

où U_0 est la vitesse des courants de marée, r_0 est le rayon de la turbine, r est le rayon du sillage dans le plan vertical, U_w est la vitesse de l'écoulement dans le sillage à une distance x de la turbine et U_{w0} est la vitesse minimale (atteinte juste après la turbine), calculée avec la théorie de Betz:

$$U_{w0} = U_0 \sqrt{1 - C_T} \tag{2.7}$$

où C_T est le coefficient de poussée de la turbine.

Dans l'outil d'optimisation, les vitesses dans les sillages sont calculées avec le modèle de Jensen. Ce modèle a été calibré par Lo Brutto *et al*. [87] à partir de calculs CFD. Selon Lo brutto [87], l'expansion du rayon du sillage r décroît avec la distance x à l'aval de la turbine et cette expansion dépend de la turbulence ambiante I_0. Cela se traduit par les équations (2.8) et (2.9). Le résultat de ce modèle est illustré sur la figure 2.6 pour une turbine de 18 m de diamètre et une valeur de turbulence ambiante de 11%.

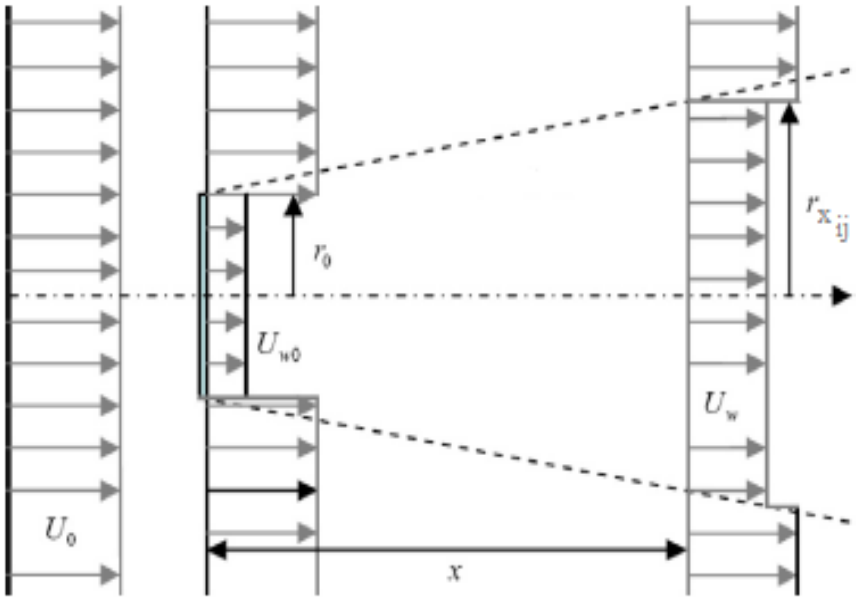


Figure 2.5. Vue schématique du modèle de Jensen [84].

$$r(x_{ij}) = \frac{r_0}{2.59} c(I_0) \left(5.58 \left(1 - e^{-0.051\frac{x_{ij}}{D}}\right)\right) + 1.2 \tag{2.8}$$

avec:

$$c(I_0) = -15.542 I_0^2 + 21.361 I_0 + 0.2184 \tag{2.9}$$

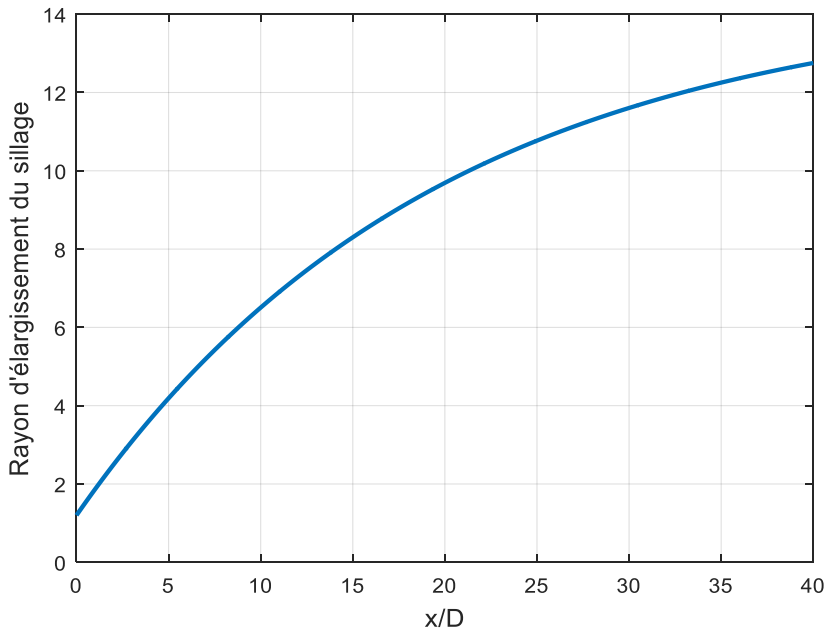


Figure 2.6. Elargissement du sillage à l'aval d'une hydrolienne (D=18m et I_0=11%).

2.2.2.2 Interférence entre plusieurs sillages

Quand une turbine est dans le sillage de plusieurs turbines situées en amont (comme illustré sur la figure 2.7), il est nécessaire de tenir compte de la superposition des sillages (des effets d'ombrage) lors du calcul des vitesses dans le sillage.

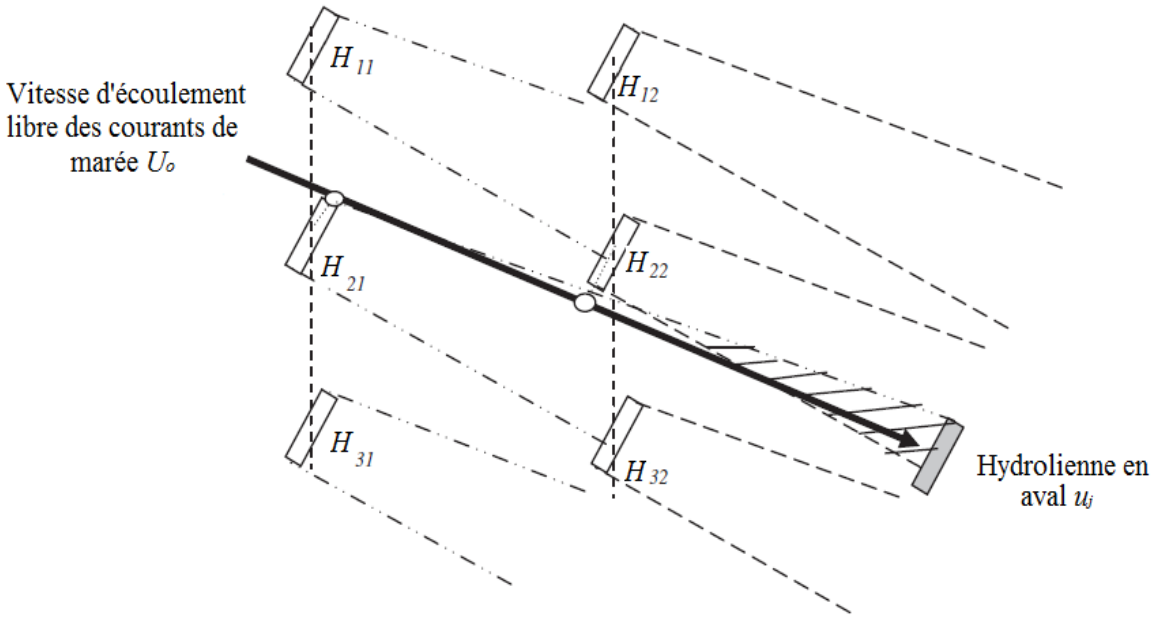


Figure 2.7. Interférence entre les sillages des hydroliennes situées en amont (H21 et H22) et une turbine située en aval.

L'effet d'interférence des sillages est intégré dans l'outil d'optimisation suivant les modèles de Pookpunt *et al.* [88] et Emami *et al.* [89]. Cette méthode est basée sur l'estimation de l'aire de la zone d'interférence. Lorsqu'une turbine située en aval est partiellement immergée dans le sillage d'une turbine, la vitesse résultante à l'entrée de celle-ci varie en fonction d'un rapport entre la zone d'interférence des sillages A_{inter} et la surface balayée par les pales de la turbine A_T. Cela est illustré sur la figure 2.8.

En posant $X = d_1 + d_2$, la surface d'interférence du sillage peut-être calculée comme suit:

$$\begin{cases} A_{inter} = \mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}})^2 \left(\theta_s - \dfrac{\sin(2\theta_s)}{2}\right) + r_0^2 \left(\theta_T - \dfrac{\sin(2\theta_T)}{2}\right);\ \forall X \in \left[\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) - r_0, \mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) + r_0\right] \\ A_{inter} = 0\ ;\ \forall X \in \left[\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) + r_0\right] \\ A_{inter} = A_T\ ;\ \forall X \in \left[\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) - r_0\right] \end{cases} \quad (2.10)$$

avec :

$$\begin{cases} \theta_s = \cos^{-1}\left(\dfrac{\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}})^2 + X^2 - r_0^2}{2X\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}})}\right) \; ; \; \forall X \in \left[\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) - r_0, \mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) + r_0\right] \\ \theta_T = \cos^{-1}\left(\dfrac{\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}})^2 - X^2 - r_0^2}{2X\mathrm{r}_0}\right) \; ; \; \forall X \in \left[\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) - r_0, \mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}}) + r_0\right] \end{cases} \quad (2.11)$$

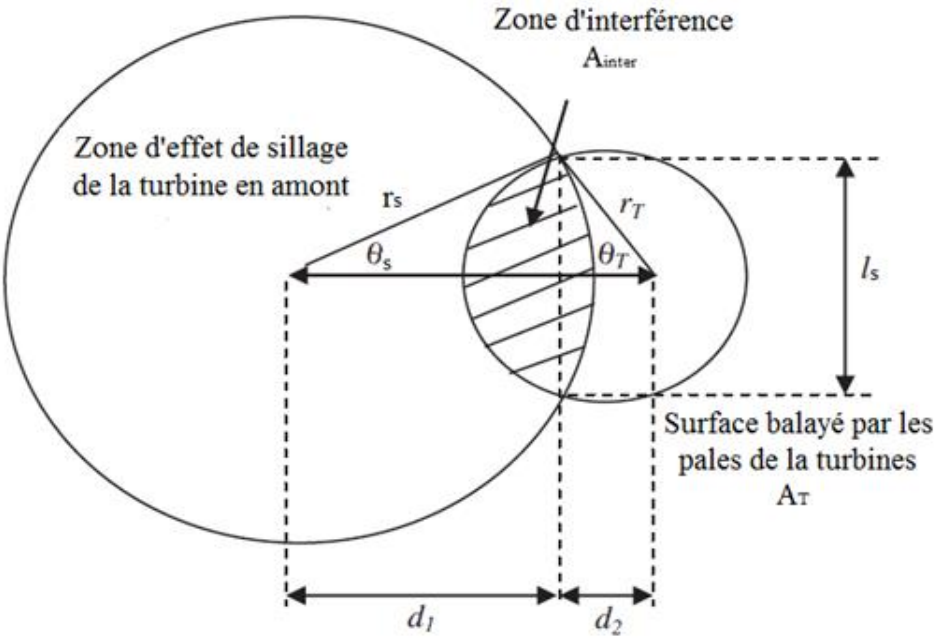
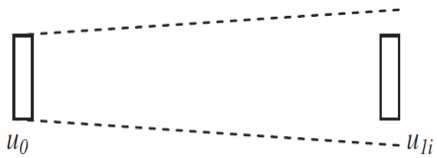


Figure 2.8. Zone d'interférence entre le sillage d'une turbine amont et celui d'une turbine aval [88].

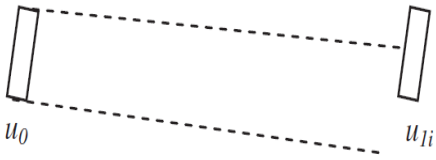
Le déficit de vitesse à l'entrée d'une turbine est impacté par le déficit de vitesse de chacune des hydroliennes situées en amont et tient compte de l'ensemble des effets de sillages multiples et/ou partiels. Il existe 5 cas d'interférences possibles. Ils sont calculés comme suit [88]:

- Cas 1: Interférence totale



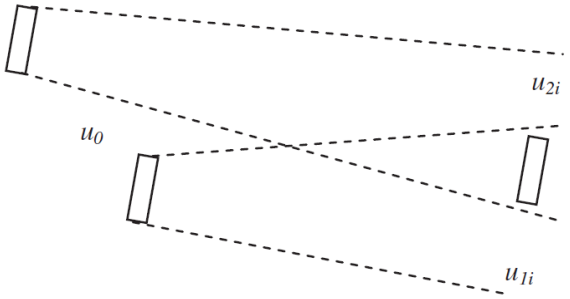
$$\mathrm{u_j} = \mathrm{U_0} - \frac{U_0\left(1 - \sqrt{1 - C_T}\right)}{\left(\dfrac{\mathrm{r}(\mathrm{x_{ij}})}{r_0}\right)^2} \quad (2.12)$$

- Cas 2: interférence partielle



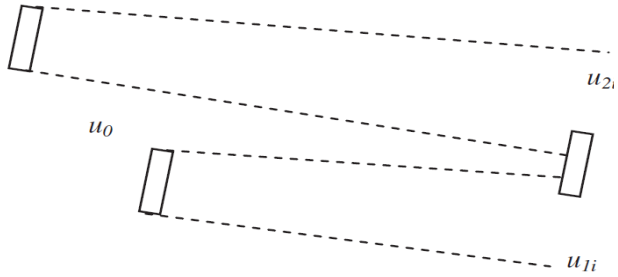
$$\left(1 - \frac{u_j}{u_0}\right)^2 = \frac{A_{inter}}{A_T}\left(1 - \frac{u_{1i}}{u_0}\right)^2 \quad (2.13)$$

- Cas 3: interférence totale multiple



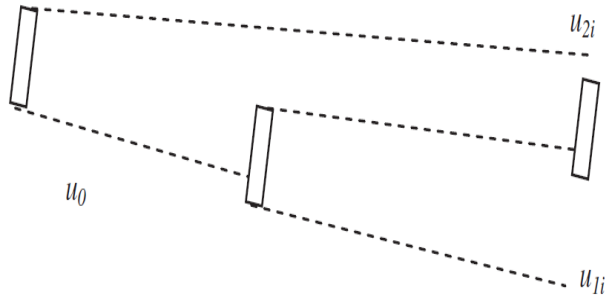
$$\left(1-\frac{u_j}{u_0}\right)^2=\left(1-\frac{u_{1i}}{u_0}\right)^2+\left(1-\frac{u_{2i}}{u_0}\right)^2 \quad (2.14)$$

- Cas 4: Interférence partielle multiple 1



$$\left(1-\frac{u_j}{u_0}\right)^2=\frac{A_{inter_1}}{A_T}\left(1-\frac{u_{1i}}{u_0}\right)^2+\frac{A_{inter_2}}{A_T}\left(1-\frac{u_{2i}}{u_0}\right)^2 \quad (2.15)$$

- Cas 5: Interférence partielle multiple 2



$$\left(1-\frac{u_j}{u_0}\right)^2=\frac{A_{inter_1}}{A_T}\left(1-\frac{u_{1i}}{u_0}\right)^2+\left(1-\frac{A_{inter_1}}{A_T}\right)\left(1-\frac{u_{2i}}{u_0}\right)^2 \quad (2.16)$$

Les différents cas d'interférence présentés nous conduisent donc à la formulation générale suivante: si une turbine j est dans le sillage d'un groupe d'hydroliennes W(j), la vitesse des courants de marée en entrée de cette turbine peut être estimée par :

$$\mathrm{u_j}=\mathrm{u_0}\left(1-\sqrt{\sum_{j=1}^{N_H}\frac{A_{rec}}{A_T}\left(1-\frac{u_{ij}}{U_0}\right)^2}\right) \text{ pour } \; i\in W(j) \quad (2.17)$$

où N_H est le nombre d'hydroliennes dans le parc, A_T est la surface balayée par les pales de la turbine et u_{ij} est la vitesse résultante due à l'effet de sillage causé par la turbine i sur la turbine j, estimée comme suit :

$$\mathrm{u_{ij}}=\mathrm{U_0}-\frac{U_0\left(1-\sqrt{1-C_T}\right)}{\left(\frac{\mathrm{r(x_{ij})}}{r_0}\right)^2} \quad (2.18)$$

2.2.3 Evaluation des pertes dans le réseau électrique par calcul de l'écoulement de puissance

Après avoir vu comment calculer la vitesse des courants de marée dans le sillage, en entrée de chaque turbine dans un parc d'hydroliennes, abordons l'évaluation des pertes dans le réseau électrique.

La valeur des pertes de puissance dans le réseau électrique est l'une des variables importantes à prendre en considération lors de la conception de l'architecture d'un parc d'hydroliennes. Cette valeur a une influence directe sur la quantité d'énergie produite et par conséquent sur le coût de l'énergie. L'outil d'optimisation doit donc être capable de fournir une estimation des pertes de puissance pour chaque topologie de connexion électrique. L'estimation des pertes est effectuée grâce au module n°3 de l'outil d'optimisation intitulé « calcul de l'écoulement de puissance ».

Les pertes de puissance dans les câbles varient d'une part en fonction de l'architecture du réseau électrique (topologie de connexion, niveaux de tension, section et longueur des câbles…) et d'autre part en fonction de la puissance produite par chaque hydrolienne. En connaissant la puissance produite par chacune des hydroliennes sous des conditions de fonctionnement normales et en tenant compte des effets de sillage, le calcul de l'écoulement de puissance consiste à déterminer l'état du réseau électrique en résolvant un système d'équations non linéaires. En connaissant la puissance injectée dans le réseau, les amplitudes et les phases des tensions à chaque nœud du réseau électrique peuvent être calculées. Une fois qu'elles sont déterminées, les courants électriques ainsi que le flux des puissances actives et réactives dans le réseau du parc peuvent être déduits.

Dans un problème d'écoulement de puissance, les nœuds du réseau électrique sont répartis en trois groupes : le nœud de référence, les nœuds PV et les nœuds PQ.

- Le nœud de référence : c'est le jeu de barres d'équilibre du réseau électrique, généralement identifié par le numéro 1. Le module et la phase de sa tension (v, θ) sont connus et spécifiés. Les puissances actives et réactives sont inconnues. Pour notre application, le point de livraison terrestre sera considéré comme le nœud de référence du système.
- Les nœuds PV: ce sont les jeux de barres de génération du réseau électrique, dont les puissances actives P et les modules de tension $|v|$ sont connus et spécifiés. La phase de la tension θ ainsi que la puissance réactive Q sont inconnues.

- Les nœuds PQ: ce sont les jeux de barres du réseau électrique dont les puissances actives P et réactives Q sont connues et spécifiées. Pour notre application, les hydroliennes seront considérées comme des nœuds PQ.

Les paramètres connus et inconnus d'un réseau électrique composé de N nœuds à liaison fixes et p nœuds de charges sont synthétisés dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1. Classification des jeux de barre

Nœud	Paramètres connus	Paramètres inconnus	Nombre de nœuds	Nombre de données
De référence	$\|v\|, \theta$	P, Q	1	2
PV	$\|v\|, P$	θ, Q	$N-p-1$	$2\times(N-p-1)$
PQ	P, Q	$\|v\|, \theta$	p	$2\times p$

La première étape pour résoudre un problème d'écoulement de puissance consiste à calculer la matrice d'admittance complète du réseau électrique. Le calcul de cette admittance passe d'abord par le calcul de chacune des admittances des composants électriques constituant le réseau électrique du parc. Pour ce faire, il est nécessaire de réaliser une modélisation électrique simplifiée de chacun des principaux éléments du réseau électrique.

2.2.3.1 Modélisation des composant du réseau électrique du parc d'hydroliennes

Les hydroliennes, les câbles sous-marins et les transformateurs de puissances sont les éléments du réseau électrique intervenants dans le calcul de l'écoulement de puissance. Dans cette partie, nous présenterons des modelés électriques simplifiés de ces trois éléments en s'intéressant uniquement à leurs régimes électriques établis et équilibrés.

2.2.3.1.1 Hydrolienne

L'hydrolienne est modélisée dans l'outil d'optimisation avec une courbe de production. Une courbe de production typique est présentée sur la figure 2.9. La puissance P extraite par une hydrolienne dépend principalement de la vitesse des courants de marée U_0 et comporte quatre zones distinctes:

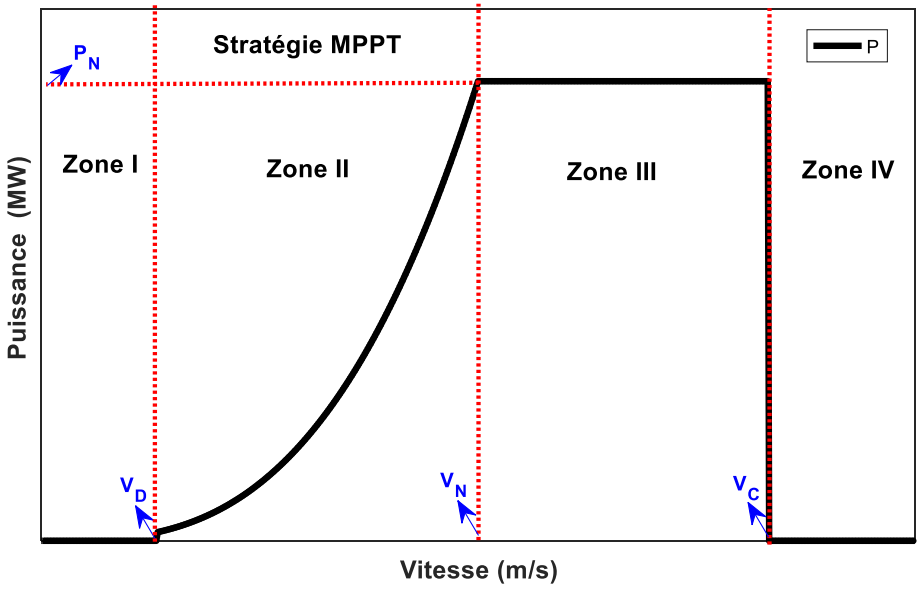


Figure 2.9. Caractéristiques de la courbe de puissance d'une hydrolienne.

- Zone I : la vitesse des courants de marée est inférieure à la vitesse de démarrage V_D de la turbine ($U_0 < V_D$). Dans cette zone la turbine ne fournit aucune puissance.

$$P = 0 \tag{2.19}$$

- Zone II : la vitesse des courants de marée se situe entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale de la turbine V_N ($V_D \leq U_0 \leq V_N$). Dans cette zone la puissance produite est exprimée par :

$$P = \frac{1}{2}.C_p.\rho.\pi.r_0^2.\mathrm{U}_0^3 \tag{2.20}$$

où ρ est la densité du fluide et C_p est le coefficient de puissance d'une hydrolienne estimé entre 0.35 et 0.5 [29]. C_p dépend notamment de l'angle d'orientation des pales β et du paramètre d'avance (Tip Speed Ratio) λ défini par :

$$\lambda = \frac{\Omega.\mathrm{r}_0}{U_0} \tag{2.21}$$

où Ω est la vitesse de rotation des pales.

Grâce à l'électronique de puissance, il est possible d'adapter (dans la zone II) la vitesse de la turbine à celle des courants marins afin de maximiser la puissance extraite. Cette stratégie appelée MPPT (Maximum Power Point Tracking) est réalisée grâce à une commande par asservissement de la vitesse de rotation des pales. Un exemple de courbe de réglage de vitesse de l'hydrolienne est présenté sur la figure 2.10. Afin de rechercher

les maximas sur la courbe de puissance, la vitesse de la génératrice (trait en noir) est ajustée à sa valeur optimale pour chaque vitesse des courants de marée V_m [90].

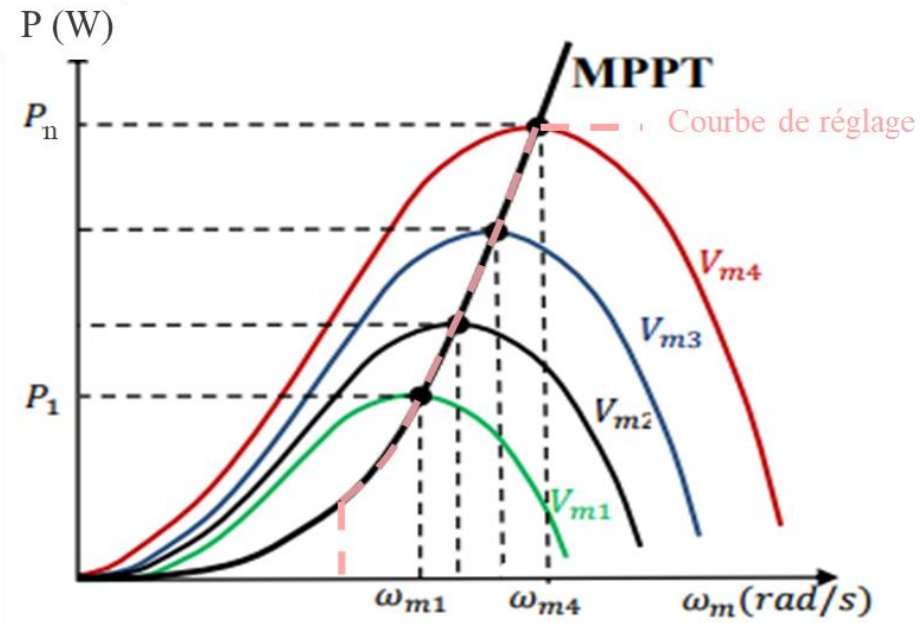


Figure 2.10. Courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation des pales de la turbines (stratégie MPPT).

- Zone III : la vitesse des courants de marée est supérieure à la vitesse nominale V_N de la turbine ($U_0 > V_N$). Dans cette zone, la puissance fournie par la turbine est maintenue presque constante (sensiblement égale à la puissance nominale).

$$P_m = \mathrm{P_n} \tag{2.22}$$

  Généralement, cela est réalisé par un dispositif de régulation permettant de protéger l'hydrolienne en maintenant sa vitesse de rotation constante [90].

- Zone IV **:** pour certaines technologies d'hydroliennes, une quatrième zone existe. C'est la zone de coupure où la turbine ne fournit aucune puissance quand la vitesse des courants de marée dépasse une vitesse maximale V_C ($U_0 \geq V_C$).

$$P_m = 0 \tag{2.23}$$

Dans le calcul de l'écoulement de puissance, les hydroliennes sont considérées comme des nœuds PQ. On considèrera qu'une compensation de l'énergie réactive est effectuée à la sortie de chaque turbine. De ce fait, la puissance réactive injectée par chaque turbine dans le réseau électrique du parc d'hydroliennes est supposée nulle.

2.2.3.1.2 Transformateur.

Le schéma équivalent d'une phase d'un transformateur possédant N_1 spires au primaire et N_2 spires au secondaire est représenté sur la figure 2.11.

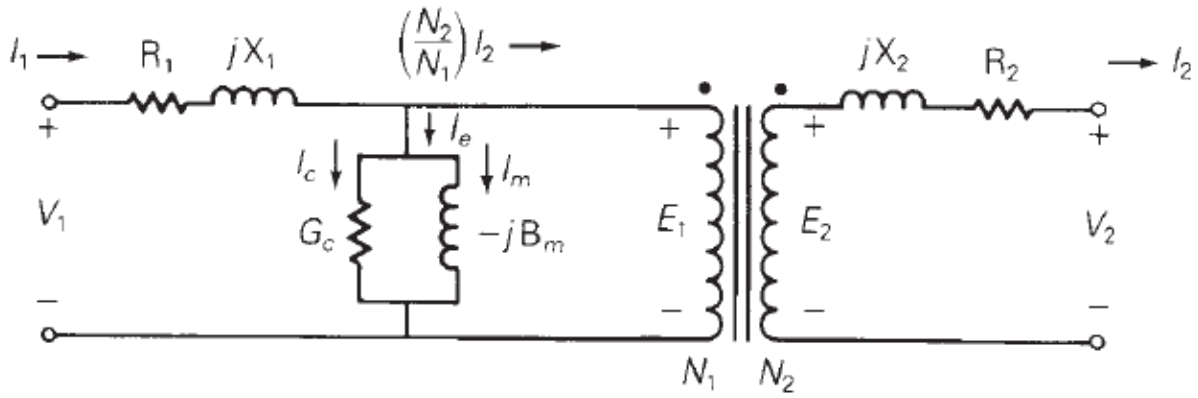


Figure 2.11. Schéma équivalent d'une phase d'un transformateur [91].

V_1 et V_2 sont respectivement les tensions au primaire et au secondaire du transformateur, R_1 et R_2 sont respectivement les résistances des enroulements primaire et secondaire du transformateur qui représentent les pertes par effet joule, X_1 et X_2 sont respectivement les réactances de fuite des enroulements primaire et secondaire du transformateur , B_m est la susceptance de l'admittance magnétisante du circuit et, G_c représente la conductance modélisant les pertes fer causées par le phénomène d'hystérésis et des courants de Foucault.

En suivant les hypothèses de Kapp et en supposant que la chute de tension est très faible dans le circuit primaire, l'impédance du circuit secondaire peut-être ramenée au circuit primaire, et le circuit magnétisant représentant les pertes fer peut être ramené en tête du circuit. Le schéma équivalent sur la figure 2.11 peut donc être simplifié par un schéma équivalent ramené au primaire (voir figure 2.12).

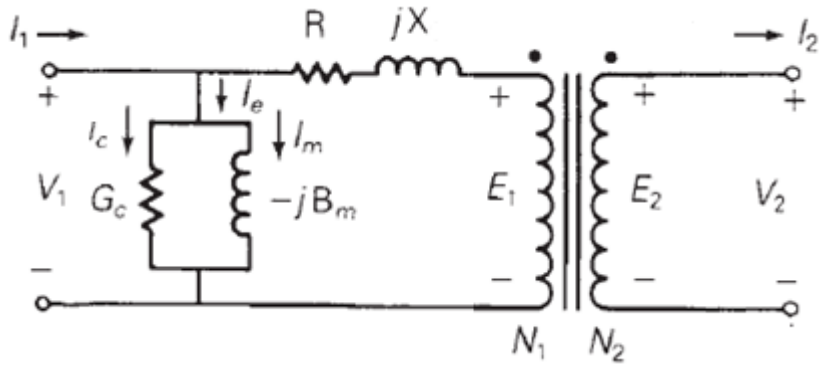


Figure 2.12. Schéma équivalent d'une phase du transformateur ramené au primaire.

où R_T et X_T sont respectivement la résistance totale et la réactance totale d'une phase du transformateur ramenée au primaire. Elles sont calculées par les équations (2.24) et (2.25) :

$$R_T = R_1 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 . R_2 \qquad (2.24)$$

$$X_T = X_1 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 . X_2 \tag{2.25}$$

Pour effectuer le calcul de l'écoulement de puissance, il est recommandé d'utiliser le système des grandeurs réduites « Per Unit (p.u) ». La puissance apparente nominale du transformateur est choisie comme la puissance de base des deux côtés du réseau du système en p.u ($S_{base_1} = S_{base_2} = S_{T_n}$). Le rapport de transformation $\frac{N_2}{N_1}$ représente également le rapport des tensions et des courants de base des deux réseaux primaire et secondaire $\left(U_{base_2} = \frac{N_2}{N_1} U_{base_1};\ I_{base_2} = \frac{N_2}{N_1} I_{base_1}\right)$. La tension et le courant du secondaire, ramenés au primaire, sont donc calculés en p.u par les équations (2.26) et (2.27).

$$U_{2_{p.u}} = \frac{U_2}{U_{base_2}} \tag{2.26}$$

$$I_{2_{p.u}} = \frac{I_2}{I_{base_2}} \tag{2.27}$$

Pour le paramétrage de l'impédance du transformateur en p.u, nous adopterons les valeurs proposées dans [92] et qui sont valables pour des transformateurs de réseau HT et THT ($R_{T_{p.u}} = 0.01\ pu$; $X_{T_{p.u}} = 0.12\ p.u$; $\frac{X}{\omega R} = 0.15\ s$ et $X_{m_{p.u}} = 35\ p.u$).

2.2.3.1.3 Câble sous-marin

Une connexion par câble sous-marin, située entre deux nœuds i et j est généralement modélisée par un schéma équivalent en π, tel qu'illustré sur la figure 2.13.

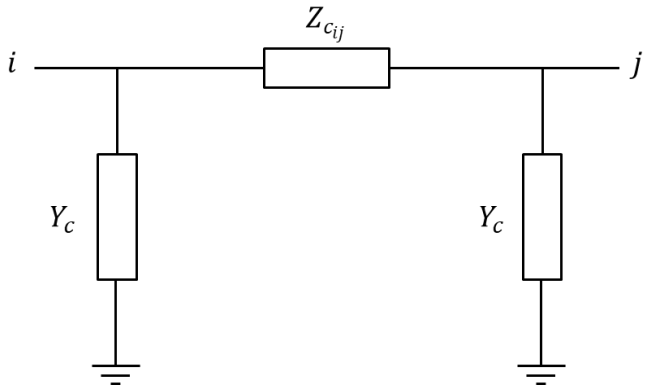


Figure 2.13. Représentation, par une cellule en π d'une liaison d'un réseau de puissance.

Le schéma équivalent en π comporte une impédance longitudinale par phase $Z_{c_{ij}}$ et deux admittances linéiques transversales Y_C. $Z_{c_{ij}}$ et Y_C sont calculées respectivement par les équations (2.28) et (2.29).

$$Z_{c_{ij}} = L_{ij}\left(R_{c_{ij}} + jX_{c_{ij}}\right) \tag{2.28}$$

$$Y_c = Y_{c_{ij}} = Y_{c_{ji}} = L_{ij}\left(\frac{g_{c_{ij}}}{2} + j\omega\frac{C_{c_{ij}}}{2}\right) \tag{2.29}$$

où L_{ij} (en km) est la longueur du conducteur situé entre un nœud i et j, $R_{c_{ij}}$ est la résistance linéique du conducteur exprimée en Ω/km, $X_{c_{ij}}$ est la réactance linéique du conducteur exprimée en Ω/km, $g_{c_{ij}}$ est la conductance shunt du conducteur exprimée en $\mu S/km$ représentant les pertes diélectriques dans l'isolant du conducteur et $C_{c_{ij}}$ est la capacité shunt du câble exprimée en $\mu F/km$. L'impédance longitudinale par phase $Z_{c_{ij}}$ et l'admittance linéique transversale Y_C sont calculées dans le système p.u comme suit:

$$Z_{c_{pu}} = \frac{Z_c}{Z_{base}} \tag{2.30}$$

$$Y_{c_{pu}} = Y_C \times Z_{base} \tag{2.31}$$

Avec:

$$Z_{base} = \frac{U_{1_{base}}^2}{S_{base}} \tag{2.32}$$

La modélisation d'un câble sous-marin en un seul diagramme en π n'est valable qu'en basse fréquence et pour de faibles longueurs de ligne (<100 km). Les lignes longues doivent être modélisées par plusieurs cellules en π montées en série. Pour l'architecture électrique du parc d'hydroliennes, la longueur des câbles est inférieure à 100 km. Par conséquent, un seul diagramme en π suffit pour modéliser les câbles [93].

2.2.3.2 Relations électriques du réseau électrique du parc d'hydroliennes

La matrice admittance globale complexe Y_g du réseau électrique du parc s'écrit sous la forme suivante :

$$Y_g = G + jB \tag{2.33}$$

Y_g est une matrice creuse. Ses seuls éléments non nuls sont ceux pour lesquels une liaison existe entre un nœud i et un nœud j ainsi que les éléments diagonaux (quand $i = j$). Les éléments de Y_g sont définis comme suit :

$$G_{ii} = \sum_{j=1, i\neq j}^{N} \rho_{ij}^2\, Y_{ij} \sin\delta_{ij} \tag{2.34}$$

$$B_{ii} = -\left[\sum_{j=1, i\neq j}^{N} \rho_{ij}^2\, (Y_{ij}\cos(\delta_{ij}) - Y_{c_{ij}}) \; - Y_{c_{ii}}\right] \tag{2.35}$$

$$G_{ij(i\neq j)} = -\rho_{ij}\,\rho_{ji}\,Y_{ij}\sin\left(\delta_{ij} - \sigma_{ij} + \sigma_{ji}\right) \quad (2.36)$$

$$B_{ij(i\neq j)} = \rho_{ij}\,\rho_{ji}\,Y_{ij}\cos\left(\delta_{ij} - \sigma_{ij} + \sigma_{ji}\right) \quad (2.37)$$

où ρ_{ij} est le rapport de transformation d'un transformateur entre un nœud i et un nœud j (ρ_{ji} est la notation analogue) , σ_{ij} est le déphasage d'un transformateur déphaseur entre un nœud i et un nœud j (σ_{ji} est la notation analogue), Y_{ij} est le module d'une admittance série d'une liaison entre un nœud i et un nœud j et $\delta_{ij} = \arctan\left(\frac{R_{c_{ij}}}{X_{c_{ij}}}\right)$ est l'angle de pertes.

Les injections des puissances actives I_i et réactives K_i peuvent être formulées comme suit [94]:

$$I_{in_i}(\vec{\theta},\vec{V}) = P_{p_i} - P_{c_i} = V_i \sum_{j=1}^{N} V_j(G_{ij}\,cos\,\theta_{ij} + B_{ij}\,sin\,\theta_{ij}) \quad (2.38)$$

$$K_{in_i}(\vec{\theta},\vec{V}) = Q_{p_i} - Q_{c_i} = V_i \sum_{j=1}^{N} V_j(G_{ij}\,sin\,\theta_{ij} + B_{ij}\,cos\,\theta_{ij}) \quad (2.39)$$

où P_p et Q_p représentent respectivement la production de puissance active et réactive dans un nœud i, P_c et Q_c représentent respectivement la consommation de puissance, V est le module de la tension, θ_{ij} représente la différence de phase entre un nœud i et un nœud j.

2.2.3.3 Résolution du problème d'écoulement de puissance

2.2.3.3.1 Détermination de la matrice Jacobienne.

On adopte les notations matricielles suivantes telle que définie dans [94].

- $\vec{\theta}$ et $\vec{V}$ sont respectivement des vecteurs colonnes de N lignes comportant les modules et les phases des tensions de chaque nœud.
- $\vec{I}$ est le vecteur colonne à N lignes, avec pour éléments :
  - $I_i = I_i(\vec{\theta},\vec{V})$ qui représente les injections de puissance active au nœud i, pour tout nœud i différent du nœud de référence ;
  - $I_r = \theta_r$ qui représente la phase au nœud de référence (égale à zéro) ;
- $\vec{R}$ est le vecteur colonne à N lignes, avec pour éléments :
  - $R_i = K_i(\vec{\theta},\vec{V})$ pour tout nœud PQ;
  - $R_i = V_i$ pour tout nœud PV et pour le nœud de référence;
- $\vec{E} = \begin{bmatrix}\vec{\theta}\\ \vec{V}\end{bmatrix}$ est le vecteur colonne « tensions » à $2N$ lignes et ;

- $\overrightarrow{W} = \begin{bmatrix} \vec{I} \\ \vec{R} \end{bmatrix}$ est le vecteur colonne « injections généralisées » à $2N$ lignes.

La matrice jacobienne $[J]$ du système est une matrice de dimension $2N \times 2N$ qui représente les injections et les tensions à chaque nœud. Elle est définie par l'équation (2.40) [94] :

$$\vec{J} = \frac{d\overrightarrow{W}}{d\vec{E}} = \frac{d(\vec{I}, \vec{R})}{d(\vec{\theta}, \vec{V})} = \begin{bmatrix} \frac{\delta \vec{I}}{\delta \vec{\theta}} & \frac{\delta \vec{I}}{\delta \vec{V}} \\ \frac{\delta \vec{R}}{\delta \vec{\theta}} & \frac{\delta \vec{R}}{\delta \vec{V}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J & J'' \\ J''' & J' \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

L'équation (2.40) permet d'écrire :

$$d\overrightarrow{W} = J.d\vec{E} \quad (2.41)$$

Soit :

$$\begin{bmatrix} \overrightarrow{dI} \\ \overrightarrow{dR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J & J'' \\ J''' & J' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overrightarrow{d\theta} \\ \overrightarrow{dV} \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

Les éléments de la matrice jacobienne $[J]$ sont présentés en détails dans [94].

2.2.3.3.2 Principe de résolution

Résoudre le problème d'écoulement de puissance revient à résoudre le système d'équations (2.38) et (2.39) comportant $2(N-1)$ inconnus et $2(N-1)$ équations. Plusieurs méthodes de calcul numérique existent pour résoudre un ensemble aussi large d'équations non linéaires. Les premières méthodes, les plus performantes, développées pour résoudre ce type d'équations sont la méthode de linéarisation successive et la méthode de Gauss-Seidel. Ces méthodes consistent, dans le cas d'un problème d'écoulement de puissance, à enlever séquentiellement chaque nœud en actualisant sa tension en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres nœuds [95]. Ces méthodes nécessitent peu de mémoire mais ne convergent pas pour tous les types de réseaux [94]. Avec la croissance des mémoires de stockage, la méthode de Gauss-Seidel est abandonnée et les méthodes de calcul numérique basées sur des techniques de matrices creuses ont vu le jour. La méthode de Newton-Raphson est l'une des méthodes qui associe ce type de techniques. Elle est aujourd'hui universellement appliquée [96] et c'est la méthode qui a été adoptée pour ce travail.

Soit $\overrightarrow{W}^0$ une valeur particulière de $\overrightarrow{W}$ telle que la composante correspondant à I_r est nulle, $\vec{E}$ est donc calculé pour les autre composantes avec :

$$\overrightarrow{W}(\vec{E}) = \overrightarrow{W}^0 \quad (2.43)$$

La résolution du problème d'écoulement de puissance est effectuée en 6 étapes [94] :

1. Attribution à $\vec{E}$ d'une valeur initiale ;
2. Calcul de $\overrightarrow{W}^0 - \overrightarrow{W}(\vec{E})$;
3. Tant que la valeur de $\left|\overrightarrow{W}^0 - \overrightarrow{W}(\vec{E})\right|$ est supérieure à un seuil de convergence :
    a. Calcul de $J(\vec{E})$;
    b. Calcul d'une correction telle que $J.\Delta\vec{E} = \overrightarrow{W}^0 - \overrightarrow{W}(\vec{E})$;
    c. Ajout de $\Delta\vec{E}$ à $\vec{E}$.

Dans cette partie, nous avons présenté le module 3 de l'outil d'optimisation, consacré à l'évaluation des pertes d'énergie dans le réseau électrique. Dans la partie suivante, le module 4 de l'outil d'optimisation permettant d'estimer le coût des composants du parc d'hydroliennes est exposé.

2.3 MODELISATION DES COUTS DES COMPOSANTS DU PARC D'HYDROLIENNES

Chaque configuration de positionnement des turbines et de leur topologie de connexion électrique, générée par l'algorithme d'optimisation, doit être évaluée d'un point de vue économique. Pour cela, des modèles d'estimation des coûts doivent alimenter le modèle d'optimisation afin d'évaluer le coût d'investissement nécessaire pour chacune des topologies possibles de l'architecture du parc d'hydroliennes. La figure 2.14 présente les différents coûts et sous-coûts considérés par l'outil d'optimisation pour évaluer le coût d'investissement du parc d'hydroliennes. Le modèle de coût présenté dans ce chapitre prend en considération les coûts des hydroliennes, du système électrique et des opérations de maintenance.

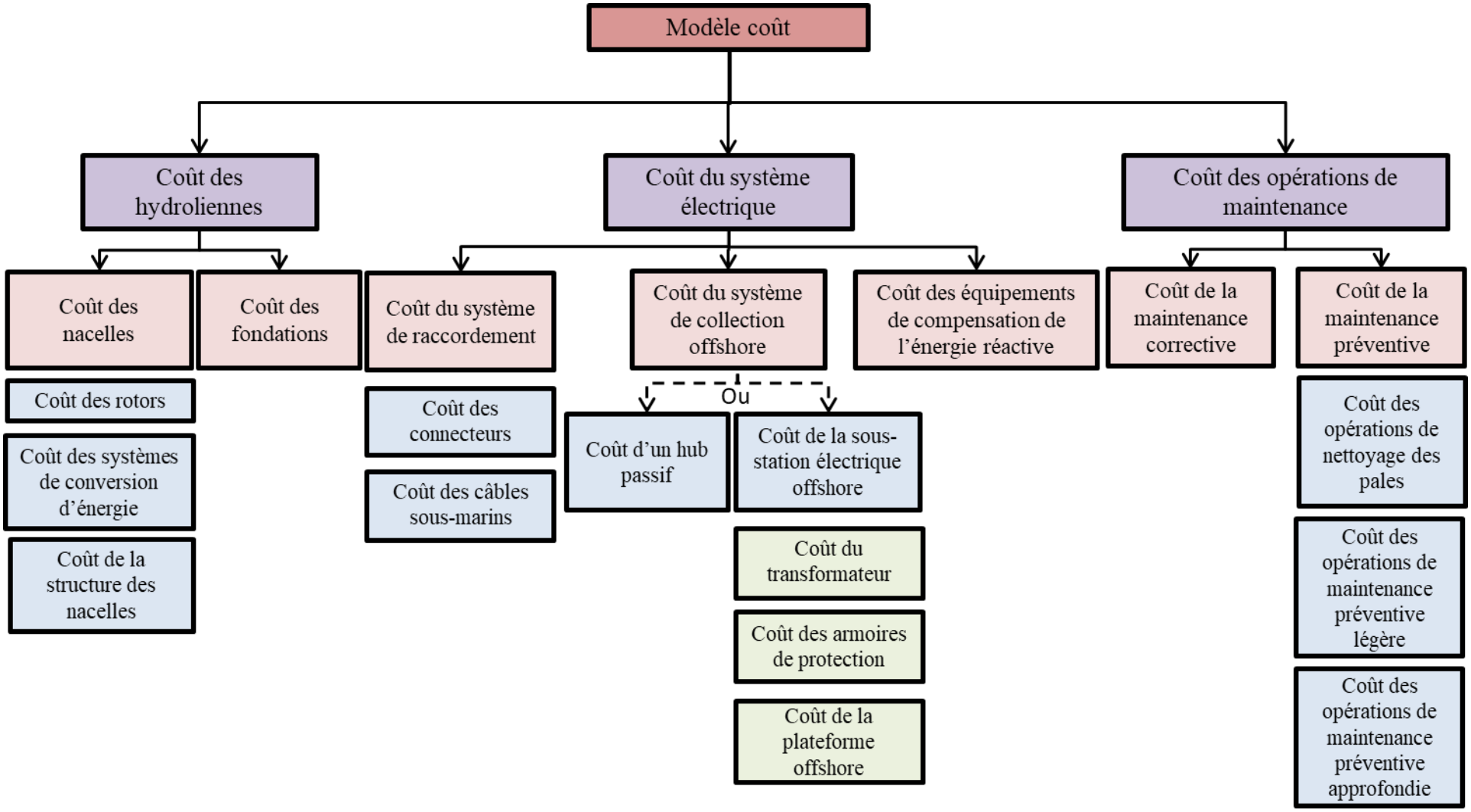


Figure 2.14. Les différents coûts considérés par l'outil d'optimisation pour évaluer le coût d'investissement du parc d'hydroliennes.

2.3.1 Coût des hydroliennes

Il existe dans l'industrie des hydroliennes une large gamme de technologies de turbines. En raison de cette diversité, il est difficile de trouver aujourd'hui dans la littérature scientifique un modèle général pour évaluer le coût d'une turbine hydrolienne. L'estimation du coût d'une turbine passe donc par l'évaluation du coût de chacune des pièces qui la compose. Le coût des hydroliennes contenues dans un parc est donc défini comme la somme des coûts des nacelles (rotor et pales) et de leurs fondations.

$$C_H = N_H.(C_{Nacelle} + C_{Fondation}) \tag{2.44}$$

où N_H est le nombre de turbines dans un parc d'hydroliennes, $C_{Nacelle}$ est le coût d'une nacelle et $C_{Fondation}$ est le coût d'une fondation.

2.3.1.1 Coût d'une nacelle

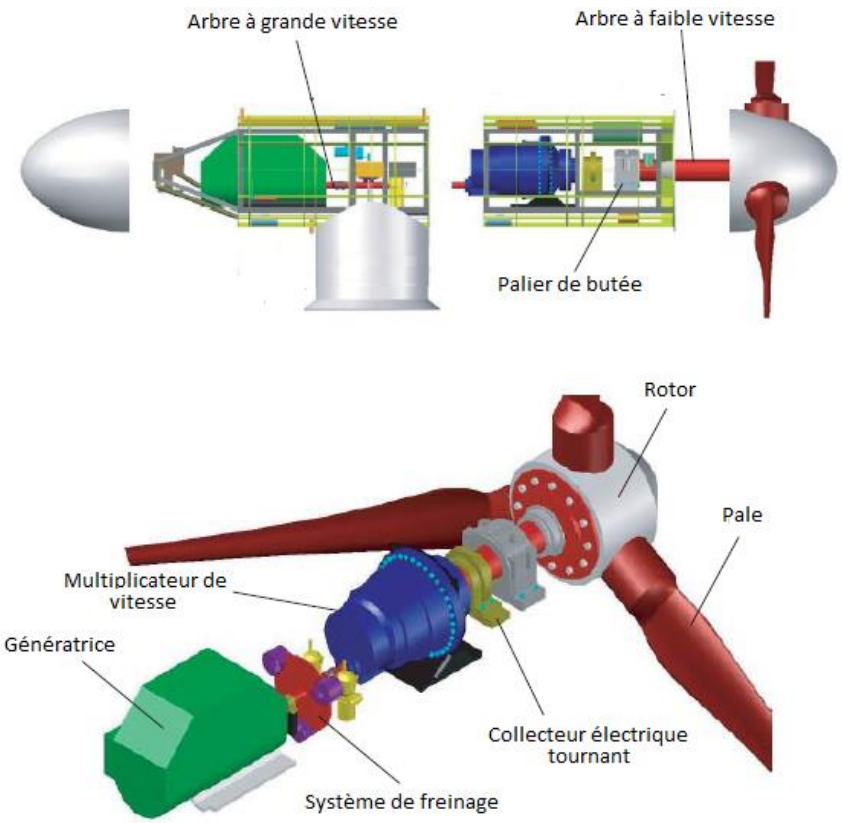


Figure 2.15. Répartition des principaux éléments à l'intérieur de la nacelle [97].

Le coût de la nacelle $C_{Nacelle}$ peut être considéré comme la somme des coûts des principaux composants présents à l'intérieur de la nacelle (voir figure 2.15). Ces composants peuvent être divisés en trois catégories : les composants constituant le rotor, les composants constituant le

système de conversion d'énergie (*PTO system*) et les équipements auxiliaires. Le coût d'une nacelle est donc calculé comme suit :

$$C_{Nacelle} = C_{rotor} + C_{SC} + C_{SN} \tag{2.45}$$

où C_{rotor} est le coût d'un rotor, C_{SC} est le coût du système de conversion d'énergie d'une hydrolienne et C_{SN} est le coût de la structure d'une nacelle.

2.3.1.1.1 Coût du rotor :

Le coût du rotor tient compte des principaux composants constituant le rotor de l'hydrolienne à savoir; le coût des pales, le coût du système d'orientation mécanique des pales « *Pitch system* » et le coût du centre du rotor. La principale variable influant le coût du rotor est son rayon. Le coût du rotor (en €) peut donc être défini comme une fonction non linéaire dépendante du rayon du rotor et du coût de chacun de ses composants [97] :

$$C_{rotor} = N_p . R_R^{2.7} . C_{pa} + r_0 (C_{SOP} + C_{AFV} + C_{CR}) \tag{2.46}$$

où N_p est le nombre de pales de la turbine, r_0 est le rayon du rotor (en m), C_{pa} est le coût d'une pale (en €/m), C_{SOP} est le coût du système d'orientation mécanique des pales (en €/m), C_{AFV} est le coût de l'arbre à faible vitesse (en €/m) et C_{CR} est le coût du centre du rotor (en €/m).

2.3.1.1.2 Coût du système de conversion d'énergie.

Le coût du système de conversion d'énergie d'une hydrolienne est estimé en considérant les principaux composants le constituant (voir figure 2.15) : la génératrice, le système de freinage, le multiplicateur de vitesse, le collecteur, le palier de butée, l'arbre à grande vitesse et la structure en acier englobant les différents composants cités. Le coût du système de conversion d'énergie (en €) peut donc être défini comme une fonction non linéaire dépendante de la puissance de la turbine et du coût par MW de chacun de ses composants [97].

$$C_{SC} = P_n (C_{CM} + C_{SF} + C_C + C_{PB} + C_{AGV}) + P_n^{1.2} . C_{MV} + m_{SC} . C_{AC} \tag{2.47}$$

où P_n est la puissance nominale de la turbine (en MW), C_{CM} est le coût de l'ensemble convertisseur machine (en €/MW), C_{SF} est le coût du système de freinage (en €/MW), C_C est le coût du collecteur (en €/MW), C_{PB} est le coût du palier de butée (en €/MW), C_{AGV} est le coût de l'arbre à grande vitesse (en €/MW), C_{MV} est le coût du multiplicateur de vitesse (en €/MW), m_{SC} est la masse (en kg) de la structure du système de conversion et C_{AC} est le coût de l'acier au carbone produit (en €/kg).

2.3.1.1.3 Coût de la structure de la nacelle

Les principaux éléments influant le coût de la structure de la nacelle sont le matériau de fabrication et la masse de la structure. La structure est généralement fabriquée en acier au carbone. Le coût de la structure (en €) est défini dans [97] comme une fonction linéaire :

$$C_{SN} = m_{SN}.C_{AC} \tag{2.48}$$

où m_{SN} est la masse (en kg) de la structure de la nacelle et C_{AC} est le coût de l'acier au carbone produit (en €/kg).

2.3.1.2 Coût d'une fondation

Le modèle utilisé pour estimer le coût d'une fondation est celui de Serrano Gonzalez *et al*. [98]. Le coût d'une fondation en (M€/MW) dépend d'une part de la puissance de la turbine et d'autre part de la technologie de fondation choisie (selon la profondeur). Le coût d'une fondation est estimé par l'équation (2.49).

$$C_{Fondation} = A_{SP} + B_{SP}.P_r^{C_{SP}} \tag{2.49}$$

où P_r est la profondeur (en m) et, A_{SP}, B_{SP} et C_{SP} sont les coefficients du modèle coût d'une fondation. Les valeurs de ces coefficients varient en fonction de la profondeur et sont présentées dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2. Coefficients du modèle coût de la structure porteuse [22].

	A_{SP}	B_{SP}	C_{SP}
$P_r < 30\ m$	0.15	10^{-5}	3
$30\ m < P_r < 60\ m$	0.35	4.10^{-6}	3
$P_r > 60\ m$	0.15	0.016	1

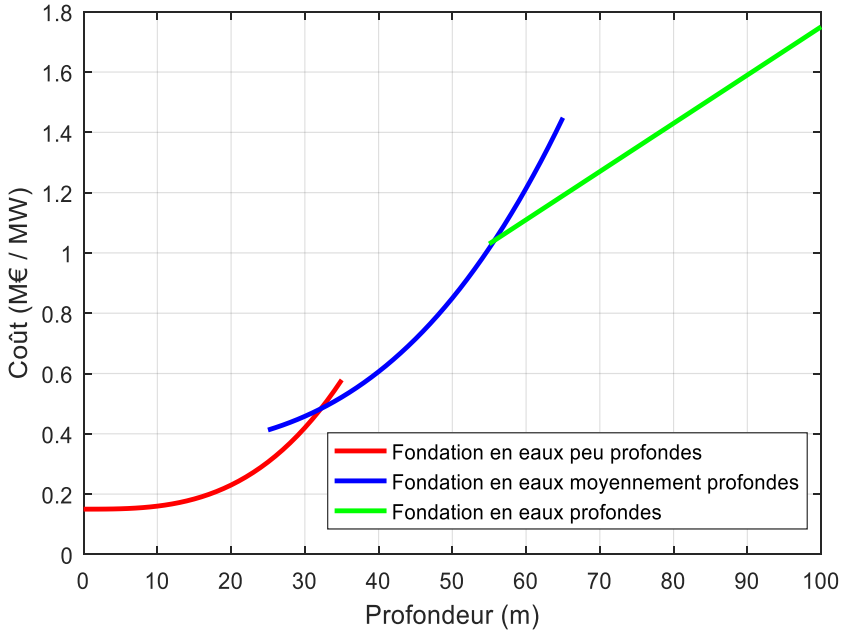


Figure 2.16. Evolution des coûts des fondations par MW en fonction de la profondeur.

2.3.2 Coût du système électrique

Le coût du système électrique d'un parc d'hydroliennes comporte principalement : les coûts correspondant au système de raccordement, les coûts correspondant au point de collection d'énergie offshore et les coûts correspondant aux équipements de compensation de l'énergie réactive.

2.3.2.1 Coût du système de raccordement.

Le coût du système de raccordement C_{SR} est défini comme la somme du coût des connecteurs C_{conn} et des câbles sous-marins $C_{câble}$.

$$C_{SR} = C_{conn} + C_{câble} \tag{2.50}$$

2.3.2.1.1 Coût des connecteurs

Le coût d'un jeu de connecteurs à contact sec est estimé entre 100 et 200 k€ tandis que le coût d'un jeu de connecteurs à contact humide est estimé entre 150 et 250 k€ [30].

2.3.2.1.2 Coûts des câbles sous-marins AC

Le coût d'un câble sous-marin à courant alternatif est estimé en utilisant le modèle proposé par Rebled Lluch *et al*.[99]. Les principaux facteurs impactant le coût d'un câble sous-marin sont la quantité du cuivre utilisée dans le câble (qui est l'image de la puissance apparente qu'un câble peut transporter) et le matériau d'isolation qui dépend du niveau de tension du câble V.

Le coût d'un câble sous-marin augmente de manière exponentielle avec la puissance nominale. Il est évalué comme suit :

$$C_{câble,i} = L_i \left(A_C + B_C \, e^{\frac{C_C \times S_{n,i}}{10^2}} \right) \tag{2.51}$$

où $C_{Câble,i}$ est le coût (en €/km) d'un câble sous-marin à courant alternatif de longueur L_i (en km), $S_{n,i}$ est la puissance apparente qu'un câble i peut transporter (en MVA) et, A_C, B_C et C_C sont des coefficients du modèle. Ils dépendent du niveau de tension V (en kV) et sont calculés respectivement par les équations (2.52), (2.53) et (2.54).

$$A_C = 0.001631\, V - 0.0142 \tag{2.52}$$

$$B_c = 0.9805\, V^{-0.765} \tag{2.53}$$

$$C_C = 45.713\, V^{-0.693} \tag{2.54}$$

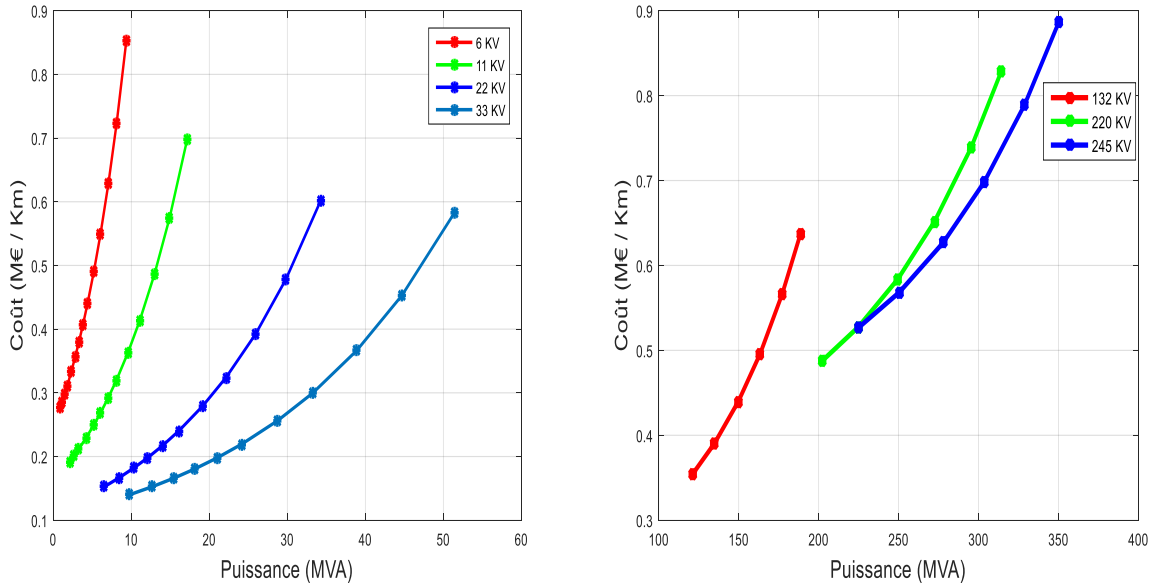


Figure 2.17. Evolution des coûts des câbles MT (6kV, 11kV, 22kV et 33kV) et HT (132V, 220kV et 245kV) en fonction de la puissance apparente.

Le coût d'un câble sous-marin augmente de façon linéaire avec sa longueur et de manière exponentielle avec la puissance qu'il transporte (Comme le montre la figure 2.17). Il convient de noter que d'autres modèles existent pour estimer le coût des câbles sous-marins. On peut citer par exemple les modèles de Lundberg [100], Nandigam [101] et Gonzalez-Longatt et al [102]. Cependant, la quasi-totalité de ces modèles ne permettent d'estimer que le coût des câbles sous-marins avec un niveau de tension supérieur à 33 kV. A notre connaissance, le seul qui a proposé un modèle pouvant estimer le coût d'un câble sous-marin avec un niveau de tension inférieur à 33 kV est Rebled Lluch *et al.*[99]. C'est le modèle que nous avons adopté car nous

prévoyons d'étudier un parc d'hydroliennes avec un système de collection d'un niveau de tension 11 kV.

2.3.2.2 Coût du système de collection d'énergie offshore

Selon la taille du parc ainsi que sa distance de la côte, la solution adoptée pour le système de collection d'énergie offshore peut-être soit un hub passif (flottant ou fixe) ou une sous-station électrique offshore.

2.3.2.2.1 Coût d'un hub passif

Une estimation du coût d'un hub basée sur des données de projets antérieurs d'énergies marines renouvelables a été menée dans [103]. Le coût d'un hub est reparti entre des coûts fixes et des coûts variables. Les coûts fixes constituent les coûts des équipements qui sont communs à chaque hub et qui ne varient pas avec sa capacité électrique. Ils englobent le coût des dispositifs d'amarrage, d'installation, le coût des armoires électriques, le coût des systèmes de protection et le coût des équipements auxiliaires. Concernant les coûts variables, ils couvrent les coûts des composants dont la taille et le coût varient en fonction de la puissance apparente S_H (en MVA) que le hub peut collecter. Le coût d'un hub (en €) peut donc s'écrire sous la forme suivante :

$$C_{Hub} = A_H + B_H . S_H \tag{2.55}$$

où A_H et B_H sont les coefficients du modèle coût d'un hub. Ils représentent respectivement ses coûts fixes et variables. Les valeurs de ces coefficients dépendent de la technologie choisie entre hub fixe et hub flottant. Ils sont présentés dans le tableau 2.3. Les résultats du modèle coût d'un hub sont illustrés sur la figure 2.18.

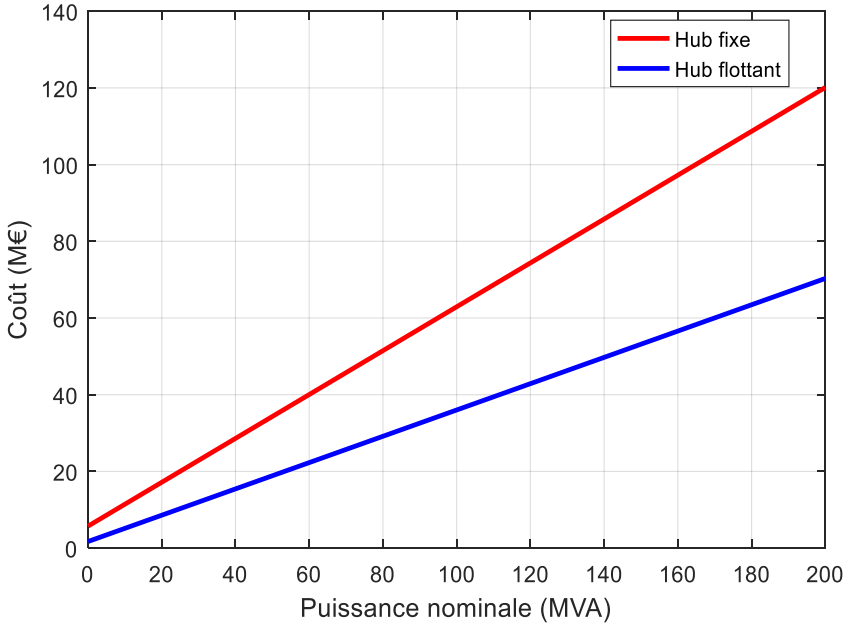


Figure 2.18. Evolution du coût des hubs (fixe et flottant) en fonction de la puissance apparente.

Tableau 2.3. Paramètres A_H et B_H du coût d'un hub en €.

	A_H	B_H
Hub fixe	$5{,}72.10^6$	572.10^3
Hub flottant	$1{,}715.10^6$	342,98

Comme le montre la figure 2.18, le choix d'un hub flottant offre une réduction de coût remarquable par rapport à un hub fixe, en particulier pour les puissances élevées. Cette réduction des coûts est principalement due à la diminution des coûts associés à la structure porteuse ainsi qu'aux opérations d'installation de la plateforme.

2.3.2.2.2 Coût de la sous-station électrique offshore

Les principaux coûts variables constituant la sous-station électrique offshore pris en compte par l'algorithme d'optimisation sont : 1) le coût du transformateur élévateur de tension C_T, 2) le coût des armoires de protection C_{arm} et 3) le coût de la structure de la plateforme en mer C_{pl}. Le coût d'une sous-station électrique offshore C_{SSEO} est défini donc comme la somme des trois coûts cités :

$$C_{SSEO} = C_T + C_{arm} + C_{pl} \tag{2.56}$$

a. Coût du transformateur

Les modèles de coûts proposés dans la littérature scientifique sont donnés pour des transformateurs d'une puissance nominale comprise entre 6,3 et 150 MVA et d'une tension de 10,5 à 77 kV du côté primaire, et de 47 à 140 kV du côté secondaire du transformateur [100]. Le coût d'un transformateur (en M€) varie en fonction de sa puissance apparente nominale, il est calculé par l'équation (2.57).

$$C_T = A_T + B_T . S_{tn}^{C_T} \tag{2.57}$$

où S_{Tn} est la puissance apparente du transformateur (en VA) et A_T, B_T et C_T sont les coefficients du modèle coût d'un transformateur estimé par Gonzalez-Longatt *et al*. [102] à -157727, $280{,}5$ et $0{,}4473$ respectivement. Le résultat du modèle coût d'un transformateur est illustré sur la figure 2.19.

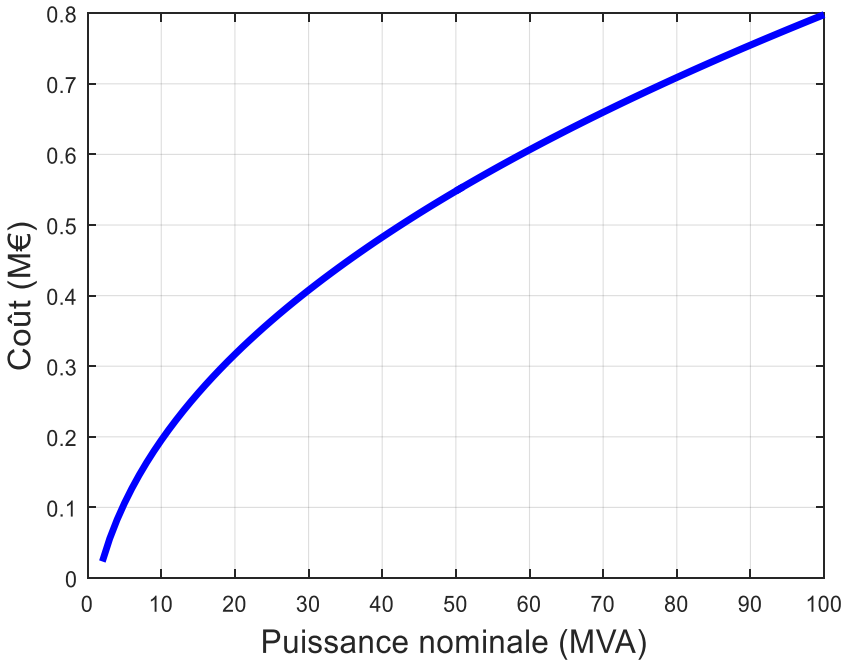


Figure 2.19. Evolution du coût d'un transformateur en fonction sa puissance apparente.

D'autres modèles existent pour estimer le coût d'un transformateur. On peut citer par exemple le modèle de Lundberg [100] qui a estimé les coefficients A_T, B_T et C_T à -139524, 247.5, et 0.4473, respectivement, ou encore, Lazaridis [32] et Zubiaga *et al.* [104] qui ont estimé les coefficients A_T, B_T et C_T à 0, 1.0334 et 0.7513 respectivement.

b. Coût des armoires de protection électriques

Le raccordement des câbles sous-marins avec la sous-station électrique offshore est réalisé avec des armoires de protection électriques. Le coût d'une armoire de protection comprend

principalement le coût du disjoncteur-sectionneur, le coût du jeu de barres, le coût des interrupteurs de mise à la terre, le coût des parafoudres, le coût des appareils de mesure et le coût de la structure qui englobe les différents composants cités. Le coût des armoires de protection est estimé avec une relation linéaire en fonction du niveau de tension (équation 2.58), en utilisant le modèle de Lundberg [100].

$$C_{arm} = 30400 + 0.57.V \tag{2.58}$$

où C_{arm} est le coût d'une armoire de protection (en €) et V est le niveau de tension (en volt). Le résultat de ce modèle est illustré sur la figure 2.20.

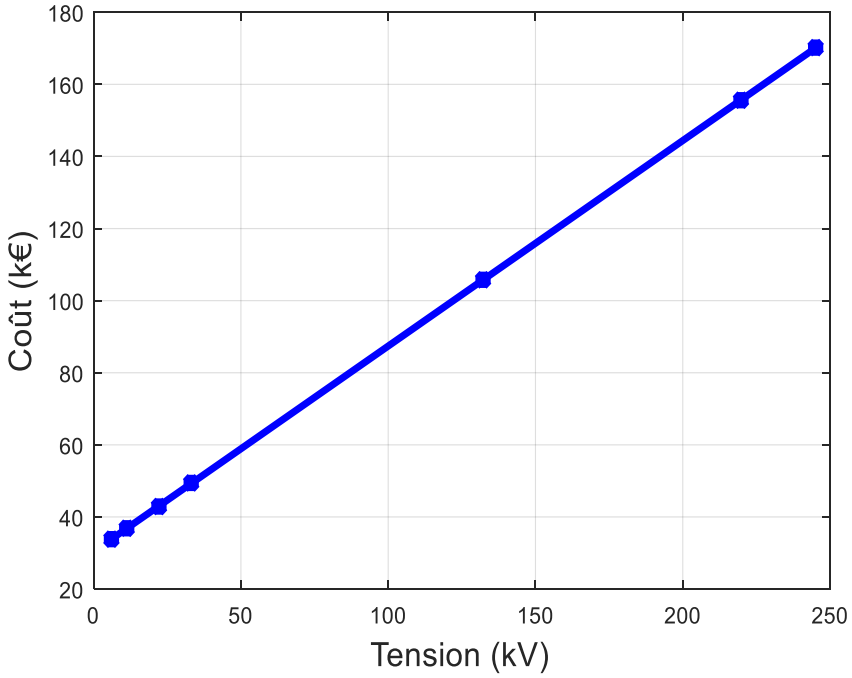


Figure 2.20. Evolution du coût d'une armoire de protection électrique en fonction de la tension nominale.

c. Coût de la plateforme offshore.

Le coût de la plateforme en mer dépend de la puissance des transformateurs installés dans la sous-station électrique offshore. Il est estimé en utilisant le modèle de Zubiaga *et al*. [104] par l'équation (2.59).

$$C_{pl} = 2 + 0.07.S_{tn} \tag{2.59}$$

où C_{pl} est le coût de la plateforme offshore (en M€) et S_{tn} est la puissance nominale des transformateurs installés dans la SSEO en (MVA). Le résultat du modèle de Zubiaga *et al*. [104] pour l'estimation du coût d'une plateforme en mer est illustré sur la figure 2.21. Le coût de la plateforme en mer évolue linéairement avec la puissance du transformateur. Ce modèle a été validé par Lundberg [100].

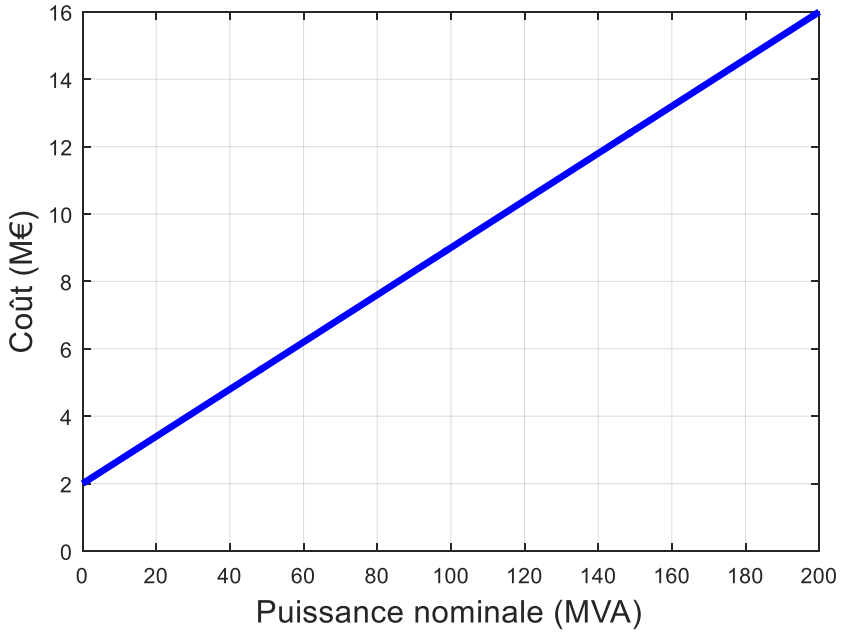


Figure 2.21. Evolution du coût d'une plateforme en mer en fonction de la puissance nominale des transformateurs.

2.3.2.3 Coût des équipements de compensation de l'énergie réactive

Les équipements de compensation de l'énergie réactive sont installés aux extrémités des câbles de transmission HT. Leur coût est proportionnel à la quantité de la puissance réactive totale à compenser. Il peut être calculé selon Lundberg [100] comme suit :

$$C_{ce} = -93015.6 + 165.\,Q_{comp}^{0.4473} \tag{2.60}$$

où C_{ec} est le coût des équipements de compensation de l'énergie réactive (en €) et Q_{com} est la quantité de la puissance réactive totale à compenser (en var). Le résultat du modèle de Lundberg [105] pour l'estimation du coût des équipements de compensation de l'énergie réactive est illustré sur la figure 2.22.

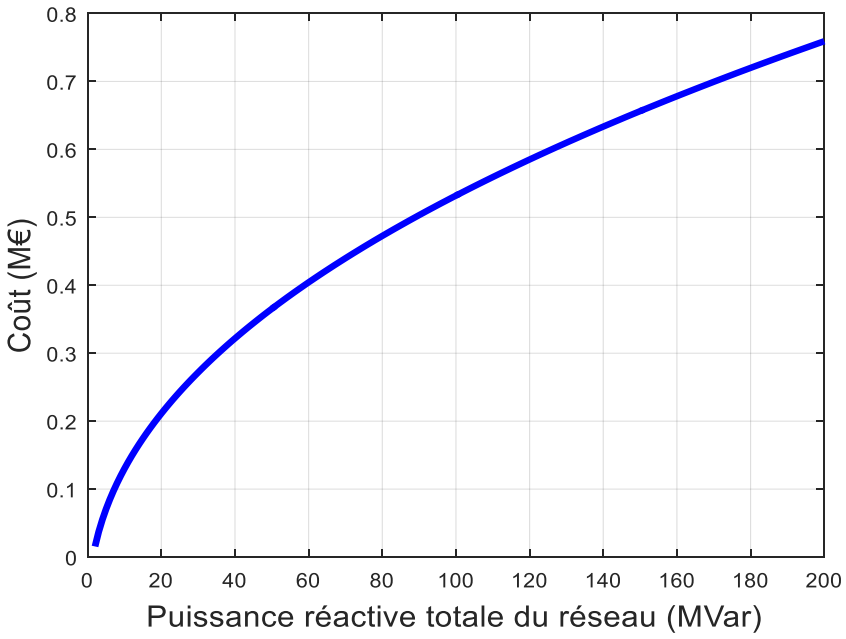


Figure 2.22. Evolution du coût des équipements de compensation de l'énergie réactive en fonction de la puissance réactive totale à compenser.

2.3.3 Coût des opérations de maintenance

Plusieurs facteurs interviennent dans l'estimation des coûts des opérations de maintenance pendant la durée de vie d'un parc d'hydroliennes. Ces facteurs dépendent en grande partie des conditions hydrodynamiques du site ainsi que des composants à réparer. Concernant les conditions hydrodynamiques du site, celles qui influent le plus le coût des opérations de maintenance sont la profondeur de déploiement des turbines, le degré d'hostilité du milieu marin (la fréquence d'occurrence des vagues, des vents et des courants forts) et la distance de la côte. Ces caractéristiques déterminent le coût des navires à déployer pour réaliser les opérations sur site. Selon Segura *et al.* [97], le coût des opérations de maintenance C_{OM} peut être divisé en coût de maintenance préventive C_{MP} et coût de maintenance corrective C_{MC}.

$$\mathrm{C_{OM}} = \mathrm{C_{MP}} + \mathrm{C_{MC}} \tag{2.61}$$

2.3.3.1 Coût de la maintenance préventive

Le coût de la maintenance préventive comporte les coûts relatifs au nettoyage des pales de la turbine C_{NP}, les coûts des opérations de maintenance préventive légère C_{MPL} et les coûts des opérations de maintenance préventive approfondie C_{MPA}.

$$C_{MP} = C_{NP} + C_{MPL} + C_{MPA} \tag{2.62}$$

2.3.3.1.1 Coût des opérations de nettoyage des pales

Le nettoyage des pales est l'une des opérations de maintenance les plus fréquentes dans un parc d'hydroliennes. Cette opération permet de débarrasser les pales du biofilm et des organismes marins qui peuvent s'y développer. Le coût de cette opération dépend des temps d'arrêt consacrés à ce processus T_{ASNP}, des fenêtres météorologiques (FM), du coût de transport C_{TNP}, du coût de la main d'œuvre C_{MONP} ainsi que du coût engendré par les pertes de production C_{PPNP} [97].

$$C_{NP} = C_{TNP}(T_{ASNP}, FM) + C_{MONP}(T_{ASNP}, FM) + C_{PPNP}(T_{ASNP}, FM) \quad (2.63)$$

2.3.3.1.2 Coût des opérations de maintenance préventive légère

La maintenance préventive légère consiste à effectuer des opérations d'entretien général, simples et mineures telles que le changement de graisse, l'examen des défauts de peinture et le contrôle du système d'exportation d'énergie. Pour estimer ce coût, il faut tenir compte du temps d'arrêt du système T_{ASMPL}, des fenêtres météorologiques (FM), du coût de transport C_{TMPL}, des coûts de main d'œuvre C_{MOMPL}, du coût du matériel mobilisé pour effectuer les interventions de maintenance préventive légère C_{MMPL} ainsi que du coût engendré par les pertes de production C_{PPMPL}. Le coût des opérations de maintenance préventive légère est calculé par l'équation (2.64) [97].

$$C_{MPL} = C_{TMPL}(T_{ASMPL}, FM) + C_{MOMPL}(T_{ASMPL}, FM) + C_{PPMPL}(T_{ASMPL}, FM) + C_{MMPL}(T_{ASMPL}, FM) \quad (2.64)$$

2.3.3.1.3 Coût de maintenance préventive approfondie

La maintenance préventive approfondie consiste à procéder à des opérations d'entretien plus approfondies telles que le changement de pièces et de composants dans les turbines, dans les fondations et dans le système électrique. Comme pour la maintenance préventive légère, l'estimation de ce coût est réalisée en tenant compte du temps d'arrêt du système T_{ASMPA}, des fenêtres météorologiques (FM), du coût de transport C_{TMPA}, du coût de main d'œuvre C_{MOMPA}, du coût du matériel mobilisé C_{MMPA} et du coûts engendré par les pertes de production C_{PPMPA}. Le coût des opération de maintenance préventive approfondie est calculé par l'équation (2.65) [97].

$$C_{MPA} = C_{TMPA}(T_{ASMPA}, FM) + C_{MOMPA}(T_{ASMPA}, FM) + C_{PPMPA}(T_{ASMPA}, FM) + C_{MMPA}(T_{ASMPA}, FM) \quad (2.65)$$

2.3.3.2 Coût de maintenance corrective

Les principaux éléments considérés pour estimer le coût de la maintenance corrective sont la probabilité de défaillance de chaque composant du parc d'hydroliennes P_D, le temps d'arrêt du système T_{ASMC}, les fenêtres météorologiques (FM), le coût de transport C_{TMC}, les coûts de main d'œuvre C_{MOMC}, le coût du matériel mobilisé C_{MMC} et le coût engendré par les pertes de production C_{PPMC}. Le coût des opération de corrective est calculé par l'équation (2.66) [97].

$$C_{MPC} = C_{TMC}(T_{ASMC}, FM) + C_{MOMC}(T_{ASMC}, FM) + C_{PPMC}(T_{ASMC}, FM) + C_{MMC}(T_{ASMC}, FM) \quad (2.66)$$

2.4 CONCLUSION

Une modélisation énergétique et économique du parc d'hydroliennes a été présentée dans ce chapitre. Les différents modèles pris en compte par l'outil d'optimisation pour évaluer la quantité d'énergie produite par le parc d'hydroliennes ainsi que pour estimer les coûts d'investissement et de maintenance ont été exposés. Ces modèles serviront par la suite pour le calcul de la fonction objectif, présentée dans le chapitre suivant.

La première partie de ce chapitre a été consacrée à la modélisation énergétique du parc d'hydroliennes. Cette modélisation servira par la suite à évaluer la puissance produite par le parc d'hydroliennes. Les trois premiers modules de l'outil d'optimisation ont été présentés à cet effet. En premier lieu, le module dédié à la pré-analyse des données hydrodynamiques a été exposé. Ce premier module permet de transformer les données hydrodynamiques annuelles en fréquences d'occurrence de vitesses de courant. Le module consacré à la prise en compte des effets de sillage dans le parc a été détaillé en deuxième lieu. Un modèle de sillage permettant d'évaluer le déficit de vitesse à l'entrée de chaque turbine a été présenté. Il permet d'estimer les pertes de production liées aux interactions entre les sillages des turbines. Ce modèle est celui de Lo Brutto *et al*. [87]. Il a été développé à partir du modèle analytique du sillage de Jensen qui était initialement conçu pour des applications éoliennes. En troisième lieu, une modélisation des composants du réseau électrique du parc d'hydroliennes et un calcul de l'écoulement de puissance a été intoduit pour évaluer les pertes d'énergie dans le réseau électrique. Nous avons adopté pour cela la méthode universelle de Newton-Raphson.

Il est à noter que OPTIFARM ne prend pas en considération les impacts négatifs qui peuvent être engendrés dans le réseau public suite à l'intégration massive de l'énergie hydrolienne. En effet, la variabilité et l'intermittence de l'énergie hydrolienne peuvent avoir un impact négatif

sur la qualité de l'énergie d'un réseau électrique local. L'énergie hydrolienne peut largement bénéficier de l'expérience acquise lors du développement de l'industrie de l'énergie éolienne. Les codes du réseau doivent donc être révisés pour intégrer les exigences relatives aux hydroliennes. Aujourd'hui des solutions de *Smart Grids*, d'observabilité et de surveillance du réseau électrique publique ainsi que de stockage d'énergie sont en cours de développement par les gestionnaires du réseau afin d'améliorer l'insertion de l'énergie hydroliennes sur le réseau public et gérer l'équilibre production / consommation.

Des modèles pour estimer les coûts des principaux éléments constituant le parc d'hydroliennes ont été présentés dans la deuxième partie de ce chapitre. Nous avons présenté des modèles pour estimer les coûts des hydroliennes, du système de raccordement électrique et des opérations de maintenance. Ces modèles interviendront par la suite dans le calcul le coût d'investissement.

L'évaluation des coûts est un problème particulièrement complexe. Il est très difficile de fournir une estimation exacte du coût d'investissement total du parc d'hydroliennes. D'une part parce que le prix de chaque composant dépend des fabricants et fluctue avec le temps et d'autre part parce qu'il est difficile de trouver dans la littérature des modèles estimant les coûts pour un cycle de vie complet d'un parc d'hydroliennes. Ce dernier est composé des coûts : 1) d'études de la viabilité du projet; 2) de conception et de développement; 3) de fabrication 4) d'installation; 5) d'exploitation et de maintenance et 6) de démantèlement.

Les développeurs de projets communiquent très peu sur les coûts des opérations de maintenance et sur les coûts des hydroliennes. C'est donc très difficile d'estimer les coefficients des modèles de coûts. De plus, les valeurs de ces coefficients dépendent fortement de la nature du site et du contexte économique actuel (état du marché de l'industrie pétrolière, disponibilité des navires…). Pour la suite des travaux et grâce à l'étude de Segura *et al*. [97], nous disposons pour le site du Raz-Blanchard de données de coûts pour chaque élément constituant l'hydrolienne (section 3.1.1) et pour les coûts des opérations de maintenance (section 3.3) (ces données seront présentées dans le chapitre 4). Cependant, pour le site du Fromveur, ces données sont manquantes. Par conséquent, nous adopterons un modèle de référence globale pour estimer les coûts des hydroliennes ainsi que celle des opérations de maintenance.

CHAPITRE 3. METHODES ET TECHNIQUES D'OPTIMISATION

SOMMAIRE

3.1 Introduction 94

3.2 Méthodes d'optimisation 95

3.2.1 Optimisation et définitions 95

3.2.2 Méthodes de résolution des problèmes d'optimisation 97

3.2.3 Etat de l'art sur les approches d'optimisation dans le contexte des énergies marines renouvelables 104

3.2.4 Optimisation séquentielle et optimisation globale 106

3.3 Formulation du problème d'optimisation 107

3.3.1 Optimisation séquentielle 108

3.3.2 Optimisation globale 111

3.4 Optimisation de l'architecture d'un parc d'hydroliennes 111

3.4.1 Optimisation du nombre d'hydroliennes et de leur positionnement 111

3.4.2 Optimisation de la topologie de connexion électrique 116

3.4.3 Méthode d'optimisation globale 129

3.5 Conclusion 130

3.1 INTRODUCTION

L'industrie de l'énergie hydrolienne est aujourd'hui dans une phase préindustrielle. Plusieurs technologies ont été testées avec succès sur site et les développeurs planifient désormais le déploiement de plus grands réseaux de turbines. Pour être viables, ces projets doivent utiliser le meilleur compromis entre coût d'investissement et puissance produite afin de minimiser le coût de production d'énergie. En effet, le coût de production est influencé par de nombreux facteurs tels que la courantologie du site, le nombre d'hydroliennes à installer, leur positionnement dans le parc, le nombre et les positions des PCEOs dans le parc (hubs ou sous-stations électriques offshores), le dimensionnement des composants de chaque PCEO (transformateurs, cellules de protection …), les longueurs et les sections des câbles MT et HT, le nombre de groupes d'hydroliennes connectées entre elles ainsi que le nombre d'hydroliennes dans chaque groupe. Ces facteurs sont liés les uns aux autres et le nombre de configurations de parc techniquement faisables augmente de manière exponentielle en fonction du nombre de facteurs influençant le coût de production de l'énergie, ce qui agrandit l'espace de recherche de solutions. Le choix de la meilleure configuration de parc doit donc passer par des méthodes « intelligentes » : des algorithmes d'optimisation.

Ce troisième chapitre est dédié à la présentation des méthodes et techniques d'optimisation. Il s'agit ici d'introduire les algorithmes « intelligents » utilisés pour trouver la meilleure configuration de parc d'hydroliennes. Pour ce faire, les modules 5 et 6 d'OPTIFARM intitulés respectivement, « modélisation de l'architecture du parc d'hydroliennes » et « algorithmes d'optimisation » sont exposés.

La première partie de ce chapitre est une introduction sur les méthodes d'optimisation dans laquelle nous exposons les définitions qui seront utilisées dans la suite du manuscrit. Ensuite, nous introduisons les différentes méthodes de résolution des problèmes d'optimisation. Dans ce cadre, les principes de fonctionnement des deux méthodes *métaheuristiques* qui sont intégrées dans OPTIFARM pour converger vers la meilleure solution sont présentés.

La deuxième partie de ce chapitre est consacrée aux approches d'optimisation. L'objectif est d'introduire la stratégie d'optimisation générale du parc d'hydroliennes. La formulation du problème d'optimisation est abordée dans une troisième partie. Il s'agit d'établir les fonctions objectifs qui serviront à évaluer les différentes configurations possibles. Enfin, les techniques de codage du positionnement des hydroliennes et de la topologie de connexion électrique sont présentées dans la dernière partie de ce chapitre.

3.2 METHODES D'OPTIMISATION

3.2.1 Optimisation et définitions

L'optimisation consiste à rechercher l'extremum global d'une fonction sur un ensemble. La résolution des problèmes d'optimisation est un sujet central dans des domaines tels que la recherche opérationnelle, les mathématiques appliquées et l'analyse numérique. La classification des problèmes d'optimisation change d'un auteur à l'autre. Quatre types de problèmes d'optimisation sont généralement retenus [106], [107]: 1) les problèmes d'optimisation continue ou discrète, 2) les problèmes d'optimisation avec ou sans contraintes, 3) les problèmes d'optimisation mono-objectif ou multi-objectif et 4) les problèmes d'optimisation déterministe ou stochastique.

Avant de présenter les différentes méthodes de résolution des problèmes d'optimisation, introduisons quelques définitions qui seront utilisées dans la suite du manuscrit.

- Extremum global : c'est la meilleure solution. Elle correspond au minimum global ou au maximum global d'une fonction. Un exemple d'extremums globaux est présenté dans la figure 3.1.
- Extremum local : c'est la meilleure solution dans le voisinage d'un minimum local ou d'un maximum local. Un exemple d'extremums locaux est présenté dans la figure 3.1.

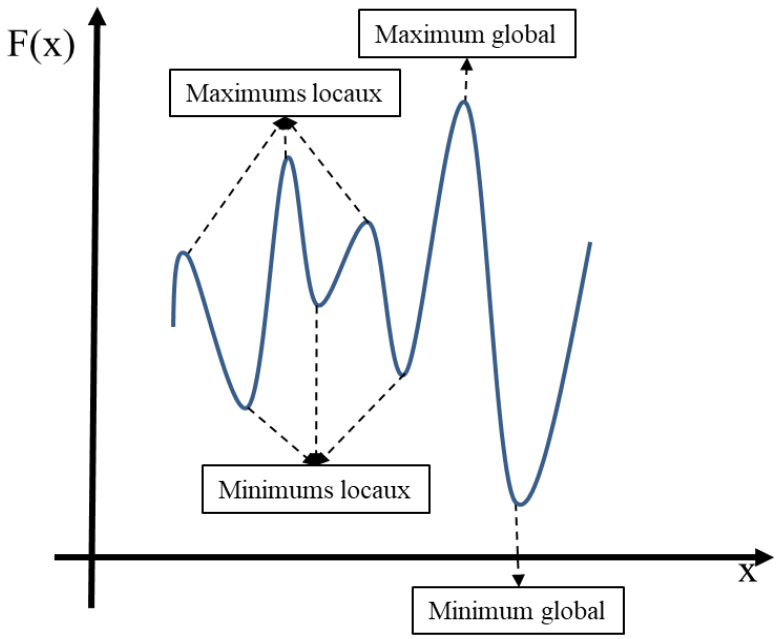


Figure 3.1. Extremums global et local d'une fonction F.

- Variables d'optimisation : ce sont les variables sur lesquelles il faut prendre des décisions au cours de l'optimisation. Elles correspondent aux éléments recherchés au cours du processus d'optimisation.
- Fonction objectif / Fonction coût : c'est une fonction formulée (de manière directe ou indirecte) à partir de toutes les variables d'optimisation. L'algorithme d'optimisation l'utilise comme une cible à maximiser ou à minimiser. Quand la fonction objectif intègre une dimension monétaire, elle peut être désignée comme une « fonction coût ».
- Optimisation mono-objectif : l'optimisation est dite « mono-objectif », lorsque le problème d'optimisation est formulé autour d'une seule fonction objectif. Dans ce cas, la solution optimale est celle qui permet d'obtenir un extremum global de la fonction objectif.
- Optimisation multi-objectif : l'optimisation est dite multi-objectif lorsque le problème d'optimisation est formulé autour de plusieurs fonctions objectifs, souvent contradictoires. Dans ce cas, la solution optimale n'est pas un extremum (comme dans le cas d'un problème d'optimisation mono-objectif) mais plutôt un ensemble de solutions représentant les meilleurs compromis possibles entre les fonctions objectifs.
- Paramètres d'entrée de l'algorithme d'optimisation : ce sont les valeurs qui ne changent pas au cours du processus d'optimisation. L'algorithme d'optimisation recherche la meilleure solution en fonction de ces paramètres d'entrée.
- Paramètres de configuration de l'algorithme d'optimisation : ce sont les valeurs qui permettent de fixer les différents coefficients de l'algorithme d'optimisation. Ces coefficients dépendent de la logique d'optimisation choisie et de la taille et de la nature du problème d'optimisation à résoudre.
- Espace de recherche de solutions : c'est l'ensemble des solutions réalisables. Une ou plusieurs solutions peuvent être choisies par l'algorithme d'optimisation.
- Contraintes d'optimisation : ce sont l'ensemble de combinaisons de variables d'optimisation qui sont exclues de l'espace de recherche de solutions. Les restrictions imposées à un nombre quelconque de variables d'optimisation sont généralement fixées par les caractéristiques du problème d'optimisation. Les contraintes sont usuellement formulées par un ensemble d'égalités et d'inégalités.
- Critère d'arrêt de l'algorithme d'optimisation : l'arrêt de l'optimisation est conditionné par un critère préalablement défini. Les deux options les plus utilisées comme critère d'arrêt sont : 1) arrêt au bout d'un nombre d'itérations fixé au début de l'optimisation ou 2) arrêt en effectuant, lors de chaque itération, un test de convergence.

3.2.2 Méthodes de résolution des problèmes d'optimisation

Pour résoudre un problème d'optimisation, de nombreuses méthodes ont été développées en intelligence artificielle et en recherche opérationnelle. Ces méthodes peuvent être rangées en deux grandes familles : les méthodes d'optimisation exactes et les méthodes d'optimisation approchées.

Les méthodes d'optimisation exactes (ou déterministes) consistent à chercher l'optimum global d'une fonction. Cela est généralement effectué en énumérant l'ensemble des solutions de l'espace de recherche. Parmi les méthodes exactes les plus connues, nous pouvons citer les algorithmes avec retour sur trace (*backtracking algorithms*) ou encore les algorithmes par séparation et évaluation (*branch and bound algorithms*). Les méthodes d'optimisation exactes sont très couteuses en temps de calcul et rencontrent des difficultés de convergence quand l'espace de recherche de solutions est grand [108]. En effet, le temps nécessaire pour trouver une solution augmente de manière exponentielle avec le nombre de variables. Pour cela, les méthodes exactes sont principalement appliquées à la classe des problèmes NP-difficiles de petite tailles [109].

Les méthodes d'optimisation approchées représentent aujourd'hui l'unique moyen pratique pour résoudre un problème d'optimisation NP-difficile de grande taille [109]. Elles consistent à chercher une solution de bonne qualité (qui n'est pas nécessairement optimale mais qui s'en approche) dans un délai raisonnable. Les méthodes utilisées pour résoudre les problèmes d'optimisation approchées sont appelées « *heuristiques* ». Parmi les méthodes *heuristiques* figurent certains algorithmes qui utilisent un principe générique, facilement adaptable pour un grand nombre de problèmes d'optimisation. Ces algorithmes sont appelés « *métaheuristiques* ». Ces derniers utilisent des stratégies de bon sens permettant de se déplacer de manière intelligente dans l'espace de solution vers un extremum global. Elles se basent généralement sur des phénomènes physiques, biologiques et socio-psychologiques.

Les algorithmes gloutons et les algorithmes d'amélioration itérative appartiennent à la première génération de méthodes d'optimisation approchées. Depuis une dizaine d'années, une nouvelle génération de méthodes d'optimisation approchées, plus puissante, a vu le jour. Il s'agit des méthodes *métaheuristiques*. Ces dernières sont basées sur des algorithmes stochastiques itératifs qui progressent vers un optimum global de la fonction objectif en utilisant des méthodes souvent inspirées de processus naturels. Cette progression vers la solution

optimale est généralement effectuée grâce à des mécanismes de voisinage (comme pour l'algorithme du recuit simulé et l'algorithme de recherche tabou) et/ou d'intensification, de diversification et d'apprentissage (comme pour les algorithmes évolutionnaires).

Pour les méthodes *métaheuristiques*, la notion d'apprentissage est un élément clef pour guider l'optimisation au fil des itérations. En effet, la quasi-totalité des méthodes *métaheuristiques* emploie une mémoire afin d'utiliser l'historique de leurs recherches pour converger vers un optimum global. L'échantillonnage de la fonction objectif est utilisé comme base de l'apprentissage. Il est effectué suivant une distribution de probabilités. En fonction de la stratégie utilisée pour manipuler cette distribution, les méthodes *métaheuristiques* sont considérées comme :

- implicites : quand la distribution de probabilité entre deux itérations dépend des lois locales du problème d'optimisation,
- explicites : quand la distribution de probabilités entre deux itérations dépend d'une loi fixe et préalablement définie ou
- directes : quand la fonction objectif est considérée elle-même comme une loi de distribution de probabilité.

Dans ce qui suit, le principe de fonctionnement de deux méthodes *métaheuristiques* sont exposées. Il s'agit de l'algorithme génétique et l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire. Nous revenons sur leurs utilisations dans le contexte des EMRs dans la section (**3**.2.3).

3.2.2.1 Algorithme génétique

Les recherches autour de l'optimisation par algorithme génétique ont commencé dès l'année 1960 [110]. Les algorithmes génétiques sont inspirés de la théorie de l'évolution naturelle de Charles Darwin [33]. Ils appartiennent à la famille des méthodes *métaheuristiques* dites évolutionnistes (ou évolutionnaires). Le principe de fonctionnement d'un algorithme évolutionniste consiste, à partir d'un ensemble initial d'individus appelé « population parent », à créer d'autres générations d'individus appelées « populations enfant ». Le passage d'une population parents à une population enfant se fait à l'aide d'opérateurs de reproduction. La performance de chaque individu est évaluée en utilisant la fonction objectif.

L'algorithme génétique se base sur une population initiale générée aléatoirement au début de la simulation. Une population est composée de plusieurs individus. La taille de la population (le nombre d'individus) doit être adaptée à la difficulté et au nombre de variables du problème d'optimisation. [111]. Chaque individu représente une solution potentielle du problème d'optimisation. Les individus sont représentés par des chromosomes. Chaque chromosome est caractérisé par un nombre de gènes. La taille du chromosome (le nombre de gènes dans le chromosome) est fonction du nombre de variables du problème d'optimisation. Le codage binaire des chromosomes est souvent utilisé. Les notions de population, d'individu, de chromosome et de gêne sont illustrées dans la figure 3.2.

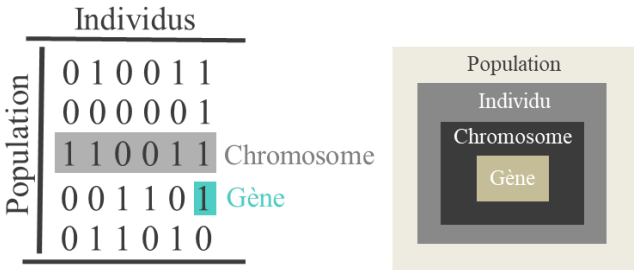


Figure 3.2. Illustration de la notion de Population, d'Individu, de Chromosome et de Gène.

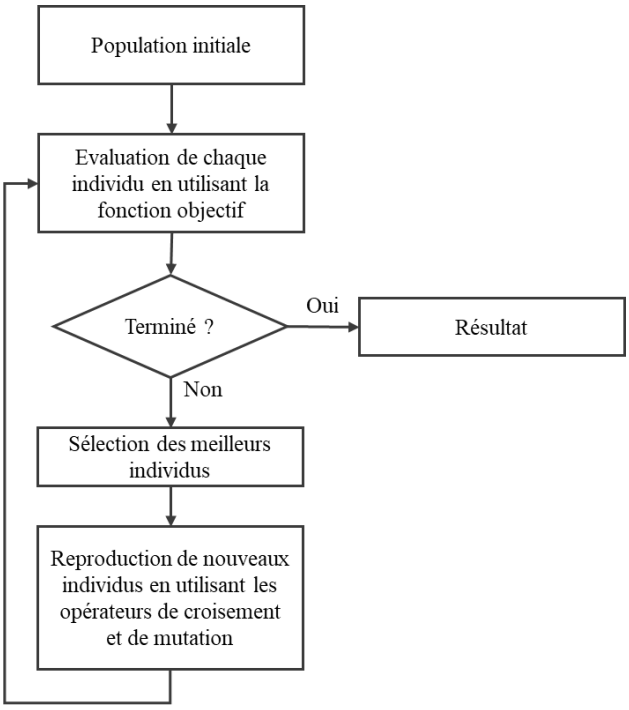


Figure 3.3. Principe de fonctionnement d'un algorithme génétique.

Conformément à la théorie de l'évolution, les individus les plus aptes pour survivre se reproduisent plus aisément. Pour générer de nouveaux individus, l'algorithme génétique

applique trois opérateurs « bioinspirés » : les opérateurs de sélection, de croisement et de mutation. Le principe de fonctionnement d'un algorithme génétique est illustré sur la figure 3.3.

3.2.2.1.1 La sélection

Afin d'assurer une meilleure reproduction, la sélection consiste à retenir et multiplier les meilleurs individus et à éliminer les plus mauvais. Dans le cas d'une optimisation mono-objectif, ce sont les meilleurs individus qui assurent cette reproduction. Par contre, dans le cas d'une optimisation multi-objectif, la fonction de reproduction est assurée par l'ensemble des individus constituant le front Pareto. Dans ce cas, deux critères pour sélectionner les meilleurs individus sont utilisés : le rang des individus et la distance d'encombrement. Les méthodes de sélection les plus utilisées sont :

- la sélection par rang consiste à choisir les individus possédant les meilleurs scores d'adaptation (obtenus par calcul de la fonction objectif).
- la roue biaisée est basée sur une sélection avec une probabilité proportionnelle à l'adaptation de l'individu au problème.
- le tournoi binaire est basé sur une constitution de paires d'individu et la sélection des meilleurs au sien de chaque paire (sur la base du meilleur score d'adaptation).
- la sélection uniforme qui utilise une sélection aléatoire et uniforme.

3.2.2.1.2 Le croisement

Les opérateurs de croisement et de mutation sont utilisés pour assurer une certaine diversité entre les individus, afin d'éviter la reproduction d'enfants quasi identiques aux parents. Le croisement consiste à choisir aléatoirement deux individus parents parmi ceux sélectionnés, pour échanger leurs gènes et créer deux nouveaux individus enfants. Pour effectuer cette opération de combinaison, deux méthodes sont proposées dans la littérature : le croisement sur plusieurs emplacements et le croisement sur deux sites décalés. Ces techniques permettent d'échanger des gênes entre le couple parent et de produire un couple d'enfants. Un exemple de croisement de deux individus est illustré sur la figure 3.4.

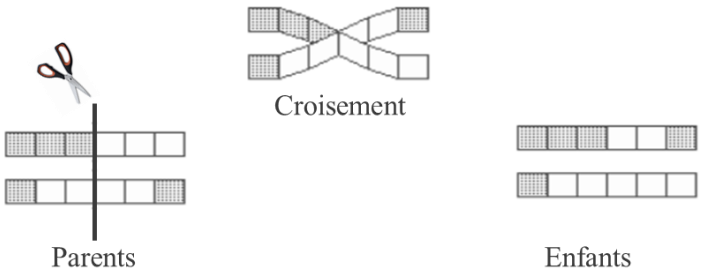


Figure 3.4. Exemple de croissement sur deux sites décalés.

3.2.2.1.3 La mutation

Pour éviter une convergence prématurée de l'algorithme vers un extremum local, une opération de mutation est appliquée. La mutation consiste à modifier aléatoirement un gène du chromosome (un bit du chromosome). La probabilité qu'une mutation soit effectuée sur un individu est définie au préalable par un coefficient appelé « taux de mutation ». Il est important de choisir un taux de mutation relativement faible (compris entre 0,001 et 0,01) afin de conserver le principe de la théorie de l'évolution et d'éviter une recherche trop aléatoire de la solution optimale.

Un exemple d'application des opérateurs de l'algorithme génétique, pour une population de 6 individus, avec 6 variables d'optimisation, est illustré sur la figure 3.5.

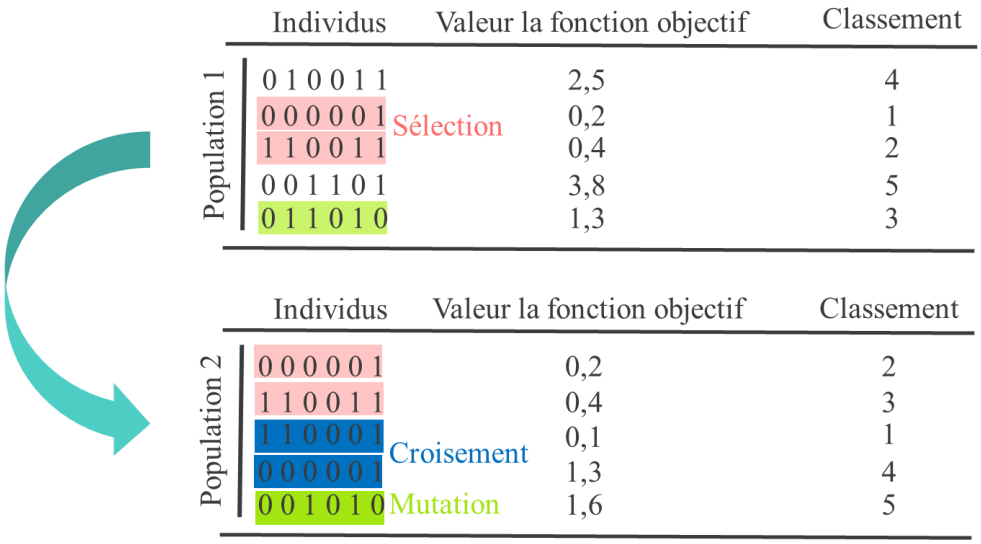


Figure 3.5. Exemple d'application des opérateurs de sélection de croisement et de mutation.

3.2.2.2 Algorithme d'optimisation par essaim particulaires

L'algorithme d'Optimisation par Essaim Particulaire (OEP), ou *Particle Swarm Optimization* (PSO) en anglais, est une méthode d'optimisation stochastique, inventée en 1995

par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) [112]. Cette *métaheuristique* s'inspire du monde du vivant et, plus précisément, du comportement social des animaux évoluant dans un essaim tel que les vols groupés d'oiseaux et les bancs de poissons [113].

En prenant comme exemple le vol en « V » des oiseaux migrateurs (figure 3.6), où chaque oiseau bénéficie des courants porteurs créés par les oiseaux de devant, des règles grégaires ont été établies pour permettre d'optimiser les dépenses d'énergie de chaque individu afin de pouvoir parcourir de longues distances. En effet, bien que « l'intelligence » individuelle de chaque individu dans l'essaim soit limitée, des règles de cohésion simples telles qu'aller dans la même direction, avancer avec la même vitesse et rester proche des autres individus permettent de développer une « intelligence » collective assez élevée [113].

Figure 3.6. Vol en « V » des oiseaux migrateurs [114].

Chaque particule dans l'essaim est considérée comme une solution potentielle du problème d'optimisation. L'essaim se déplace dans l'espace de recherche de solutions pour trouver la solution optimale. La stratégie de déplacement d'une particule est illustrée sur la figure 3.7. Ce déplacement est influencé par trois composantes [113] :

- une composante d'inertie qui est à l'image du comportement « égoïste » d'une particule qui tend à suivre sa direction de déplacement suivant sa vitesse actuelle.
- Une composante cognitive qui est à l'image du comportement « conservateur » de la particule. Cette dernière prend en compte sa meilleure performance en se dirigeant vers le meilleur endroit par lequel elle est déjà passée.

- Une composante sociale qui est à l'image du comportement « panurgien » de la particule et qui consiste à faire confiance à l'expérience de ses voisins en se dirigeant vers le meilleur endroit atteint par toutes les particules.

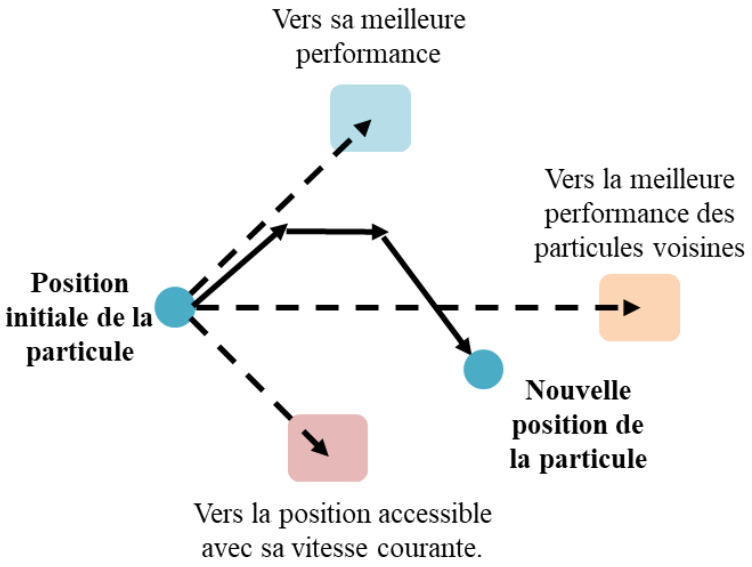


Figure 3.7. Principe de déplacement d'une particule dans l'espace de recherche de solutions.

Chaque particule dans l'essaim est dotée d'une position x_i (ses coordonnées dans l'ensemble de définition), d'une vitesse v_i (lui permettant de se déplacer dans l'espace de recherche de solutions) et d'un voisinage (les particules de l'essaim avec lesquelles elle a une communication directe). Chaque particule a également une mémoire lui permettant de se rappeler à tout instant de sa meilleure position obtenue et de la position de la meilleure particule dans l'essaim. La position de chaque particule dans l'essaim est mise à jour dans l'algorithme d'optimisation suivant l'équation (3.1) [115].

$$\begin{cases} x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \\ v_i^{k+1} = k\left(\omega v_i^k + c_1 r_1 (P_{best} - x_i^t) + c_2 r_2 (G_{best} - x_i^t)\right) \end{cases} \quad (3.1)$$

où i est le nombre de variables d'optimisation, ω est le coefficient de pondération d'inertie, c_1 et c_2 sont des constantes positives générées aléatoirement à chaque itération, r_1 et r_2 sont des nombres aléatoires répartis uniformément sur l'intervalle [0,1], P_{best} (*Persenal best*) est la meilleure position obtenue de la particule, G_{best} (*Global best*) est la position de la meilleure particule dans l'essaim, k est un coefficient de restriction permettant d'améliorer la convergence de l'algorithme. Les deux coefficients ω et k sont calculés, par les équations (3.2) et (3.3), respectivement[116].

$$\omega = \omega_{max} - \frac{(\omega_{max} - \omega_{min}) * It}{It_{max}} \tag{3.2}$$

et

$$k = \frac{2}{\left|2 - \phi - \sqrt{\phi^2 - 4\phi}\right|} \tag{3.3}$$

avec :

$$\phi = C_1 - C_2 \tag{3.4}$$

où ω_{max} et ω_{min} représentent respectivement la valeur maximale et minimale du coefficient de pondération d'inertie, IT est le numéro d'itération courante et IT_{max} est le nombre maximal d'itérations de l'algorithme d'optimisation.

3.2.3 Etat de l'art sur les approches d'optimisation dans le contexte des énergies marines renouvelables

Notre problème d'optimisation de l'architecture du parc d'hydroliennes peut être divisé en deux volets : un premier volet portant sur l'optimisation du nombre et du positionnement des turbines dans le parc et un second volet traitant l'optimisation de la topologie de connexion électrique. Dans la littérature scientifique, il n'existe pas beaucoup de travaux s'intéressant aux deux volets d'optimisation en même temps. La plupart des travaux s'intéressent soit à l'optimisation du positionnement des turbines soit à l'optimisation de l'architecture du réseau électrique. Dans le peu des travaux qui abordent les deux volets en même temps, les deux problèmes d'optimisation sont formulés et traités de manière indépendante. Cette méthode est connue sous le nom de « l'optimisation en séquentielle ». Dans ce cas, les résultats du premier algorithme d'optimisation (positionnement des turbines) sont des données d'entrée du second algorithme d'optimisation (topologie de connexion électrique).

Concernant le premier volet du problème d'optimisation, le processus d'optimisation du positionnement dans un parc d'hydroliennes (ou d'éoliennes offshores) est principalement focalisé sur la maximisation du productible. Dans certains cas, la production globale peut être optimisée pour un positionnement donné de machines, en agissant simplement sur le contrôle individuel des turbines. Citons les travaux de Gebraad et al. [34] pour la déviation de sillage et

de Knudsen et al. [117] pour la modification du point de fonctionnement. Mais dans la plupart des cas, la maximisation du productible se limite à l'optimisation du positionnement des turbines en réduisant les pertes de production causées par les effets de sillages (effets d'ombrage notamment).

Avec un modèle hydrodynamique 2D, Funke *et al.* [9] ont montré que l'optimisation du positionnement des hydroliennes augmente la puissance produite de plus de 20% par rapport à une disposition alignée des turbines. Le sillage des turbines dans les processus d'optimisation est souvent modélisé par des méthodes analytiques ou semi-analytiques. C'est le cas de Funke *et al.* [9], Stansby et Stallard. [118] et Lo Brutto *et al.* [87]. Les méthodes d'optimisation *métaheuristiques* sont les plus utilisées pour trouver le positionnement optimal des turbines dans les parcs. Les méthodes les plus populaires reposent sur des algorithmes génétiques (Mosetti *et al.* [119], Grady *et al.* [111], Emami *et al.* [89], Chen *et al.* [120]) et/ou des algorithmes d'optimisation par essaims particulaires (Lo Brutto *et al.* [121], Pillai *et al.* [122] et Hou *et al.* [123]).

Pour un parc d'éoliennes offshores par exemple, le coût du système électrique représente entre 15 et 30 % du coût d'investissement total du projet, dont 5 % pour les câbles sous-marins [10], [11]. L'optimisation du système électrique est donc un élément clé car il peut permettre une réduction remarquable du coût d'investissement total du projet. Le coût du système électrique est influencé par plusieurs facteurs qui sont interdépendants [11]. La plupart des études existantes traitent la fiabilité et de l'efficacité du réseau électrique des parcs d'énergies marines et se basent principalement sur les données des parcs d'éoliennes offshores (e.g. Negra *et al*. [124], Ghaedi *et al*. [125], Dahmani *et al*. [126], Zhao *et al*. [127], et Spinato *et al*. [128]). Toutefois, un nombre limité de travaux traite de l'optimisation de la topologie de connexion électrique permettant de trouver un bon compromis entre coût d'investissement et pertes d'énergie dans le réseau électrique.

Pour optimiser la topologie de connexion du réseau électrique offshore, certains auteurs se sont principalement focalisés sur l'optimisation des câbles en utilisant des algorithmes basés sur la théorie des graphes (tels que l'algorithme de l'arbre couvrant de poids minimal (Minimum Spanning Tree (MST)) [129] ou encore l'arbre couvrant de poids minimal dynamique (Dynamic Minimum Spanning Tree (DMST)) [130]). D'autres ont adopté une approche d'optimisation plus large incluant le nombre et les emplacements des sous-stations électrique offshores, le

raccordement du système de collection et le dimensionnement des composants du réseau électrique. À cette fin, González *et al*. [57] ont utilisé un algorithme d'optimisation par essaim particulaire tandis que Dahmani *et al*. [56] ont développé une méthode d'optimisation basée sur une approche combinant un arbre couvrant de poids minimal et un algorithme génétique.

3.2.4 Optimisation séquentielle et optimisation globale

Deux approches peuvent être envisagées pour optimiser l'architecture du parc d'hydroliennes (le nombre et le positionnement de machines ainsi que la topologie de connexion électrique) : 1) une approche d'optimisation séquentielle et 2) une approche d'optimisation globale.

L'approche d'optimisation globale consiste à résoudre le problème d'optimisation dans sa totalité en une seule fois, par un seul algorithme d'optimisation. Dans le cas d'une optimisation mono-objectif par exemple, toutes les variables d'optimisation doivent être représentées, de manière directe ou indirecte, dans une seule et unique fonction objectif. L'algorithme d'optimisation cherche donc à minimiser ou à maximiser cette fonction en tenant compte de toutes les variables du problème d'optimisation

L'approche d'optimisation séquentielle consiste quant à elle à résoudre un problème d'optimisation sur plusieurs niveaux et de manière indépendante. C'est-à-dire que le problème d'optimisation est divisé en plusieurs « sous-problèmes d'optimisation », chacun ayant sa propre fonction objectif, négligeant ainsi les interactions potentielles entre les variables d'optimisation appartenant à des niveaux d'optimisation différents. Les résultats de l'optimisation du niveau supérieur sont donc considérés comme des données d'entrée du problème d'optimisation du niveau inférieur.

Les approches d'optimisation séquentielles sont de bonnes alternatives aux approches globales lorsque la convergence vers un extremum global semble difficile en raison du nombre élevé de variables d'optimisation. Les deux approches ont été comparées par González *et al*. [57] qui ont optimisé l'architecture d'un parc d'éoliennes offshores de taille réduite. Les résultats ont montré que l'optimisation globale a permis une réduction limitée du coût total du parc éolien par rapport à l'optimisation séquentielle.

3.3 FORMULATION DU PROBLEME D'OPTIMISATION

Cette section est consacrée à la formulation des fonctions objectifs. Celles-ci seront utilisées pour évaluer le coût de production d'énergie de chaque configuration afin de converger vers la meilleure solution.

Pour résoudre notre problème d'optimisation, comme le montre l'organigramme de la figure 3.8, nous effectuons dans un premier lieu une optimisation séquentielle formulée sur deux niveaux d'optimisation :

- un niveau d'optimisation supérieur qui consiste à trouver le nombre et les postions optimaux d'hydroliennes dans le parc.
- un niveau d'optimisation inférieur qui consiste à trouver la topologie de connexion électrique optimale (le nombre optimal de groupes de turbines connectés à chaque point de collection d'énergie offshore, le nombre d'hydroliennes dans chaque groupe, le design des connexions pour chaque groupe d'hydroliennes, les sections des câbles MT et HT et le nombre et les emplacements des points de collection d'énergie offshores (sous-stations électriques offshores ou hubs) ainsi que le dimensionnement de leurs composants. Le nombre et les positions optimaux des hydroliennes trouvés par l'algorithme du niveau supérieur sont considérés comme des données d'entrée de l'algorithme d'optimisation du niveau inférieur.

Une fonction objectif propre à chaque niveau d'optimisation doit donc être formulée.

Pour l'optimisation séquentielle, deux fonctions objectifs sont formulées. La première est la fonction objectif du niveau d'optimisation supérieur. Elle permet d'optimiser le nombre et les positions des hydroliennes dans le parc. La deuxième est la fonction objectif du niveau d'optimisation inférieur. Elle sert à trouver la meilleure topologie de connexion électrique des hydroliennes dans le parc. A la fin de cette section, une troisième fonction objectif est formulée. Elle permettra d'effectuer une optimisation globale du parc d'hydroliennes.

Deux logiques d'optimisation sont appliquées pour converger vers la solution optimale. Le but est de s'assurer de converger vers un optimum global (et non pas un optimum local). Pour cela, nous utiliserons, pour chaque niveau d'optimisation, deux *métaheuristiques* différentes et nous vérifierons à chaque fois si les résultats fournis par les deux *métaheuristiques* sont similaires (identiques ou très proches). Les deux *métaheuristiques* utilisées dans ce travail sont : l'algorithme génétique et l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire.

Cette approche d'optimisation (séquentielle) a été appliqué par Fakhri *et al.* [131] (annexe D.3) sur des parcs de plusieurs tailles situés dans le Raz Blanchard et dans le Passage du Fromveur, représentant respectivement le premier et le deuxième gisement hydrolien en France.

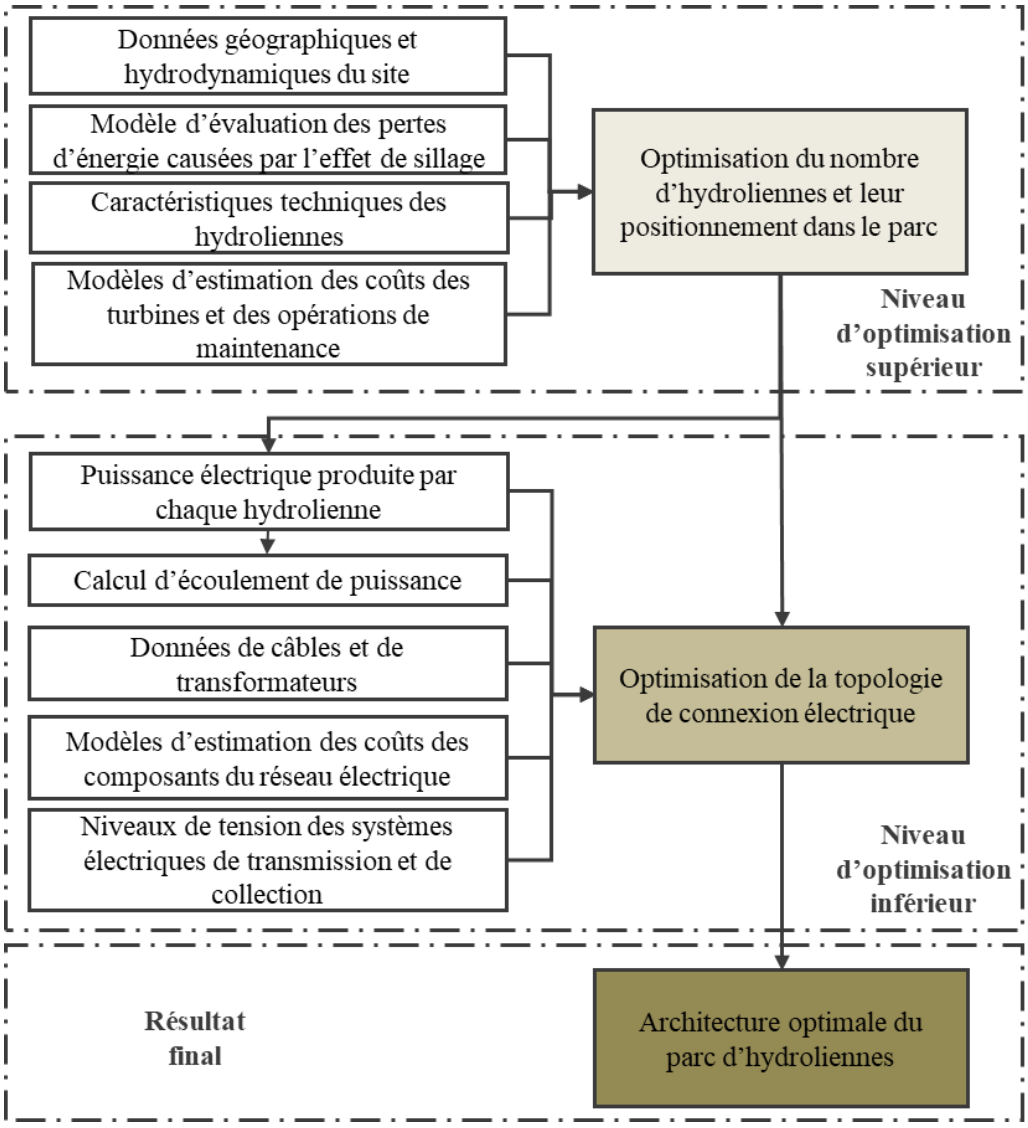


Figure 3.8. Approche d'optimisation séquentielle développée [131].

3.3.1 Optimisation séquentielle

3.3.1.1 Fonction objectif pour le niveau d'optimisation supérieur

L'optimisation du nombre et du positionnement des hydroliennes dans le parc a comme objectif de produire la plus grande quantité d'énergie au moindre coût. À cette fin, une première fonction objectif est formulée en fonction du coût des hydroliennes, du coût des opérations de

maintenance et de la quantité de l'énergie extraite par les hydroliennes pendant la durée de l'exploitation du parc. L'algorithme d'optimisation vise donc à trouver le nombre et le positionnement des hydroliennes permettant de minimiser le rapport entre les coûts des hydroliennes et des opérations de maintenance, et l'énergie extraite par les hydroliennes. La fonction objectif F_1 (en €/MWh) à évaluer au cours du niveau d'optimisation supérieur est définie par l'équation (3.5).

$$F_1 = \min\left(\frac{C_H + C_{OM}}{E_{ex}}\right) \tag{3.5}$$

où E_{ex} est l'énergie électrique extraite par les turbines pendant la durée de vie du parc, C_{OM} représente le coût des opérations de maintenance calculé par (2.61) et C_H est le coût des hydroliennes installées dans le parc calculé par l'équation (3.6).

$$\mathrm{C_H} = \mathrm{N_H}.\mathrm{F_R}.\mathrm{C_{H_{unit}}}\frac{\mathrm{r}(1+\mathrm{r})^{\mathrm{T}}}{[(1+\mathrm{r})^{\mathrm{T}}-1]} \tag{3.6}$$

où $C_{H_{unit}}$ est le coût unitaire d'une hydrolienne calculé par (2.44), $\mathrm{N_H}$ est le nombre de turbine dans le parc, r est le taux d'intérêt des banques, T est la durée de vie du parc et F_R est un facteur de réduction sur le coût des turbines.

Selon Mosetti et al. [119], une réduction maximale du coût de 1/3 peut être obtenue pour chaque turbine si un grand nombre de turbines sont installées dans le parc. Le facteur de réduction est donc formulé par l'équation (3.7).

$$F_R = \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3}\mathrm{e}^{-0.00174.\mathrm{N}_H^2}\right) \tag{3.7}$$

L'énergie électrique extraite par les hydroliennes est calculée par l'équation (3.8).

$$\mathrm{E_{ex}} = 8760.\mathrm{P_{moyenne}}.\mathrm{EAF}.\mathrm{T} \tag{3.8}$$

où EAF est le facteur de disponibilité équivalent et $P_{moyenne}$ est la puissance électrique annuelle produite par toutes les hydroliennes calculée par l'équation (3.9).

$$\mathrm{P}_{moyenne} = \sum_{\mathrm{d}=1}^{\mathrm{N_d}}\sum_{\mathrm{v}=1}^{\mathrm{N_v}}\mathrm{f_{d,v}}\sum_{\mathrm{j}=1}^{N_H}\mathrm{P_{d,v,j}}\left(\mathrm{u_{d,v,j}}\right) \tag{3.9}$$

où $\mathrm{N_d}$ et $\mathrm{N_v}$ sont respectivement les nombres de plages de directions et d'amplitudes utilisés pour discrétiser les données de vitesse de courants de marée, $f_{d,v}$ est la fréquence d'occurrence de la vitesse pour une direction d et une amplitude v. $P_{d,v,j}$ et $u_{d,v,j}$ sont respectivement la

puissance et la vitesse des courants de marée d'une turbine j lorsque les courants de marée ont une amplitude v et une direction d.

3.3.1.2 Fonction objectif pour le niveau d'optimisation inférieur

La fonction objectif de la topologie de connexion électrique F_2 représente le coût de production de la topologie de connexion électrique (en €/MWh) et prend en compte à la fois le coût d'investissement de l'architecture électrique C_E et l'énergie moyenne fournie au point de livraison terrestre E_d. E_d dépend des pertes électriques moyennes P_{pertes} dans le réseau électrique du parc. La fonction objectif du niveau d'optimisation inférieur est formulée comme suit :

$$F_2 = \min\left(\frac{C_E}{E_d}\right) \tag{3.10}$$

Le coût d'investissement de l'architecture électrique est calculé par l'équation (3.11) en supposant que l'investissement total est réalisé la première année et payé pendant la durée de vie T du parc avec un taux d'intérêt de banque r.

$$\mathrm{C_E} = C_0 \ \frac{r.(1+r)^T}{[(1+r)^T - 1]} \tag{3.11}$$

où C_0 est le coût d'investissement initial de l'architecture électrique du parc, définie comme la somme des coûts du système de raccordement calculés par l'équation (2.50), des coûts du système de collection d'énergie offshore calculés par l'équation (2.55) ou (2.56) (selon si le PCEO est un hub ou une sous-station électrique offshore) et des coûts des équipements de compensation de l'énergie réactive calculés par l'équation (2.60).

$$C_0 = \mathrm{C_{SR}} + C_{PCEO} + C_{ec} \tag{3.12}$$

L'énergie délivrée au point de livraison terrestre, E_d, est la différence entre l'énergie extraite par les hydroliennes E_{ex} (calculé par l'équation (3.8)) et les pertes d'énergie E_{pertes} dans le réseau électrique.

$$E_d = E_{ex} - E_{pertes} \tag{3.13}$$

Avec

$$E_{pertes} = P_{pertes}.8760.T \tag{3.14}$$

où P_{pertes} représente les pertes de puissance électrique moyenne dans le réseau électrique. Elles sont évaluées grâce au module 3 d'OPTIFARM, exposé dans la section (2.2.3).

3.3.2 Optimisation globale

La fonction objectif F_3 permettant d'optimiser l'architecture globale du parc d'hydroliennes prend en compte de l'ensemble des coûts des niveaux supérieur et inférieur d'optimisation. Elle représente le coût moyen de production (en €/MWh) du parc. Elle est définie comme le rapport entre le coût total d'investissement C_T et l'énergie délivrée au point de livraison terrestre E_d.

$$F_3 = \min\left(\frac{C_T}{E_d}\right) \tag{3.15}$$

avec

$$C_T = C_H + C_{OM} + C_E \tag{3.16}$$

3.4 OPTIMISATION DE L'ARCHITECTURE D'UN PARC D'HYDROLIENNES

Comme indiqué dans la section (3.2.4), l'approche séquentielle consiste à résoudre le problème d'optimisation en distinguant deux niveaux. Deux algorithmes indépendants sont donc utilisés. Dans ce qui suit, nous présenterons dans un premier temps la méthode d'optimisation du niveau supérieur permettant de trouver le nombre et les positions optimales des hydroliennes dans le parc. Ensuite, la méthode d'optimisation visant à trouver la topologie de connexion électrique optimale sera abordée. A la fin de cette section, la méthode d'optimisation globale sera exposée.

3.4.1 Optimisation du nombre d'hydroliennes et de leur positionnement

3.4.1.1 Données d'entrée de l'algorithme d'optimisation du niveau supérieur

L'algorithme d'optimisation se base sur les données d'entrée suivantes :

- les caractéristiques hydrodynamiques du parc. Elles sont représentées par les données annuelles de vitesses des courants de marée discrétisées en 24 plages d'amplitudes de vitesse et 36 plages de directions. La discrétisation des données hydrodynamiques est réalisée grâce au module 1 d'OPTIFARM intitulé « Pré-analyse des données hydrodynamiques », présenté dans la section (2.2.1). Les données relatives à l'intensité de la turbulence ambiante et à la densité du fluide doivent également être indiquées.
- Les caractéristiques géographiques du parc : la taille du parc (sa longueur et sa largeur) et la distance entre le centre du parc et le point de livraison terrestre.

- Les caractéristiques techniques des hydroliennes : le diamètre de la turbine, la courbe de puissance, les coefficients de puissance et de poussé (C_p et C_t).
- Les caractéristiques économiques des hydroliennes : les modèles de coûts permettant d'estimer, pour chaque configuration du parc, le coût des hydroliennes et des opérations de maintenance. Ces modèles font partie du module 3 d'OPTIFARM présenté dans les sections (2.3.1) et (2.3.3).
- Les paramètres de configuration de l'algorithme d'optimisation : des paramètres propres à chaque algorithme doivent être fixés par l'utilisateur au début de l'optimisation. Ces paramètres sont :
    - pour l'algorithme génétique : le nombre de variables, la taille de la population, le nombre maximal d'itérations, le pourcentage de croisement, le taux de mutation et le nombre de mutants.
    - Pour l'algorithme d'optimisation par essaims particulaires : le nombre de variables, la taille de l'essaim, le nombre maximal d'itérations, les coefficients des paramètres cognitifs initial et final, les coefficients des paramètres sociaux initial et final, le facteur de constriction ainsi que le coefficient de pondération de l'inertie.

3.4.1.2 Discrétisation de la surface du parc

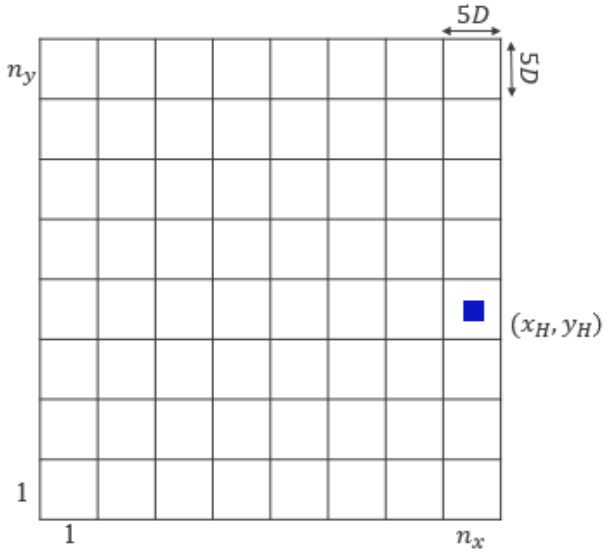


Figure 3.9. Discrétisation de la surface du parc en une grille de cellules.

Comme le montre la figure 3.9, la surface dans laquelle les turbines sont déployées est discrétisée par une grille de n_x cellules selon l'axe des abscisses et de n_y cellules selon l'axe des ordonnées. Le nombre total de cellules dans le parc est de $n_{cel} = n_x \times n_y$. La dimension de

chaque cellule est de $5D \times 5D$ (où D est le diamètre de la turbine). Chaque cellule représente une position possible d'une hydrolienne dans le parc (les hydroliennes sont placées au centre de chaque cellule). x_H et y_H indiquent les coordonnées d'une hydrolienne dans le parc.

Les hydroliennes doivent respecter un espacement minimal de 5D. Dans le sens longitudinal, cette distance (de 5D) est souvent retenue car elle permet une récupération minimale de la vitesse des courants entre deux rangées de turbines consécutives [132]. Dans le sens latéral, l'espace entre les turbines doit représenter un compromis entre le nombre de turbines (plus il y a de turbines, plus la surface balayée par les pales des turbines est élevée) et le taux de blocage (lorsque les turbines sont trop proches les unes des autres, le flux d'eau est dévié et les performances des turbines diminuent). Une distance de 5D est un compromis raisonnable entre ces effets.

3.4.1.3 Décodage des individus générés par l'algorithme d'optimisation

Au cours du processus d'optimisation, chaque individu généré par l'algorithme d'optimisation (le chromosome généré par l'algorithme génétique ou la particule générée par l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire) est codé en tant que chaîne binaire. Cette chaine a une longueur N_{var_1} qui est le nombre de variables d'optimisation (la taille de la chaine binaire de chaque individu). Cette longueur correspond au nombre de cellules dans la grille N_{cel} (ce qui correspond également au nombre maximal d'hydroliennes pouvant être installées dans le parc). Le codage binaire d'un individu permet de remplir la grille de cellules. Une valeur de « 1 » indique qu'une turbine est déployée dans la cellule alors qu'une valeur de « 0 » indique l'absence de turbine dans la cellule. Chaque individu détermine donc quelles zones du parc sont vides et quelles zones du parc sont occupées par des hydroliennes [119], ce qui aboutit finalement à un nombre et un positionnement donnés des hydroliennes dans le parc. La structure générale d'un individu est montrée sur la figure 3.10. Un exemple de décodage d'un individu contenant trente variables d'optimisation est illustré sur la figure 3.11.

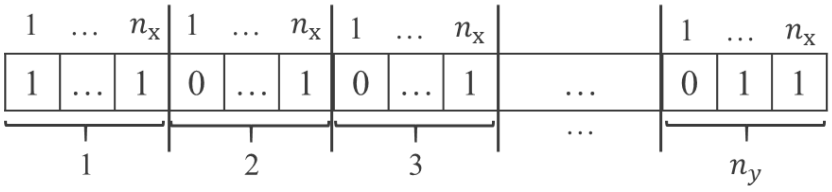


Figure 3.10. Structure de l'individu généré par l'algorithme d'optimisation.

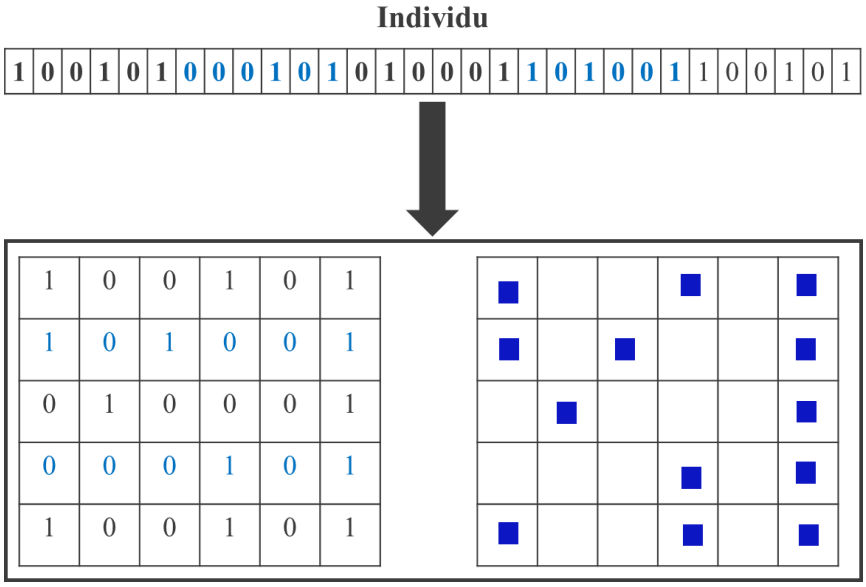


Figure 3.11. Exemple de décodage d'un individu généré par l'algorithme d'optimisation.

3.4.1.4 Procédure d'optimisation

Les données d'entrée de l'algorithme d'optimisation du niveau supérieur sont présentées dans la section 3.4.1.1. Au début de l'optimisation, l'algorithme génère aléatoirement un nombre d'individus formant une population ou un essaim initial(e). Chaque individu est décodé en utilisant la méthode présenté dans la section (**3**.4.1.3) et évalué par la fonction objectif F_1. Des opérateurs de reproduction (dans le cas de l'utilisation d'un algorithme génétique) ou de déplacement (dans de le cas de l'utilisation d'un algorithme d'optimisation par essaim particulaire) sont appliqués pour générer de nouveaux individus de qualité supérieure. Les opérations de reproduction et d'évaluation des individus sont répétées jusqu'à atteindre le nombre maximal d'itérations. La méthode d'optimisation du nombre des hydroliennes et de leur positionnement est présentée en détails dans les organigrammes illustrés sur les figures 3.12 et 3.13, utilisant un algorithme génétique et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire, respectivement.

Il est également possible de définir une zone d'exclusion dans le parc afin de simuler les éventuelles contraintes physiques qui peuvent exister (e.g. un type de fond marin qui empêche le déploiement des turbines). Ce cas d'étude a été examiné par FAKHRI *et al.*[133] (article exposé dans l'annexe D.1).

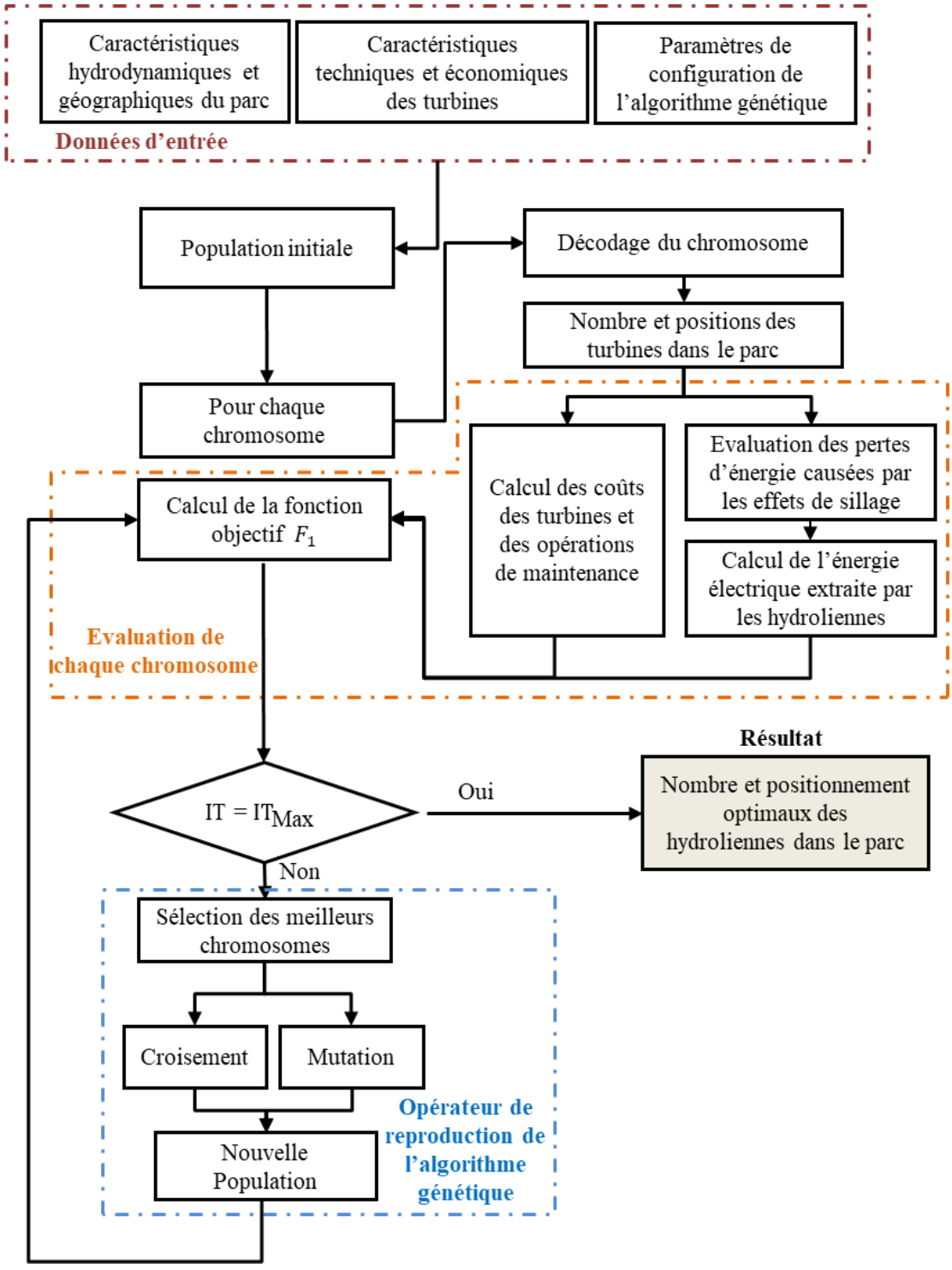


Figure 3.12. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation supérieur, utilisant un algorithme génétique.

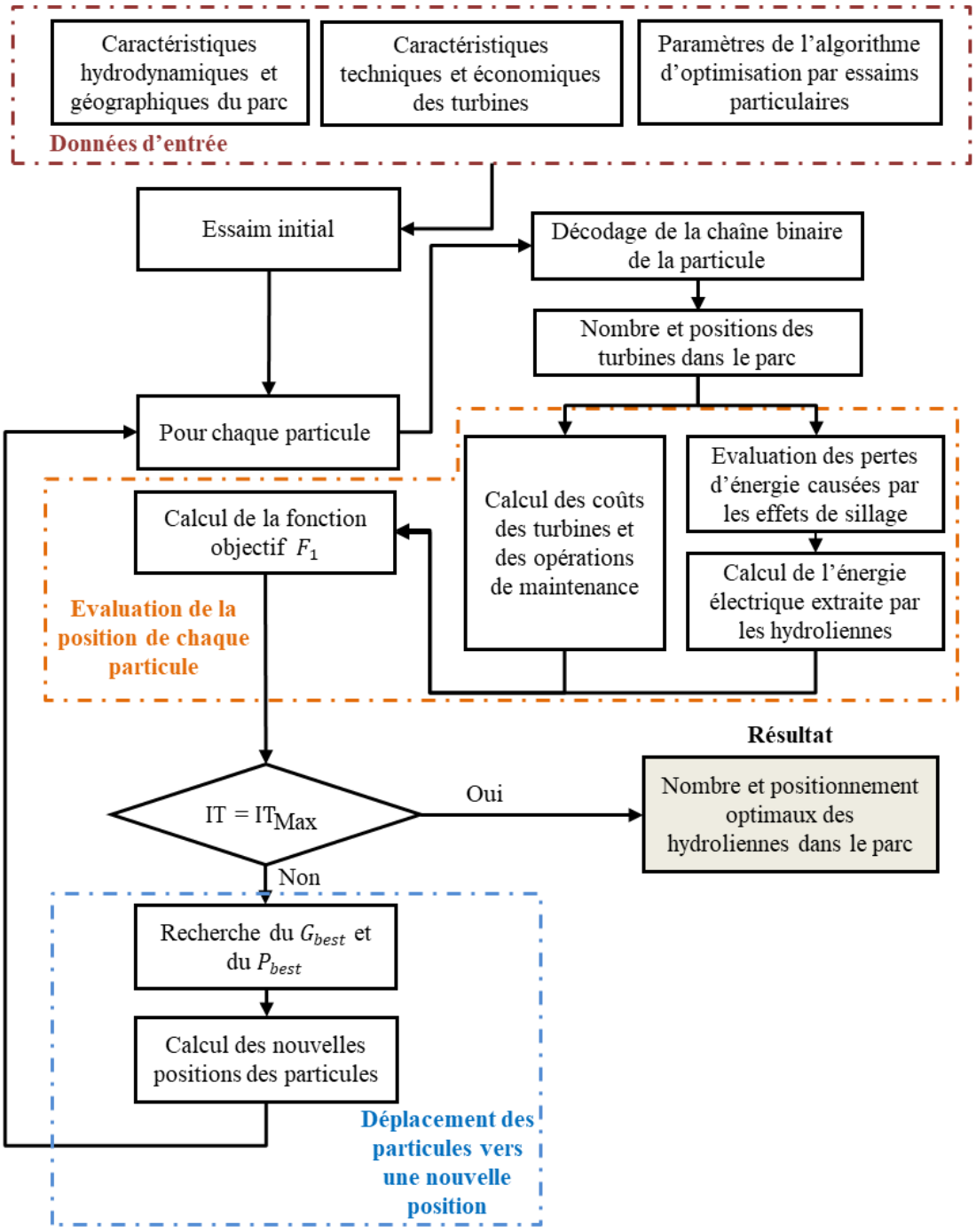


Figure 3.13. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation supérieur, utilisant un algorithme d'optimisation par essaims particulaires.

3.4.2 Optimisation de la topologie de connexion électrique

3.4.2.1 Données d'entrée de l'algorithme d'optimisation du niveau inférieur

La recherche de la topologie de connexion électrique optimale est effectuée en se basant sur les données d'entrée suivantes :

- le nombre et les postions optimales des hydroliennes dans le parc fournis par l'algorithme d'optimisation du niveau supérieur,
- les séries temporelles de puissance produite par chaque turbine (en tenant en compte des pertes de puissance dues aux effets de sillage),
- les niveaux de tension du système de collection d'énergie MT et de transmission HT,
- la distance entre le centre du parc et le point de livraison terrestre,
- les valeurs standardisées (existants dans le marché) des sections des câbles sous-marins et de puissances des transformateurs et
- les paramètres de configuration des algorithmes d'optimisation.

3.4.2.2 Modélisation de la topologie de connexion électrique

La topologie de connexion électrique est modélisée par une matrice de connexion A. Les éléments de cette matrice sont soit 1, si le bus de la ligne i est raccordé au bus de la colonne j, soit 0, s'il n'y a pas de connexion. La matrice de connexion représentée sur la figure 3.14 est une matrice symétrique, carrée, de taille n_A. La taille de la matrice de connexion est calculée comme suit :

$$n_A = N_H + N_{PCEO} + 1 \tag{3.17}$$

où N_{PCOE} et N_H sont respectivement les nombres de PCEOs et d'hydroliennes dans le parc.

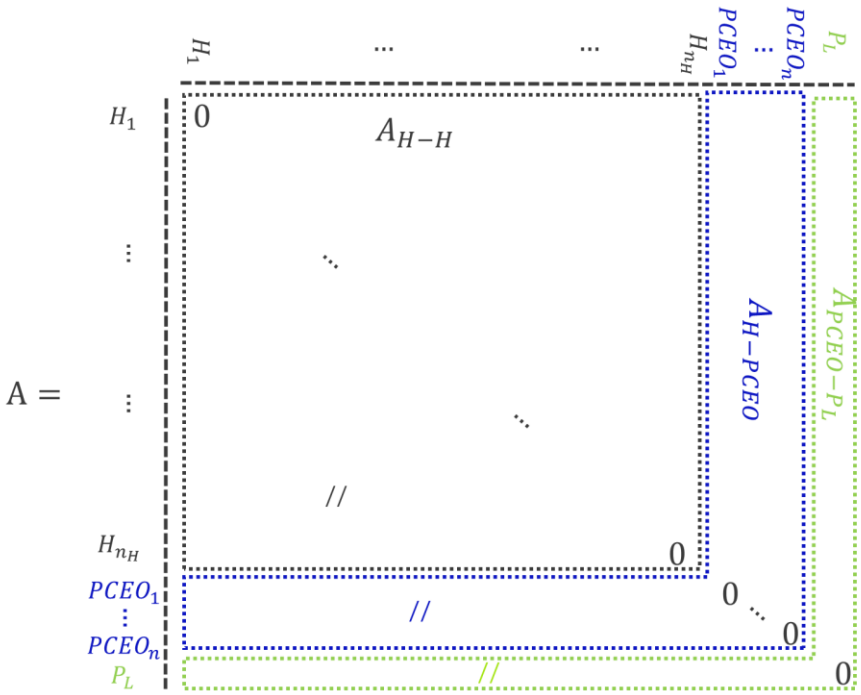


Figure 3.14. Structure générale de la matrice de connexion.

La matrice de connexion est composée de 3 sous-matrices, à savoir :

- la matrice carrée A_{H-H} de taille N_H. Elle représente la topologie de connexion entre les hydroliennes.
- La matrice A_{H-PCEO} de taille $(N_H + N_{PCEO}) \times N_{PCEO}$. Elle représente la topologie de connexion entre les PCEOs et les hydroliennes.
- La matrice A_{PCEO-P_L}. Elle représente la topologie de connexion entre les points de collection d'énergie offshores et le point de livraison terrestre.

3.4.2.3 Décodage des individus générés par l'algorithme d'optimisation

Les individus générés par l'algorithme du niveau d'optimisation inférieur sont également codés sous forme de chaînes binaires. Ils permettent de remplir la matrice de connexion présentée dans la section précédente. Chaque individu généré par l'algorithme d'optimisation correspond à une matrice de connexion spécifique, c'est-à-dire, une topologie de connexion électrique possible du parc.

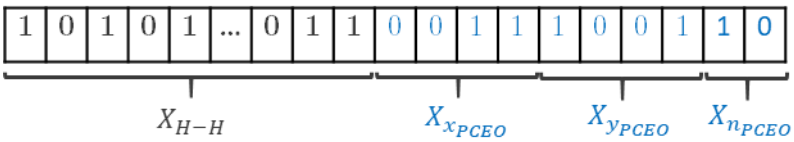


Figure 3.15. Structure générale de l'individu généré par l'algorithme d'optimisation du niveau inférieur.

La structure générale d'un individu est illustrée sur la figure 3.15. Il est composé de 4 chaînes binaires.

1. La chaîne binaire X_{H-H} codée en $N_{v_{H-H}}$ bits. Elle permet de remplir la sous-matrice de connexion A_{H-H}. La valeur de $N_{v_{H-H}}$ est fonction du nombre d'hydroliennes dans le parc. Elle est calculée comme suit :

$$N_{v_{H-H}} = \frac{N_H(N_H - 1)}{2} \tag{3.18}$$

2. La chaîne binaire $X_{n_{PCEO}}$ codée en $N_{v_{n_{PCEO}}}$ bits. Elle représente le codage binaire du nombre de PCEOs dans le parc. Pour notre modèle d'optimisation, le nombre maximal de PCEO dans le parc est fixé à 3. Dans ce cas, $X_{n_{PCEO}}$ est codé en 2 bits ($N_{v_{n_{PCEO}}} = 2$).
3. Les chaînes binaires $X_{x_{PCEO}}$ et $X_{y_{PCEO}}$ codées en $N_{v_{x_{PCEO}}}$ et $N_{v_{y_{PCEO}}}$ bits, respectivement. Elles représentent les codages binaires de la position de chaque point de collection offshore, suivant

l'axe des abscisses et l'axe des ordonnées. Chacune des deux chaines binaires est codée avec 4 bits ($N_{v_{x_{PCEO}}} = N_{v_{y_{PCEO}}} = 4\ N_{PCEO}$).

Une minimisation du nombre de variables peut être effectuée en supposant que chaque turbine ne peut être connectée qu'à ses huit voisins directs. Cette réduction de l'espace de recherche est justifiée étant donné que la connexion entre deux nœuds distants est jugée d'avance comme une solution « non optimale » [56]. Si on considère que N_{CNO} est le Nombre de Connexions Non Optimales dans le parc, le nombre de variables d'optimisation de l'algorithme du niveau inférieur n_{var_2} est calculé par l'équation (3.19).

$$n_{var_2} = N_{v_{H-H}} + N_{v_{n_{PCEO}}} + N_{v_{x_{PCEO}}} + N_{v_{y_{PCEO}}} - N_{CNO} \tag{3.19}$$

3.4.2.4 Construction de la topologie de connexion à partir d'un individu

Pour faciliter la compréhension, un cas simple de 14 hydroliennes d'une puissance de 1.5MW chacune, est utilisé comme exemple. Les 14 hydroliennes sont positionnées telles qu'illustrées sur la figure 3.16. Les niveaux de tension du système de collection et du système de transmission considérés sont de 33 kV et 132 kV, respectivement. Les valeurs standardisées des sections des câbles sous-marins et des puissances de transformateurs sont présentées dans le tableau A.1 de l'annexe A.

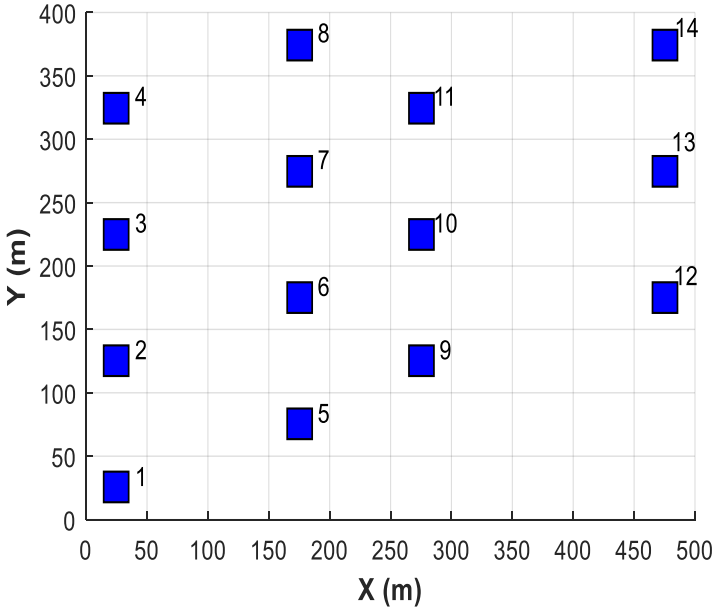


Figure 3.16. Structure de parc de quatorze hydroliennes utilisées comme exemple.

Le nombre de variables d'optimisation est calculé à partir de l'équation (3.19). Pour une configuration de parc avec 14 hydroliennes, $N_{v_{H-H}} = 91$, $N_{v_{n_{PCEO}}} = 2$, ; $N_{v_{x_{PCEO}}} = N_{v_{y_{PCEO}}} = 12$ et $N_{CNO} = 58$. Le nombre de variables d'optimisation est donc égal à 59 ($n_{var_2} = 59$). Supposons que l'algorithme d'optimisation génère un individu tel qu'illustré sur la figure 3.17, la construction de la topologie de connexion à partir de la chaîne binaire de l'individu est effectuée en 8 étapes.

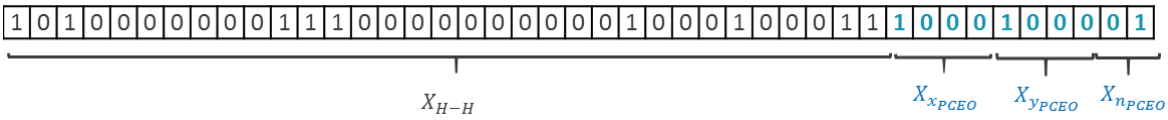


Figure 3.17. Exemple d'individu généré par l'algorithme d'optimisation.

Etape 1 : détermination de la taille de la matrice de connexion.

Le décodage de la chaîne binaire $X_{n_{PCEO}}$ permet d'obtenir le nombre de PCEOs et par conséquent la taille de la matrice n_A (en utilisant l'équation (3.17)). Pour notre exemple, $X_{n_{PCEO}} = [0\ 1]$. Le décodage en décimal de $X_{n_{PCEO}}$ est égal à 1 ($n_{PCEO} = (2^0 \times 1) + (2^1 \times 0) = 1$). La matrice de connexion est donc une matrice carrée de taille $n_A = 16$.

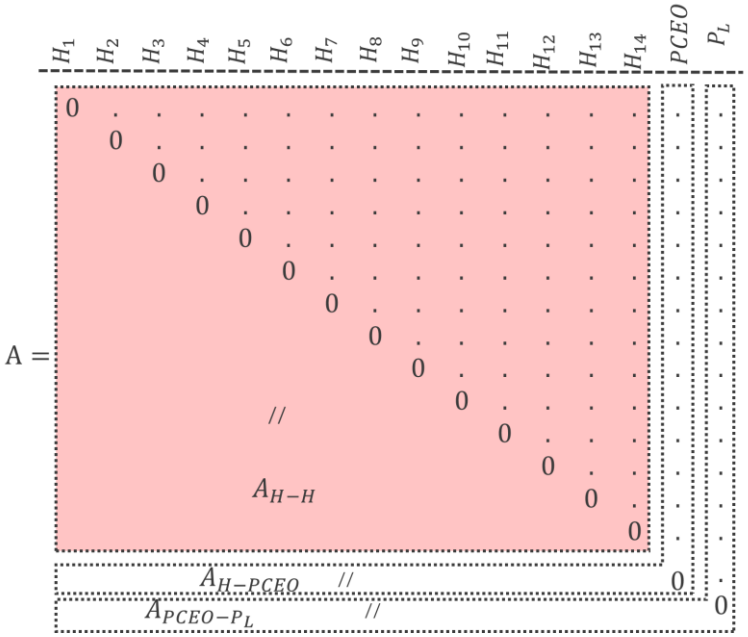


Figure 3.18. Structure générale de la matrice de connexion pour l'exemple traité.

Etape 2 : réduction de l'espace de recherche.

La réduction de l'espace de recherche consiste à trouver les connexions non optimales entre les turbines. Les éléments correspondant à ces connexions sont donc connus d'avance et sont égaux à 0. On obtient donc la matrice de connexion illustrée sur la figure 3.19.

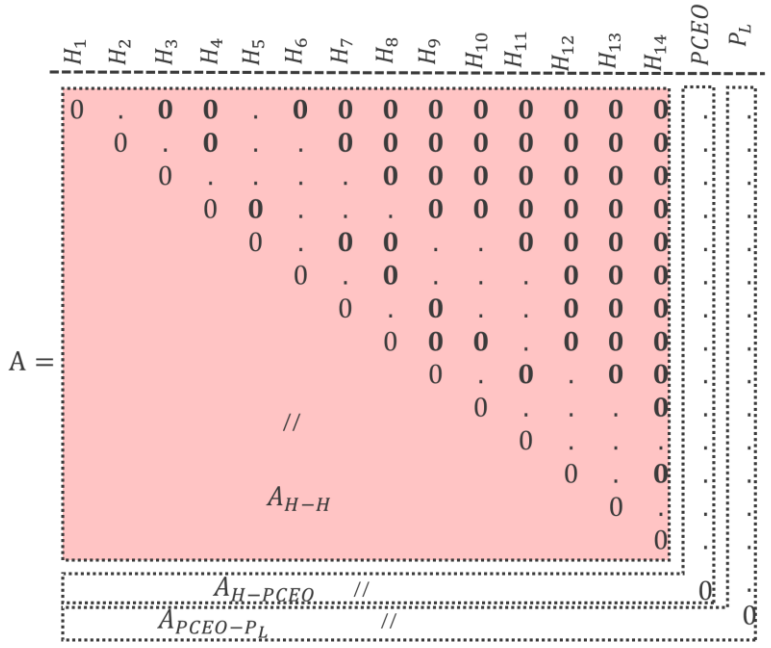


Figure 3.19. Matrice de connexion représentative de l'espace de recherche de solutions réduit.

Etape 3 : construction de la topologie de connexion inter-hydroliennes.

La construction de la topologie de connexion inter-hydroliennes consiste à remplir la sous-matrice A_{H-H}. Cette dernière est remplie en utilisant la chaîne binaire X_{H-H} générée par l'algorithme d'optimisation. Cette méthode permet d'obtenir plusieurs possibilités de regroupement et un large choix de nombre de groupes d'hydroliennes. En effet, le nombre d'hydroliennes par groupe peut varier entre N_H (chaque turbine est connectée directement au PCEO) et 1 (toutes les turbines sont raccordées entre elles puis au PCEO). Toutefois, le nombre maximal de turbines par groupe est limité par la section maximale qui existe sur le marché des câbles sous-marins.

Pour notre exemple, on suppose que l'algorithme génère une chaîne binaire X_{H-H} comme celle représentée surs la figure 3.17. Comme illustré sur la figure 3.20, cette chaîne binaire remplit la sous-matrice A_{H-H}. Le raccordement inter-hydroliennes est construit et illustré sur la figure 3.21. L'individu généré par l'algorithme d'optimisation propose donc une configuration avec 5 groupes d'hydroliennes {(1,2,3) ; (4,8,7) ; (11) ; (9,10,13,12,14) ; (5,6)}.

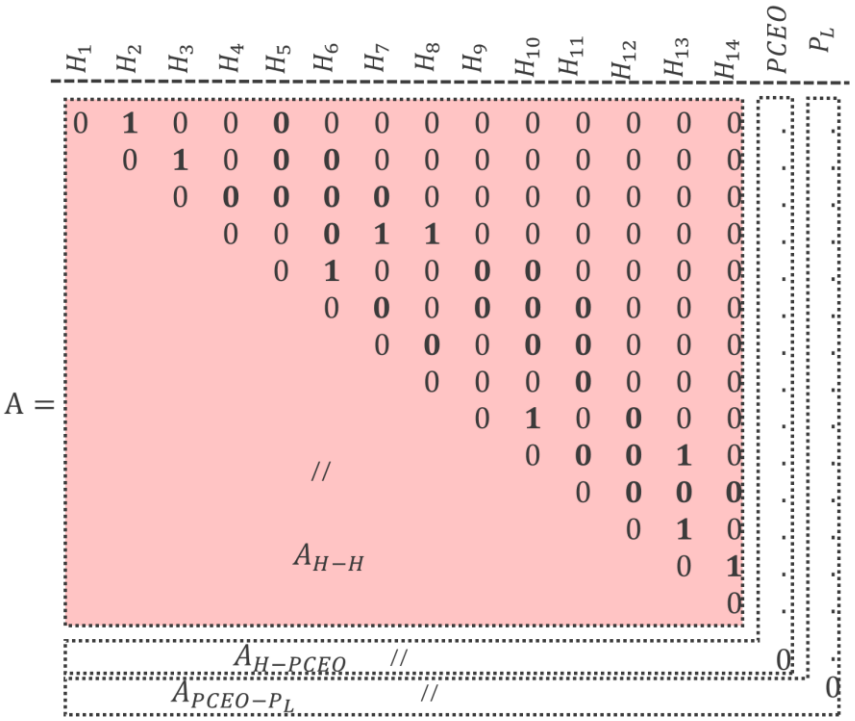


Figure 3.20. Construction de la sous-matrice matrice A_{H-H}.

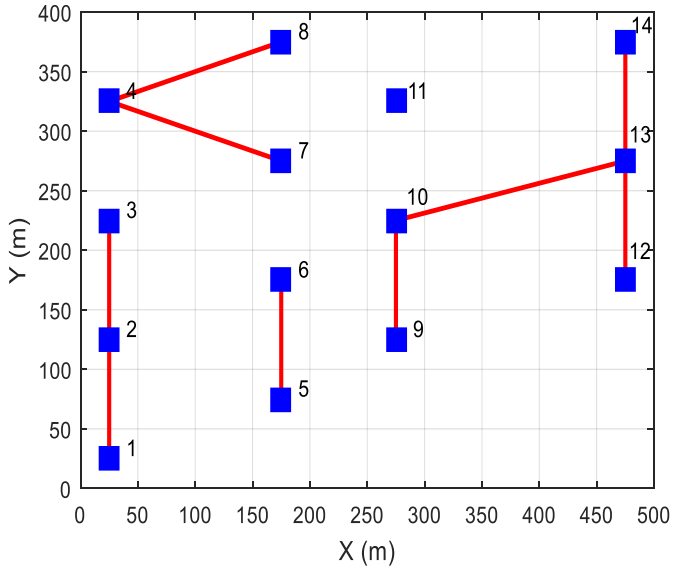


Figure 3.21. Construction de la topologie de connexion inter-hydroliennes de l'exemple étudié.

Etape 4 : positionnement du PCEO dans le parc.

La quatrième étape consiste à définir le positionnement du PCEO dans le parc. Les positions du PCEO suivant l'axe des abscisses et des ordonnées sont obtenues respectivement à partir des chaînes binaires $X_{x_{PCEO}}$ et $X_{y_{PCEO}}$ générées par l'algorithme d'optimisation. Les codes binaires de ces chaînes sont décodés comme suit [134] :

$$x_{PCEO} = \frac{x_{\max}}{2^{N_{vx_{PCEO}}} - 1} \times \sum_{k=0}^{N_{vx_{PCEO}}} \left(X_{x_{PCEO}}(k).2^{N_{vx_{PCEO}} - 1} \right) \quad (3.20)$$

$$y_{PCEO} = + \frac{y_{\max}}{2^{N_{vy_{PCEO}}} - 1} \times \sum_{k=0}^{N_{vy_{PCEO}}} \left(X_{y_{PCEO}}(k).2^{N_{vy_{PCEO}} - 1} \right) \quad (3.21)$$

où x_{min}, et y_{max} représentent les limites supérieures de la taille du parc suivant l'axe des x et l'axe des y, respectivement.

Pour notre exemple, les chaînes binaires de l'individu illustré sur la figure 3.17 sont : $X_{x_{PCEO}} = [1\ 0\ 0\ 0\ ]$ et $X_{y_{PCEO}} = [1\ 0\ 0\ 0\ ]$. Le décodage en décimal de ces deux chaînes binaires par les équations (3.20) et (3.21) permet d'obtenir $X_{\text{PCEO}} = X_{\text{PCEO}} = 213$. La position du PCEO est ajustée par la suite afin qu'elle soit dans le centre de la cellule soit :$X_{\text{PCEO}} = X_{\text{PCEO}} = 225$. Le positionnement du PCEO dans le parc est illustré sur la figure (3.22).

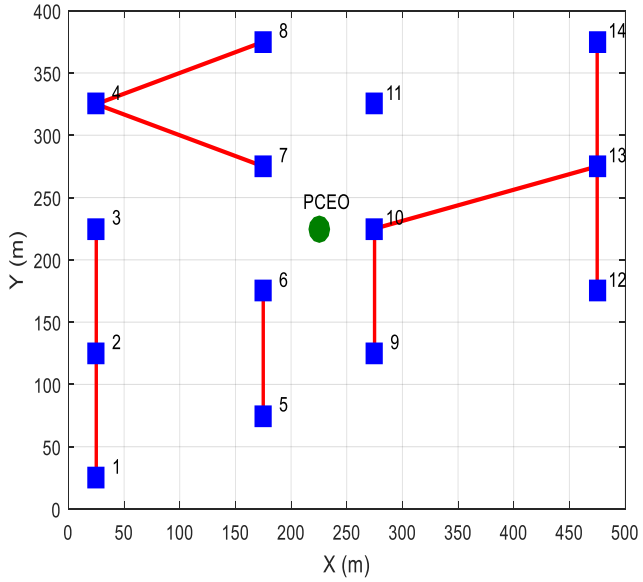


Figure 3.22. Positionnement du PCEO dans le parc d'hydroliennes pour l'exemple étudié.

Etape 5 : Connexion des PCEOs avec les groupes d'hydroliennes.

Cette étape consiste à remplir la sous-matrice A_{H-PCOE} représentative du raccordement entre les PCEOs et les hydroliennes. Une deuxième réduction de l'espace de recherche est appliquée à ce stade en raccordant directement chaque PCEO à la turbine la plus proche de chaque groupe d'hydroliennes. Pour notre exemple, les turbines les plus proches au PCEO dans chaque groupe d'hydroliennes sont les turbines numéro 3, 7, 11, 10 et 6. La sous matrice A_{H-PCOE} est donc remplie (figure 3.23) et une connexion entre les groupes d'hydroliennes et le PCEO est établie (figure 3.24).

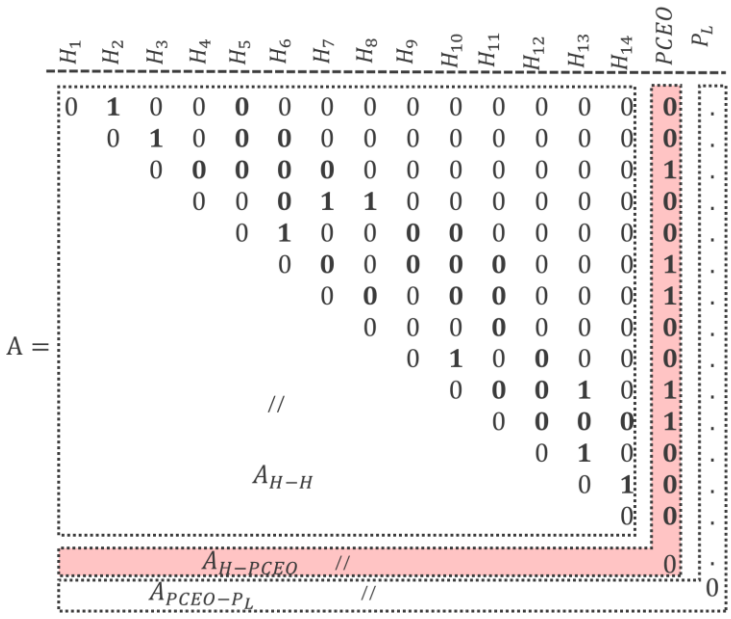


Figure 3.23. Construction de la sous-matrice A_{H-PCEO}.

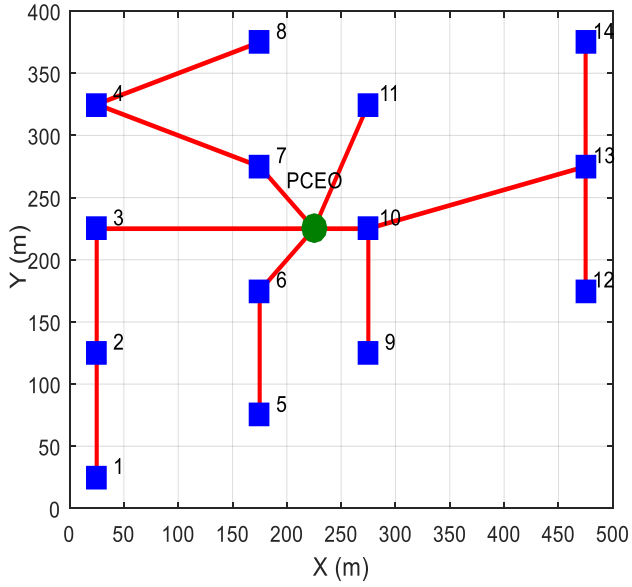


Figure 3.24. Construction de la topologie de connexion entre le PCEO et les groupes d'hydroliennes.

Etape 6 : détermination de la section des câbles MT.

La section d'un câble est déterminée en fonction de l'intensité maximale du courant qu'il doit supporter. Trois options sont possibles pour dimensionner les câbles MT dans le parc. La première consiste à installer des sections différentes dans le parc en fonction de la puissance apparente maximale que doit transporter chaque câble. La deuxième option vise à choisir une section de câble identique par groupe d'hydroliennes. Dans ce cas, la section du segment de câble transportant la puissance la plus élevée dans un groupe est choisie et imposée pour les autres segments de câbles de même groupe. La troisième option consiste à choisir une section

identique pour l'ensemble des segments de câbles du parc. Dans ce cas, la section du segment de câble transportant la puissance la plus élevée est choisie pour tous les segments de câble dans le parc.

Afin de faciliter les opérations d'installation des câbles sous-marins, la troisième option, qui consiste à avoir une seule section dans tout le parc, est souvent privilégiée par les industriels. C'est l'option qui a été adoptée dans notre travail pour dimensionner les câbles MT.

Pour reprendre notre exemple, le segment de câble transportant la puissance la plus élevée dans le parc est celui qui raccorde la turbine 10 au PCEO (voir figure 3.24). Le courant maximal qui peut circuler dans ce câble est de 393A (calculé par l'équation (3.22)). L'algorithme choisit la section ayant un courant nominal égal ou nettement supérieur à $I_{max_{10\rightarrow PCEO}}$. Les sections standardisées ainsi que les données électriques d'un câble sous-marin de 11 kV sont présentées dans le tableau 3.1. L'algorithme d'optimisation du niveau inférieur choisit donc une section de câble de 11kV de 185 mm^2.

$$I_{max_{10\rightarrow PCEO}} = \frac{5.S_H}{\sqrt{3} * U} = \frac{7{,}5.10^6}{\sqrt{3}.11000} = 393\ A \qquad (3.22)$$

Tableau 3.1. Données électriques d'un câble sous-marin de 11 kV.

Section (mm^2)	**Courant nominal (A)**	**Résistance (Ω)**	**Réactance (Ω/km)**	**Capacitance (µF/km)**
35	171	0,670	0,148	0,170
50	199	0,490	0,132	0,180
70	243	0,430	0,129	0,200
95	292	0,250	0,126	0,220
120	328	0,200	0,119	0,240
150	364	0,160	0,116	0,260
185	408	0,130	0,110	0,280
240	473	0,100	0,107	0,310

Etape 7 : connexion du PCEO au point de livraisons terrestre.

La dernière étape consiste à raccorder chaque PCEO au point de livraison terrestre. De cette manière, la topologie du système de transmission est définie et la sous matrice A_{PCOE-P_L}est construite. Pour notre exemple, le PCEO est raccordé au point de livraison terrestre à travers un câble HT. La matrice de connexion ainsi que la topologie de connexion électrique finales du parc sont présentées sur les figures 3.25 et 3.26, respectivement.

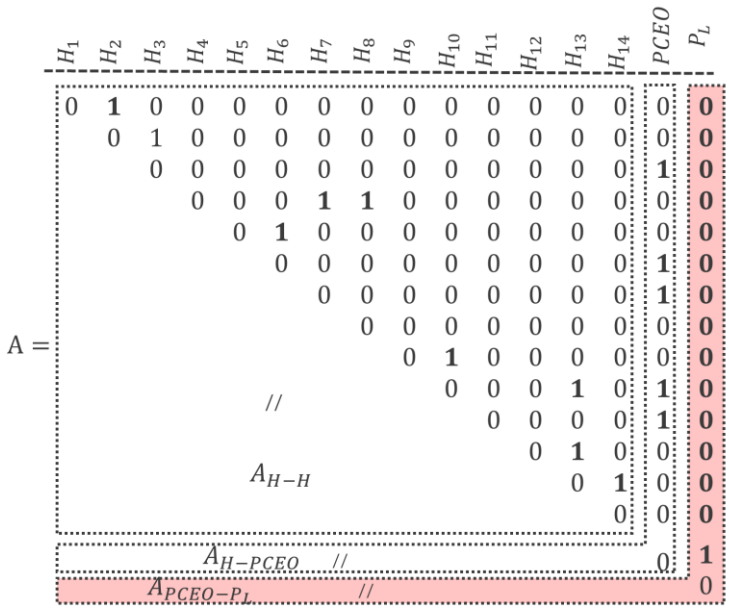


Figure 3.25. Construction de la sous-matrice de connexion A_{PCEO-P_L}.

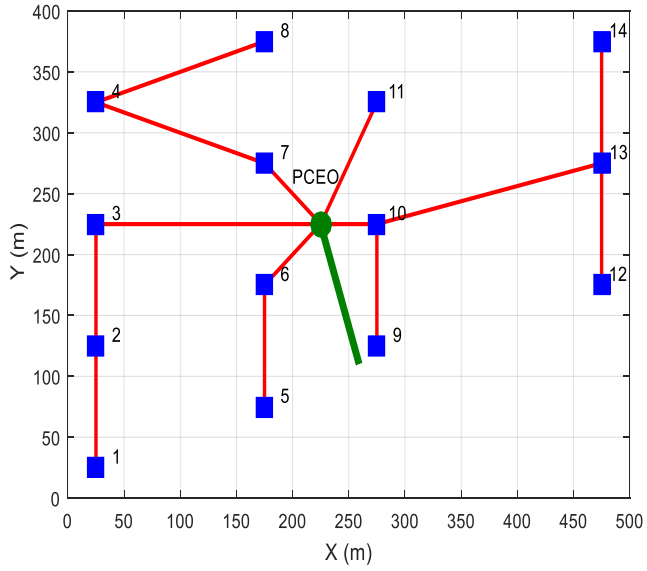


Figure 3.26. Raccordement du PCEO au Point de livraison terrestre.

Etape 8 : Construction des données des lignes de transport d'énergie et des jeux de barre (*line data and bus data*).

Avant d'évaluer la solution proposée par l'individu, l'outil doit d'abord effectuer un calcul d'écoulement de puissance afin d'étudier l'état du réseau électrique du parc et d'évaluer les pertes électriques dans les lignes. Pour alimenter l'algorithme de calcul d'écoulement de puissance, les données des lignes de transport d'énergie (Line data) et des jeux de barres du réseau (bus data) sont construites à partir de la matrice de connexion (A) de chaque topologie de connexion électrique et des données des câbles sous-marins utilisés pour le raccordement

(présentées dans le tableau 3.1). Un exemple de construction des données de lignes et de jeux de barres du réseau électrique illustré sur la figure 3.26, est présenté dans l'annexe A, dans les tableaux A.2 et A.3, respectivement. Le calcul de l'écoulement de puissance est effectué par la suite grâce au module 3 d'OPTIFARM, exposé dans la section (2.3). L'état du réseau électrique ainsi que l'écoulement de puissance entre les différents nœuds du réseau, pour un fonctionnement en puissance nominale des turbines, sont présentés respectivement dans les tableaux A.3 et A.4 de l'annexe A.

3.4.2.5 Procédure d'optimisation

Les données d'entrée de l'algorithme d'optimisation du niveau inférieur sont présentées dans la section. **3**.4.2.1. Au début de l'optimisation, l'algorithme génère aléatoirement un nombre d'individus formant une population / un essaim initial(e). Chaque individu est décodé pour concevoir une topologie de connexion électrique, en utilisant la méthode présentée dans les sections **3**.4.2.3 et **3**.4.2.4. Pour évaluer la performance de chaque individu, la fonction objectif F_2 doit être calculée. Pour ce faire, l'outil doit d'abord effectuer un calcul d'écoulement de puissance afin d'étudier l'état du réseau électrique du parc ainsi et d'évaluer les pertes électriques dans les lignes. Des opérateurs de reproduction (dans le cas de l'utilisation d'un algorithme génétique) ou de déplacement (dans le cas de l'utilisation d'un algorithme d'optimisation par essaim particulaire) sont appliqués pour générer de nouveaux individus de qualité supérieure. Les opérations de reproduction et d'évaluation des individus sont répétées pour un nombre correspondant au nombre maximal d'itérations. La méthode d'optimisation de la topologie de connexion est présentée en détails dans les organigrammes illustrés sur les figures 3.27 et 3.28 pour un algorithme génétique et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire, respectivement.

Cet algorithme d'optimisation a été appliqué par FAKHRI *et al.* [135] sur un parc de 45 hydroliennes, d'une taille de 900 m × 900 m situé dans le passage du Fromveur (article dans l'annexe D.2).

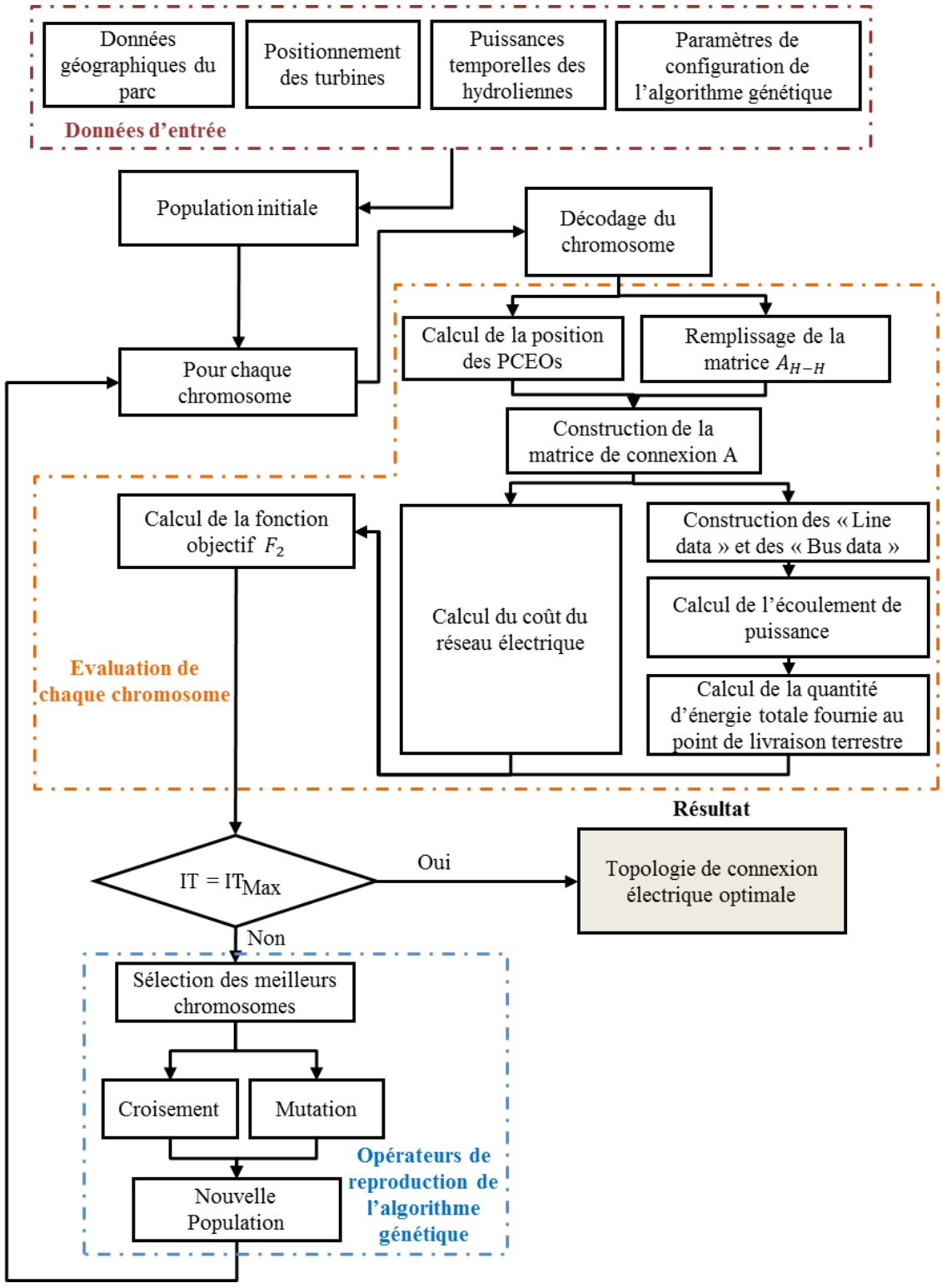


Figure 3.27. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation inférieur, utilisant un algorithme génétique.

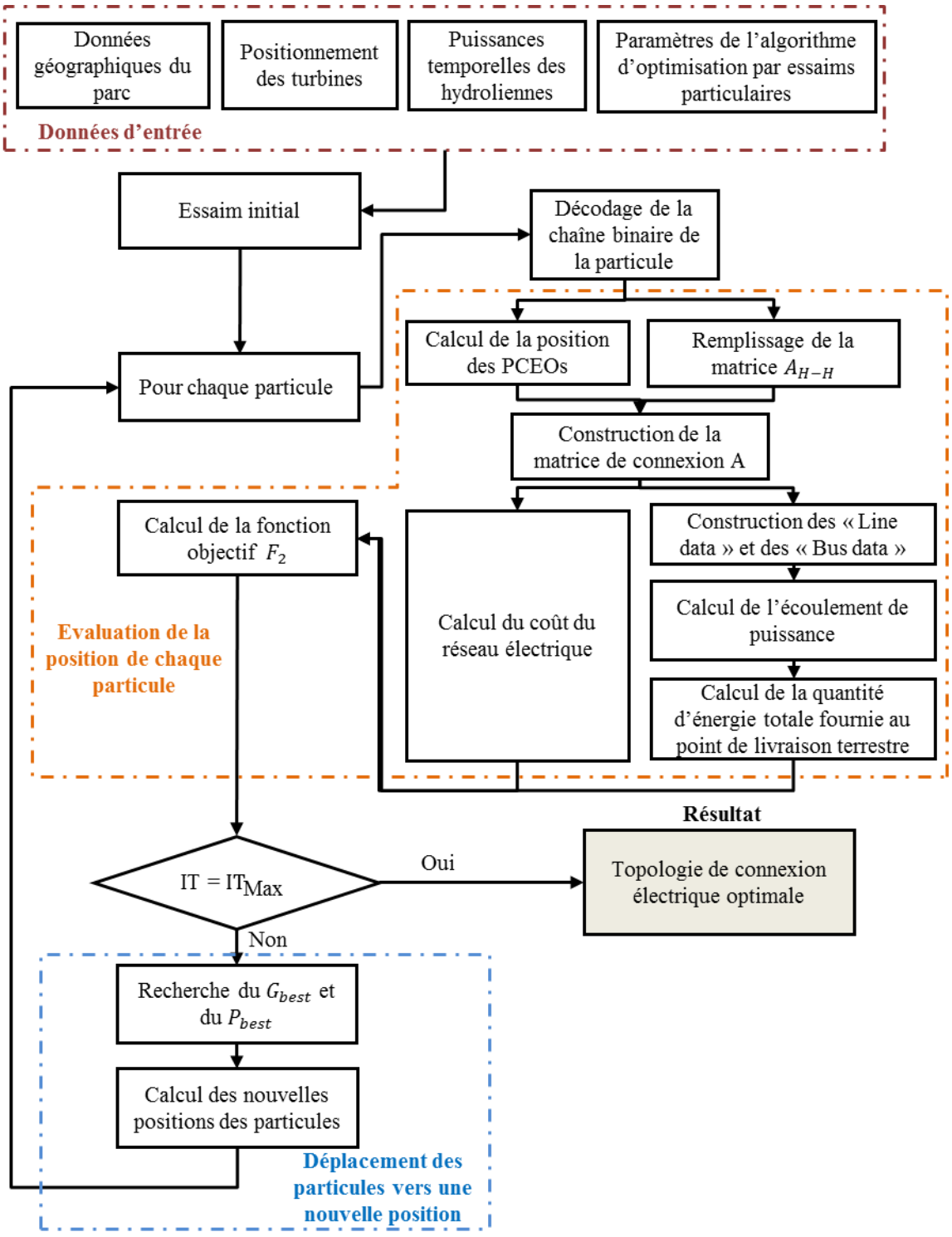


Figure 3.28. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation inférieur, utilisant un algorithme d'optimisation par essaim particulaire.

3.4.3 Méthode d'optimisation globale

L'approche d'optimisation globale consiste à représenter l'ensemble de l'architecture du parc par un seul individu. Cet individu est évalué par la fonction objectif F_3. La structure

générale de l'individu est montrée dans la figure 3.29. L'individu combine deux sous-individus appelés sous-individu 1 et sous-individu 2 et représentent respectivement le sous-individu permettant d'obtenir un nombre et un positionnement de turbines dans le parc et le sous-individu 2 permettant de trouver la topologie de connexion électrique du parc. 1e nombre de variables de décisions de l'approche d'optimisation globale n_{var_g} est calculé par l'équation (3.23).

$$n_{var_g} = n_{var_1} + n_{var_2} \tag{3.23}$$

où n_{var_1} est le nombre de variables du sous-individu 1 correspondant au nombre de cellules dans la grille et n_{var_2} est le nombre de variables du sous-individu 2 calculé par l'équation (3.19).

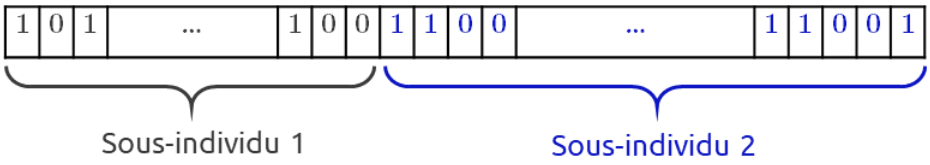


Figure 3.29. Structure générale de l'individu généré par l'algorithme, pour l'optimisation globale de l'architecture du parc d'hydroliennes.

Les structures des sous-individus 1 et 2 sont les mêmes que celles représentées dans les figures 3.10 et 3.15, respectivement. Les deux sous-individus sont décodés de la même manière que celle décrite dans les sections 3.4.1.3 (pour trouver le nombre et les positions de turbines dans le parc) et 3.4.2.3 (pour trouver la topologie de connexion électrique).

La méthode d'optimisation globale de l'architecture du parc est présentée en détails dans les organigrammes illustrés sur les figures 3.30 et 3.31 présentées dans l'annexe C, pour un algorithme génétique et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire, respectivement.

3.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre, les différentes méthodes et techniques intégrées dans OPTIFARM pour optimiser l'architecture du parc d'hydroliennes ont été présentées. Des méthodes *métaheuristiques* appartenant à la famille des méthodes d'optimisation approchées ont été choisies pour leur efficacité à résoudre des problèmes d'optimisation NP-difficile de grande taille.

Cependant, il est difficile de garantir que les méthodes *métaheuristiques* convergent toujours vers un optimum global. Pour le vérifier, la robustesse de chaque solution sera évaluée d'une part en utilisant deux algorithmes d'optimisation différents et d'autre part en exécutant de

nombreuses fois le code d'optimisation de façon à s'assurer que la convergence se fait toujours vers un résultat similaire. Les deux méthodes *métaheuristiques* utilisées sont : l'algorithme génétique et l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire.

Deux approches peuvent être envisagées pour prendre en considération la totalité des variables d'optimisation. La première est l'optimisation séquentielle. Elle consiste à résoudre le problème d'optimisation en deux niveaux d'optimisation. Un premier niveau permettant de trouver le nombre et les positionnements optimaux des turbines dans le parc, et un deuxième niveau d'optimisation qui vise à trouver la topologie optimale de connexion électrique des hydroliennes dans le parc. Une fonction objectif est formulée pour chaque niveau d'optimisation. Les niveaux supérieur et inférieur d'optimisation sont résolus de manière indépendante. Les techniques de codage du nombre et des positions des hydroliennes ainsi que de la topologie de connexion électrique ont été abordées dans les sections 3.4.1 et 3.4.2, respectivement. La zone dans laquelle les turbines sont déployées est discrétisée par une grille de cellules tandis que la topologie de connexion électrique est modélisée par une matrice de connexion.

La deuxième approche est l'optimisation globale. Elle consiste à résoudre le problème d'optimisation en un seul niveau d'optimisation. Les techniques de codage utilisées dans cette approche sont identiques à celle de l'approche séquentielle. La seule différence qui existe, est que l'algorithme d'optimisation génère un individu représentatif de toutes les variables d'optimisation, et qui sera évalué par la suite par une seule fonction objectif (F_3). Lorsque le problème est résolu en utilisant une approche d'optimisation globale, l'algorithme d'optimisation tient en compte d'un très grand nombre de variables d'optimisation, ce qui augmente le risque de converger vers un optimum local. Cependant, la méthode d'optimisation globale peut donner des résultats satisfaisants lorsqu'il s'agit de résoudre un problème d'optimisation avec une taille « raisonnable » de l'espace de recherche de solution.

Le chapitre suivant est consacrée aux différentes applications d'OPTIFARM. Seule l'approche séquentielle sera appliquée dans les deux premières sections du chapitre 4. La dernière section du chapitre 4 sera consacrée à la comparaison des deux approches, séquentielle et globale.

CHAPITRE 4. APPLICATIONS ET RESULTATS

SOMMAIRE

4.1 Introduction 133

4.2 Hypothèses générales 133

4.3 Impact de la taille du parc et du choix du site sur le coût de production de l'énergie 135

4.3.1 Hypothèses et caractéristiques du parc 135

4.3.2 Description des configurations testées 136

4.3.3 Résultats et discussion 137

4.4 Configuration optimale du Point de Collection d'Energie Offshore 148

4.4.1 Description des configurations testées 149

4.4.2 Résultats et discussion 150

4.5 Comparaison de l'approche séquentielle et de l'approche globale 157

4.6 Conclusion 162

4.1 INTRODUCTION

Ce chapitre est consacré aux différentes applications d'OPTIFARM sur le Raz Blanchard et le Passage du Fromveur qui représentent respectivement le premier et le deuxième plus grand gisement hydrolien en France. Trois études sont présentées. Tous les calculs ont été effectués à l'aide de Matlab 2015b.

Avant de présenter les applications, le début de ce chapitre rappelle les hypothèses "générales" adoptées et les caractéristiques retenues pour la turbine. La première étude porte sur l'impact de la taille du site hydrolien et de son hydrodynamique sur le coût de production d'énergie et sur l'architecture des parcs d'hydroliennes. La deuxième étude est une analyse technico-économique visant à déterminer la configuration optimale du point de collection d'énergie offshore pour un parc d'hydroliennes. Pour les deux premières études, seule l'approche d'optimisation séquentielle est considérée. Une comparaison entre l'approche d'optimisation séquentielle et l'approche d'optimisation globale est effectuée dans une troisième étude qui se focalise sur un parc d'hydroliennes de taille réduite.

4.2 HYPOTHESES GENERALES

Quelques simplifications ont été utilisées pour les trois études présentées dans ce chapitre. Elles sont présentées ci-dessous.

- Pour les deux sites hydrodynamiques, les données de courants de marée ont été extraites au centre des parcs. Nous considérons qu'elles s'appliquent sur l'ensemble des zones. Cette hypothèse d'uniformité des courants peut être justifiée par le fait que la profondeur est relativement constante (il n'y a donc pas de forte variabilité spatiale des vitesses) et que les dimensions des parcs sont petites par rapport à celles des sites étudiés.
- L'intensité de la turbulence ambiante I_0 est fixée à 11 % conformément aux mesures in-situ effectuées sur des sites comparables (e.g. [1] dans le Puget Sound et [2] dans le Raz Blanchard relativement proche de notre zone d'étude).
- La densité du fluide (de l'eau de mer) ρ est supposée égale à 1027 kg/m^3.
- Le réseau électrique est en AC.
- Le niveau de tension du système de transmission est de 132 kV. Il est assuré par un seul câble sous-marin HT, XLPE à trois conducteurs.
- Les sections des câbles (MT) du système de collection sont identiques.

- La longueur des câbles entre deux nœuds du réseau électrique (Hydroliennes, Point de collection d'énergie offshore ou point de livraison terrestre) est calculée à partir de la distance géographique en considérant un fond marin plat et horizontal.
- Les impacts liés à la fiabilité sur le rendement énergétique ne sont pas pris en compte.
- La durée de vie du parc d'hydroliennes T et le taux d'intérêt des banques r sont supposés égaux à 20 ans et 4% respectivement.
- Les caractéristiques de la turbine choisie pour ce travail sont celles de la turbine Atlantis AR1500 [15] (voir figure 1.10). L'hydrolienne AR1500 est une turbine à axe horizontal qui est équipée d'un système d'orientation de la nacelle lui permettant d'être alignée en permanence avec le courant. Les principales caractéristiques de la turbine sont décrites dans le tableau 4.1. La courbe de puissance de la turbine est présentée sur la figure 4.1. Les courbes de coefficient de poussé C_T et de puissance C_p sont obtenues à partir de [132] et sont représentées sur la figure 4.2. On suppose qu'une stratégie MPPT permet à la turbine de fonctionner avec un $C_p = 0{,}425$ et un $C_T = 0{,}82$.

Tableau 4.1. Caractéristiques de la turbine AR1500 [15].

Diamètre du rotor	18 m
vitesse de démarrage	0,5 m/s
vitesse nominale	3 m/s
Puissance nominale	1,5 MW

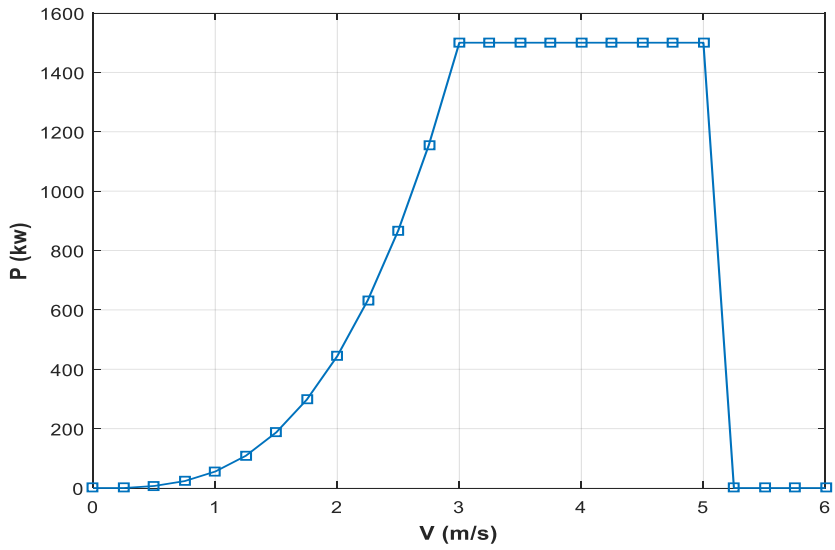


Figure 4.1. Courbe de puissance de la turbine.

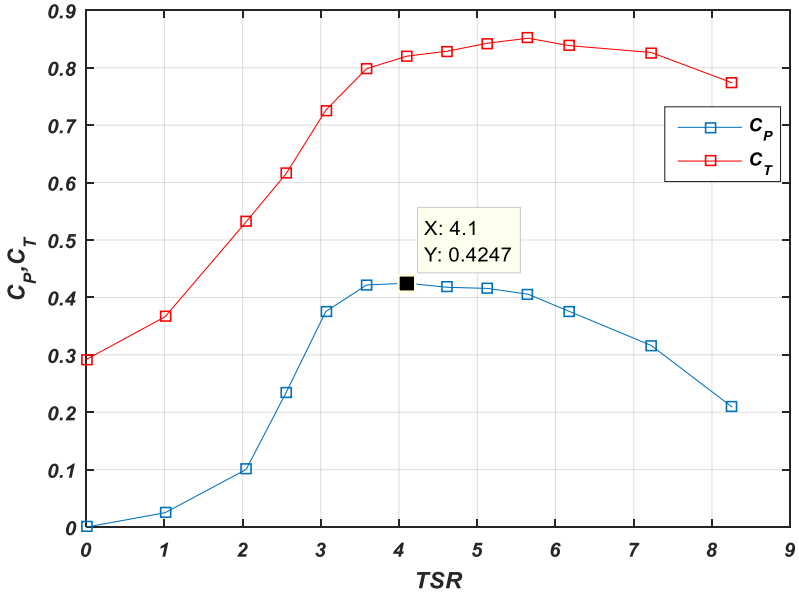


Figure 4.2. Courbes C_p et C_t. (TSR est le Tip Speed Ratio définie par l'équation 2.21).

4.3 IMPACT DE LA TAILLE DU PARC ET DU CHOIX DU SITE SUR LE COUT DE PRODUCTION DE L'ENERGIE

Le but de cette partie est d'étudier l'impact du choix du site et de la taille du parc d'hydroliennes sur le coût de production de l'énergie ainsi que sur l'architecture globale du parc d'hydroliennes. Le coût de production est représenté par chacune des deux fonctions objectif F_1 et F_2 définies par les équations (3.5) et (3.10), respectivement. Dans un premier temps, les hypothèses retenues pour réaliser cette étude sont présentées. Ensuite, les différents scénarios étudiés sont introduits. Les résultats de l'étude sont exposés et discutés dans la dernière partie de cette section.

4.3.1 Hypothèses et caractéristiques du parc

L'étude repose sur les choix suivants :

- Pour évaluer le coût d'investissement du parc d'hydroliennes, OPTIFARM utilise les modèles économiques présentés dans la section (2.3). Cependant, les valeurs des coefficients de certains des modèles dont nous disposons, notamment pour l'estimation des coûts des turbines et des opérations de maintenance, sont spécifiques au Raz-Blanchard et ne peuvent pas être utilisés pour le passage du Fromveur. Pour simplifier, un modèle de référence global est adopté pour estimer les coûts des hydroliennes ainsi que ceux des opérations de maintenance.

Le coût d'une hydrolienne C_H est ainsi estimé à 728,501 € [138] tandis que les coûts des opérations de maintenance C_{OM} sont estimés à 158,4 €/kW conformément à [139].

- Le Point de Collection d'Energie Offshore est une sous-station électrique offshore (la configuration avec hub passif n'est pas étudiée pour le moment. Elle sera considérée dans la section 4.4).
- Pour le niveau d'optimisation inférieur (l'optimisation de la topologie de connexion électrique), nous nous intéressons seulement aux modèles de coûts des composants qui varient au cours de l'optimisation. En d'autres termes, pour calculer la fonction objectif, l'algorithme d'optimisation considère seulement les coûts des composants qui changent d'une topologie de connexion à une autre, à savoir : le coût des câbles du système de collection et de transmission (MT) et (HT), le coût des équipements de compensation de l'énergie réactive et le coût de la sous-station électrique offshore. Les coûts fixes qui ne varient pas en fonction de la topologie de connexion (tels que le coût des connecteurs par exemple), ne sont pas considérés à ce stade.
- Le niveau de tension du réseau électrique du système de collection est de 11 kV tel que recommandé dans [103].
- Les dimensions des câbles sous-marins et les puissances des transformateurs sont standardisées. L'algorithme d'optimisation doit choisir entre les valeurs indiquées dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2. Normalisation des sections de câbles et de la puissance du transformateur.

Composant	Valeurs standardisées
Câbles MT (mm^2)	35 50 70 95 120 150 185 240 300 400 500 600
Câbles HT (mm^2)	185 240 300 400 500 630 800 1000
Transformateur (MVA)	10 25 40 50 100 125 150 180 200

4.3.2 Description des configurations testées

Six scénarios ont été étudiés pour évaluer les performances d'OPTIFARM. Deux sites (le Passage du Fromveur et le Raz Blanchard) et trois tailles de parc sont considérés : (i) 50D × 50D, (ii) 35D × 35D et (iii) 25D × 25D (où D et le diamètre de la turbine). La désignation de chaque scénario est récapitulée dans le tableau 4.3. Pour les deux sites d'étude, le point de livraison terrestre considéré est situé à 5 km du centre du parc.

Tableau 4.3. Désignation des scénarios

Taille du parc / Site	50D × 50D	35D × 35D	25D × 25D
Raz-Blanchard	Cas RB 10	Cas RB 7	Cas RB 5
Passage du Fromveur	Cas PF 10	Cas PF 7	Cas PF 5

Les paramètres de l'algorithme génétique et de l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire, utilisés pour chaque scénario, sont synthétisés dans le tableau 4.4.

Tableau 4.4. Paramètres de l'algorithme génétique et de l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire utilisés pour chaque scénario et pour les deux niveaux d'optimisation supérieur (N.Sup) et inférieur (N.Inf).

		PF 10 & RB 10		**PF 7 & RB 7**		**PF 5 &RB 5**	
		N. Sup	**N. Inf**	**N. Sup**	**N. Inf**	**N. Sup**	**N. Inf**
Paramètres de l'algorithme génétique	Taille de la population	100	50	100	50	100	50
	Nombre max. d'itérations	3000	3500	1000	2000	250	500
	Pourcentage de croisement	0,8					
	Taux de mutation	0,02					
	Nombre de mutants	random					
Paramètres de l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire	Taille de l'essaim	100	50	100	50	100	50
	Nombre max. d'itérations	3000	3500	1000	2000	250	500
	Paramètre cognitif initial	2.5					
	Paramètre cognitif final	0.5					
	Paramètre social initial	0.5					
	Paramètre social final	2.5					
	Facteur de constriction	1					
	Coefficient de pondération de l'inertie	1					

4.3.3 Résultats et discussion

Les résultats du niveau d'optimisation supérieur sont synthétisés dans le tableau 4.5. Le nombre et les postions des hydroliennes dans le parc pour les six scénarios étudiés sont présentés sur la figure 4.3. Le niveau d'optimisation supérieur indique qu'il est préférable de placer un nombre maximum de turbines des deux côtés du domaine. En effet, les turbines occupent toutes les cellules des rangées de gauche et de droite. Cela s'explique par le fait que les turbines de ces rangées produisent une grande quantité d'énergie lorsqu'elles sont placées à l'amont du parc hydrolien, alternativement pendant le jusant et le flot. Par ailleurs, comme le montre la figure 4.4, qui représente la production annuelle moyenne des rangées de gauche et

de droite pour chaque scénario, les turbines placées sur le côté gauche du domaine produisent plus que celles placées sur le côté droit du domaine. Cela est dû au fait que les sites retenus sont caractérisés par une asymétrie des courants. Cela est observable sur la figure 4.5 où les fréquences d'occurrence des vitesses des courants de marée lors du courant du flot et de jusant, sont représentées pour le Raz-Blanchard et pour le passage du Fromveur.

L'optimisation montre également qu'il est avantageux d'espacer les turbines dans le sens longitudinal. En effet, plus l'espacement longitudinal entre les turbines est important, plus la récupération du flux entre deux rangées consécutives de turbines est importante et par conséquent, plus la puissance des hydroliennes en aval est élevée. Pour les parcs de grande taille (50D × 50D), l'espacement longitudinal optimisé est environ deux fois plus grand que l'espacement latéral. Pour les plus petits parcs d'hydroliennes (25D × 25D ou 35D × 35D), OPTIFARM tend à réduire à la fois l'espacement longitudinal et l'espacement latéral pour déployer une densité de turbines plus importante afin de trouver l'équilibre nécessaire entre coût d'investissement et puissance produite.

Tableau 4.5. Résultats du niveau d'optimisation supérieur.

	Unité	Passage du Fromveur			Raz-Blanchard		
		PF 10	PF 7	PF 5	RB 10	RB 7	RB 5
Nombre d'hydroliennes (N_H)		45	36	22	42	36	20
Espacement latéral moyen (X_{moy}/D)		12,86	7,5	5,88	13,91	7,32	6,67
Espacement longitudinal moyen (Y_{moy}/D)		6,28	5,86	5	7,12	5	5
Energie électrique extraite par les turbines ($\boldsymbol{E_{ex}}$)	GWh/an	109,36	85,55	52,23	140,85	113,41	64,63
Coût des hydroliennes ($\boldsymbol{C_H}$)	M€	40,79	33,85	23,88	38,39	33,85	22,32
Coût des opérations de maintenance ($\boldsymbol{C_{OM}}$)	M€	10,69	8,55	5,23	9,98	8,55	4,75
Fonction objectif du niveau supérieur d'optimisation ($\boldsymbol{F_1}$)	€/MWh	23,06	24,78	28,77	17,17	18,69	20,95

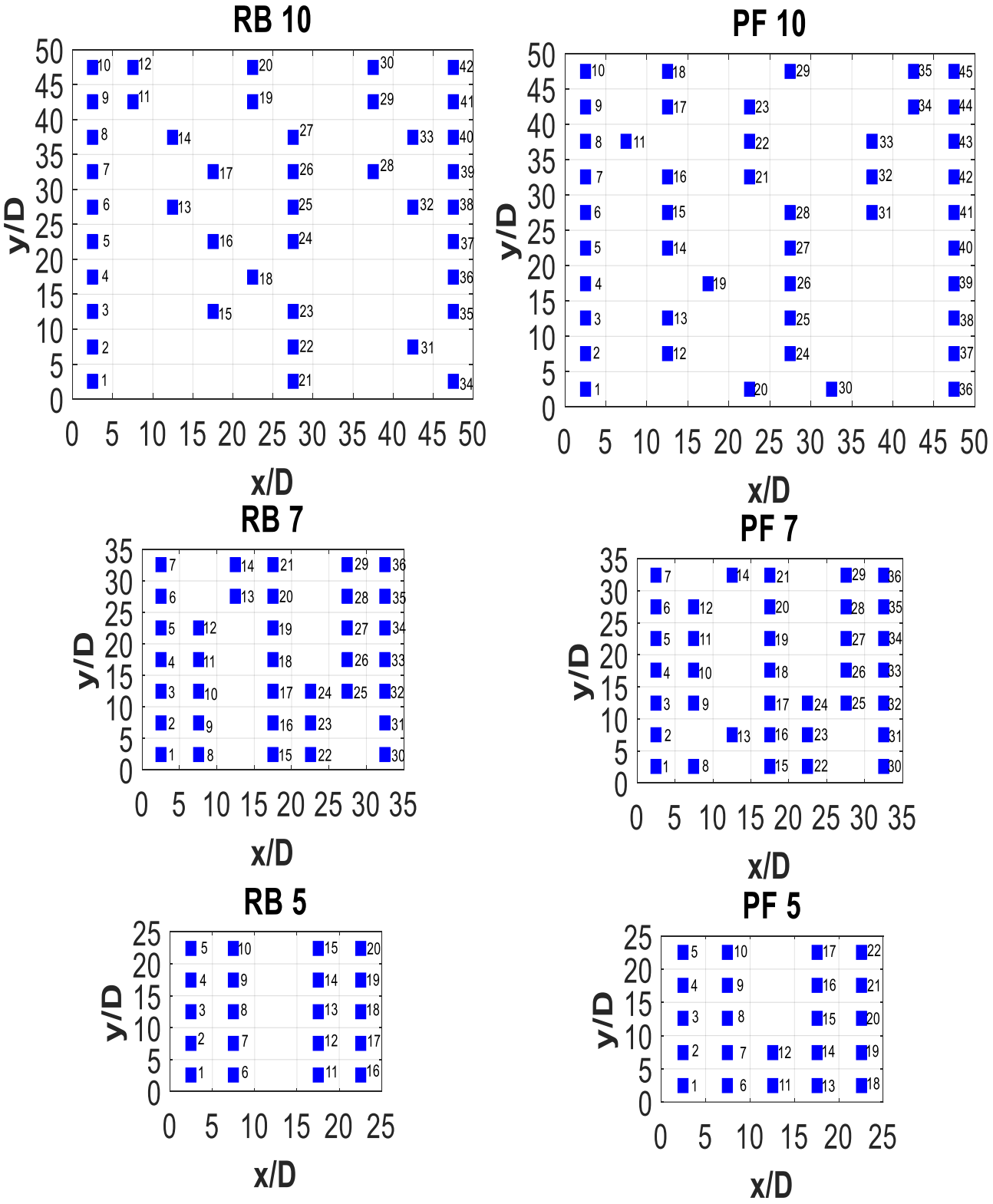


Figure 4.3. Positions optimisées des turbines dans le parc – Raz-Blanchard (cas (RB 10), cas (RB 7), cas RB5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), cas (PF 7) et cas (PF 5))

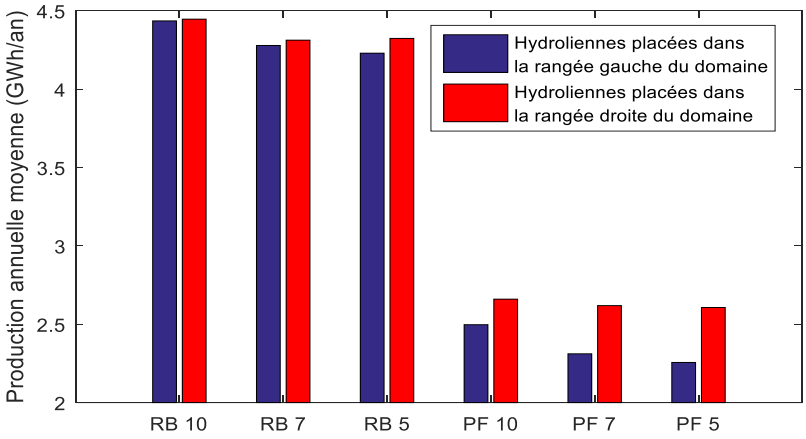


Figure 4.4. Production annuelle moyennes des turbines placées dans les rangées gauches et droite du domaine.

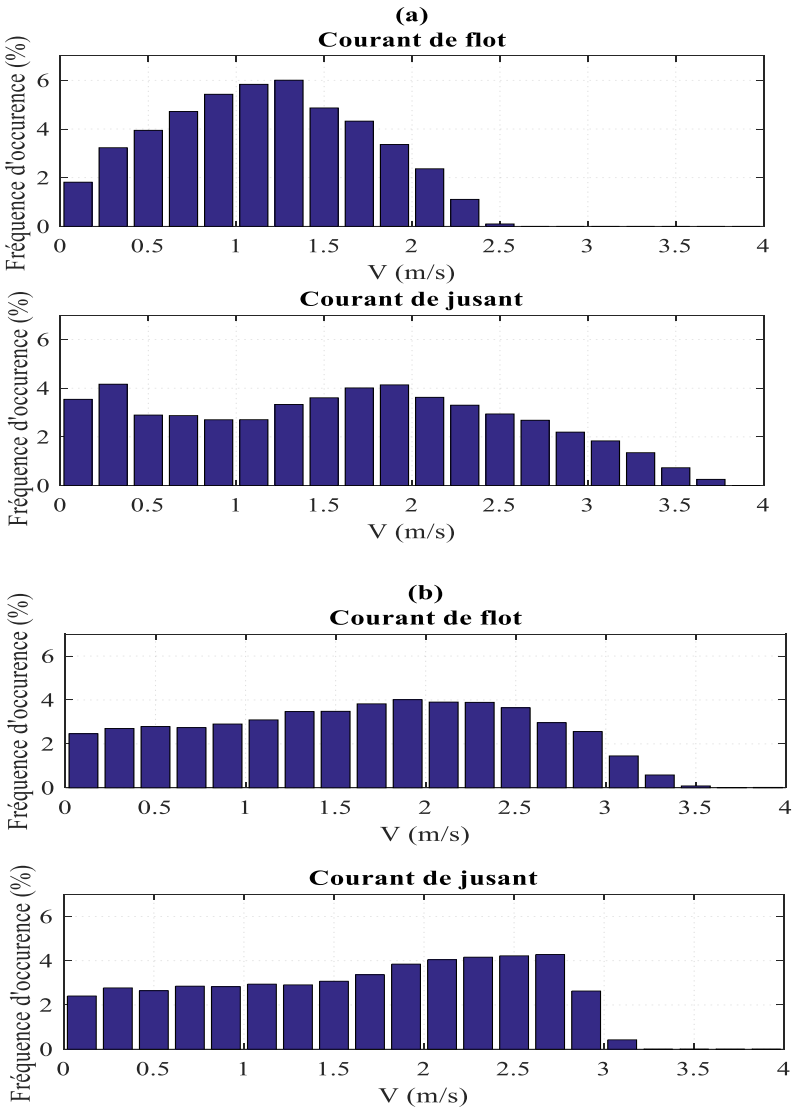


Figure 4.5. Fréquences d'occurrences des vitesses des courants de marée lors du courant du flot et de jusant. (a) Passage du Fromveur. (b) Raz-Blanchard.

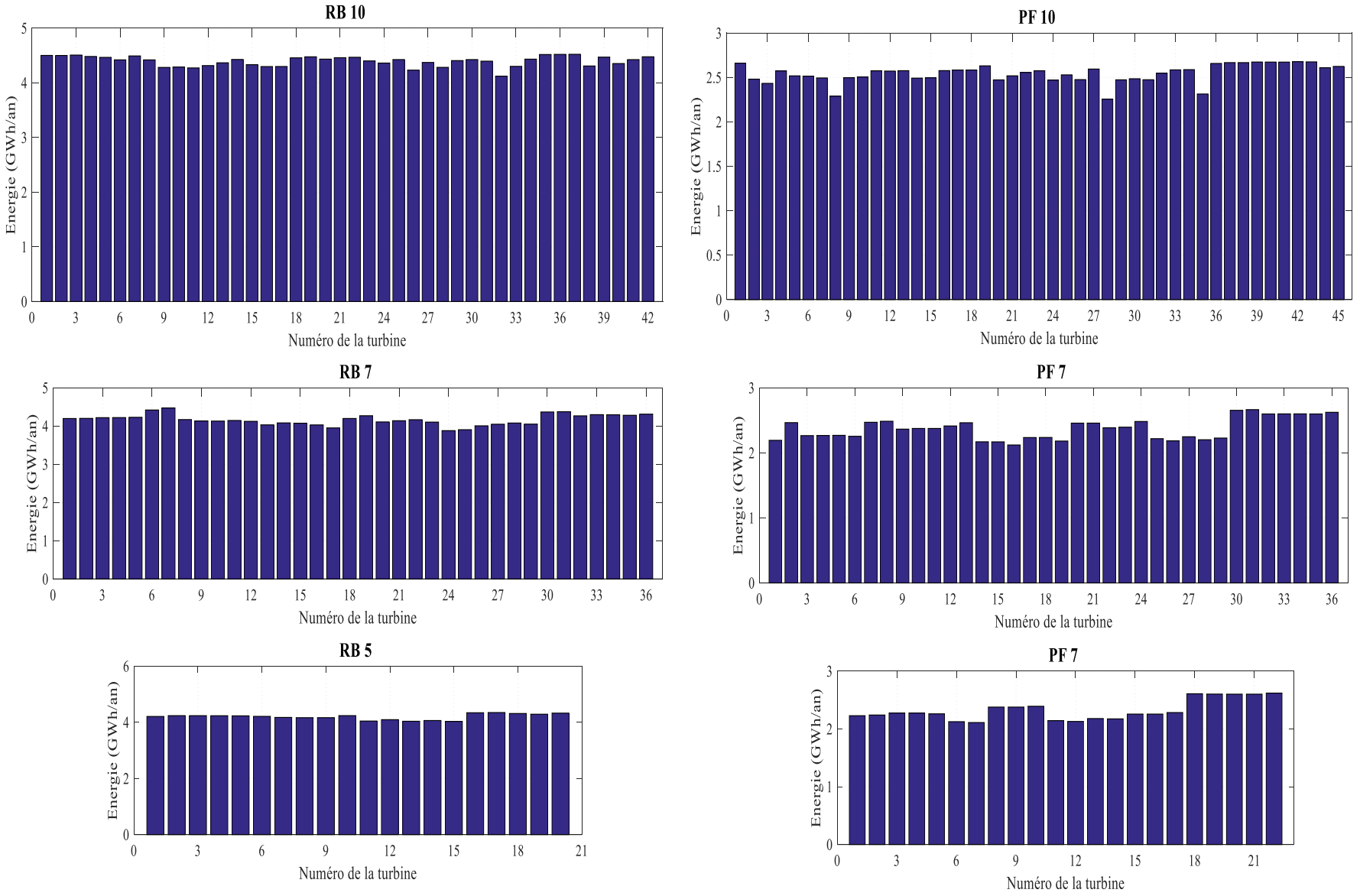


Figure 4.6. Production individuelle de chaque turbine dans le parc pour les six scénarios étudiés.

OPTIFARM positionne les hydroliennes de façon à ce que les productions de ces dernières soient bien réparties dans le parc. En effet, comme le montre la figure 4.6 où la production individuelle des hydroliennes pour chaque scénario est montrée, les productions annuelles moyennes des hydroliennes dans le parc sont très proches. Toutefois, quelques hydroliennes produisent notablement moins que les autres. C'est le cas lorsque des turbines sont proches les unes des autres dans le sens longitudinal. A titre d'exemple, les turbines 8 et 35 du scénario PF 10 sont impactées respectivement par le sillage des turbines 11 et 45.

Il est intéressant de noter que la comparaison des deux sites révèle que, pour un nombre comparable de turbines, un parc d'hydroliennes produit 32,57 % de plus dans le Raz Blanchard que dans le Passage du Fromveur (en comparant le scénario PF 7 au scénario RB 7). En outre, le coût de production est inférieur de 34,30 %, 32,58 % et 37,33 % dans le Raz-Blanchard pour les trois tailles de parc 50D × 50D, 35D × 35D et 25D × 25D respectivement.

Les topologies de connexions électriques optimales sont représentées sur la figure 4.7. Quelle que soit la taille du parc ou du site, toutes les topologies de connexion électriques sont comparables en termes de nombre et de position des sous-stations, de sections des câbles HT et de type de regroupement des hydroliennes. Le nombre optimal de sous-stations dans chaque configuration est de 1 avec un positionnement central. Le regroupement est effectué en configuration chaîne et en configuration mixte chaîne/étoile car ce type de connexion offre un meilleur compromis entre longueur totale et sections des câbles MT. Chaque sous-station est reliée au point de livraison terrestre par un câble HT de 3×185 mm^2. En effet, le plus petit câble de 132 kV a une puissance nominale de 132.6 MVA. Cela signifie que le même câble a été utilisé pour toutes les tailles de parc.

Les détails des architectures électriques et des coûts des topologies de connexion électriques des six scénarios sont synthétisés dans le tableau 4.6. Les architectures diffèrent par les sections des câbles MT ainsi que par la topologie de connexion du système de collection d'énergie (avec un nombre d'hydroliennes par groupe qui varie en fonction de la taille du parc et du site). Les deux sections optimales des câbles sous-marins MT trouvées par l'outil d'optimisation sont 3×240 mm^2 lorsque le nombre maximum de turbines par groupe est de 6 (cas (PF 10), (PF 7) et (PF 5)), et 3×185 mm^2 lorsque le nombre maximum de turbines par groupe est de 5 (cas (AR10), (AR7) et (AR5)). Cependant, certains croisements existent entre la sous-station et les groupes d'hydroliennes. Lorsqu'un croisement se produit, le tracé du chemin du câble est présenté par une ligne en pointillé (figure 4.7).

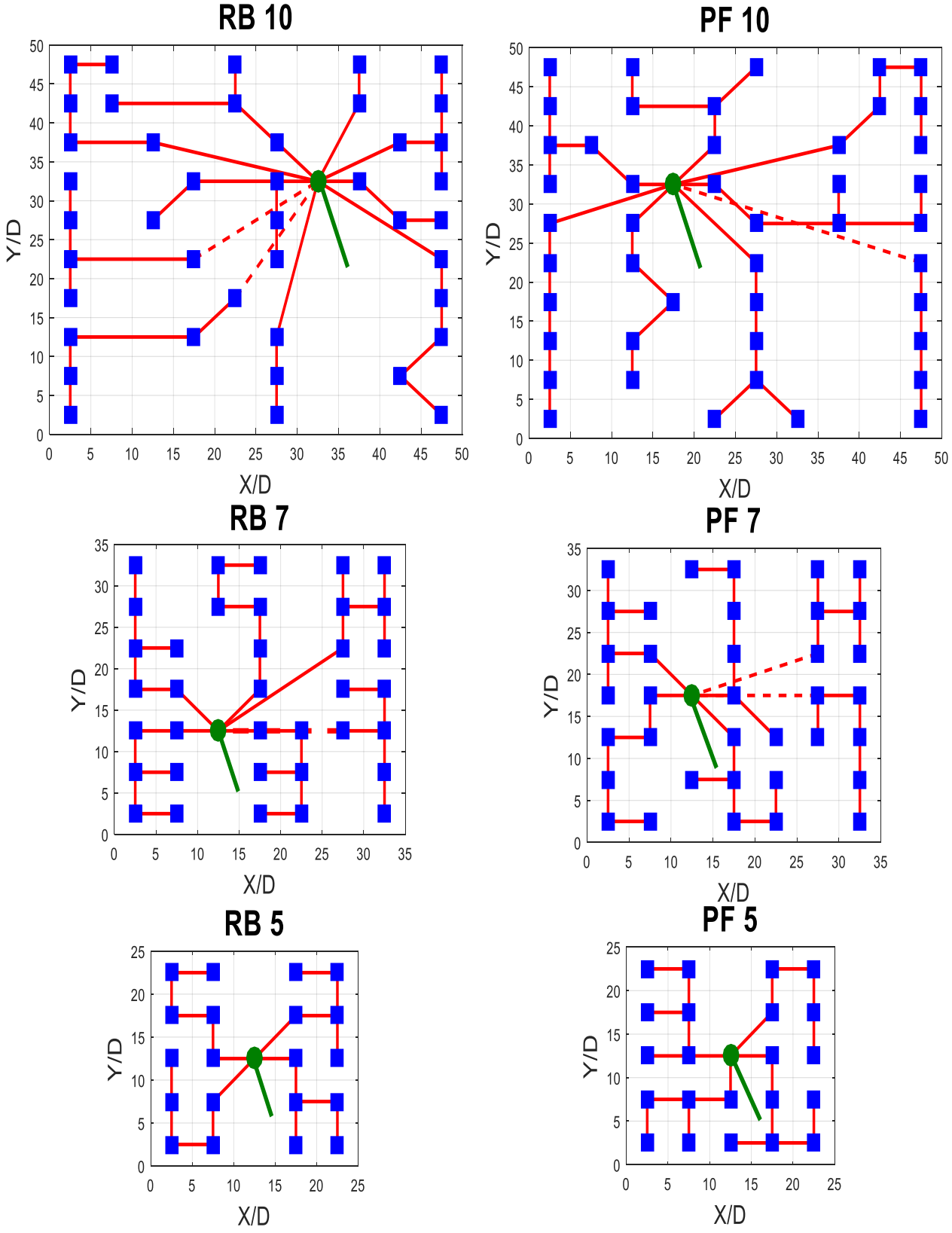


Figure 4.7. Positions et topologies de connexion électriques optimales– Raz-Blanchard (cas (RB 10), cas (RB 7), cas RB5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), cas (PF 7) et cas (PF 5)).

Le coût des câbles MT varie d'un site à l'autre et dépend de la taille du parc. En ce qui concerne le coût de l'OSS, il représente environ 45 %, 48 % et 43 % du coût d'investissement total pour les parcs de taille 50D × 50D, 35D × 35D et 25D × 25 D, respectivement.

La comparaison des cas PF 10, PF 7 et PF 5 (tableau 4.6) montre que le coût de production moyen relatif à la topologie de connexion électrique (F_2) diminue au fur et à mesure que la taille du parc augmente. La même tendance est constatée pour les trois configurations du Raz-Blanchard. L'impact significatif du choix du site sur le coût de production F_2 peut également être observé en comparant, pour deux sites différents, deux parcs d'hydroliennes de tailles comparables (cas RB 10 et PF 10), (cas RB 7 et PF 7) et (cas RB 5 et PF 5). Implanter un parc d'hydroliennes dans le raz-Blanchard est donc plus rentable en termes de coût de production moyen relatif à la topologie de connexion électrique.

Au cours de l'optimisation, une évaluation statistique des pertes dans le réseau électrique a été effectuée. Les pertes dans le réseau électrique ont été calculées en se basant sur les fréquences d'occurrence de production de chaque turbine (en prenant en compte des pertes de production dues à l'effet de sillage). Cependant, une deuxième évaluation affinée des pertes d'énergie dans les câbles sous-marins a été réalisée pour chaque configuration, à l'issue de l'optimisation. Le calcul d'écoulement de puissance a été effectué toutes les 15 minutes pendant un an. Les pertes d'énergie annuelles dans le réseau électrique sont présentées dans le tableau 4.6. Elles varient entre 0,058% et 0,2% de l'énergie annuelle selon le site et la taille des parcs. Les pertes d'énergie sont très faibles en raison des faibles distances entre les hydroliennes et du niveau de tension « élevé » du système de collection et de transmission (11 kV et 132 kV respectivement). Pour minimiser le coût de calcul, et étant donné que les pertes dans les câbles sous-marins sont très faibles, on peut considérer qu'il n'est pas nécessaire d'effectuer un calcul d'écoulement de puissance pendant l'optimisation et que les pertes dans le réseau électrique peuvent être évaluées une fois l'optimisation terminée.

Pour s'assurer que l'algorithme génétique converge vers un optimum local (et non un optimum global), deux algorithmes d'optimisation par essaim particulaire sont utilisés pour confirmer les résultats obtenus par l'algorithme génétique. La convergence des deux méthodes *métaheuristiques*, pour chaque scénario, est présentée sur la figure 4.8 (pour le niveau d'optimisation supérieur) et sur la figure 4.9 (pour le niveau d'optimisation inférieur).

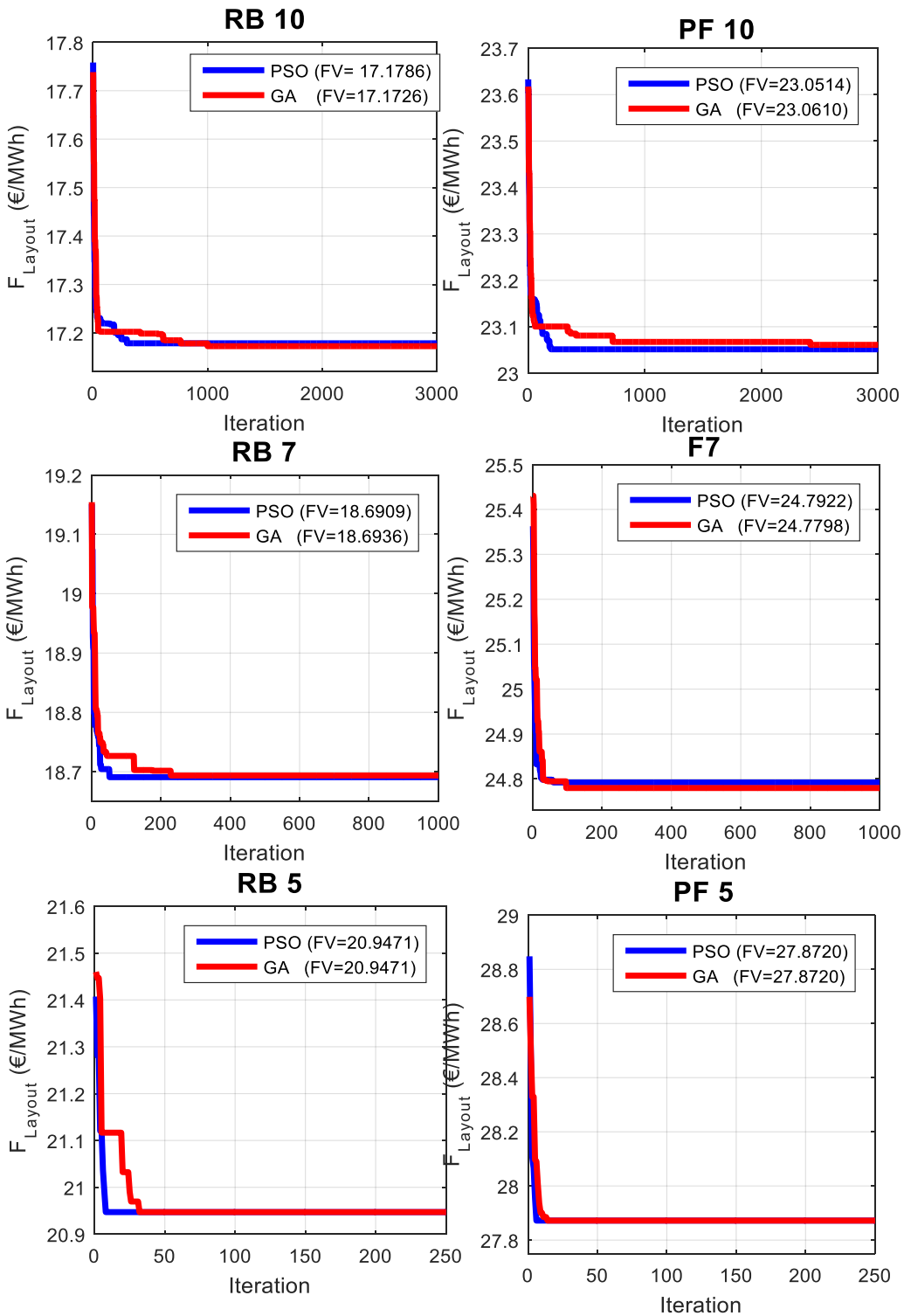


Figure 4.8. Convergence de la fonction objectif du niveau d'optimisation supérieur (F_1) utilisant un algorithme génétique et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire, pour les deux sites étudiés et pour différentes tailles de parc : Raz-Blanchard (cas (RB 10), (RB 7) et (RB 5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), (PF 7) et (PF 5)).

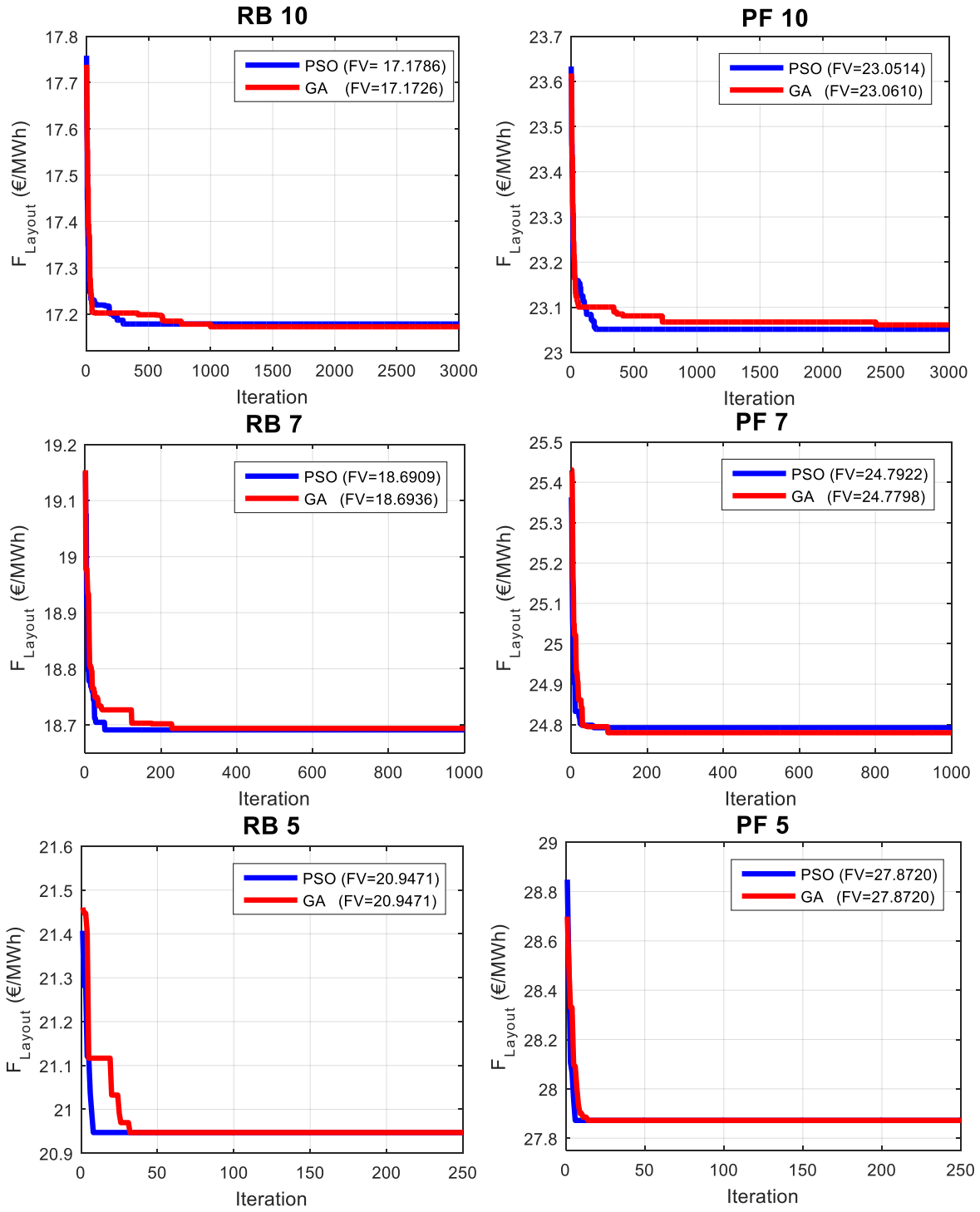


Figure 4.9. Convergence de la fonction objectif du niveau d'optimisation inférieur (F_2) utilisant un algorithme génétique (GA) et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire (PSO), pour les deux sites étudiés et pour différentes tailles de parc : Raz-Blanchard (cas (RB 10), (RB 7) et (RB 5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), (PF 7) et (PF 5)).

Tableau 4.6. Résultats de l'optimisation du niveau d'optimisation inférieur

		Unité	Passage du Fromveur			Raz-Blanchard		
			PF 10	**PF 7**	**PF 5**	**RB 10**	**RB 7**	**RB 5**
Architecture électrique	**Regroupement**		Mixte : Chaine / Etoile					
	Nombre de sous-stations électriques offshores		1	1	1	1	1	1
	Nombre de groupes d'hydroliennes		8	6	4	10	6	4
	Nombre d'hydroliennes par groupe		5:6	6	5:6	2:5	6	5
	Section des câbles MT	mm^2	3×240	3×240	3×240	3×185	3×240	3×185
	Section des câbles HT	mm^2	3×185	3×185	3×185	3×185	3×185	3×185
	Longueur des câbles	km	10.81	8.8	7.02	11.25	8.73	6.87
	Puissance du transformateur	MVA	100	100	40	100	100	40
	Pertes d'énergies	MWh\an	146.03 (0.13%)	77.32 (0.09%)	30.51 (0.058)	287.30 (0.2%)	175.18 (0.15%)	58.68 (0.09%)
Coûts de la topologie de connexion électrique	**Coût des câbles MT**	M€	2.17	1.37	0.72	2.031	1.34	0.61
	Coût des câbles	M€	2.10	2.10	2.10	2.11	2.10	2.10
	Coût du transformateur MT/HT (M€)	M€	0.8	0.8	0.48	0.8	0.8	0.48
	Coût des armoires de protection côté primaire	M€	0.29	0.26	0.15	0.36	0.22	0.15
	Coût des armoires de protection côté secondaire	M€	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
	Coût de la plateforme en mer offshore	M€	9	9	4.8	9	9	4.8
	Coût des équipements de compensation de l'énergie réactive	M€	0.53	0.53	0.32	0.53	0.53	0.32
	Coût d'investissement	M€	22.41	21.17	13.04	22.43	21.18	12.87
	Coût de production (Fonction objectif du niveau d'optimisation inférieur ($\boldsymbol{F_2}$))	€/MWh	10.17	13.14	13.51	6.4	7.43	8.06

4.4 CONFIGURATION OPTIMALE DU POINT DE COLLECTION D'ENERGIE OFFSHORE

Dans cette section, une analyse technico-économique visant à déterminer la configuration optimale du point de collection d'énergie offshore pour un parc d'hydroliennes est présentée. Les deux configurations du point de collection d'énergie offshore considérées dans le cadre de cette étude sont les hubs flottants et les sous-stations électriques offshores (SSEOs). La configuration générale de l'architecture électrique, avec hub(s) et avec SSEO(s), est discutée dans la section 1.2.1.3 et présentée sur la figure 4.10.

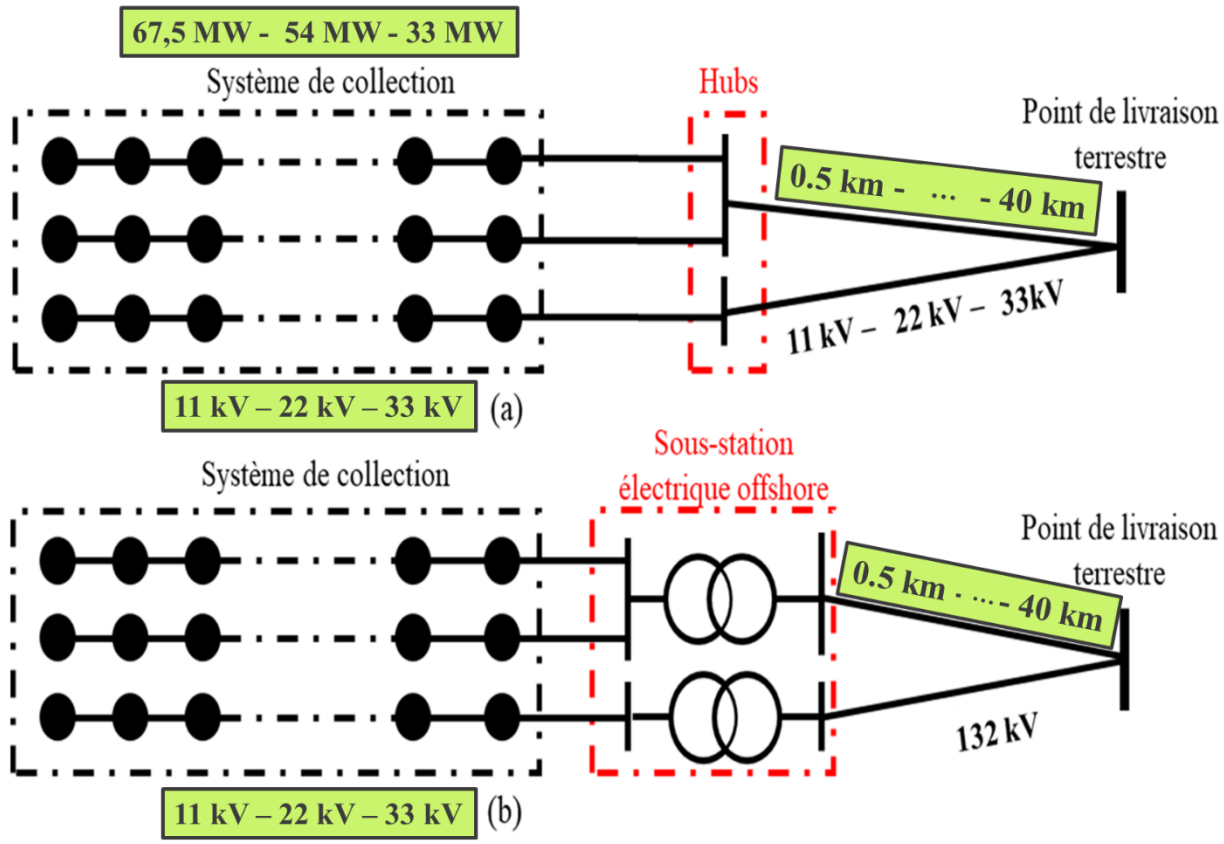


Figure 4.10. Configuration générale de l'architecture électrique. (a) Dans le cas où le PCEO est un hub flottant et (b) dans le cas où le PCEO est une sous-station électrique offshore.

Un hub ne dispose pas d'un transformateur élévateur de tension. Cela permet un gain économique important sur le coût de l'appareil et de sa maintenance. Cependant, comme l'exportation de l'énergie au point de livraison terrestre est effectuée au même niveau de tension que celui du système de collection, cela peut engendrer des pertes de puissance importantes dans les câbles du système de transmission (les câbles qui relient chaque hub au point de livraison terrestre) lorsqu'il s'agit de transporter des puissances élevées sur de longues distances.

En outre, la capacité de puissance maximale de chaque hub est limitée par la puissance maximale qu'un câble du système de transmission peut transporter. Ainsi, il est parfois nécessaire de mobiliser plusieurs hubs pour transporter des puissances élevées ce qui peut engendrer un surcoût financier important.

Une sous-station contient un transformateur élévateur de tension. Cet élément est coûteux mais il permet de transporter de l'énergie avec un niveau de tension plus élevée, ce qui entraine une baisse significative des pertes d'énergies dans les câbles du système de transmission.

Comme nous avons vu, les hubs sont moins chers que les SSEO tandis que la SSEO offre un avantage technique considérable (la réduction des pertes électriques dans les câbles du système de transmission). Dans cette section, nous comparons les deux solutions pour trouver la plus compétitive en prenant comme site d'application le passage du Fromveur. Pour cela, nous allons mener une analyse technico-économique pour déterminer l'impact des trois principaux paramètres de conception du réseau électrique sur le coût de production d'énergie (calculé par la fonction objectif F_2, formulée dans la section 3.1.2) : la capacité installée, le niveau de tension du système de collection et la distance au point de livraison terrestre. Un scénario réel de raccordement d'un parc dans le passage du Fromveur à l'île d'Ouessant et aux côtes ouest du Finistère sera examiné.

4.4.1 Description des configurations testées

Seul le niveau d'optimisation inférieur permettant de trouver la meilleure topologie de connexion électrique est considéré dans cette étude. Nous cherchons ainsi la topologie de connexion optimale en faisant varier les données d'entrée suivantes :

- La configuration du PCEO : Hub et SSEO.
- La puissance installée du parc : nous adopterons les meilleures configurations trouvées par le niveau d'optimisation supérieur, pour le passage du Fromveur (les cas F10, F7 et F5 représentés sur la figure 4.3 qui correspondent respectivement à des puissances installées de 67.5 MW, 54 MW et 33 MW).
- La distance entre le centre du parc et le point de livraison terrestre : 0.5 km, 2 km, 5 km, 10 km, 15 km, 20 km, 25 km, 30 km et 40 km.
- Le niveau de tension du système de collection d'énergie : 11 kV, 22 kV et 33kV.

Une optimisation de la topologie de connexion électrique est effectuée pour chaque jeu de données d'entrée. L'optimisation est réalisée de la même manière que celle décrite dans la section 3.4.2, en se basant sur la fonction objectif F_2 calculée par l'équation 3.10. La meilleure

topologie de connexion est donc trouvée pour chacune des 162 combinaisons possibles de données d'entrée. Les topologies de connexions sont comparées en se basant sur le coût de production de chacune d'entre elles (en €/MWh), représenté par la valeur minimale de la fonction objectif F_2. On suppose que chaque hub est raccordé par un seul câble au point de livraison terrestre. Les caractéristiques électriques des câbles sous-marins 11 kV, 22 kV, 33 kV et 132 kV ont été obtenues à partir de [140]–[142] et sont présentées en annexe B.

4.4.2 Résultats et discussion

L'évolution du coût de production de l'énergie (relatif à l'architecture électrique) (F_2) en fonction de la distance au point de livraison terrestre (Distance), pour les 3 niveaux de tension du système de collection (11 kV, 22kV et 33kV) et pour les 3 puissances installées du parc (67.5 MW, 54 MW et 33 MW) est présentée sur la figure 4.12. Les résultats sont organisés comme indiqué sur la figure 4.11. Pour chaque capacité installée et pour chaque niveau de tension, l'évolution du coût de production de l'énergie en fonction de la distance au point de livraison terrestre est reportée sur la même figure pour les deux configurations du PCEO (Hub et SSEO). Sur cette figure, le point de basculement de rentabilité entre Hub et SSEO est représenté par un rond bleu. Ce point représente la distance à partir à laquelle il est plus rentable d'utiliser une SSEO qu'un Hub. Comme le montre la figure 4.11, pour un même niveau de tension du système de collection, la capacité totale du parc (puissances installées) varie de manière horizontale, tandis que pour une même capacité de parc d'hydroliennes, le niveau de tension du système de collection varie de manière verticale.

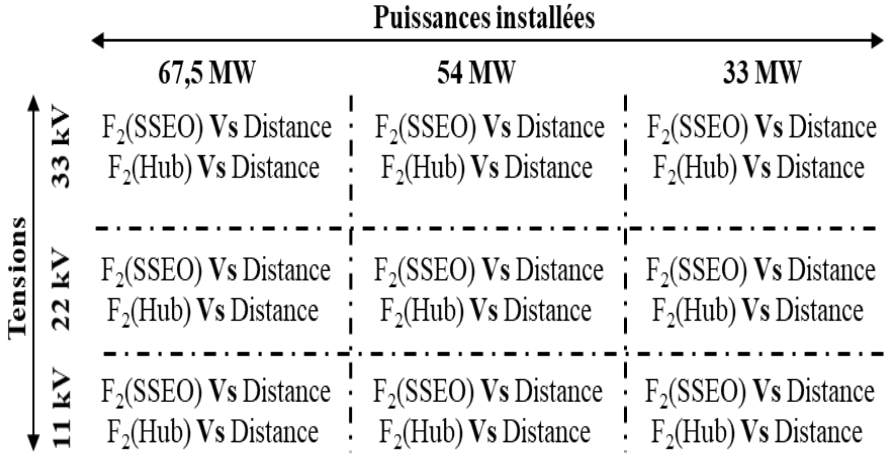


Figure 4.11. Organisation des graphiques représentés dans la figure 4.12.

Les six graphiques représentés sur la figure 4.12, pour les niveaux de tension du système de collection de 33 kV et de 22 kV, montrent qu'il est préférable de recourir à des hubs lorsque le

parc est proche de la côte et à des SSEOs dans le cas contraire. En effet, le choix d'utiliser un hub ou une sous-station électrique est régi par un compromis basé principalement sur deux facteurs : (1) le coût de la solution technologique du PCEO choisie (hub ou SSEO) et (2) le pourcentage d'énergie perdue qui augmente avec la distance entre le centre du parc et le point de livraison terrestre. Lorsque le parc est proche des côtes, la collection d'énergie par des hubs est préférable bien que les pertes d'énergie dans les câbles du système de transmission soient relativement plus élevées par rapport à celles qui se produisent dans un réseau avec SSEO. En effet, le gain économique réalisé par la différence de coût qui existe entre un hub et une sous-station permet de compenser le coût des pertes d'énergie dans les câbles de transmission. Cependant, quand la distance entre le centre du parc et la côte augmente, cette compensation n'est plus possible à cause des valeurs élevées de pertes de puissance. Le recours à une sous-station électrique offshore est donc privilégié. En effet, le coût « élevé » de la sous-station électrique offshore est compensé par le gain énergétique obtenu en minimisant les pertes dans les câbles de transmission. L'exportation d'énergie au sol sous 132 kV que permet une SSEO, offre un atout considérable en terme diminution des pertes d'énergie.

Comme le montre la figure 4.12, à un niveau de tension du système de collection donné, la distance jusqu'à laquelle il est plus avantageux d'utiliser des hubs augmente à mesure que la capacité du parc diminue. En effet, pour un système de collection sous 33 kV, il est plus avantageux d'utiliser une sous-station électrique offshore lorsque la distance du point de livraison terrestre dépasse 6 km, 11.9 km et 27.7 km, pour des capacités de parc installées de 67.5 MW, 54 MW et 33 MW, respectivement. La même tendance est observée pour un système de collection sous 22 kV. En effet, il est plus rentable d'utiliser une sous-station électrique offshore à partir d'une distance de 1.1 km, 5.2 km et 5.5 km du point de livraison terrestre, pour des capacités de parc installées de 67.5 MW, 54 MW et 33 MW, respectivement.

D'un point de vue économique, il est préférable d'utiliser une SSEO pour les parcs de grande puissance. Le fait que les configurations de réseaux électriques avec hubs soient désavantagées dans ce cas est dû d'une part au pourcentage d'énergie perdue dans les câbles de transmission et d'une autre part au coût d'investissement élevé des hubs dans les parcs de grande puissance.

En effet le pourcentage d'énergie perdue dans les lignes de transmission est aussi fonction de la puissance installée car la puissance transportée par le câble contribue davantage aux pertes de puissance. Lorsque les SSEOs sont utilisées, les pertes sont pratiquement nulles dans les câbles de transmission grâce à l'élévation du niveau de tension dans le système de transmission (132 kV). Cependant, comme le montre la figure 4.13, pour une collection d'énergie avec hubs,

à un niveau de tension donné, les pertes d'énergie sont plus significatives quand la capacité du parc augmente.

En outre, pour les parcs de grande puissance, la collection d'énergie par des hubs engendre un surcout financier important. En effet, l'augmentation du coût d'investissement est engendrée par le nombre élevé de hubs dans le parc. En outre, pour les parcs de grande puissance, la collection d'énergie par des hubs engendre un surcout financier important.

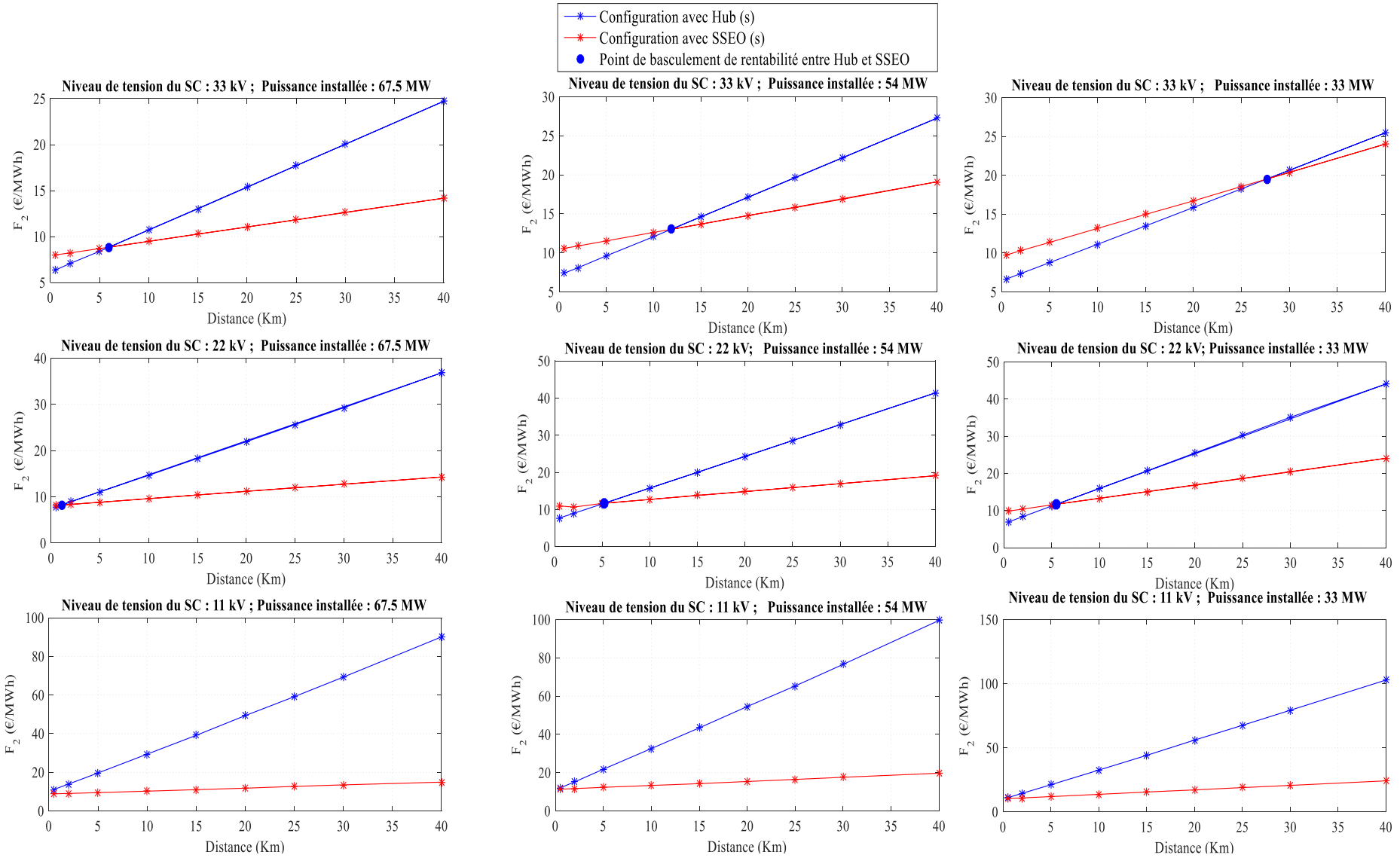


Figure 4.12. Evolution du coût de production d'énergie (F_2) en fonction de la distance au point de livraison terrestre, utilisant un hub et une SSEO, pour les 3 niveaux de tension du système de collection (11 kV, 22kV et 33kV) et pour les 3 puissances installées du parc (67.5 MW, 54 MW et 33 MW).

En effet, l'augmentation du coût d'investissement est engendrée par le nombre élevé de hubs dans le parc. En réalité, le nombre de turbines par hub est limité par la puissance maximale que le câble de transmission peut supporter. Par conséquent, pour les parcs de grandes puissances, plusieurs hubs doivent être utilisés (contrairement aux configurations avec SSEO où souvent une seule SSEO suffit).

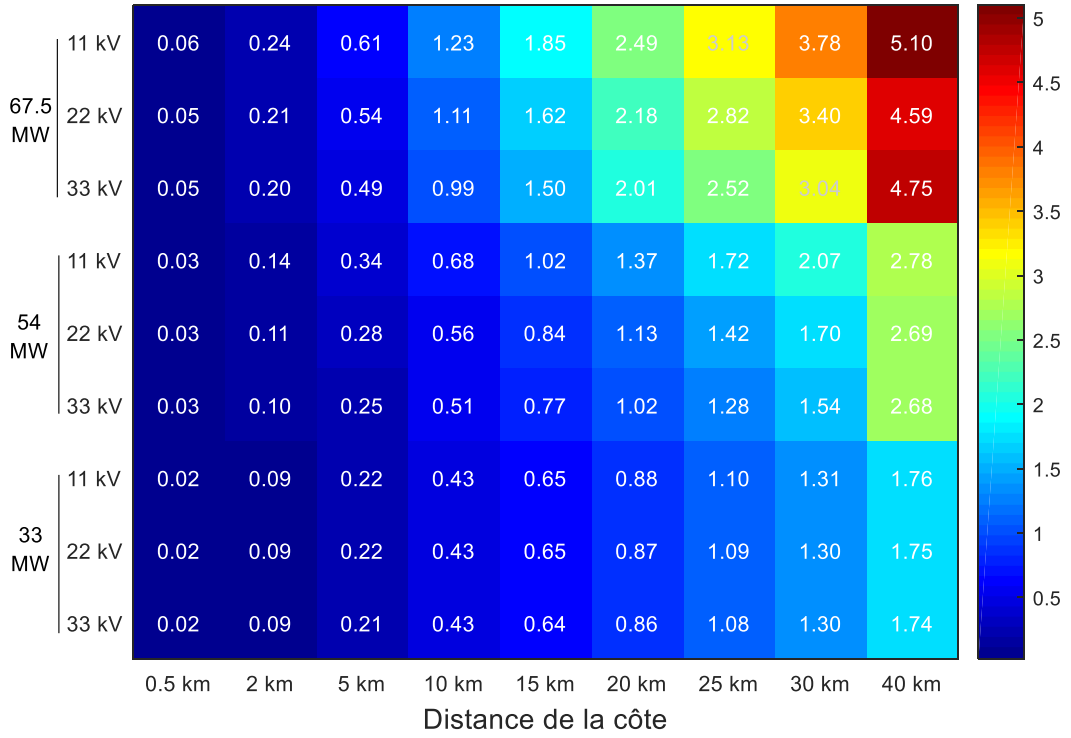


Figure 4.13. Energie perdue annuellement dans les câbles du système de transmission en (%). Quand le PCEO est un hub pour chaque capacité installée de parc (33 MW, 54 MW et 67.5 MW) et pour chaque niveau de tension du système de collection.

Pour une puissance installée donnée, on peut observer sur la figure 4.12 que la distance jusqu'à laquelle il est plus rentable d'utiliser des hubs augmentent à mesure que le niveau de tension du système de collection augmente. En effet, il est plus rentable d'utiliser une sous-station électrique offshore lorsque la distance excède :

- 1.1 km et 6 km pour une capacité installée de 67.5 MW et pour des niveaux de tension de 22 kV et 33 kV, respectivement,

- 5.2 km et 11.9 km pour une capacité installée de 54 MW et pour des niveaux de tension de 22 kV et 33 kV, respectivement et

- 5.5 km et 27.7 km pour une capacité installée de 33 MW et pour des niveaux de tension de 22 kV et 33 kV, respectivement.

Quand il s'agit d'un raccordement sous 11 kV. L'utilisation de sous station(s) électrique(s) offshore est avantageuse pour les 3 capacités de parc quelle que soit la distance à la côte.

En effet, plus le niveau de tension du système de collection diminue, moins il est rentable d'utiliser des hubs. Cela est dû à deux raisons principales. La première est le pourcentage important de pertes de puissance dans les lignes de transmission. De manière générale, les pertes de puissance active dans un câble sous-marin sont proportionnelles à la résistance du câble et inversement proportionnelle au carré de la tension. Or, la résistance des câbles diminue à mesure que le niveau de tension du câble augmente. Donc, en utilisant des hubs, les pertes d'énergie dans le système de transmission augmentent quand le niveau de tension diminue. C'est ce qu'illustre la figure 4.13 sur laquelle, pour une même puissance installée, les pertes d'énergie sont plus significatives lorsque le niveau de tension diminue. La deuxième raison qui pénalise l'utilisation des hubs lorsque le niveau de tension diminue est l'augmentation du coût d'investissement avec le nombre croissant de hubs dans le parc. En effet, l'algorithme d'optimisation est contraint d'augmenter le nombre de hubs afin de respecter la limite du nombre de turbines par hub (pour ne pas dépasser la puissance maximale qu'un câble de transmission peut supporter).

Pour illustrer concrètement notre étude, nous nous penchons à présent sur le raccordement à la côte d'un parc d'hydroliennes dans le passage du Fromveur. Deux solutions sont envisagées : un raccordement à l'île d'Ouessant et un raccordement à la côte ouest du Finistère. Le centre du parc d'hydroliennes considéré dans le passage de Fromveur est situé à 2 km de l'île d'Ouessant et à 20 km de la côte du Finistère (figure 4.14). L'objectif de cette application est de déterminer, pour chacune des solutions de raccordement, s'il vaut mieux choisir un hub ou une SSEO comme point de collecte d'énergie offshore.

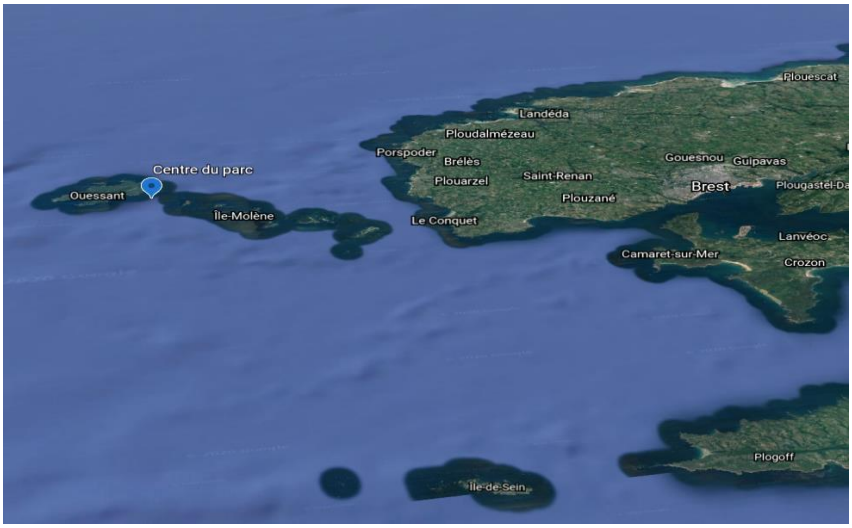


Figure 4.14. Position du centre du parc situé dans le passage du Fromveur.

Pour raccorder le parc d'hydroliennes à l'île d'Ouessant, soit à 2 km du point de livraison terrestre, il est plus rentable d'opter pour un parc d'hydroliennes d'une capacité installé de 67.5 MW, raccordé par un système de collection sous 33 kV en utilisant des hubs comme solution du PCEO. C'est la solution qui réalise le coût de production le plus bas de tous les scénarios étudiés comme le montre la figure 4.12.

Pour exporter la puissance vers la côte ouest du Finistère, soit à 20 km de distance entre le point de livraison et le centre du parc, la solution de raccordement au plus bas coût est celle d'un parc d'hydroliennes d'une capacité installé de 67.5 MW, raccordé par système de collection sous 33 kV utilisant une sous-station électrique offshore (figure 4.12).

Les résultats de l'optimisation pour les deux solutions de raccordement sont présentés sur les figures 4.15 et 14.16, respectivement. Les détails des architectures électriques et des coûts des topologies de connexion électriques sont présentés dans le tableau 4.7.

Tableau 4.7. Résultats de l'optimisation de la topologie de connexion électrique pour un parc d'hydroliennes situé au Passage du Fromveur dans le cas où il est raccordé à l'île d'Ouessant et aux côtes du Finistère.

	Raccordement à l'ile d'Ouessant	**Raccordement aux côtes du Finistère**
Distance au point de livraison terrestre (km)	2	20
Configuration du PCEO	Hubs	SSEO
Niveau de tension système de collection / système de transmission (kV)	33 / 33	33 / 132
Nombre de PCEO	2	1
Nombre de groupes d'hydroliennes	5-4	7
Nombre d'hydroliennes par groupe	2-6	4-7
Section des câbles MT (mm^2)	50	70
Section des câbles HT (mm^2)	400 – 300	185
Longueur des câbles (km)	7.31	25.44
Puissance du transformateur (MVA)	-	100
Pertes d'énergie dans le réseau électrique (MWh/an)	95.83	20.25
Production annuelle au point de livraison terrestre (GWh/an)	109.86	110.12
Coût des câbles MT (M€)	0.745	0.829
Coût des câbles HT (M€)	1.33	4.59
Coût du PCEO (M€)	8.28	10.24
Coût d'investissement (M€)	15.54	24.32
Coût de production d'énergie $\boldsymbol{F_2}$ (€/MWh)	7.08	11.05

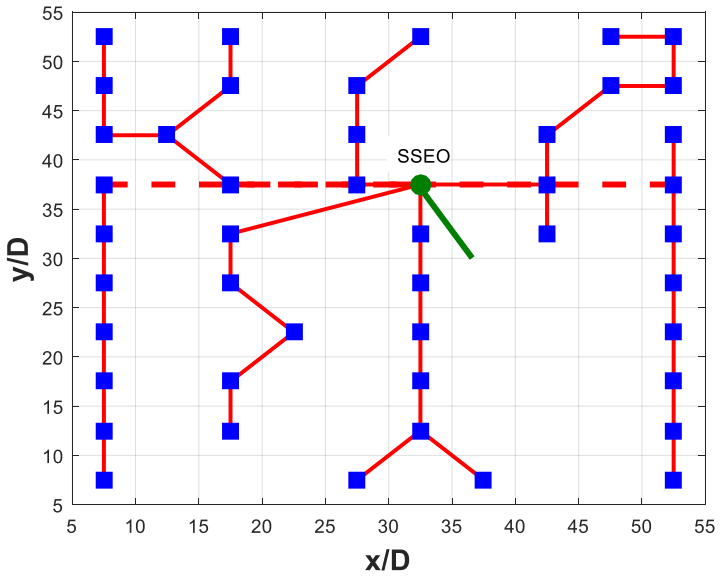


Figure 4.15. Topologie de connexion électrique optimale pour un raccordement du parc aux côtes du Finistère.

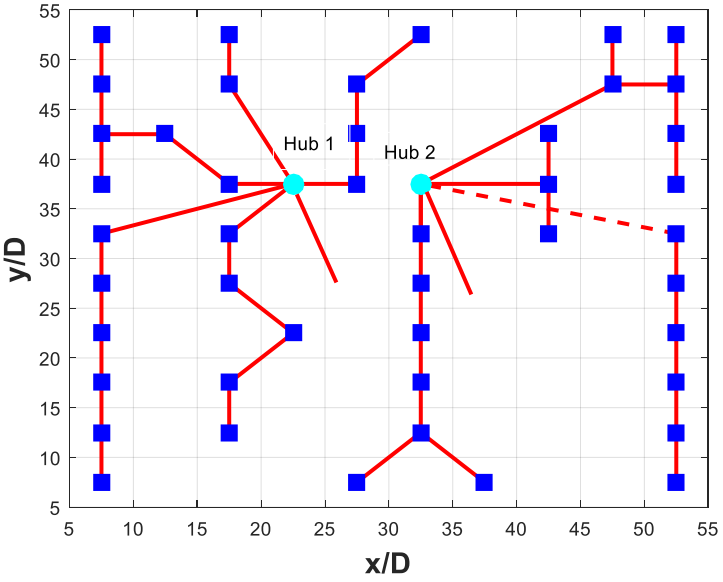


Figure 4.16. Topologie de connexion électrique optimale pour un raccordement du parc à l'île d'Ouessant.

4.5 COMPARAISON DE L'APPROCHE SEQUENTIELLE ET DE L'APPROCHE GLOBALE

Dans cette section, une comparaison des deux approches pour optimiser l'architecture d'un parc d'hydroliennes est présentée. La première est une approche séquentielle dans laquelle les composants du parc d'hydroliennes sont optimisés en deux étapes, chacune ayant sa propre

fonction objectif en négligeant ainsi les interactions potentielles entre les variables des deux étapes d'optimisation. La seconde approche est une optimisation globale où tous les composants sont optimisés simultanément en considérant une seule fonction objectif globale. L'approche d'optimisation séquentielle ainsi que l'approche d'optimisation globale ont été présentées en détails dans la section 3.4.

La comparaison entre les deux approches est basée d'une part sur le coût de production d'énergie pour chacune des deux étapes d'optimisation (le coût de production par rapport au niveau d'optimisation supérieur, calculé par F_1, permettant de trouver le nombre de turbines et leur positionnement et le coût de production d'énergie par rapport au niveau d'optimisation inférieur, calculé par F_2, permettant de trouver la topologie de connexion électrique optimale) et d'autre part sur le coût de production total calculé par la fonction objectif F_g.

Les deux approches d'optimisation sont appliquées à un parc de taille 35 D × 35 D situé dans le Raz Blanchard. Le point de livraison terrestre est situé à 5 km du centre du parc. Le PCEO considéré dans cette étude est une sous-station électrique offshore.

Pour effectuer cette comparaison, l'ensemble du modèle coût présenté dans la section 2.3 est pris en compte. Nous ajoutons à ce modèle les coûts :

- d'étude de la viabilité du projet estimés à 145.85 k€/MW pour un parc situé dans le Raz-Blanchard [97],
- de la planification du projet estimés à 3.97 k€/MW pour un parc situé au Raz-Blanchard [97],
- de la nacelle de la turbine estimés à 785 k€/MW et
- des composants d'électronique de puissance estimés à 100 €/kW.

Les valeurs des coefficients présentés dans la section 2.3.3 pour estimer le coût des opérations de maintenance dans un parc implanté dans le Raz-Blanchard sont synthétisées dans le tableau 4.8.

Tableau 4.8. Coût des opérations de maintenance d'un parc situé dans le Raz-Blanchard [97].

	Matériel	**Transport**	**Main d'œuvre**	**Pertes**	**Totale**
Nettoyage des pales (€/MW)	0	160,95	80,95	24,93	**266,83**
Maintenance préventive légère (k€/MW)	2823,28	10585,56	1064,68	642,74	**15,12**
Maintenance préventive poussée (k€/MW)	4400,48	15425,76	782,82	509,31	**21,12**
Maintenance corrective (k€/MW)	0	3911,17	140,24	216,64	**4,27**

Les architectures des parcs d'hydroliennes obtenues en utilisant une approche d'optimisation séquentielle et globale sont illustrées sur les figures 4.17 et 4.18. Les nombres de turbines trouvés avec une approche d'optimisation globale et séquentielle sont respectivement égaux à 26 et 27. Le nombre optimal de turbines trouvé dans cette étude est inférieur à celui obtenu, pour la même taille de parc, dans la section 4.3. Dans cette dernière, dédiée à l'étude de l'influence du choix du site et de sa taille sur les coûts de production, nous avions obtenu 36 turbines pour le cas RB 7 (contre 27 turbines pour le cas présent). Cette différence est principalement due à l'impact des coûts des turbines et des opérations de maintenance pris en compte dans cette section qui sont plus élevés que ceux utilisés dans la section 4.3. Concernant le positionnement des turbines au sein du parc, nous pouvons constater sur les figures 4.17 et 4.18 que, de la manière que dans les applications précédentes, OPTIFARM place un nombre maximum de turbines des deux côtés du domaine. Le détail de l'architecture du parc d'hydroliennes utilisant une approche d'optimisation séquentielle et globale est présenté dans le tableau 4.9.

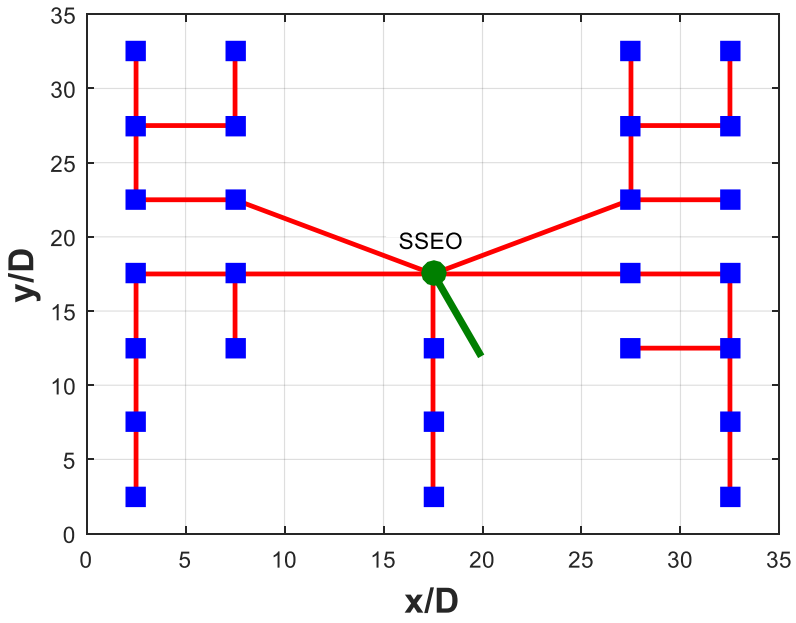


Figure 4.17. Architecture du parc d'hydroliennes utilisant une approche d'optimisation séquentielle.

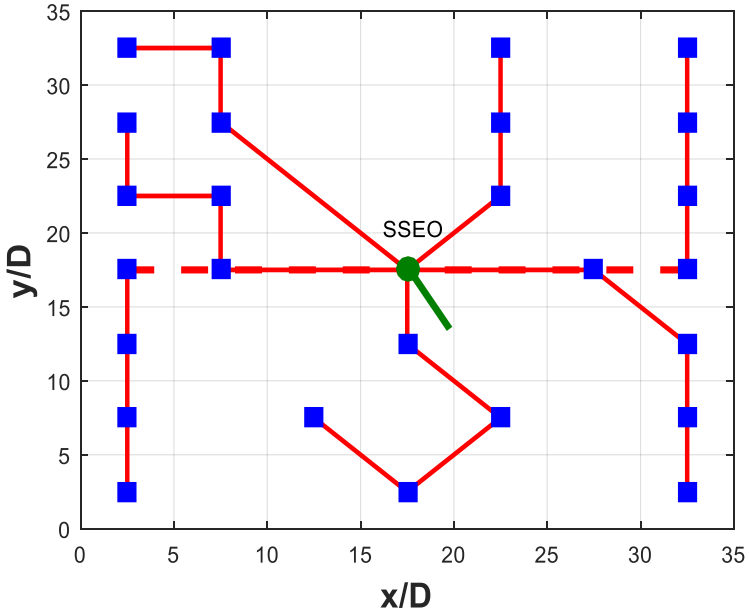


Figure 4.18. Architecture du parc d'hydroliennes utilisant une approche d'optimisation globale.

Tableau 4.9. Détails de l'architecture du parc d'hydroliennes utilisant une approche d'optimisation séquentielle et globale.

	Approche d'optimisation globale	**Approche d'optimisation séquentielle**
Nombre d'hydroliennes	26	27
Regroupement	Chaine	Mixte : Chaine / étoile
Nombre de sous-stations électriques offshores	1	1
Nombre de groupes d'hydroliennes	7	5
Nombre d'hydroliennes par groupe	3-4	3-5
Section des câbles MT (mm^2)	120	240
Section des câbles HT (mm^2)	185	185
Longueur des câbles (km)	8,23	7,83
Puissance du transformateur (MVA)	40	50

Le tableau 4.10 présente le détail des coûts pour chacune des deux architectures. L'approche d'optimisation globale converge vers une configuration optimale de parc d'hydroliennes avec un coût de production total légèrement inférieur à celui de l'approche d'optimisation séquentielle (37,20 €/MWh contre 37,54 €/MWh), confirmant ainsi que l'approche d'optimisation globale est plus efficace. Le coût de production total obtenu par l'approche d'optimisation globale est légèrement plus faible car l'algorithme d'optimisation cherche et trouve un compromis entre toutes les variables du problème d'optimisation incluant le nombre de turbines dans le parc, les pertes de production d'énergie dues aux effets de sillage et les coûts

des câbles sous-marins. Cependant, les résultats montrent que l'approche globale permet une réduction limitée du coût total du parc d'hydroliennes par rapport à l'approche séquentielle. Cette constatation est en accord avec les résultats obtenus par González *et al.* [57] qui ont comparé les approches séquentielle et globale en considérant un petit parc éolien offshore.

Tableau 4.10. Résultats de l'optimisation des deux approches globale et séquentielle – Détails des coûts.

				Globale	**Séquentiel**
éléments constituants l'optimisation du nombre d'hydroliennes et de leurs positionnements	Conception et définition (M€)			5,687	5,906
	Design et développement (M€)			0,15	0,16
	Hydroliennes (M€)	Coût de la nacelle		3,06	3,18
		Coût de la structure porteuse		13,65	14,17
	Opération de maintenance (k€)	Nettoyage des pales	Matériel	0	0
			Transport	6,28	6,5
			Main d'œuvre	3,157	3,3
			Pertes	0,972	1
			Totale	10,406	10,8
		Maintenance préventive légère	Matériel	110,01	114,3
			Transport	412,8	482,7
			Main d'œuvre	41,5	43,1
			Pertes	25,1	26
			Totale	589,5	612,2
		Maintenance préventive poussée	Matériel	171,6	178,2
			Transport	601,6	624,7
			Main d'œuvre	30,5	31,7
			Pertes	19,9	20,6
			Totale	823,6	855,3
		Maintenance corrective	Matériel	0	0
			Transport	152,5	158,4
			Main d'œuvre	5,5	5,7
			Pertes	8,44	8,8
			Totale	166,5	172,9
	Fonction objectif n°1 (€/MWh			**21,48**	**21,37**
éléments constituants l'optimisation de l'architecture électrique	Architecture électrique	Câbles MT (M€)		0,928	1,02
		Câbles HT (M€)		2,1	2,1
		Connecteurs (M€)		5,2	5,4
		Transformateurs BT/MT (M€)		0,097	1,01
		Transformateur MT/HT (M€)		0,483	5,48
		Convertisseurs de puissance (M€)		3,9	4,05
		Armoire de protection MT (M€)		0,257	0,183
		Armoire de protection HT (M€)		0,106	0,106
		Plateforme de la sous-station (M€)		4,8	5,5
		Equipements de compensation de l'énergie réactive (M€)		0,322	0,365
		Fonction objectif n°2 (€/MWh)		**15,73**	**16,17**
Coût de production totale ($F_1 + F_2$) (€/MWh)				**37,20**	**37,54**

Dans la section précédente, nous avons comparé les coûts globaux. Restreignons nous à présent à la comparaison des coûts de production du niveau supérieur de l'optimisation (les coûts liés au nombre de turbines et à leur positionnement). Le coût obtenu par l'approche séquentielle est très légèrement inférieur à celui obtenu par l'approche globale (21,37 €/MWh contre 21,48 €/MWh). Cela s'explique par le fait que l'approche séquentielle favorise le niveau d'optimisation supérieur qui cherche à trouver exclusivement le nombre et le positionnement des hydroliennes dans le parc et ne tient pas compte de la topologie des connexions électriques, là où l'approche globale cherche un compromis entre les deux niveaux d'optimisation. Le contraire peut être observé en comparant le coût de production représentatif de la topologie de connexion électrique des hydroliennes. Le coût de production du niveau d'optimisation inférieur de l'approche globale est inférieur à celui obtenu avec l'approche séquentielle (15,73 €/MWh contre 16,17 €/MWh). La diminution du coût de production du niveau d'optimisation inférieur est certainement liée au fait que l'approche globale « sacrifie » un peu les variables d'optimisation du niveau d'optimisation supérieur afin de trouver un compromis avec les variables d'optimisation qui constituant le problème de connexion électrique. Lorsqu'il s'agit d'une optimisation séquentielle, le niveau d'optimisation inférieur est obligé de trouver une topologie de connexion électrique qui s'adapte aux résultats du niveau d'optimisation supérieur, c'est-à-dire au nombre et aux positionnements des hydroliennes dans le parc.

4.6 CONCLUSION

Plusieurs applications d'OPTIFARM ont été présentées dans ce chapitre. Dans un premier temps, l'approche d'optimisation séquentielle a été appliquée sur trois tailles différentes de parcs d'hydroliennes et deux sites différents. Tout d'abord, la disposition des turbines au sein du parc a été optimisée pour limiter les effets de sillage (les effets d'ombrage) sur le coût de production d'énergie. Ensuite, les topologies de connexion électrique ont été optimisées en tenant compte de plusieurs paramètres du réseau et des pertes d'énergie. Les principales conclusions de cette première étude peuvent être résumées comme suit.

Premièrement, il est préférable d'espacer les turbines dans la direction longitudinale. Il est également plus rentable de maximiser le nombre d'hydroliennes des deux côtés du domaine car ces rangées sont placées alternativement (au flot et au jusant) dans l'écoulement libre.

Deuxièmement, le coût de l'énergie baisse à mesure que la taille du parc augmente. Ce coût dépend fortement des caractéristiques hydrodynamiques du site. Les résultats présentent un certain nombre de similitudes avec les recherches de Ren *et al*. [51] qui ont également constaté

que le coût de l'énergie varie fortement en fonction de la taille du parc et de la ressource disponible.

Troisièmement, pour les six scénarios étudiés, toutes les topologies électriques sont comparables en termes de nombre et de positionnement des sous-stations, de sections de câbles HT et de type de regroupement des hydroliennes. Elles diffèrent cependant par les sections des câbles MT ainsi que par la topologie de connexion du réseau MT interne.

La deuxième partie de ce travail était une analyse technico-économique pour déterminer la configuration optimale du point de collection d'énergie offshore. L'impact des trois principaux paramètres de conception du système électrique (capacité installée, niveau de tension du système de collection et distance par rapport au point de livraison à terre) sur la configuration optimale du point de collection d'énergie offshore a été examiné. Une application sur le passage du Fromveur a montré que l'utilisation de hubs est préférable pour le raccordement à l'île d'Ouessant alors que l'utilisation d'une sous-station électrique offshore est à privilégier pour le raccordement à la côte ouest du Finistère.

La dernière partie de ce chapitre concernait la comparaison entre une approche d'optimisation globale et une approche d'optimisation séquentielle. Cette étude a été effectuée sur un parc d'hydroliennes de taille réduite (35 D × 35 D) afin que le modèle d'optimisation de l'approche globale puisse converger facilement vers un optimum global. En effet, lorsque le problème est résolu par une approche globale, le nombre de variables est très élevé et l'algorithme converge généralement vers un optimum local. C'est le principal inconvénient de cette approche. Les résultats ont montré que l'optimisation globale permettait une réduction limitée du coût total d'énergie du parc d'hydroliennes par rapport à celui trouvé pour une optimisation séquentielle.

Il est important de noter que les coûts utilisés pour alimenter OPTIFARM ont un fort impact sur la détermination de la configuration optimale. Ces modèles doivent être affinés afin d'accroître la fiabilité des résultats, en particulier les coûts de la sous-station offshore et les coûts d'exploitation et de maintenance.

CONCLUSION GENERALE

Le travail présenté dans cette thèse constitue une contribution au projet OCEANQUEST. Il s'inscrit dans une phase de développement d'outils d'ingénierie nécessaires à la conception de futurs parcs d'hydroliennes. L'objectif de ce travail de thèse était de développer un outil d'aide à la décision permettant de trouver l'architecture optimale du parc en cherchant le nombre optimal d'hydroliennes à installer, leur positionnement et leur topologie de connexion électrique optimale. Cette conclusion comporte un résumé qui met en lumière les apports des différentes méthodes utilisées. Ensuite, les limitations, les perspectives et les possibles voies d'amélioration sont discutées.

SYNTHESE ET CONTRIBUTION

Le travail effectué dans cette thèse a permis l'élaboration d'outil d'optimisation que nous avons baptisé OPTIFAMRM pour : ***OP****timization tool of* ***TI****dal* ***FARM****s*. OPTIFARM permet de déterminer :

1. **Un agencement optimal des hydroliennes dans le parc** : ce premier objectif vise à trouver le nombre optimal d'hydroliennes à installer dans le parc ainsi que leur positionnement (i.e. la répartition spatiale des turbines qui permet de minimiser les pertes de production liées aux interactions entre les sillages).
2. **Une topologie de connexion électrique optimale :** ce deuxième objectif consiste à trouver la meilleure topologie de l'architecture électrique du parc d'hydroliennes. L'optimisation de l'architecture électrique vise à trouver le nombre optimal de groupes de turbines connectés à chaque point de collection d'énergie offshore, le nombre d'hydroliennes dans chaque groupe, le design des connexions pour chaque groupe d'hydroliennes, les sections des câbles MT et HT et le nombre et les emplacements des points de collection d'énergie offshore ainsi que le dimensionnement de leurs composants.

Les données hydrodynamiques annuelles utilisées comme données d'entrée de l'outil d'optimisation sont discrétisées en 24 plages d'amplitude de vitesse et 36 plages de direction. Le modèle de Lo Brutto *et al*. [87] permettant d'estimer les pertes de production dues aux

interactions entre les sillages des turbines est intégré dans OPTIFARM. Ce modèle repose sur le modèle analytique de Jensen (initialement conçu pour des application d'éoliennes) et a été adapté pour les applications d'hydroliennes.

Pour évaluer les pertes d'énergie dans le réseau électrique du parc, un modèle d'écoulement de puissance utilisant la méthode universelle de Newton-Raphson est intégré dans OPTIFARM.

L'utilisation de ce modèle a montré que les pertes sont très faibles en raison des courtes distances entre les hydroliennes et du niveau de tension "élevé" du système de transmission (132 kV). Ils ont alors un impact très faible sur le coût de production d'énergie. Pour minimiser le coût de calcul, il n'est donc pas nécessaire de considérer les pertes comme une variable d'optimisation. Ces pertes doivent tout de même être évaluées à la fin de l'optimisation.

Des modèles d'estimation des coûts des hydroliennes, du système de raccordement électrique et des opérations de maintenance sont également pris en compte par l'outil afin d'estimer le coût d'investissement de chaque configuration de parc d'hydroliennes.

Pour trouver l'architecture optimale du parc d'hydroliennes, OPTIFARM fait usage de méthodes d'optimisation appartenant à la famille des *métaheuristiques*. Deux méthodes *métaheuristiques* différentes sont utilisées afin de s'assurer que la solution converge bien vers un optimum global. OPTIFARM utilise dans un premier lieu un algorithme génétique avant de confirmer les résultats par un algorithme d'optimisation par essaim particulaire. Les deux algorithme convergent vers des résultats identiques (ou très proches), confirmant ainsi la convergence des deux algorithmes vers un optimum global.

Les différentes fonctions objectifs sur lesquelles OPTIFARM s'appuie pour évaluer chacune des configurations de parc sont formulées en utilisant le coût de production d'énergie (en €/MWh) défini comme le coût de l'électricité produite nécessaire pour couvrir les dépenses opérationnelles pendant la phase d'exploitation du parc.

Deux approches sont possibles pour optimiser l'architecture d'un parc d'hydroliennes. La première est l'approche d'optimisation séquentielle. Elle consiste à résoudre le problème d'optimisation avec deux niveaux d'optimisation, chacun ayant sa propre fonction objectif. La deuxième est l'approche d'optimisation globale qui consiste à résoudre le problème d'optimisation en considérant un seul niveau d'optimisation qui tient compte de toutes les variables d'optimisation. Une comparaison de ces deux approches a été effectué pour un parc d'hydroliennes de taille réduite (35 D × 35 D). Les résultats ont montré que l'optimisation globale permettait une réduction limitée du coût total d'énergie du parc d'hydroliennes par rapport à celui trouvé par une optimisation séquentielle.

Pour étudier l'impact de la taille du site et de ses caractéristiques hydrodynamiques sur le coût de production de l'énergie et sur l'architecture du parc, deux sites ont été considérés : le Raz-Blanchard et le passage du Fromveur, représentant respectivement le premier et le deuxième plus grand gisement hydrolien en France. Les résultats ont montré que :

1. il est plus rentable d'exploiter des parcs de grandes tailles,
2. l'implantation d'un parc d'hydroliennes dans le Raz-Blanchard serait plus rentable en termes de coût moyen de production que celle d'un parc de même taille dans le Passage du Fromveur,
3. il faut espacer au maximum les turbines dans la direction du courant dominant et
4. il faut maximiser le nombre d'hydroliennes des deux côtés du domaine.

Une analyse technico-économique est réalisée pour étudier l'impact des trois principaux paramètres de conception du système électrique (niveau de tension du système de collection d'énergie, distance de la côte et la puissance installée du parc) sur la configuration optimale du point de collection d'énergie offshore. L'étude a montré que, pour un parc situé dans le passage du Fromveur, il est plus rentable d'utiliser des hubs pour effectuer un raccordement à l'île d'Ouessant. En revanche, pour un raccordement à la côte ouest du Finistère, il est préférable d'utiliser une sous-station électrique offshore.

LIMITATIONS ET PERSPECTIVES

La performance économique des parcs d'hydroliennes dépend fortement du nombre de turbines, de leur positionnement dans le parc et de la topologie de leur connexion électrique. Dans ce rapport, une optimisation de ces différents paramètres a été présentée. Il faut néanmoins garder à l'esprit certaines limitations :

1. La méthode adoptée pour modéliser les effets de sillage repose principalement sur la modélisation des effets d'ombrage (réduction de la puissance produite par le(s) sillage(s) de la (des) turbine(s) située(s) en amont). Bien que ce processus soit censé être prédominant dans les pertes de production induites par les sillages, il est important de rappeler que d'autres processus (qui sont négligés ici) peuvent également influencer de manière significative (de manière positive ou négative) la production d'énergie. L'effet de blocage est l'un de ces processus. Il devrait cependant jouer un rôle mineur dans les applications présentées car le taux de blocage reste faible. En effet, pour les applications présentées, la profondeur d'eau est de l'ordre de 50 m et les distances entre turbines sont d'au moins 5D. Cela garantit que le taux de blocage local (surface balayée par les pâles

divisée par la section transversale de l'écoulement) reste inférieur à 6%. Dans cette gamme de valeur, le blocage (qui est négligé dans notre modèle) ne devrait donc avoir qu'un impact très limité sur la puissance produite [143], [144]. L'intégration des effets de blocage serait par contre nécessaire pour étudier des configurations plus denses de turbines. La prise en compte de l'effet la turbulence générée par les turbines sur les sillages pourraient également être une piste de développement intéressante pour augmenter la fiabilité du modèle de sillage.

2. L'utilisation d'une grille de cellules contraint les turbines à être placées au centre de chacune d'elle. Cette contrainte empêche de disposer les turbines en quinconce à l'aval d'une ligne où la distance minimale (5D) est déjà atteinte. Une augmentation de la production d'énergie pourrait donc surement être obtenue en enlevant (ou en modifiant) cette contrainte de positionnement. L'utilisation d'un autre type de grille donnant plus de liberté à l'algorithme d'optimisation pourrait être une piste d'amélioration.
3. Les modèles de coûts sélectionnés, utilisés comme données d'entrée pour l'algorithme d'optimisation (pour évaluer les coûts des différents composants du parc d'hydroliennes), ont un fort impact sur la détermination de la configuration optimale. Ces modèles doivent être affinés afin d'accroître la fiabilité des résultats. Il y a en particulier une grande incertitude sur les coûts de la sous-station électrique offshore, les coûts des hubs ainsi que les coûts des opérations de maintenance. Pour les applications opérationnelles, il sera donc nécessaire d'alimenter OPTIFARM avec des données de coûts actualisées fournies par les développeurs de parc d'hydroliennes.
4. La robustesse de la solution finale a été évaluée, d'une part, en utilisant un algorithme d'optimisation supplémentaire (l'algorithme d'optimisation par essaim particulaire a été utilisé pour confirmer les résultats obtenus avec l'algorithme génétique) et, d'autre part, en exécutant plusieurs fois le code d'optimisation pour s'assurer qu'il converge toujours vers un résultat similaire. Malgré ces vérifications, il est difficile de garantir, d'un point de vu mathématique, que les algorithmes *métaheuristiques* utilisés convergent toujours vers la solution optimale.
5. Nous avons calculé la longueur des câbles entre deux nœuds du réseau électrique en considérant un fond marin plat et horizontal. Il serait donc intéressant de prendre en considération l'impact de la morphologie « réelle » du fond marin sur la longueur totale des câbles.

6. Concernant les pertes totales du réseau électrique, il serait utile d'y intégrer les pertes de production dans la chaine de conversion et dans les transformateurs de puissance.
7. La comparaison entre les approches d'optimisation globale et séquentielle a été effectuée en considérant un parc d'hydroliennes de taille réduite. L'approche d'optimisation globale a permis une réduction limitée du coût total d'énergie. Toutefois, pour pouvoir tirer des conclusions générales, il faudrait faire cette comparaison en testant d'autres dimensions de parc.
8. Enfin, des critères de fiabilité pourraient être intégrés dans l'outil d'optimisation afin de tenir compte du temps des réparations associées aux défaillances des turbines et du système de connexion électrique. Cela permettrait de prendre en compte les pertes de revenus causées par l'énergie non fournie pendant le temps de réparation.

Grâce à de nombreux développements réalisés pendant ces trois années, OPTIFARM peut aujourd'hui être utilisé pour aider à la décision lors du design des parcs d'hydroliennes. Cet outil permet de réduire significativement le coût de l'énergie hydrolienne. Malgré les avancées, de nombreuses améliorations peuvent encore être apportées pour augmenter encore la fiabilité d'OPTIFARM. Il y a donc de nombreux travaux passionnants en perspectives à un moment où le déploiement de parc hydroliennes de grandes dimensions est prévu, ce qui devrait permettre, nous l'espérons dans un futur proche, d'enrichir nos connaissances sur les bonnes pratiques en termes de design de parcs hydroliens.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

[1] A.-L. Dubilly et al., “UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVELABLE ? ANALYSES ET OPTIMISATIONS,” ADEME, Angers , France, synthèse technique et synthèse de l’évaluation macro-économique.

[2] A. Mainsant et al., “Trajectoires d’évolution du mix électrique 2020-2060,” ADEME, Synthèse de l’étude.

[3] “Actualités.” https://sciences-en-ligne.net/news/item/157 (accessed Jun. 04, 2020).

[4] A. Rabain, B. Multon, and M. Paillard, “Mais pourquoi diable chercher à convertir des énergies renouvelables en mer ?,” https://www.energiesdelamer.eu/articles/. .

[5] S. E. B. Elghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, “Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and Current Status,” in 2007 IEEE International Electric Machines & Drives Conference, Antalya, May 2007, pp. 1407–1412, doi: 10.1109/IEMDC.2007.383635.

[6] N. Michelet, “Modélisation numérique de l’impact d’hydroliennes sur l’environnement hydrodynamique et sédimentaire du Passage du Fromveur à la pointe Bretagne,” Université de Caen Normandie, LGCE, 2018.

[7] “Energie hydrolienne,” EDF France, Feb. 11, 2015. https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/energies-marines/energie-hydrolienne (accessed Mar. 22, 2019).

[8] “Etat de l’art hydrolien dans le monde et en France | Energies Renouvelables et Environnement.” http://hmf.enseeiht.fr/travaux/bei/beiere/content/etat-de-lart-hydrolien-dans-le-monde-et-en-france (accessed Oct. 01, 2020).

[9] S. W. Funke, P. E. Farrell, and M. D. Piggott, “Tidal turbine array optimisation using the adjoint approach,” Renewable Energy, vol. 63, pp. 658–673, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.09.031.

[10] P. Hou, G. Yang, W. Hu, C. Chen, M. Soltani, and Z. Chen, “Cable Connection Scheme Optimization for Offshore Wind Farm Considering Wake Effect,” in 2018 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC), Rio de Janeiro, Jul. 2018, pp. 1–8, doi: 10.1109/CEC.2018.8477866.

[11] Chen Ning, Huang Ling-Ling, Zhang Hongyue, and Fu Yang, “Optimization of large-scale offshore wind farm electrical collection systems based on improved FCM,” in International

Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012), Hangzhou, China, 2012, pp. 67–67, doi: 10.1049/cp.2012.1785.

[12] Geocaching, "Geocaching - The Official Global GPS Cache Hunt Site." http://www.geocaching.com/ (accessed Apr. 25, 2020).

[13] D. S. Coles, L. S. Blunden, and A. S. Bahaj, "Assessment of the energy extraction potential at tidal sites around the Channel Islands," Energy, vol. 124, pp. 171–186, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.02.023.

[14] R. A. Walters, M. R. Tarbotton, and C. E. Hiles, "Estimation of tidal power potential," Renewable Energy, vol. 51, pp. 255–262, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.09.027.

[15] "Tidal Turbines | Installation & Procurment | Atlantis Resources," SIMEC Atlantis Energy. https://simecatlantis.com/services/turbines/ (accessed Jul. 17, 2019).

[16] "HYDROQUEST OCEAN, 6 mois de fonctionnement continu," CMN Group, Dec. 20, 2019. https://cmn-group.com/hydroquest-ocean-6-mois-de-fonctionnement-continu/ (accessed Jul. 22, 2020).

[17] N. Michelet et al., "Three-dimensional modelling of turbine wake interactions at a tidal stream energy site," Applied Ocean Research, vol. 95, p. 102009, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.apor.2019.102009.

[18] A. K. Sleiti, "Tidal power technology review with potential applications in Gulf Stream," Renewable and Sustainable Energy Reviews, p. 7, 2017.

[19] "MeyGen | Tidal Projects," SIMEC Atlantis Energy. https://simecatlantis.com/projects/meygen/ (accessed Oct. 18, 2019).

[20] A. Roberts, B. Thomas, P. Sewell, Z. Khan, S. Balmain, and J. Gillman, "Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas," Journal of Ocean Engineering and Marine Energy 2, pp. 16, 17, 161, 167.

[21] "MeyGen | Tidal Projects," Atlantis Resources. https://www.atlantisresourcesltd.com/projects/meygen/ (accessed Feb. 05, 2018).

[22] N. MASLOV, "Approche multicritère pour la recherche de site et l'optimisation de technologies d'énergies marines renouvelables," Université de Bretagne occidentale-Brest, IRENAV , Brest, 2015.

[23] P. L. Fraenkel, "Power from marine currents," Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, Dec. 2005, doi: 10.1243/095765002760024782.

[24] W. Musial, S. Butterfield, and B. Ram, "Energy from Offshore Wind," presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2006.

[25] K. Touimi, M. Benbouzid, and P. Tavner, "Tidal stream turbines: With or without a Gearbox?," Ocean Engineering, vol. 170, pp. 74–88, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.oceaneng.2018.10.013.

[26] “Tidal stream planetary gearboxes,” Wikov. https://www.wikov.com/en/mechanical-gearboxes/products/tidal-stream-planetary-gearbox-10314 (accessed Jun. 11, 2020).

[27] O. Dahmani, “Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore,” Nantes, 2014.

[28] B. Robyns et al., “Impact de l’éolien sur le réseau de transport et la qualité de l’énergie,” J3eA, vol. 5, p. 003, 2006, doi: 10.1051/j3ea:20060028.

[29] S. Benelghali, “On multiphysics modeling and control of marine current turbine systems,” Université de Bretagne occidentale-Brest, 2009.

[30] A. Mason, S. Hay, and R. Hodges, “Marine Energy Electrical Architecture Report-1-Landscape-Map-Literature-Review,” CATAPULT Offshore Renewable Energy, Sep. 2015.

[31] A. Collin et al., “Electrical Components for Marine Renewable Energy Arrays: A Techno-Economic Review,” Energies, vol. 10, no. 12, p. 1973, Nov. 2017, doi: 10.3390/en10121973.

[32] L. P. Lazaridis, “Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability,” p. 182.

[33] “NEX_Submarine_neu.pdf.” Accessed: Jul. 22, 2019. [Online]. Available: https://www.nexans.com/Germany/group/doc/en/NEX_Submarine_neu.pdf.

[34] DTOcean Project, “State-of-the-art assessment and specification of data requirements for electrical system architectures,” Fundacion Tecnalia Research & Innovation, University College Cork, National University of Ireland, Cork, Jan. 2014.

[35] “MeyGen | Tidal Projects,” SIMEC Atlantis Energy. https://simecatlantis.com/projects/meygen/ (accessed Nov. 13, 2019).

[36] “Wave energy test site located off the coast of Cornwall,” Wave Hub. https://www.wavehub.co.uk/wave-hub-site (accessed Feb. 05, 2018).

[37] T. Götschl, “Lysekil - Engineering Sciences - Uppsala University, Sweden.” https://www.teknik.uu.se/electricity/research-areas/wave-power/lysekil/ (accessed Apr. 10, 2020).

[38] K. Thorburn, H. Bernhoff, and M. Leijon, “Wave energy transmission system concepts for linear generator arrays,” Ocean Engineering, vol. 31, no. 11–12, pp. 1339–1349, Aug. 2004, doi: 10.1016/j.oceaneng.2004.03.003.

[39] N. B. Negra, J. Todorovic, and T. Ackermann, “Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms,” Electric Power Systems Research, vol. 76, no. 11, pp. 916–927, Jul. 2006, doi: 10.1016/j.epsr.2005.11.004.

[40] M. de Prada, L. Igualada, C. Corchero, O. Gomis-Bellmunt, and A. Sumper, “Hybrid AC-DC Offshore Wind Power Plant Topology: Optimal Design,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 30, no. 4, pp. 1868–1876, Jul. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2354457.

[41] Réseau de Transport d'Electricité (RTE), "Interconnexion électrique France-Espagne." Sep. 2017.

[42] "References | ABB." https://new.abb.com/systems/hvdc/references/jinping---sunan (accessed Apr. 13, 2020).

[43] "References | ABB." https://new.abb.com/systems/hvdc/references/rio-madeira (accessed Apr. 13, 2020).

[44] "Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission - Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies," e-cigre. https://e-cigre.org/publication/492-voltage-source-converter-vsc-hvdc-for-power-transmission---economic-aspects-and-comparison-with-other-ac-and-dc-technologies (accessed Apr. 13, 2020).

[45] C. Walsh, "index," Exceedence. https://exceedence.com/ (accessed Jan. 16, 2020).

[46] R. Vennell, S. W. Funke, S. Draper, C. Stevens, and T. Divett, "Designing large arrays of tidal turbines: A synthesis and review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 41, pp. 454–472, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.08.022.

[47] O. A. Lo Brutto, J. Thiébot, S. S. Guillou, and H. Gualous, "A semi-analytic method to optimize tidal farm layouts – Application to the Alderney Race (Raz Blanchard), France," Applied Energy, vol. 183, pp. 1168–1180, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.059.

[48] D. Coles, S. Kramer, M. Piggott, A. Avdis, and A. Angeloudis, "Optimisation of tidal stream turbine arrays within the Alderney Race," May 2018, doi: 10.17605/OSF.IO/7ERXB.

[49] A. Avdis, M. Piggott, and S. Kramer, "Competition effects between nearby tidal turbine arrays - optimal design for Alderney Race." Nov. 22, 2019, doi: 10.6084/m9.figshare.10766180.v1.

[50] S. W. Funke, S. C. Kramer, and M. D. Piggott, "Design optimisation and resource assessment for tidal-stream renewable energy farms using a new continuous turbine approach," Renewable Energy, vol. 99, pp. 1046–1061, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.07.039.

[51] Z. Ren, Y. Wang, H. Li, X. Liu, Y. Wen, and W. Li, "A Coordinated Planning Method for Micrositing of Tidal Current Turbines and Collector System Optimization in Tidal Current Farms," IEEE Trans. Power Syst., vol. 34, no. 1, pp. 292–302, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2865310.

[52] "Wind resource assessment | WindFarmer: Analyst," DNV GL. https://www.dnvgl.com/services/wind-resource-assessment-software-windfarmer-analyst-3766 (accessed Jan. 15, 2020).

[53] "windPRO," EMD International, Jul. 30, 2018. https://www.emd.dk/windpro/ (accessed Jan. 15, 2020).

[54] "WindFarm : Wind Energy Software : Wind Farm Software for Designing, Visualising and Optimising Wind Farms." http://www.resoft.co.uk/English/index.htm (accessed Jan. 15, 2020).

[55] "Software | NWTC Information Portal." https://nwtc.nrel.gov/Software (accessed Jan. 17, 2020).

[56] O. Dahmani, S. Bourguet, M. Machmoum, P. Guerin, P. Rhein, and L. Josse, “Optimization of the Connection Topology of an Offshore Wind Farm Network,” IEEE Systems Journal, vol. 9, no. 4, pp. 1519–1528, Dec. 2015, doi: 10.1109/JSYST.2014.2330064.

[57] J. S. González, Á. G. G. Rodríguez, J. C. Mora, M. Burgos Payán, and J. R. Santos, “Overall design optimization of wind farms,” Renewable Energy, vol. 36, no. 7, pp. 1973–1982, Jul. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.10.034.

[58] P.-E. Réthoré, P. Fuglsang, G. C. Larsen, T. Buhl, T. J. Larsen, and H. A. Madsen, “TOPFARM: Multi-fidelity optimization of wind farms,” Wind Energy, vol. 17, no. 12, pp. 1797–1816, Dec. 2014, doi: 10.1002/we.1667.

[59] “Openwind,” UL | Renewables. https://aws-dewi.ul.com/software/openwind/ (accessed Jan. 16, 2020).

[60] “Meteodyn WT - Logiciel d’estimation de la ressource éolienne,” Meteodyn. https://meteodyn.com/logiciels/meteodyn-wt-cfd-modelisation-vent-parc-eolien-atlas/ (accessed Jan. 16, 2020).

[61] “Wind & Economy: Offshore Wind Farm Development and Optimisation.” https://wind-and-economy.com/strategic-optimisation-software/offshore-wind-farm-optimisation/ (accessed Jan. 15, 2020).

[62] E. T. G. Bot, “FarmFlow validation against full scale wind farms,” ECN, ECN-E--15-045, Aug. 2015.

[63] “EOLFI | STATIONIS, logiciel de conception d’une ferme éolienne flottante.” https://www.eolfi.com/fr/expertises/eolfi-recherche-developpement/stationis (accessed Jan. 14, 2020).

[64] Industrie-techno, “Hydroquest annonce la mise en service de son hydrolienne marine à double axe vertical,” Jul. 2019, Accessed: Apr. 16, 2020. [Online]. Available: /article/hydroquest-annonce-la-mise-en-service-de-son-hydrolienne-marine-a-double-axe-vertical.56695.

[65] “Courants de marée 3D - Fromveur (Île d’Ouessant) - Courants de marée - Aménagement.” https://diffusion.shom.fr/pro/amenagement/courants-de-maree/courant-3d-fromveur.html (accessed Mar. 28, 2019).

[66] J. Thiébot, P. Bailly du Bois, and S. Guillou, “Numerical modeling of the effect of tidal stream turbines on the hydrodynamics and the sediment transport – Application to the Alderney Race (Raz Blanchard), France,” Renewable Energy, vol. 75, pp. 356–365, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.10.021.

[67] O. A. LO BRUTTO, “Energy management in a tidal farm. Application to the Alderney Race (Raz Blanchard),” Université de Caen Normandie, LUSAC-Cherbourg, 2016.

[68] L. J. Vermeer, J. N. Sørensen, and A. Crespo, “Wind turbine wake aerodynamics,” Progress in Aerospace Sciences, vol. 39, no. 6–7, pp. 467–510, Aug. 2003, doi: 10.1016/S0376-0421(03)00078-2.

[69] P. E. J. Vermeulen, “An experimental analysis of wind turbine wakes,” in BHRA Fluid Engineering, Lyngby, Denmark, Aug. 1980, pp. 431–450, doi: 1980wes..symp..431V.

[70] A. S. Bahaj, A. F. Molland, J. R. Chaplin, and W. M. J. Batten, “Power and thrust measurements of marine current turbines under various hydrodynamic flow conditions in a cavitation tunnel and a towing tank,” Renewable Energy, vol. 32, no. 3, pp. 407–426, Mar. 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.01.012.

[71] T. Stallard, R. Collings, T. Feng, and J. Whelan, “Interactions between tidal turbine wakes: experimental study of a group of three-bladed rotors,” Proc. R. Soc. A, vol. 371, no. 1985, p. 20120159, Feb. 2013, doi: 10.1098/rsta.2012.0159.

[72] A. Olczak, T. Stallard, T. Feng, and P. K. Stansby, “Comparison of a RANS blade element model for tidal turbine arrays with laboratory scale measurements of wake velocity and rotor thrust,” Journal of Fluids and Structures, vol. 64, pp. 87–106, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.jfluidstructs.2016.04.001.

[73] J. McNaughton, I. Afgan, D. D. Apsley, S. Rolfo, T. Stallard, and P. K. Stansby, “A simple sliding-mesh interface procedure and its application to the CFD simulation of a tidal-stream turbine: SLIDING-MESH INTERFACE FOR CFD SIMULATION OF A TIDAL-STREAM TURBINE,” Int. J. Numer. Meth. Fluids, vol. 74, no. 4, pp. 250–269, Feb. 2014, doi: 10.1002/fld.3849.

[74] I. Afgan, J. McNaughton, S. Rolfo, D. D. Apsley, T. Stallard, and P. Stansby, “Turbulent flow and loading on a tidal stream turbine by LES and RANS,” International Journal of Heat and Fluid Flow, vol. 43, pp. 96–108, Oct. 2013, doi: 10.1016/j.ijheatfluidflow.2013.03.010.

[75] U. Ahmed, D. D. Apsley, I. Afgan, T. Stallard, and P. K. Stansby, “Fluctuating loads on a tidal turbine due to velocity shear and turbulence: Comparison of CFD with field data,” Renewable Energy, vol. 112, pp. 235–246, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.05.048.

[76] D. D. Apsley, T. Stallard, and P. K. Stansby, “Actuator-line CFD modelling of tidal-stream turbines in arrays,” J. Ocean Eng. Mar. Energy, vol. 4, no. 4, pp. 259–271, Nov. 2018, doi: 10.1007/s40722-018-0120-3.

[77] J. Schluntz and R. H. J. Willden, “An actuator line method with novel blade flow field coupling based on potential flow equivalence: An actuator line method with novel blade flow field coupling,” Wind Energ., vol. 18, no. 8, pp. 1469–1485, Aug. 2015, doi: 10.1002/we.1770.

[78] J. N. Sørensen and W. Z. Shen, “Numerical Modeling of Wind Turbine Wakes,” Journal of Fluids Engineering, vol. 124, no. 2, pp. 393–399, Jun. 2002, doi: 10.1115/1.1471361.

[79] F. Porté-Agel, Y.-T. Wu, H. Lu, and R. J. Conzemius, “Large-eddy simulation of atmospheric boundary layer flow through wind turbines and wind farms,” Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 99, no. 4, pp. 154–168, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.jweia.2011.01.011.

[80] M. H. Baba-Ahmadi and P. Dong, “Numerical simulations of wake characteristics of a horizontal axis tidal stream turbine using actuator line model,” Renewable Energy, vol. 113, pp. 669–678, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.06.035.

[81] N. O. Jensen, “A note on wind generator interaction,” Risø National Laboratory, Rosklide, Denmark, Technical Report Risø-M-2411, Nov. 1983.

[82] G. C. Larsen and R. N. Laboratory, “A Simple Wake Calculation Procedure,” p. 54.

[83] U. Nienhuis, “Analyses of thruster effiectivity for dynamic positioning and low speed manoeuvring,” University of Technology, Delft.

[84] M. Palm, R. Huijsmans, M. Pourquie, and A. Sijtstra, “Simple Wake Models for Tidal Turbines in Farm Arrangement,” in 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering: Volume 3, Shanghai, China, 2010, pp. 577–587, doi: 10.1115/OMAE2010-20966.

[85] C.-H. Jo, J.-H. Lee, Y.-H. Rho, and K.-H. Lee, “Performance analysis of a HAT tidal current turbine and wake flow characteristics,” Renewable Energy, vol. 65, pp. 175–182, May 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.08.027.

[86] H. Yazicioglu, K. M. M. Tunc, M. Ozbek, and T. Kara, “Simulation of electricity generation by marine current turbines at Istanbul Bosphorus Strait,” Energy, vol. 95, pp. 41–50, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2015.11.038.

[87] O. A. Lo Brutto, V. T. Nguyen, S. S. Guillou, J. Thiébot, and H. Gualous, “Tidal farm analysis using an analytical model for the flow velocity prediction in the wake of a tidal turbine with small diameter to depth ratio,” Renewable Energy, vol. 99, pp. 347–359, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.07.020.

[88] S. Pookpunt and W. Ongsakul, “Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients,” Renewable Energy, vol. 55, pp. 266–276, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.12.005.

[89] A. Emami and P. Noghreh, “New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms,” Renewable Energy, vol. 35, no. 7, pp. 1559–1564, Jul. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.11.026.

[90] M. Dansoko, “Modélisation et commande non linéaire des hydroliennes couplées à un réseau électrique,” Université Paris-Nord-Paris XIII, 2014.

[91] J. Duncan Glover, S. S. Mulukutla, and J. O. Thomas, Power system analysis design. .

[92] J. L. LILIEN, “Transport et Distribution de l’Énergie Electrique – Manuel de travaux pratiques,” Université de Liège, 1999.

[93] M. Zubiaga, G. Abad, J. A. Barrena, S. Aurtenetxea, and A. Carcar, “Spectral analysis of a transmission system based on AC submarine cables for an offshore wind farm,” in 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, Porto, Nov. 2009, pp. 871–876, doi: 10.1109/IECON.2009.5415033.

[94] P. JEANNIN and J. CARPENTIER, “Réseaux de puissance - Méthodes de résolution des équations,” Ref : TIP301WEB - “Conversion de l’énergie électrique,” Sep. 10, 1994. https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/42258210-reseaux-electriques-lineaires/download/d1120/reseaux-de-puissance.html (accessed Jun. 22, 2020).

[95] A. BENCHEIKH and A. DEROUICHE, “Etude de l’écoulement de puissance sur un réseau électrique en présence des systèmes FACTS,” KASDI MERBAH OUARGLA, OUARGLA, ALGERIE, 2016.

[96] William. Tinney and C. Hart, “Power Flow Solution by Newton’s Method,” IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst., vol. PAS-86, no. 11, pp. 1449–1460, Nov. 1967, doi: 10.1109/TPAS.1967.291823.

[97] E. Segura, R. Morales, and J. Somolinos, “Cost Assessment Methodology and Economic Viability of Tidal Energy Projects,” Energies, vol. 10, no. 11, p. 1806, Nov. 2017, doi: 10.3390/en10111806.

[98] J. Serrano Gonzalez, M. Burgos Payan, and J. M. Riquelme Santos, “An improved evolutive algorithm for large offshore wind farm optimum turbines layout,” in 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Jun. 2011, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2011.6019366.

[99] J. Rebled Lluch, R. Teixeira Pinto, and O. Gomis Bellmunt, “Power transmission systems for offshore wind farms: technical-economic analysis,” Uiversitat Politecnica de Catalunya Barcelonatech, 2015.

[100] S. Lundberg, “Performance comparison of wind park configurations,” School of Electrical Engineering. Chalmers University of Technology, Sweden, Technical Report 30R, 2003.

[101] M. Nandigam and S. K. Dhali, “Optimal design of an offshore wind farm layout,” in 2008 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Ischia, Italy, Jun. 2008, pp. 1470–1474, doi: 10.1109/SPEEDHAM.2008.4581308.

[102] F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, P. Regulski, and V. Terzija, “Optimal Electric Network Design for a Large Offshore Wind Farm Based on a Modified Genetic Algorithm Approach,” IEEE Systems Journal, vol. 6, no. 1, pp. 164–172, Mar. 2012, doi: 10.1109/JSYST.2011.2163027.

[103] A. Mason, R. Driver, S. Hay, and R. Hodges, “Marine Energy Electrical Architecture. Optimum-Electrical-Array-Architectures,” ORE Catapult, UK, Technical Report 3, Sep. 2015.

[104] M. Zubiaga, G. Abad, J. A. Barrena, S. Aurtenetxea, and A. Cárcar, “Evaluation and selection of AC transmission lay-outs for large offshore wind farms.,” p. 10.

[105] S. Lundberg, “Performance comparison of wind park configura- tions,” p. 214.

[106] “Classification des problèmes d’optimisation [Optimisation].” https://nte.mines-albi.fr/Optimisation/co/OIntro_Classification.html (accessed Jul. 08, 2020).

[107] P. Carpentier and G. Cohen, Décomposition-coordination en optimisation déterministe et stochastique, vol. 81. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.

[108] J.-K. Hao, P. Galinier, and M. Habib, “Méthaheuristiques pour l’optimisation combinatoire et l’affectation sous contraintes,” no. 1999, p. 39, 1999.

[109] Y. Bouzoubaa, “Méthodes exactes et heuristiques pour l’optimisation de l’agencement d’un logement: application aux situations de handicap,” p. 227.

[110] "IEEE Xplore Book Abstract - Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence." https://ieeexplore.ieee.org/book/6267401 (accessed Jul. 10, 2020).

[111] S. A. Grady, M. Y. Hussaini, and M. M. Abdullah, "Placement of wind turbines using genetic algorithms," Renewable Energy, vol. 30, no. 2, pp. 259–270, Feb. 2005, doi: 10.1016/j.renene.2004.05.007.

[112] R. Eberhart and J. Kennedy, "A new optimizer using particle swarm theory," in MHS'95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science, Nagoya, Japan, 1995, pp. 39–43, doi: 10.1109/MHS.1995.494215.

[113] A. E. Dor, "Perfectionnement des algorithmes d'optimisation par essaim particulaire: applications en segmentation d'images et en électronique," p. 149.

[114] G. Dumas, J. Nadel, R. Soussignan, J. Martinerie, and L. Garnero, "Inter-Brain Synchronization during Social Interaction," PLoS ONE, vol. 5, no. 8, p. e12166, Aug. 2010, doi: 10.1371/journal.pone.0012166.

[115] Y. Shi and R. Eberhart, "A modified particle swarm optimizer," in 1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence (Cat. No.98TH8360), Anchorage, AK, USA, 1998, pp. 69–73, doi: 10.1109/ICEC.1998.699146.

[116] H. Borhanazad, S. Mekhilef, V. Gounder Ganapathy, M. Modiri-Delshad, and A. Mirtaheri, "Optimization of micro-grid system using MOPSO," Renewable Energy, vol. 71, pp. 295–306, Nov. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.05.006.

[117] T. Knudsen, T. Bak, and M. Svenstrup, "Survey of wind farm control—power and fatigue optimization," Wind Energ., vol. 18, no. 8, pp. 1333–1351, Aug. 2015, doi: 10.1002/we.1760.

[118] P. Stansby and T. Stallard, "Fast optimisation of tidal stream turbine positions for power generation in small arrays with low blockage based on superposition of self-similar far-wake velocity deficit profiles," Renewable Energy, vol. 92, pp. 366–375, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.02.019.

[119] G. Mosetti, C. Poloni, and B. Diviacco, "Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm," Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 51, no. 1, pp. 105–116, 1994.

[120] Y. Chen, H. Li, K. Jin, and Q. Song, "Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines," Energy Conversion and Management, vol. 70, pp. 56–65, Jun. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.02.007.

[121] O. A. Lo Brutto, J. Thiébot, S. S. Guillou, and H. Gualous, "A semi-analytic method to optimize tidal farm layouts – Application to the Alderney Race (Raz Blanchard), France," Applied Energy, vol. 183, pp. 1168–1180, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.059.

[122] A. C. Pillai, J. Chick, L. Johanning, and M. Khorasanchi, “Offshore wind farm layout optimization using particle swarm optimization,” Journal of Ocean Engineering and Marine Energy, vol. 4, no. 1, pp. 73–88, Feb. 2018, doi: 10.1007/s40722-018-0108-z.

[123] P. Hou, W. Hu, M. Soltani, and Z. Chen, “Optimized Placement of Wind Turbines in Large-Scale Offshore Wind Farm Using Particle Swarm Optimization Algorithm,” IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 6, no. 4, pp. 1272–1282, Oct. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2429912.

[124] N. B. Negra, O. Holmstrom, B. Bak-Jensen, and P. Sorensen, “Aspects of Relevance in Offshore Wind Farm Reliability Assessment,” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 1, pp. 159–166, Mar. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.889610.

[125] A. Ghaedi, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Moeini-Aghtaie, and M. Othman, “Reliability evaluation of a composite power system containing wind and solar generation,” in 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), Jun. 2013, pp. 483–488, doi: 10.1109/PEOCO.2013.6564597.

[126] O. Dahmani, S. Bourguet, M. Machmoum, P. Guerin, P. Rhein, and L. Josse, “Optimization and Reliability Evaluation of an Offshore Wind Farm Architecture,” IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8, no. 2, pp. 542–550, Apr. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2609283.

[127] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, “Generation Ratio Availability Assessment of Electrical Systems for Offshore Wind Farms,” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 3, pp. 755–763, Sep. 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.881391.

[128] F. Spinato, P. J. Tavner, G. J. W. van Bussel, and E. Koutoulakos, “Reliability of wind turbine subassemblies,” IET Renewable Power Generation, vol. 3, no. 4, p. 387, 2009, doi: 10.1049/iet-rpg.2008.0060.

[129] P. Hou, W. Hu, and Z. Chen, “Optimisation for offshore wind farm cable connection layout using adaptive particle swarm optimisation minimum spanning tree method,” IET Renewable Power Generation, vol. 10, no. 5, pp. 694–702, May 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0340.

[130] Z. Chen, C. Chen, W. Hu, and P. Hou, “Optimisation of offshore wind farm cable connection layout considering levelised production cost using dynamic minimum spanning tree algorithm,” IET Renewable Power Generation, vol. 10, no. 2, pp. 175–183, Feb. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0052.

[131] E. Fakhri, J. Thiebot, H. Gualous, M. Machmoum, and S. Bourguet, “Overall Tidal Farm Optimal Design – Application to the Alderney Race and the Fromveur Strait (France),” Applied Ocean Research, 2020.

[132] P. Mycek, B. Gaurier, G. Germain, G. Pinon, and E. Rivoalen, “Experimental study of the turbulence intensity effects on marine current turbines behaviour. Part I: One single turbine,” Renewable Energy, vol. 66, pp. 729–746, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.12.036.

[133] E. Fakhri, J. Thiebot, S. Bourguet, M. Machmoum, and H. GUALOUS, “Optimization of Marine Current Turbines Arrangement Using a Genetic AlgorithmApplication to the Fromveur Strait

(France),” in 2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Jun. 2020, pp. 1057–1061, doi: 10.1109/ISIE45063.2020.9152457.

[134] T. Vallée and Y. Murat, “Présentation des algorithmes génétiques et de leurs applications en économie,” Technical Report, May 2004.

[135] E. Fakhri, S. Bourguet, J. Thiébot, M. MACHMOUM, and H. GUALOUS, “Optimization of the electrical connection topology of a tidal farm network,” presented at the 3rd International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering, Lisbon , Portugal, Aug. 2020.

[136] J. Thomson, B. Polagye, V. Durgesh, and M. C. Richmond, “Measurements of Turbulence at Two Tidal Energy Sites in Puget Sound, WA,” IEEE Journal of Oceanic Engineering, vol. 37, no. 3, pp. 363–374, Jul. 2012, doi: 10.1109/JOE.2012.2191656.

[137] M. Thiébaut et al., “A comprehensive assessment of turbulence at a tidal-stream energy site influenced by wind-generated ocean waves,” Energy, vol. 191, p. 116550, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116550.

[138] Y. Dai, Z. Ren, K. Wang, W. Li, Z. Li, and W. Yan, “Optimal Sizing and Arrangement of Tidal Current Farm,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 9, no. 1, pp. 168–177, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2719042.

[139] C. Moles et al., Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050. 2014.

[140] “Submarine – General Cable®.” https://www.generalcable.com/eu/en/products-solutions/submarine (accessed Sep. 09, 2020).

[141] “Submarine High Voltage Cables - Nexans.” https://www.nexans.fr/eservice/France-fr_FR/navigate_325956/Submarine_High_Voltage_Cables.html# (accessed Sep. 09, 2020).

[142] ABB, “xlpe submarine cable systems.pdf.” https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf (accessed Sep. 09, 2020).

[143] T. Y. Chen and L. R. Liou, “Blockage corrections in wind tunnel tests of small horizontal-axis wind turbines,” Experimental Thermal and Fluid Science, Apr. 2011, doi: 10.1016/J.EXPTHERMFLUSCI.2010.12.005.

[144] N. Kolekar and A. Banerjee, “Performance characterization and placement of a marine hydrokinetic turbine in a tidal channel under boundary proximity and blockage effects,” Applied Energy, vol. 148, pp. 121–133, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.03.052.

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Différentes filières d'énergies marines renouvelables [3]. 12

Figure 2. La carte du potentiel hydrolien mondial [8]. 13

Figure 3. Structure fonctionnelle d'OPTIFARM. 15

Figure 1.1. Architecture générale d'une chaine de production d'énergie hydrolienne. 18

Figure 1.2. Explication du phénomène de mortes eaux/vives eaux en lien avec la position de la Lune et du Soleil par rapport à la Terre [8]. 19

Figure 1.3. Vitesse maximale du courant de marée moyennée sur la verticale (exprimée en nœuds, 1 nœud=0,51 m/s-1) en période de vives-eaux moyennes en pointe Bretagne et en Manche [6]. 20

Figure 1.4. Profondeur par rapport au niveau d'eau moyen dans l'archipel de Molène et d'Ouessant [6]. 21

Figure 1.5. Hydroliennes à flux axial à gauche et à flux transverse à droite [16]. 22

Figure 1.6. Turbine Atlantis AR1500. 24

Figure 1.7. Turbine Andritz Hydro Hammerfest. 24

Figure 1.8. Turbine Sabella D10. 25

Figure 1.9. Modèle réduit d'hydrolienne de technologie OpenHydro sur un site de test [Source : OpenHydro]. 25

Figure 1.10. Turbine à axe vertical libre. Projet Harvest [18]. 26

Figure 1.11. Turbine à axe vertical carénée. Projet Blue Energy [18]. 26

Figure 1.12. Turbine à axe vertical carénée à quatre rotors. Projet OceanQuest [12]. 26

Figure 1.13. Structure porteuses pour hydroliennes [19]. 27

Figure 1.14. Multiplicateurs de vitesse industriels pour : (a) le démonstrateur TGL EMEC ; (b) les turbines du projet MeyGen et (c) la turbine MCT SeaGen [21], [22]. 29

Figure 1.15. Structure de la chaine de conversion d'une hydrolienne utilisant une génératrice asynchrone à cage d'écureuil. 30

Figure 1.16. Structure de la chaine de conversion d'une hydrolienne utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation [24]. 30

Figure 1.17. Structure de la chaine de conversion d'une hydrolienne utilisant une génératrice synchrone à aimant permanent. 31

Figure 1.18. Configuration générale de l'architecture électrique d'un parc d'hydroliennes. 32

Figure 1.19. Connecteur à contact humide (Wet mate) 33

Figure 1.20. Connecteur à contact sec (Dry mate) 36 KV [Hydro Group]. 33

Figure 1.21. Exemples de connecteurs disponibles dans l'industrie des EMRs. (a) Connecteur à contact sec. (b) Connecteur à contact humide [27]. La zone ombrée indique les exigences attendues des connecteurs pour le réseau du système de collection et de transmission. 34

Figure 1.22. Inventaire des câble sous-marins utilisés dans le monde. 35

Figure 1.23. Câble sous-marin moyenne tension (36 KV) à isolation d'XLPE [29]. 36

Figure 1.24. Protection par matelas et sacs en béton [30]. 37

Figure 1.25. Illustration du projet Wave Hub [32]. 38

Figure 1.26. Sous station électrique offshore développé par l'université Uppsala dans le cadre du projet Lysekil [33] 39

Figure 1.27. Sous-station électrique offshore [source : STX France]. 40

Figure 1.28. Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°1 où chaque hydrolienne est connectée directement au point de livraison terrestre. 41

Figure 1.29. Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°2 où un seul câble de transmission est déployé du parc au point de livraison terrestre. 41

Figure 1.30. . Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°3 où un câble est déployé entre chaque groupe de turbines et le point de livraison terrestre. 42

Figure 1.31. Illustration de la topologie de connexion du système de collection n°4 où les connexions des différents groupes de turbines sont effectuées avec un seul câble entre le parc et le point de livraison terrestre. 42

Figure 1.32. Illustration de la topologie de connexion n°1 avec un système de collection et de transmission en DC. 44

Figure 1.33. Illustration de la topologie de connexion n°2 avec un système de collection et de transmission en AC. 45

Figure 1.34. Illustration de la topologie de connexion n°3 avec un système de collection en AC et un système de transmission en HVAC. 45

Figure 1.35. Topologie de connexion globale n°4 3 avec un système de collection en AC et un système de transmission en HVDC. 46

Figure 1.36. Démonstrateur hydrolien marin développé dans le cadre du projet OceanQuest (source HYDROQUEST). 50

Figure 1.37. Illustration du concept de modularité sur un même site (source HYDROQUEST). 51

Figure 1.38. Image prise lors de l'installation de l'hydrolienne OCEANQUEST sur le site d'essai de Paimpol Bréhat [60]. 52

Figure 1.39. Structure fonctionnelle d'OPTIFARM. 53

Figure 2.1. Fréquences d'occurrence (en %) des vitesses de courants de marée représentatives du passage du Fromveur. 58

Figure 2.2. Fréquences d'occurrence (en %) des vitesses de courants de marée représentatives du Raz-Blanchard. 59

Figure 2.3: Turbulence dans le sillage d'une hydrolienne. 60

Figure 2.4. Différentes représentations CFD d'une turbine : (a) géométrie résolue ; (b) disque actuateur ; (c) lignes d'action [72]. 62

Figure 2.5. Vue schématique du modèle de Jensen [80]. 64

Figure 2.6. Elargissement du sillage à l'aval d'une hydrolienne (D=18m et $I0$=11%). 64

Figure 2.7. Interférence entre les sillages des hydroliennes situées en amont (H21 et H22) et une turbine située en aval. 65

Figure 2.8. Zone d'interférence entre le sillage d'une turbine amont et celui d'une turbine aval [84]. 66

Figure 2.9. Caractéristiques de la courbe de puissance d'une hydrolienne. 70

Figure 2.10. Courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation des pales de la turbines (stratégie MPPT). 71

Figure 2.11. Schéma équivalent d'une phase d'un transformateur [87]. 72

Figure 2.12. Schéma équivalent d'une phase du transformateur ramené au primaire. 72

Figure 2.13. Représentation, par une cellule en π d'une liaison d'un réseau de puissance. 73

Figure 2.14. Les différents coûts considérés par l'outil d'optimisation pour évaluer le coût d'investissement du parc d'hydroliennes. 78

Figure 2.15. Répartition des principaux éléments à l'intérieur de la nacelle [93]. 79

Figure 2.16. Evolution des coûts des fondations par MW en fonction de la profondeur. 82

Figure 2.17. Evolution des coûts des câbles MT (6kV, 11kV, 22kV et 33kV) et HT (132V, 220kV et 245kV) en fonction de la puissance apparente. 83

Figure 2.18. Evolution du coût des hubs (fixe et flottant) en fonction de la puissance apparente. 85

Figure 2.19. Evolution du coût d'un transformateur en fonction sa puissance apparente. 86

Figure 2.20. Evolution du coût d'une armoire de protection électrique en fonction de la tension nominale. . 87

Figure 2.21. Evolution du coût d'une plateforme en mer en fonction de la puissance nominale des transformateurs. 88

Figure 2.22. Evolution du coût des équipements de compensation de l'énergie réactive en fonction de la puissance réactive totale à compenser. 89

Figure 3.1. Extremums global et local d'une fonction F. 95

Figure 3.2. Illustration de la notion de Population, d'Individu, de Chromosome et de Gène. 99

Figure 3.3. Principe de fonctionnement d'un algorithme génétique. 99

Figure 3.4. Exemple de croissement sur deux sites décalés. 101

Figure 3.5. Exemple d'application des opérateurs de sélection de croisement et de mutation. 101

Figure 3.6. Vol en « V » des oiseaux migrateurs [110]. 102

Figure 3.7. Principe de déplacement d'une particule dans l'espace de recherche de solutions. 103

Figure 3.8. Approche d'optimisation séquentielle développée. 108

Figure 3.9. Discrétisation de la surface du parc en une grille de cellules. 112

Figure 3.10. Structure de l'individu généré par l'algorithme d'optimisation. 113

Figure 3.11. Exemple de décodage d'un individu généré par l'algorithme d'optimisation. 114

Figure 3.12. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation supérieur, utilisant un algorithme génétique..... 115

Figure 3.13. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation supérieur, utilisant un algorithme d'optimisation par essaims particulaires..... 116

Figure 3.14. Structure générale de la matrice de connexion..... 117

Figure 3.15. Structure générale de l'individu généré par l'algorithme d'optimisation du niveau inférieur. . 118

Figure 3.16. Structure de parc de quatorze hydroliennes utilisées comme exemple. 119

Figure 3.17. Exemple d'individu généré par l'algorithme d'optimisation. 120

Figure 3.18. Structure générale de la matrice de connexion pour l'exemple traité..... 120

Figure 3.19. Matrice de connexion représentative de l'espace de recherche de solutions réduit. 121

Figure 3.20. Construction de la sous-matrice matrice $AH - H$..... 122

Figure 3.21. Construction de la topologie de connexion inter-hydroliennes de l'exemple étudié. 122

Figure 3.22. Positionnement du PCEO dans le parc d'hydroliennes pour l'exemple étudié..... 123

Figure 3.23. Construction de la sous-matrice $AH - PCEO$..... 124

Figure 3.24. Construction de la topologie de connexion entre le PCEO et les groupes d'hydroliennes. 124

Figure 3.25. Construction de la sous-matrice de connexion $APCEO - PL$..... 126

Figure 3.26. Raccordement du PCEO au Point de livraison terrestre..... 126

Figure 3.27. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation inférieur, utilisant un algorithme génétique..... 128

Figure 3.28. Méthode d'optimisation appliquée au niveau d'optimisation inférieur, utilisant un algorithme d'optimisation par essaim particulaire..... 129

Figure 3.29. Structure générale de l'individu généré par l'algorithme, pour l'optimisation globale de l'architecture du parc d'hydroliennes. 130

Figure 4.1. Courbe de puissance de la turbine..... 134

Figure 4.2. Courbes Cp et Ct. TSR est le Tip Speed Ratio définie par l'équation 2.21. 135

Figure 4.3. Positions optimisées des turbines dans le parc – Raz-Blanchard (cas (RB 10), cas (RB 7), cas RB5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), cas (PF 7) et cas (PF 5))..... 139

Figure 4.4. Production annuelle moyennes des turbines placées dans les rangées gauches et droite du domaine. 140

Figure 4.5. Fréquences d'occurrences des vitesses des courants de marée lors du courant du flot et de jusant. (a) Passage du Fromveur. (b) Raz-Blanchard..... 140

Figure 4.6. Production individuelle de chaque turbine dans le parc pour les six scénarios étudiés. 141

Figure 4.7. Positions et topologies de connexion électriques optimales optimisées – Raz-Blanchard (cas (RB 10), cas (RB 7), cas RB5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), cas (PF 7) et cas (PF 5)). 143

Figure 4.8. Convergence de la fonction objectif du niveau d'optimisation supérieur ($F1$) utilisant un algorithme génétique et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire, pour les deux sites étudiés et pour différentes

tailles de parc : Raz-Blanchard (cas (RB 10), (RB 7) et (RB 5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), (PF 7) et (PF 5)). 145

Figure 4.9. Convergence de la fonction objectif du niveau d'optimisation inférieur ($F2$) utilisant un algorithme génétique (GA) et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire (PSO), pour les deux sites étudiés et pour différentes tailles de parc : Raz-Blanchard (cas (RB 10), (RB 7) et (RB 5)) et Passage du Fromveur (cas (PF 10), (PF 7) et (PF 5)). 146

Figure 4.10. Configuration générale de l'architecture électrique. (a) Dans le cas où le PCEO est un hub flottant et (b) dans le cas où le PCEO est une sous-station électrique offshore. 148

Figure 4.11. Organisation des graphiques représentés dans la figure 4.12. 150

Figure 4.12. Evolution du coût de production d'énergie ($F2$) en fonction de la distance au point de livraison terrestre, utilisant un hub et une SSEO, pour les 3 niveaux de tension du système de collection (11 kV, 22kV et 33kV) et pour les 3 puissances installées du parc (67.5 MW, 54 MW et 33 MW). 153

Figure 4.13. Energie perdue annuellement dans les câbles du système de transmission en (%). Quand le PCEO est un hub pour chaque capacité installée de parc (33 MW, 54 MW et 67.5 MW) et pour chaque niveau de tension du système de collection. 154

Figure 4.14. Position du centre du parc situé dans le passage du Fromveur. 155

Figure 4.15. Topologie de connexion électrique optimale pour un raccordement du parc aux côtes du Finistère. 157

Figure 4.16. Topologie de connexion électrique optimale pour un raccordement du parc à l'île d'Ouessant. 157

Figure 4.17. Architecture du parc d'hydroliennes utilisant une approche d'optimisation séquentielle. 159

Figure 4.18. Architecture du parc d'hydroliennes utilisant une approche d'optimisation globale. 160

ANNEXES

ANNEXE A

Tableau A.1. Normalisation des sections de câbles et de puissances de transformateur.

Composant	Valeurs standardisées
Câbles MT (mm^2)	95 120 150 185 240 300 400 500 630 800 1000
Câbles HT (mm^2)	185 240 300 400 500 630 800 1000
Transformateur (MVA)	10 25 40 50 100 125 150 180 200

Tableau A.2. Données des jeux de barres du réseau électrique illustré sur la figure 3.26.

Bus	**Type**
PCEO	Slack bus (nœud de référence)
Les bus 1 à 14	PQ Bus avec P=-1.5 MW et Q=0 Mvar

Tableau A.3. Données des lignes du réseau électrique illustré sur la figure 3.26.

Du bus n°	**Au bus n°**	**R (p.u)**	**X (p.u)**	**C (p.u)**
1	2	0,011	0,009	$5{,}32.10^{-6}$
2	3	0,011	0,009	$5{,}32.10^{-6}$
3	PCEO	0,021	0,018	$1{,}06.10^{-5}$
4	7	0,017	0,014	$8{,}41.10^{-6}$
4	8	0,017	0,014	$8{,}41.10^{-6}$
5	6	0,011	0,009	$5{,}32.10^{-6}$
6	PCEO	0,008	0,006	$3{,}76.10^{-6}$
7	PCEO	0,008	0,006	$3{,}76.10^{-6}$
9	10	0,011	0,009	$5{,}32.10^{-6}$
10	13	0,022	0,019	$1{,}10.10^{-5}$
10	PCEO	0,005	0,005	$2{,}66.10^{-6}$
11	PCEO	0,012	0,010	$5{,}95.10^{-6}$
12	13	0,011	0,009	$5{,}32.10^{-6}$

Tableau A.4. Etat du réseau électrique du réseau électrique illustré sur la figure 3.26, obtenus par la méthode de Newton-Raphson.

	Tension		**Injection de puissance**	
Bus	Amplitude (p.u)	Angle (°)	P (MW)	Q (kvar)
PCEO	1,0600	0,000	-20,984	-0,006
1	1,0614	0,062	1,5	0
2	1,0612	0,056	1,5	0
3	1,0609	0,042	1,5	0
4	1,0608	0,037	1,5	0
5	1,0604	0,017	1,5	0
6	1,0602	0,010	1,5	0
7	1,0603	0,015	1,5	0
8	1,0610	0,048	1,5	0
9	1,0605	0,024	1,5	0
10	1,0604	0,017	1,5	0
11	1,0602	0,008	1,5	0
12	1,0615	0,067	1,5	0
13	1,0613	0,060	1,5	0

Tableau A.5. Ecoulement de puissance du réseau électrique illustrée sur la figure 3.26, obtenus par la méthode de Newton-Raphson.

Du bus n°	**Au bus n°**	**P(MW)**	**Q(kVAr)**	**Du bus n°**	**Au bus n°**	**P(MW)**	**Q (kVAr)**	**Pertes dans les lignes**	
								P (kW)	Q (kvAr)
1	2	1,50	0,600	2	1	-1,500	-0,418	0,215	0,182
2	3	3,00	1,617	3	2	-2,999	-0,890	0,858	0,726
3	PCEO	4,49	2,687	PCEO	3	-4,495	0,582	3,864	3,270
4	7	3,00	2,554	7	4	-2,998	-1,404	1,358	1,149
4	8	1,50	0,660	8	4	1,500	0,947	0,340	0,287
5	6	1,50	0,598	6	5	-1,50	-0,416	0,215	0,182
6	PCEO	3,00	1,438	PCEO	6	-2,99	-0,923	0,608	0,515
7	PCEO	4,49	2,774	PCEO	7	-4,49	-1,617	1,367	1,157
9	10	1,50	0,599	10	9	-1,50	-0,417	0,215	0,182
10	13	-4,49	0,098	13	10	4,50	3,271	3,981	3,369
10	PCEO	7,49	2,450	PCEO	10	-7,493	-0,179	2,684	2,271
11	PCEO	1,50	0,669	PCEO	11	-1,500	-0,465	0,240	0,203
12	13	1,500	0,600	13	12	-1,500	-0,418	0,215	0,182
13	14	-1,500	-0,418	14	13	1,500	0,600	0,215	0,182
Pertes totales								16.37	14

ANNEXE B

Tableau B.1. Données électriques d'un câble sous-marin de 11 kV.

Section (mm^2)	Courant nominal (A)	Résistance (Ω)	Réactance (Ω/km)	Capacitance (µF/km)
25	111	0,937	0,207	0,17
35	140	0,675	0,198	0,188
50	171	0,499	0,188	0,208
70	221	0,345	0,178	0,232
95	271	0,249	0,169	0,26
120	316	0,197	0,163	0,287
150	367	0,162	0,158	0,306
185	422	0,129	0,152	0,333
240	502	0,099	0,146	0,373
300	581	0,0802	0,141	0,408
400	680	0,0641	0,138	0,471
500	782	0,0515	0,132	0,53
600	900	0,0423	0,125	0,597

Tableau B.2. Données électriques d'un câble sous-marin de 22 kV.

Section (mm^2)	Courant nominal (A)	Résistance (Ω)	Réactance (Ω/km)	Capacitance (µF/km)
50	171	0,499	0,196	0,141
70	221	0,345	0,187	0,155
95	271	0,249	0,178	0,171
120	316	0,197	0,171	0,187
150	367	0,162	0,166	0,198
185	422	0,129	0,161	0,214
240	502	0,099	0,154	0,236
300	581	0,0802	0,148	0,257
400	680	0,0641	0,144	0,293
500	782	0,0515	0,138	0,326
630	900	0,0423	0,132	0,364

Tableau B.3. Données électriques d'un câble sous-marin de 33 kV.

Section (mm^2)	**Courant nominal (A)**	**Résistance (Ω)**	**Réactance (Ω/km)**	**Capacitance (µF/km)**
70	221	0,268	0,144	0,155
95	300	0,193	0,137	0,16
120	340	0,153	0,131	0,17
150	375	0,124	0,127	0,18
185	420	0,0991	0,124	0,2
240	480	0,0754	0,118	0,22
300	530	0,0601	0,114	0,25
400	590	0,047	0,109	0,26
500	655	0,0366	0,106	0,29
630	715	0,0283	0,102	0,32
800	775	0,0221	0,097	0,35
1000	825	0,0176	0,094	0,38

ANNEXE C

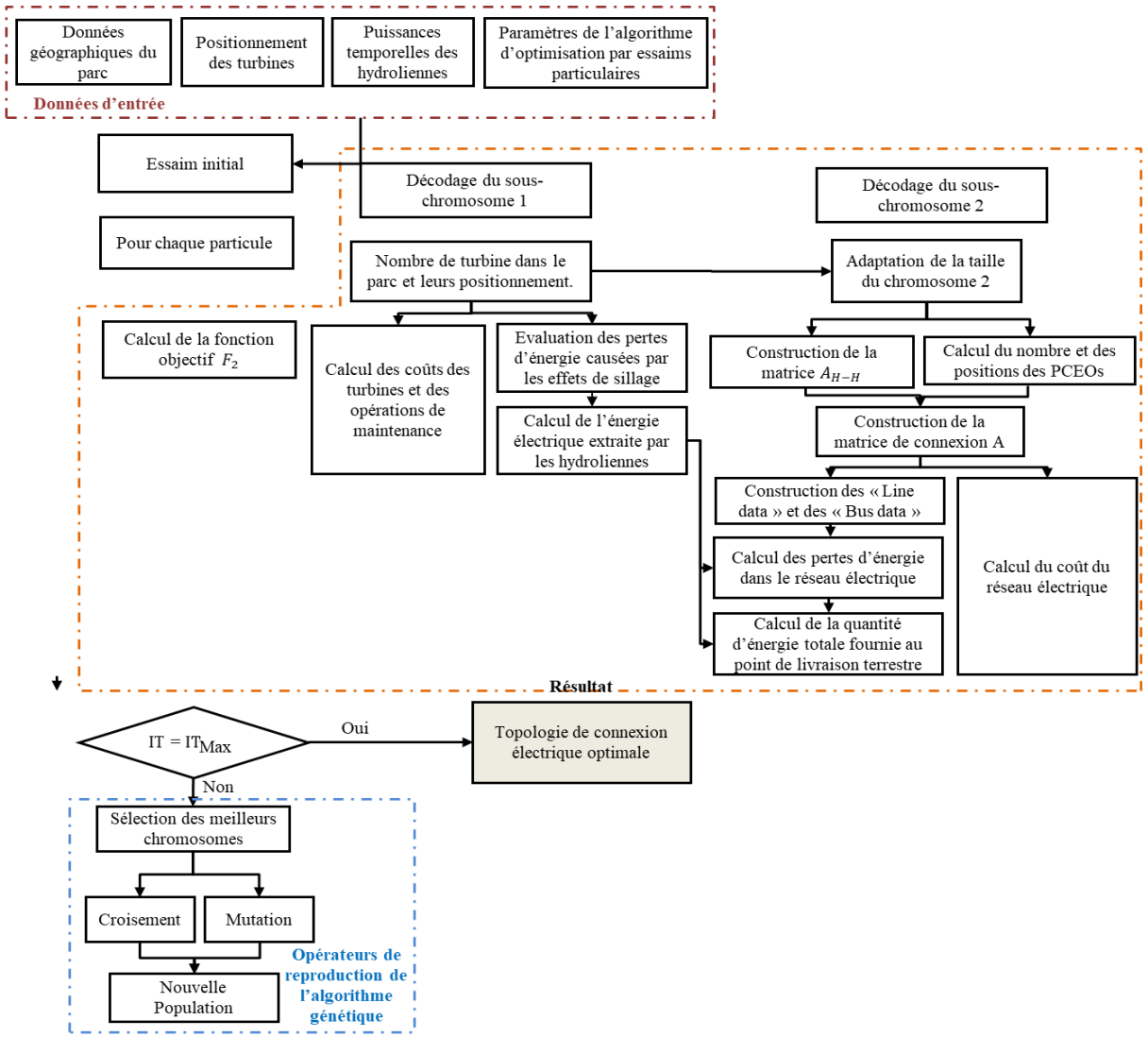


Figure C. 0-1. Méthode d'optimisation globale, utilisant un algorithme génétique.

ANNEXE D.1

Optimization of Marine Current Turbines Arrangement Using a Genetic Algorithm – Application to the Fromveur Strait (France)

Eyman FAKHRI
LUSAC laboratory
University of Caen Normandie
Cherbourg-en-cotentin, France
eyman.fakhri@unicaen.fr

Jérôme THIEBOT
LUSAC laboratory
University of Caen Normandie
Cherbourg-en-cotentin, France
jerome.thiebot@unicaen.fr

Salvy BOURGUET
IREENA Laboratory
University of Nantes
Saint-Nazaire, France
salvy.bourguet@univ-nantes.fr

Mohamed MACHMOUM
IREENA Laboratory
University of Nantes
Saint-Nazaire, France
mohamed.machmoum@univ-nantes.fr

Hamid GUALOUS
LUSAC laboratory
University of Caen Normandie
Cherbourg-en-cotentin, France
hamid.gualous@unicaen.fr

***Abstract*—This article presents an optimization method using a genetic algorithm to optimize the marine current turbines arrangement in tidal farms. A semi-analytical method is adopted to minimize the negative interactions between turbines caused by wake effects. The optimization approach is applied to a tidal energy site located in the Fromveur Strait, which represents the second greatest tidal potential in France. An exclusion zone has been defined in the domain to simulate possible physical constraints. The results show that it is preferable to install a maximum number of turbines on both sides of the domain with an average longitudinal and lateral distance between turbines of 11.37 and 5.83 respectively.**

Keywords—Genetic algorithm, marine current turbine, optimization, tidal farm, wake effect.

I. INTRODUCTION

Several countries have for many years shown a clear commitment to reduce greenhouse gas emissions. For instance, France has set ambitious objectives to decrease the share of nuclear power in the national energy production and achieve the carbon neutrality by 2050. In this context, many countries have engaged themselves to significantly increase the share of renewable energy in their national production. Marine renewable energies can represent a significant contribution of low-carbon energy in the global energy mix.

Marine Current Turbines (MCTs) are increasingly becoming a competitive technology. In fact, it has a low visual impact, which encourages its social acceptability. It also offers the advantage of having a predictable resource, which facilitates the management of energy production and its distribution [1].

MCTs are set up in zones of concentrated tidal current speeds that have a limited surface area. It is therefore important to have them in an efficient arrangement in order to reduce the number of MCTs needed to achieve the targeted production. Pursuing this objective, Funke et al. [2] have shown that by optimizing the arrangement of MCTs in a tidal farm, the gain in power output can increase by 33% in comparison to an aligned arrangement of 256 turbines and by 24% in comparison to an aligned arrangement of 128 turbines.

The modeling of the flow interactions between the MCTs (including the wake-wake interactions) is a necessary step to evaluate the energy production potential of a tidal farm. The wake effect can be modeled either by numerical or analytical methods. Numerical methods are more accurate than analytical methods. They are based on computational fluid dynamics calculations with a sophisticated representation of the turbine as in [3]-[6].

However, numerical models are very expensive in terms of computing time. For this reason, analytical methods have been developed to estimate the wake velocities of tidal turbines. The model of Jensen et al.[7] is an example of an analytical wake model that is widely used in wind farm applications. It has been adapted for MCTs applications in [8].

Nowadays, the tidal energy industry is entering in an industrial phase of development and large arrays are planned such as in the Alderney Race. The increase in the number of MCTs is making the optimization, necessary when designing and planning a tidal turbine farm in order to allow a significant reduction in the cost of energy production.

Metaheuristic algorithms are widely used in the literature to solve this type of problem. They are commonly employed in the context of offshore wind applications to optimize the turbine arrangement. In [9],[10] ,[14] and [15] , authors used Genetic Algorithms (GAs) whereas in[12]–[14] [13] particle swarm optimization algorithms were retain. In the context of tidal turbines, a genetic algorithm was adopted in [14], [15]. Lo Brutto et al. [16] presented a semi-analytical method that optimized the layout of a tidal farm. Their analytical wake model was validated by computational fluid dynamics calculations where MCTs were simulated by the actuator disk method.

In this contribution, we present an optimization model of MCTs arrangement. An adapted Jensen model is used to evaluate the tidal current velocities within the tidal farm. A genetic algorithm is used to obtain the optimal number of MCTs and their optimal arrangement. An exemple of an exclusion zone is defined on the farm to take into account a possible physical constraints. The algorithm is applied with

XXX-X-XXXX-XXXX-X/XX/$XX.00 ©20XX IEEE

hydrodynamic data representative of the Fromveur Strait, located in the sea of Iroise, a tidal energy site with current peaks exceeding 4m/s [17].

The formulation of the optimization problem is detailed in section II. In section III, we present the optimization methodology. The optimization approach is applied to the study site and the results are discussed in Section IV. Section V concludes the document.

II. MATHEMATICAL FORMULATION OF THE PROBLEM

a. Velocity deficit calculation

The power extracted by an MCT is :

$$P_m = \begin{cases} 0 & U_0 < U_{cut_{in}} \\ \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 {U_0}^3 & U_{cut_{in}} < U_0 < U_{rated} \\ P_{rated}, & U_{rated} < U_0 < U_{cut_{out}} \\ 0 & U_{cut_{out}} < U_0 \end{cases} \quad (1)$$

Where ρ is the density of the fluid, R is the radius of the MCT, U_0 is the current velocity upstream in the turbine, C_p is the power coefficient and P_{rated} is the rated power output of a MCT. $U_{cut_{in}}$, U_{rated} and $U_{cut_{out}}$ are respectively the cut-in velocity, the rated velocity and the cut-out velocity.

Following the reference work of Jensen [7], the quantity of momentum balance equation is used to predict the velocity in the wake of each turbine with:

$$\pi R^2 U_{w0} + \pi(r_w^2 - R^2)U_0 = \pi r_w^2 U_w \quad (2)$$

$$U_{w0} = U_0\sqrt{1 - C_T} \quad (3)$$

Where U_{w0} is the minimum speed according to Betz limit defined by (3), C_T is the trust coefficient, U_w is the velocity in the wake of the turbine at a downstream distance x (along the longitudinal axis) and r_w is the wake expansion.

Lo Brutto et al. [18] adapted the Jensen's model (initially designed for wind turbines) to tidal turbine applications. The authors reached the conclusion that the main difference between wind and tidal turbine is the wake expansion. They proposed a relationship to compute the wake expansion as a function of the distance from the turbine x, the diameter turbine D and the ambient turbulence intensity I_o:

$$r_w = \frac{r_0}{2.59} c(I_0)\ 5.58 \left(1 - e^{-0.051\frac{x}{D}}\right) + 1.2 \quad (4)$$

$$c(I_0) = -15.542 I_0^2 + 21.361 I_0 + 0.2184 \quad (5)$$

The effect of the wake overlapping is integrated in the model following Jensen. If a MCT j is in the wake of several turbines W(j) , the velocity deficit at the MCT j is defined in [9] by:

$$\mathrm{u_j} = \mathrm{u_0}\left(1 - \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{MCT}} \left(1 - \frac{u_{ij}}{u_0}\right)^2}\right) for\ i \in W(j) \quad (6)$$

Where $\mathrm{N_{MCT}}$ is the number of MCTs in the tidal farm and u_{ij} is the resulting velocity due to the wake effect caused by turbine i on turbine j and calculated as:

$$u_{ij} = u_0 - \frac{u_0\left(1-\sqrt{1-C_T}\right)}{r_w/R} \quad (7)$$

b. Objectif function formulation

The objective function (i.e. the variable to optimize) is formulated as follows:

$$F_{Layout} = \max\left(\frac{P_{TF}}{C_{TF}}\right) \quad (8)$$

Where P_{TF} is the total mechanical power produced by the tidal farm and $\mathrm{C_{TF}}$ is the non-dimensional cost per year of the entire tidal farm.

In a tidal farm, the ambiant tidal currents vary in magnitude and direction. Discretizing the current in magnitude and direction, the total mechanical power is:

$$\mathrm{P_{TF}} = \sum_{d=1}^{N_D} \sum_{v=1}^{N_V} \mathrm{f_{d,v}} \sum_{j=1}^{N_{MCT}} \mathrm{P_{d,v,j}}\left(\mathrm{u_{d,v,j}}\right) \quad (9)$$

Where $f_{d,v}$ is the occurrence frequency of the velocity for a direction d and a magnitude v, $P_{d,v,j}$ and $u_{d,v,j}$ are respectively the power and the current velocity at turbine j calculated when the tidal velocity has an amplitude v and a direction d. N_D and N_V are respectively the numbers of direction and magnitude used to discretize the hydrodynamic signal.

Assuming that the non-dimensional cost of a single turbine is 1 and that a maximum cost reduction of 1/3 can be obtained for each turbine if a large number of machines are installed, the total cost per year of the entire tidal farm is expressed by the following equation [9]:

$$C_{TF} = N_{MCT}\left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0.00174.\mathrm{N_{MCT}^2}}\right) \quad (10)$$

III. OPTIMIZATION METHODOLOGY

The domain in which turbines can be deployed is discretized with a grid of n_x cells in the x-direction and n_y cells in the y-direction. The total number of cells in the farm is $n_{cel} = n_x \times n_y$. The layout optimization is carried out using a genetic algorithm [19]. Each individual generated by the genetic algorithm is encoded into a chromosome X_{GA} as represented in Fig.1. The gens of the chromosome are coded as binary values. The binary coding of the chromosome permit to represent the turbine position. A value of 1 indicates that a turbine is deployed in the cell whereas a value 0 indicates the absence of turbine in the cell. (Fig.2). The suitability of each configuration of arrangement is then tested

through the objective function calculated by (8). Finally, the global procedure to optimize the layout is represented in Fig.3.

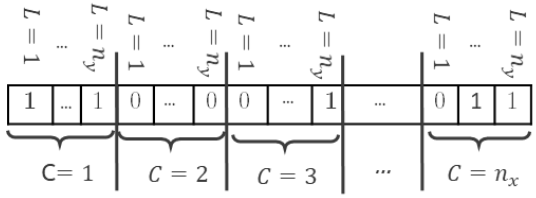


Fig.1. General structure of X_{GA}

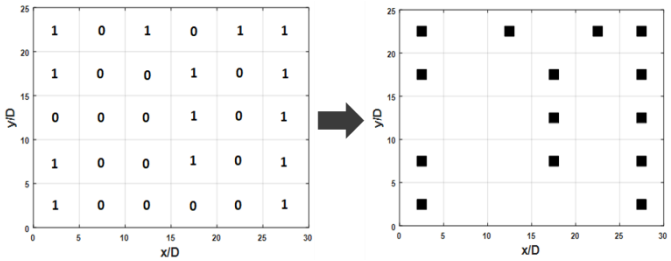


Fig.2.Chromosome decoding

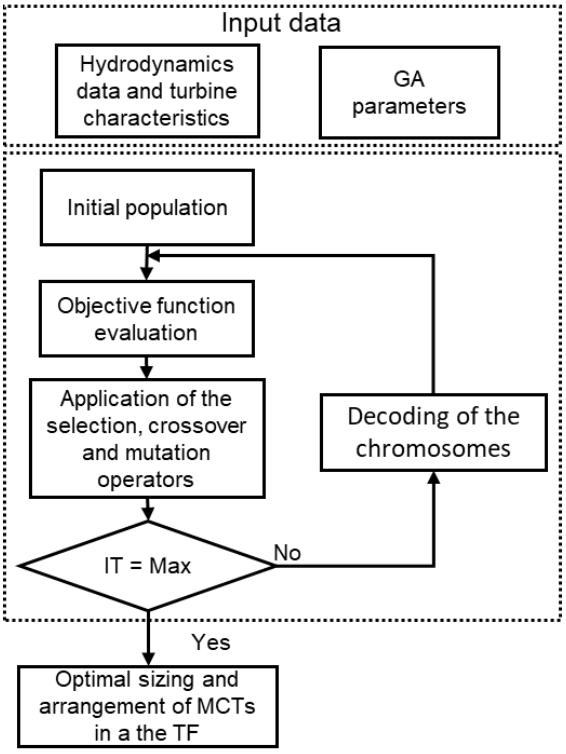


Fig.3. Flowchart of the optimization platform

IV. CASE OF STUDY

The optimization approach is now applied to a 900m×900m area located in the Fromveur Strait. To simulate possible physical constraints (a seabed type that prevents the deployment of turbines for instance), we integrated an exclusion zone (360m < x < 540 m, 360 m < y < 900) where it is not possible to install turbines. The genetic algorithm parameters are synthesized in Table I.

GENETIC ALGORITHM PARAMETERS

GENETIC ALGORITHM PARAMETERS	VALUE
Optimization criteria	Min (F_{layout})
Number of variables	100
Population Size	500
Max. number of iterations	2000
Crossover percentage	0,8
Mutation rate	0,02
Number of mutants	random

The turbine chosen for the present purpose is the Atlantis AR1500 tidal turbine which is a horizontal axis turbine [20]. The diameter of the turbine is 18 m. The cut-in, rated and cut-out speed are respectively 0.5 m/s, 3 m/s and 5 m/s. The power curve is presented in Fig.4. The thrust and the power coefficients (C_p, C_T) are obtained from [21] and shown in Fig.5. it is supposed that the MCTs use an MPPT strategy with targetted values : $C_p = 0.425$ and $C_T = 4.091$.

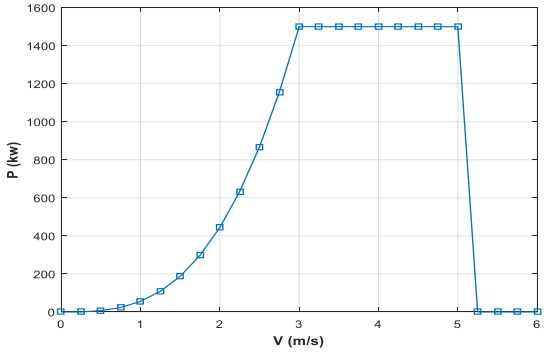


Fig.4. The power curve of the MCT.

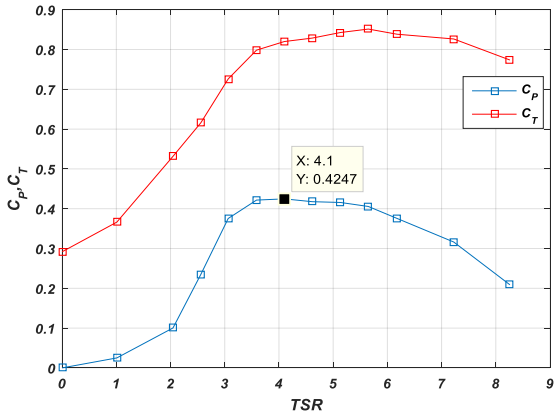


Fig.5. C_p and C_T curves [21].

As regards the hydrodynamic data required as input of the algorithm, we used the current magnitude and direction predicted by the 3D model of the SHOM (French Navy). This model has been validated at the study site [22]. These data have been discretized with a matrix that contains the frequency of occurence $f_{d,v}$ for each direction and velocity range. The farm is centered on the point (5.02°W; 48.26°N) and oriented such that it faces the predominant current. The

longitudinal axis form an angle of 50° with respect to the North.

The optimal MCTs layout is displayed in Fig.6. The optimal number of MCTs is 45. The mean annual production is 13.38 MW. The evaluation of F_{layout} during the optimization process is shown in Fig.7. The genetic algorithm converges to the final solution after about 700 iterations. The optimization layout result is detailed in Table II.

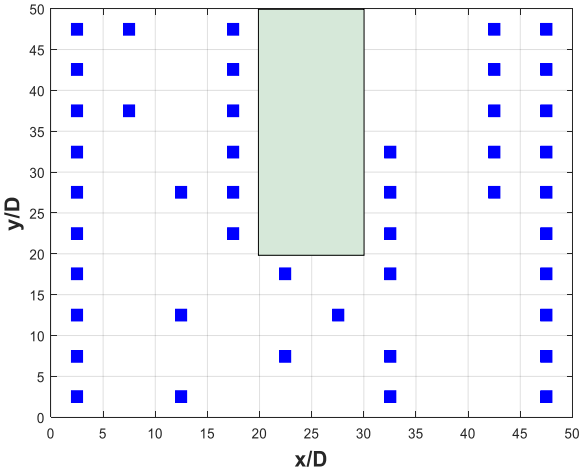


Fig. 6. Optimal sizing and arrangement of the tidal farm

OPTIMIZATION RESUALTS

QUANTITY	VALUE
Number of MCTs	45
Fitness	4,39.105
Average annual farm power [MW]	13.38
$\Delta x_{moy}/D$	11.37
$\Delta y_{moy}/D$	5.83

Fig 6 shows that it is preferable to place a maximum number of turbines on both sides of the domain because they are alternately placed in the free flow area (during ebb and flow tides). Between the two rows on the sides of the domain, the algorithm gives an optimal longitudinal and lateral spacing of 11.37D and 5.83D respectively, which confirms that it is preferable to space the turbines in the direction of the dominant current (because it allows sufficient recovery of the flow between two consecutive rows).

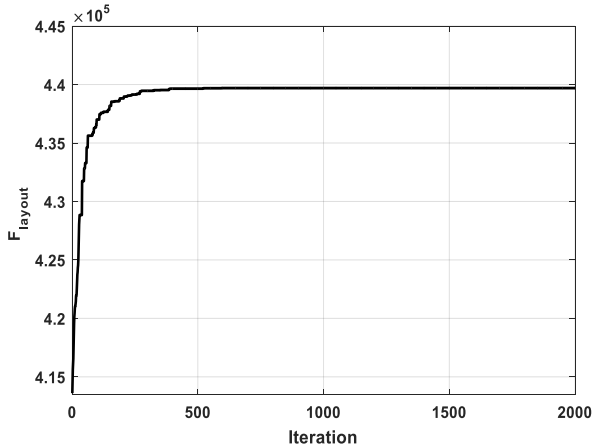


Fig. 7. Convergence of the objective function

Noteworthy, there are more turbines on the right side of the domain (25 turbines versus 20 on the left side). This asymmetry is due to the fact that the site is ebb-dominated which is visible in Fig.8 where the histograms of current magnitude at flood and ebb tides are represented (during ebb tide, the flow comes from the right side of the domain).

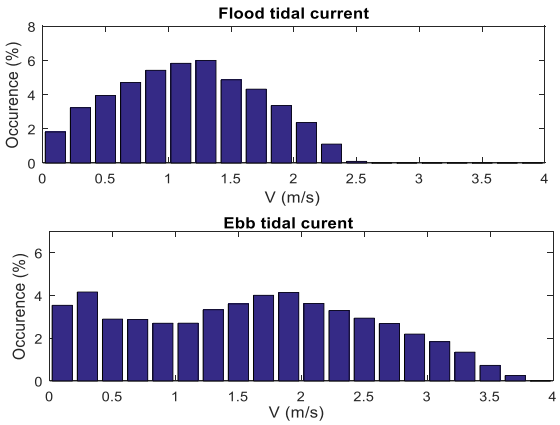


Fig.8. Velocity occurrences at flood and ebb tide

CONCLUSION

In tidal turbine farms, the number of turbines to be installed and their arrangement strongly influence the economic performance of the tidal turbine farm. In this article, we presented a mono-objective optimization method relying on a genetic algorithm to minimize the cost of energy production. We optimized the turbine layout by taking into account the wake effect to maximize the power produced.

In future work, the method presented can be integrated into an optimization tool containing several optimization modules (optimization of machine design, choice of sites, optimization of the electrical connection topology, etc.).

REFERENCES

[1] S. E. B. Elghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, "Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and Current Status," in 2007 IEEE International Electric Machines & Drives Conference, Antalya, 2007, pp. 1407–1412, doi: 10.1109/IEMDC.2007.383635.

[2] S. W. Funke, P. E. Farrell, and M. D. Piggott, "Tidal turbine array optimisation using the adjoint approach," Renew. Energy, vol. 63, pp. 658–673, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.09.031.

[3] U. Ahmed, D. D. Apsley, I. Afgan, T. Stallard, and P. K. Stansby, "Fluctuating loads on a tidal turbine due to velocity shear and turbulence: Comparison of CFD with field data," Renew. Energy, vol. 112, pp. 235–246, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.05.048.

[4] M. A. Abolghasemi, M. D. Piggott, J. Spinneken, A. Viré, C. J. Cotter, and S. Crammond, "Simulating tidal turbines with multi-scale mesh optimisation techniques," J. Fluids Struct., vol. 66, pp. 69–90, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.jfluidstructs.2016.07.007.

[5] T. Roc, D. C. Conley, and D. Greaves, "Methodology for tidal turbine representation in ocean circulation model," Renew. Energy, vol. 51, pp. 448–464, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.09.039.

[6] J. Thiébot, N. Guillou, S. Guillou, A. Good, and M. Lewis, "Wake field study of tidal turbines under realistic flow conditions," Renew. Energy, p. S0960148119318233, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.129.

[7] N. O. Jensen, "A note on wind generator interaction," Risø National Laboratory, Rosklide, Denmark, Technical Report Risø-M-2411, Nov. 1983.

[8] M. Palm, R. Huijsmans, M. Pourquie, and A. Sijtstra, "Simple Wake Models for Tidal Turbines in Farm Arrangement," in 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering: Volume 3, Shanghai, China, 2010, pp. 577–587, doi: 10.1115/OMAE2010-20966.

[9] G. Mosetti, C. Poloni, and B. Diviacco, "Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm," J. Wind Eng. Ind. Aerodyn., vol. 51, no. 1, pp. 105–116, 1994.

[10] S. A. Grady, M. Y. Hussaini, and M. M. Abdullah, "Placement of wind turbines using genetic algorithms," Renew. Energy, vol. 30, no. 2, pp. 259–270, Feb. 2005, doi: 10.1016/j.renene.2004.05.007.

[11] A. Emami and P. Noghreh, "New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms," Renew. Energy, vol. 35, no. 7, pp. 1559–1564, Jul. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.11.026.

[12] Y. Chen, H. Li, K. Jin, and Q. Song, "Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines," Energy Convers. Manag., vol. 70, pp. 56–65, Jun. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.02.007.

[13] S. Pookpunt and W. Ongsakul, "Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients," Renew. Energy, vol. 55, pp. 266–276, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.12.005.

[14] Y. Dai, Z. Ren, K. Wang, W. Li, Z. Li, and W. Yan, "Optimal Sizing and Arrangement of Tidal Current Farm," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 9, no. 1, pp. 168–177, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2719042.

[15] Z. Ren, Y. Wang, H. Li, X. Liu, Y. Wen, and W. Li, "A Coordinated Planning Method for Micrositing of Tidal Current Turbines and Collector System Optimization in Tidal Current Farms," IEEE Trans. Power Syst., vol. 34, no. 1, pp. 292–302, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2865310.

[16] O. A. Lo Brutto, J. Thiébot, S. S. Guillou, and H. Gualous, "A semi-analytic method to optimize tidal farm layouts – Application to the Alderney Race (Raz Blanchard), France," Appl. Energy, vol. 183, pp. 1168–1180, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.059.

[17] "DATA.SHOM.FR." [Online]. Available: https://data.shom.fr/donnees#001=eyJjIjpbLTY2MjgwNyw1ODIyOTI3XSwieiI6NiwiciI6MCwibCI6W3sidHlwZSI6IklOVEVSTkFMX0xBWUVSIiwiaWRlbnRpZmllciI6IkZEQ19HRUJDT19QWVItUE5HXzM4NTdfV01UUyIsIm9wYWNpdHkiOjEsInZpc2liaWxpdHkiOnRydWV9XX0=. [Accessed: 22-Mar-2019].

[18] O. A. Lo Brutto, V. T. Nguyen, S. S. Guillou, J. Thiébot, and H. Gualous, "Tidal farm analysis using an analytical model for the flow velocity prediction in the wake of a tidal turbine with small diameter to depth ratio," Renew. Energy, vol. 99, pp. 347–359, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.07.020.

[19] J. Grefenstette, "Optimization of Control Parameters for Genetic Algorithms," IEEE Trans. Syst. Man Cybern., vol. 16, no. 1, pp. 122–128, Jan. 1986, doi: 10.1109/TSMC.1986.289288.

[20] "Tidal Turbines | Installation & Procurment | Atlantis Resources," SIMEC Atlantis Energy. [Online]. Available: https://simecatlantis.com/services/turbines/. [Accessed: 17-Jul-2019].

[21] P. Mycek, B. Gaurier, G. Germain, G. Pinon, and E. Rivoalen, "Experimental study of the turbulence intensity effects on marine current turbines behaviour. Part I: One single turbine," Renew. Energy, vol. 66, pp. 729–746, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.12.036.

[22] "Courants de marée 3D - Fromveur (Île d'Ouessant) - Courants de marée - Aménagement." [Online]. Available: https://diffusion.shom.fr/pro/amenagement/courants-de-maree/courant-3d-fromveur.html. [Accessed: 28-Mar-2019].

ANNEXE D.2

Optimization of the electrical connection topology of a tidal farm network

Eyman Fakhri [1],*, *Salvy* Bourguet [2], *Jérôme* Thiébot [1], *Mohamed* Machmoum [2] and *Hamid* Gualous [1]

[1] Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg (LUSAC), Normandie Univ, UNICAEN, 14000 Caen France.
[2] Institut de Recherche en Énergie Électrique de Nantes Atlantique (IREENA), Université de Nantes, 44602 Saint Nazaire, France.

Abstract. This article presents an approach to optimize the electrical connection topology of tidal energy converters in a tidal farm. The methodology is based on a genetic algorithm (GA). The main purpose is to present a technique of coding to find the best electrical connection topology of the tidal farm network. The optimization model takes into account the energy loss in the submarine cables. The model gives as its output the optimal number of turbine clusters connected to each offshore substation, the number of turbines in each cluster, the cross-section of MV and HV cables, the connection design for each cluster of turbines as well as the number and the locations of the offshore substations. A particle swarm optimization algorithm (PSO) is used to confirm the results obtained with the GA. The optimization approach is applied to the Fromveur Strait (France).

1 Introduction

Both industrialized and developing countries have to meet growing energy needs. In the context of climate emergency, several countries have shown a strong interest to reduce greenhouse gases and increase significantly the share of renewable energies in their national energy production. To meet this objective, marine renewable energies can contribute substantially to new energy sources that do not emit greenhouse gases.

Compared to the other marine energy sources, the tidal energy extracted using Tidal Energy Converters (TECs) has the great advantage of being highly predictable, facilitating the management of its production and distribution [1]. Nevertheless, the extraction of this energy requires significant investment. Indeed, one of the major challenges facing the development of tidal turbines is the cost of producing energy, which is nowadays significantly higher than that produced from fossil fuels. It is therefore now necessary to develop tools to optimize the entire production chain and to reduce the cost of the tidal energy production.

The energy cost of a TEC farm depends on the configuration of the power grid. In marine renewable energy applications, the electrical system cost represents between 15 and 30% of the total investment cost, of which 5% are the costs of submarine cables [2,3] . The cost of the electrical system is influenced by several factors which are intertwined [3]. These factors such as the energy loss and the investment cost of the Electrical Connection Topology (ECT) have to be studied and optimized beforehand. The implementation of an optimization procedure during the project planning stage intends to reach the best compromise between technical performance and investment cost [4].

For large tidal farms, the energy produced by TECs must be collected at one or more Offshore Sub-Stations (OSSs) and transported by submarine cables to the Onshore Connection Point (OCP) (Fig. 1). Several optimization approaches have been proposed in the literature to optimize the ECT. These approaches have mainly focused on offshore wind farm applications where the technological maturity level is higher than that of tidal farms. Metaheuristic optimization methods have proven their effectiveness and are widely used in the literature. For instance, Hou et al. [5] focussed mainly on cable optimization using simple algorithms, such as the minimum spanning tree algorithm or a dynamic minimum spanning tree as in [6]. Others adopted broader optimization approaches including the number and the location of OSSs, the ECT as well as the selection of electrical components in terms of voltage level. To this end, González et al. [7] used a particle swarm optimization (PSO) algorithm whereas Dahmani et al. [8] developed an optimization method based on a mixed minimum spanning tree and a Genetic Algorithm (GA).

Only a few studies have focused on the optimization of the ECT of tidal farms. The only existing studies take into consideration a limited number of optimization variables such as the length of submarine cables and their cross-sections [9,10]. In this work, we present an optimization model based on a GA which takes into account a large panel of optimization variables. This optimization model takes into account the energy loss in the submarine cables. The model gives as its output the internal design of the connection topology among the TECs and the electrical Offshore SubStation (OSS), the cross-section of MV and HV cables, and the number and locations of OSSs as well the sizing of its components. A PSO algorithm will be used to confirm the GA results.

The optimization model will be applied on a hypothetical hydrodynamic site containing 45 TECs, located in the

Fromveur Strait (France). This tidal turbine site represents the second greatest tidal potential in France.
The mathematical formulation of the optimization problem is provided in detail in section II. In section III, the optimization methodology is presented. The results are discussed in Section IV.

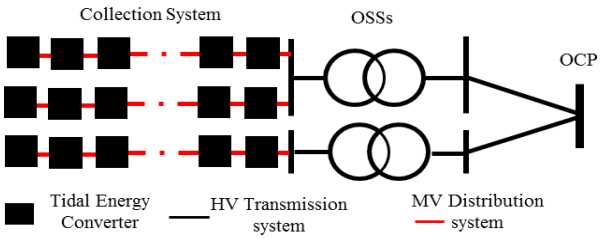


Fig.1. General ECT configuration of a tidal farm

2 Mathematical formulation of the Optimization problem

The ECT optimization problem consists in finding the optimal number of turbine clusters, the number of turbines and connection design for each cluster, the cross-section of MV and HV cables as well as the number and the locations of the OSSs. The optimization approach takes also into account the energy loss as well as the amount of reactive power required to compensate.
The objective function of the electrical connection topology F_{ETC} is a multicriteria function, defined as the sum of the investment cost C_{invest} and the cost of the energy loss in the connection network C_{losses}.

$$F_{ECT} = min\ (C_{losses} + C_{invest}) \quad (1)$$

2.1 Cost of the energy loss

A load flow calculation is adopted in this work to evaluate the power losses P_{losses}. To feed the load flow algorithm, line and bus data are constructed from the connection matrix (A) and from the submarines cables data used (the construction of A is detailed in the following section). The TECs are modeled as PQ-nodes. The algorithm provides the modules and phases voltages (V and α) at different nodes in the grid. The load flow calculation consists of solving both (2) and (3) using the universal method of Newton-Raphson [11] .

$$P_{i,j}=V^2_i\,(g_{i,j}-G_{i,j})+V_iV_j\,[G_{i,j}\,cos(\alpha_i-\alpha_j)+B_{i,j}\,sin(\alpha_i-\alpha_j)] \quad (2)$$
$$Q_{i,j}=V^2_i\,(h_{i,j}-B_{i,j})+V_iV_j\,[G_{i,j}\,sin(\alpha_i-\alpha_j)-B_{i,j}\,cos(\alpha_i-\alpha_j)] \quad (3)$$

Where $P_{i,j}$ and $Q_{i,j}$ are respectively the active and reactive power transmitted from the node "i" to node "j", $y_{i,j}=g_{i,j}+h_{i,j}$ is the parallel admittance in a π diagram and $Y_{i,j}=G_{i,j}+B_{i,j}$ is the global admittance of the network.

Assuming that some profit PR will be realized, the cost induced by these power losses is calculated as follows:

$$C_{losses} = (P_{losses} \,.\, T_h \,.\, C_{elect}) \,/\, (1\text{-}PR) \quad (4)$$

Where C_{elect} is the electricity cost, which is estimated in our study at 0.145 €/kWh and T_h is the number of the tidal farm operating hours.

2.2 Electrical investment cost

It is assumed that the total ECT investment is made in the first year and paid during the lifetime T of the tidal farm with a bank interest rate r. C_{invest} is therefore calculated as follows:

$$C_{invest} = \{C_0.r.(1+r)^T\} / \{[(1+r)^T-1)].[1-PR]\} \quad (5)$$

Where C_0 is the initial investment cost.

The components of the electricity network that are considered in the initial investment cost are: the cost of MV and HV cables C_{cable}, the cost of reactive energy compensation equipments C_{ec} and the cost of the OSSs C_{OSS}. The initial investment cost can be defined as the sum of the three costs and calculated as follows:

$$C_0 = C_{cable} + C_{OSS} + C_{ec} \quad (6)$$

The cable cost is calculated as follows [12] :

$$C_{cable,i} = A_c + B_c + exp[(S_{n,i}\,.\,C_c)/10^2] \quad (7)$$

Where A_c, B_c and C_c are the coefficients of the submarine cable cost which depend on the voltage level and are estimated in [12] as bellow:

Table 1. Coefficient values of the submarine cable cost model.

Voltage level	A_c	B_c	C_c
22 kV	0.0217	0.0921	5.3671
132 kV	0.2011	0.0234	1.5505

Reactive energy compensation equipment is installed at the ends of the HVAC cables. C_{ec} is proportional to the amount of total reactive power Q_{comp} to be compensated and is calculated as follows [12]:

$$C_{ec} = -93015.6 + 165.\ Q_{comp}^{0.4473} \quad (8)$$

An OSS includes a step-up transformer and its associated switchgear [13]. The cost of the OSS platform is estimated by the model proposed in [14]. The cost of an OSS is defined as the sum of the costs of the step-up transformer calculated by (9) [14] [13]; the switchgear is calculated with (10)[12], and the cost of the offshore platform is calculated with (11) [15].

$$C_{tr} = -157727 + 280.5\ S_{tn}^{0.4473} \quad (9)$$

$$C_{SG} = 30400 + 0.57\ U_{rated} \quad (10)$$

$$C_{pl} = 2 + 0.07\ S_{tn} \quad (11)$$

Where Stn is the rated power of the transformer installed in the OSS and U_{rated} is the rated voltage of the switchgear, line to line (V).

3 Optimization methodology

3.1. Connection matrix construction

The ECT is modeled by a connection matrix A as shown in Fig.2 and as adopted in [8] (in the offshore wind turbine context). The elements of this matrix are either 1 if the bus of line i is connected to the bus of column j or 0 if there is no connection. The connection matrix shown in Fig.2 is a square, symmetric matrix of size n_A.

$$n_A = N_{TEC} + n_{OSS} + 1 \quad (12)$$

Where n_{OSS} is the number of OSSs and N_{TEC} is the number of TECs in the farm.

The connection matrix is composed of 3 submatrices: namely $A_{TEC\text{-}TEC}$, $A_{TEC\text{-}OSS}$ and $A_{TEC\text{-}OCP}$. They represent respectively the connection topology between the TECs, the connection topology between OSS(s) and TECs and the connection topology between OSS(s) and the OCP.

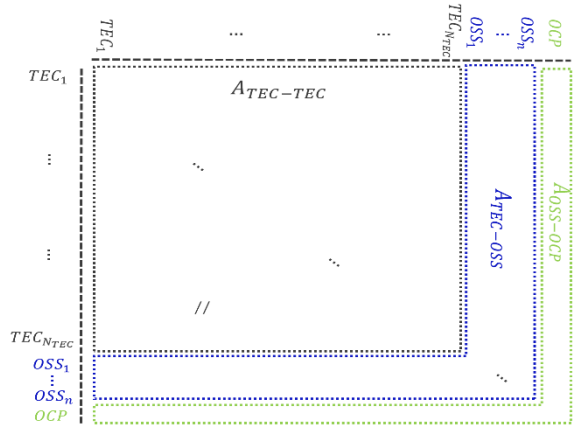


Fig. 2. Schematic representation of the connection matrix.

3.1. Optimization Algorithms

The GA permits to solve both constrained and unconstrained optimization problems. This method is inspired by Charles Darwin's theory of natural evolution. The basic principle of the GA is the evolution during the simulation time of a population. The fittest individuals are selected for reproduction to produce offspring of the next generation. Three operators called "selection", "crossover" and "mutation" are applied to generate new individuals. Each individual is encoded into a chromosome X_{GA}. The gens of the chromosome are binary values.

The PSO is a population based stochastic optimization technique developed by Eberhart and Kennedy in 1995. It is inspired by social behavior of bird flocking or fish schooling [16]. The speed and position of each particle is updated according to the following equation [17]:

$$V_{t+1} = \omega v_t + r_1 c_1 (p_{i,t} - x_t) + r_2 c_2 (p_{g,t} - x_t)$$
$$X_{t+1} = x_t + v_{t+1} \quad (13)$$

Where c_1 and c_2 are two positive constants, r_1 and r_2 are two random functions in the range [0-1], v_t is the velocity at the time t, x_t is the position of the particle, $p_{i,t}$ is the best previous position, $p_{g,t}$ is the est candidate solution for the entire swarm, and ω is the inertia weight coefficient.

Each chromosome generated by the GA or the PSO algorithm represents a different topology of connection. The general chromosome structure of X_{GA} is presented in Fig.3. It is composed of 4 sub-chromosomes:

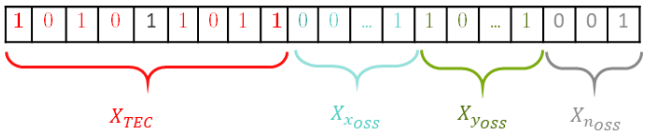


Fig. 3. General structure of X_{GA}.

1. The sub-chromosome X_{TEC} of size $N_{V,TEC}$ represents the connection topology between the TECs and is used to fill the $A_{TEC\text{-}TEC}$ matrix. $N_{V,TEC}$ depends on the number of TECs and is calculated as follows:

$$N_{V,TEC} = [N_{TEC} (N_{TEC} - 1)] / 2 \quad (14)$$

2. The sub-chromosome $X_{n,OSS}$ represents the number of OSSs. This number determines the size of A. In our case, we set the maximum number of OSSs to 3. Thus $X_{n,OSS}$ is encoded in 3 bits ($N_{vn,OSS}$=2).
3. The sub-chromosomes $X_{x,OSS}$ and $X_{y,OSS}$ represent the positions of the OSSs the x and the y- axis, respectively. It is coded as a 4 bit binary string:

$$N_{V,xOSS} = N_{V,yOSS} = 4\, n_{OSS} \quad (15)$$

The number of the variables of X_{GA} (i.e.N_v) is then calculated as follows:

$$N_V = N_{V,TEC} + N_{V,xOSS} + N_{V,yOSS} + N_{vn,OSS} \quad (16)$$

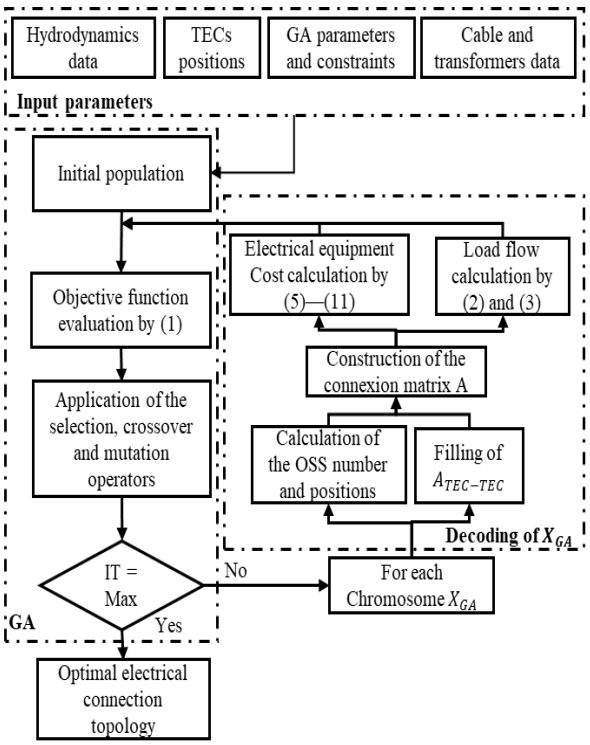


Fig. 4. Overview of the optimization method.

To minimize the search space, we reduce the number of variables by adopting the two simplifications used in [8]. (i) Each TEC can only be connected to its eight direct neighbours. (ii) The OSS is connected to the closest TEC from each cluster. These simplifications are sensible considering that the connection between two remote nodes is not optimal. The overall optimization procedure is represented in Fig.4.

4 Results and discussion

The turbine characteristics are those of the Atlantis AR1500 tidal turbine. The turbine used in this application is a horizontal axis turbine. The rotor diameter of the turbine is 18 m. The cut-in, rated and cut-out speed of the turbine are respectively 0.5 m/s, 3 m/s and 5 m/s. The optimization approach is applied to a 900m×900m area located in the Fromveur Strait. The farm is composed of 45 TECs arranged as illustrated in Fig 5. The voltage levels of the network are 22kV for the collection system and 132 kV for the transmission system. AC transmission is ensured by a single three-core XLPE subsea cable. The sizes of submarine cables $C_{,size}$ and the power of transformers $T_{,size}$ are standardized. $C_{MV,size}$ (22 kV,mm^2) = [35,50,70, 95, 120, 150, 815, 240], $C_{HV,size}$ (132 kV,mm^2) = [185, 240, 300, 400, 500, 630, 800, 1000], T_{size}(MVA) = [10, 25 ,40, 50, 100, 125, 150, 180, 200]. The OCP considered in this work is located approximately 20 km away from the center of the farm. The parameters of the GA and PSO are synthesized in Table 2.

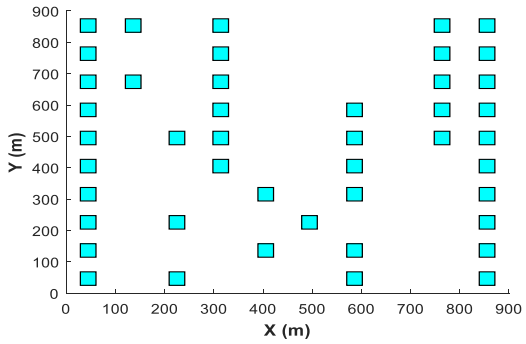


Fig. 5. TECs positions.

Table 2. GA and PSO parameters.

	Quantity	Value
GA parameters	Number of variables	142
	Population Size	50
	Max. number of iterations	3000
	Crossover percentage	0,8
	Mutation rate	0,02
	Number of mutants	random
PSO parameters	Number of variables	142
	Swarm size	50
	Max. number of iterations	3000
	Initial ; Final cognitive parameter	2.5 ; 0.5
	Initial ; Final social parameter	0.5 ; 2.5
	Constriction factor	1
	Inertia weight coefficient	1
	Initial cognitive parameter	2.5

The optimal ECTs using a GA and a PSO algorithm are represented in Fig.6. The two electrical topologies are very similar, especially in terms of the number of turbine clusters connected to each OSS, the number of turbines in each cluster, the cross-section of MV and HV cables and the number and locations of OSSs. Indeed, for both connection topologies, the connections between the TECs and between the TECs and the OSS are represented respectively by the $A_{TEC-TEC}$ and $A_{TEC-OSS}$ submatrices. These connections are realized without any crossing between cables. The optimal number of OSS is 1 in a central positioning along x-axis ((x,y) = (495,315)) with a transformer of 100 MVA. The TECs are distributed over 5 clusters. The number of TECs per cluster ranges from 8 to 10 turbines. The clustering is carried out in a mixed chain/star configuration since this type of connection offers the best compromise between the total length and cross-sections of the MV cables in the total investment cost. The TECs are connected by MV cables with a cross-section of 3x185 mm^2. The connection between the OSS and the OCP is established by a 3x185mm^2 HV section cable. The details of the electrical architectures are summarized in Table 3.

Table 3. Optimal ELECTRICAL ARCHITECTURE.

Quantity	Value	
	GA	PSO
Number of OSSs	1	1
Number of MV feeders per OSS	5	5
clustering	Mixed string/star	Mixed string/star
Number of TEC per group	8:10	8:10
Sizes of MV cables (mm^2)	3x185	3x185
Sizes of HV cables (mm^2)	3x185	3x185
Cable length (km)	25.15	25.48
Transformer Power (MVA)	100	100

The convergence of the GA and the PSO algorithm is shown in Fig.7. The GA converges faster than the PSO algorithm (the GA converges to the final solution after about 1500 generations whereas the PSO algorithm converges after about 2000 generations), and towards a slightly better results (F_{ECT} = 34.39 using the GA versus 34.62 using the PSO algorithm). This small difference is due to the total length of cable employed in the two electrical architectures. Indeed, the PSO algorithm provides a connection topology with a higher cable length (25.45 km) than the GA (25.15 km). The ECT costs for the two configurations are detailed in Table 4.

Table 4. Cost of the optimal electrical connection Topology.

Quantity	Cost (M€)	
	GA	PSO
MV ; HV cables	2.34 ; 8.41	2.50 ; 8.41
Setup transformer	1.402	1.402
MV/HV transformer	0.798	0.798
MV; HV protection cells	0.215 ; 0.106	0.215 ; 0.106
OSS platform	9	9
Reactive energy compensation equipment	0.532	0.532
Initial investment	22.81	22.96
Investment	34.26	34.62
Cost of losses	0.134	0.138
Fitness of F_{ECT}	34.39	34.62

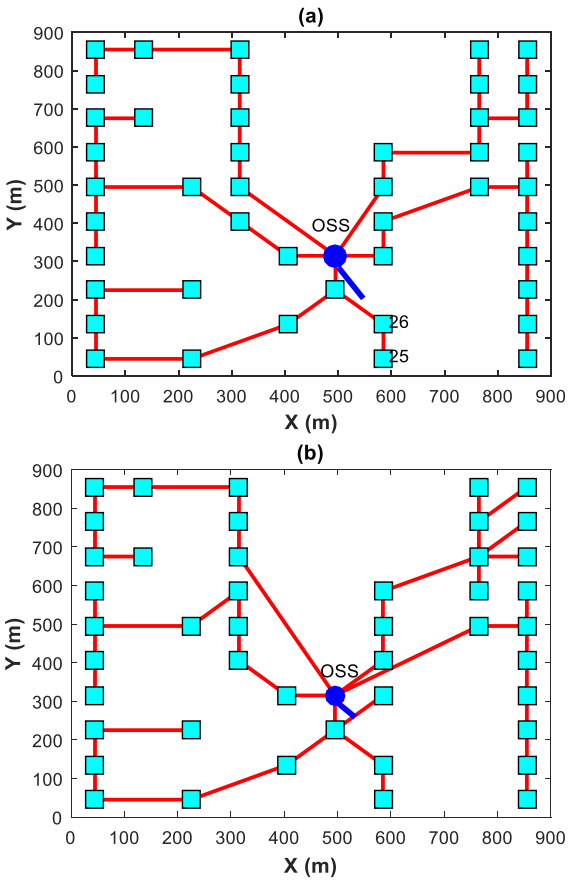


Fig. 6. Optimal ETC. (a) Using a GA (b) Using a PSO.

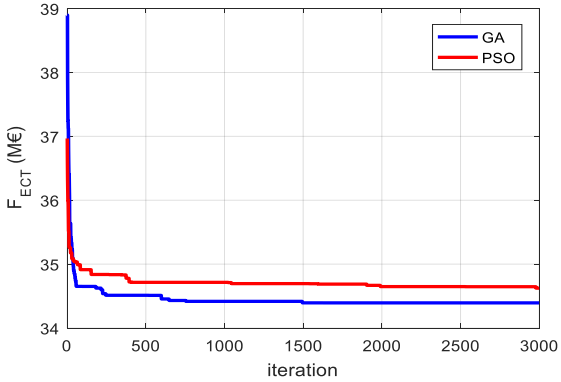


Fig. 7. Convergence of the objective function.

5 Conclusions

The economic performance of tidal farms is highly dependent on the design of the electrical connection topology and the sizing of its components. This study has presented an optimization approach based on a genetic algorithm to find the best connection topology of the tidal farm network, containing 45 tidal energy converters located in the Fromveur Strait (France). The approach took into account the energy loss in the submarine cables and a large panel of variables such as the number of tidal energy converters clusters connected to each offshore substation, the number of tidal energy converters in each cluster, the cross-section of MV and HV cables, the connection design for each cluster of turbines and the number and locations of OSSs.

The results show that it is better to connect the tidal turbines in a mixed chain/star clustering with a central positioning of the offshore substation. This result was confirmed by using a PSO algorithm. The optimal architectures generated by the two algorithms were very similar. The GA converged to a slightly better result than those obtained using the PSO.

In future work, the method presented will be integrated into an optimization tool containing several optimization modules such as the optimization of the positioning of the tidal energy converters within the array.

REFERENCES

1. S. E. B. Elghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, in 2007 IEEE Int. Electr. Mach. Drives Conf. (IEEE, Antalya, 2007), pp. 1407–1412
2. P. Hou, G. Yang, W. Hu, C. Chen, M. Soltani, and Z. Chen, in 2018 IEEE Congr. Evol. Comput. CEC (IEEE, Rio de Janeiro, 2018), pp. 1–8
3. Chen Ning, Huang Ling-Ling, Zhang Hongyue, and Fu Yang, in Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply SUPERGEN 2012 (Institution of Engineering and Technology, Hangzhou, China, 2012), pp. 67–67
4. M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, IET Renew. Power Gener. 3, 205 (2009)
5. P. Hou, W. Hu, and Z. Chen, IET Renew. Power Gener. 10, 694 (2016)
6. Z. Chen, C. Chen, W. Hu, and P. Hou, IET Renew. Power Gener. 10, 175 (2016)
7. J. S. González, Á. G. G. Rodríguez, J. C. Mora, M. Burgos Payán, and J. R. Santos, Renew. Energy 36, 1973 (2011)
8. O. Dahmani, S. Bourguet, M. Machmoum, P. Guerin, P. Rhein, and L. Josse, IEEE Syst. J. 9, 1519 (2015)
9. Z. Ren, Y. Wang, H. Li, X. Liu, Y. Wen, and W. Li, IEEE Trans. Power Syst. 34, 292 (2019)
10. Z. Ren, H. Li, Y. Liu, Y. Xu, L. Jin, W. Li, and W. Wang, IEEE Access 7, 71585 (2019)
11. O. Dahmani, S. Bourguet, P. Guerin, M. Machmoum, P. Rhein, and L. Josse, in 2013 IEEE Grenoble Conf. (IEEE, Grenoble, France, 2013), pp. 1–6
12. S. Lundberg, Performance Comparison of Wind Park Configurations (School of Electrical Engineering. Chalmers University of Technology, Sweden, 2003), p. 214
13. F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, P. Regulski, and V. Terzija, IEEE Syst. J. 6, 164 (2012)
14. M. Nandigam and S. K. Dhali, in 2008 Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives Autom. Motion (IEEE, Ischia, Italy, 2008), pp. 1470–1474
15. M. Zubiaga, G. Abad, J. A. Barrena, S. Aurtenetxea, and A. Cárcar, 10 (n.d.)
16. R. Eberhart and J. Kennedy, in MHS95 Proc. Sixth Int. Symp. Micro Mach. Hum. Sci. (IEEE, Nagoya, Japan, 1995), pp. 39–43
17. Y. Shi and R. Eberhart, in 1998 IEEE Int. Conf. Evol. Comput. Proc. IEEE World Congr. Comput. Intell. Cat No98TH8360 (IEEE, Anchorage, AK, USA, 1998), pp. 69–73

ANNEXE D.3

Overall Tidal Farm Optimal Design – Application to the Alderney Race and the Fromveur Strait (France)

Eyman Fakhri [a,*], Jérôme Thiébot [a], Hamid Gualous [a], Mohamed Machmoum [b], Salvy Bourguet [b]

[a] Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg (LUSAC), Normandie Univ, UNICAEN, 14000 Caen France.
[b] Institut de Recherche en Énergie Électrique de Nantes Atlantique (IREENA), Université de Nantes, 44602 Saint Nazaire, France.

***Abstract*— This article presents an overall optimization method of Tidal Energy Converters arrangement and their electrical connection topology. This methodology is implemented as a software tool and formulated as a bi-level programming where two sequential genetic algorithms are used. A semi-analytical method is adopted to evaluate the loss of production caused by the wake effect. Electrical connection costs as well as line losses are taken into account. This developed tool takes a large panel of variables into consideration and delivers an optimal number of turbines and their locations, optimal AC electrical architecture and optimal sizing of electrical equipment as its output. The optimization approach is applied to the Alderney Race and the Fromveur Strait which represent the first and the second greatest tidal potential in France, respectively. The results show that the energy production cost considerably differs from one site to another and it strongly depends on the size of the farm.**

***Index Terms*— Electrical connection topology, layout, optimization, tidal energy, tidal farm design.**

1. Introduction

The energy consumed worldwide comes principally from fossil fuels (oil, gas, coal) which are the main source of greenhouse gas emissions, responsible for global warming. Consequently, several countries are nowadays showing a great desire to reduce fossil fuel consumption. France has committed itself to increase the share of renewable energies in the overall energy mix from 19 to 32% by 2030. Marine renewable energies can contribute significantly to the change of energy mix.

In comparison to other marine energies such as offshore wind or wave, the exploitation of tidal currents with Tidal Energy Converters (TEC) has two main advantages : 1) this resource is highly predictable [1] facilitating the management of its production and distribution; 2) TECs have a low visual impact which facilitates their acceptance by the local communities. The tidal energy industry is nowadays in a pre-industrial phase. Several technologies have been successfully tested on site and developers are currently planning the deployment of larger arrays of turbines. To be viable, tidal energy projects require to maximize the output and to minimize the costs. Research into optimization methods for tidal farms design is popular. On the one hand, the layout optimization is about sizing and strategical arrangement of TECs, considering the losses due to the wakes' interactions. On the other hand, the Electrical Connection Topology (ECT) optimization consists of sizing and designing the electrical layout in order to achieve the essential balance between technical performance and economic cost. The optimization of the layout and the ECT both offers an opportunity to obtain a remarkable reduction in the total cost of energy.

Regarding the layout optimization, Funke et al. [2] formulated the farm design problem with a 2D hydrodynamic model in which the effects of the turbines on the tidal flow were represented by an enhanced drag. They demonstrated that optimizing the TECs layout increased the power produced by more than 20% in comparison to an aligned arrangement of turbines. Goss et al. [3] and Coles et al. [4] used a comparable approach (enhanced drag in 2D hydrodynamic model) to determine the best locations for deploying turbines at a given site (the Alderney Race has been retained as a case study). The aforementioned investigations rely on iterative procedure in which the hydrodynamics equations are solved at each step in order to update the flow field (at both the regional and the array scales) in response to the new turbines positions. To avoid prohibitive calculation time, the hydrodynamics is highly idealized and the number of optimization variables is limited (to restrict the number of

iterations). In complement to numerical models resolving the flow at both the regional and the array scales, semi-analytical methods have been developed to analyze the flow interactions between wakes. Those models use as input regional flow conditions that are representative of a mean flow regime. Those conditions are fixed during the optimization and only the turbine positions (and eventually the number of turbines) and the flow conditions within the array are updated. In other words, there is no feedback between the array scale and the regional scale, which is valid only when small array are considered (which is the case here). The most famous model of this type is the one of Jensen et al. [5] who developed a simple analytical model to calculate the velocity in the far wake of a turbine. This model, initially designed for wind turbines, has been applied to simulate the wakes of tidal turbines and successfully predicted the wakes characteristics [6].

For small tidal farms, the layout optimization problem can be solved by using intuition or by testing systematically a large number of layouts. However, when dealing with a farm containing a high number of turbines, the number of decision variables becomes important and the use of optimization algorithms offer a real advantage. Metaheuristic optimization methods are increasingly used in industrial problems, especially the optimization of layouts. In the context of wind farms optimization, the most popular metaheuristic methods rely on genetic algorithms ([7–10]) and/or particle swarm optimization algorithms ([11–13]). Using the particle swarm optimization, Lo Brutto et al. [12] optimized the layout of a tidal farm with a semi-analytical algorithm. They applied their model to the Alderney Race and showed, in particular, that the directional spreading of the tidal current had a great influence on the optimal arrangement of turbines.

As regards the ECT, the electrical energy produced by each turbine must be collected at one or more Offshore Sub-Stations (OSSs). This energy is then transported to the Onshore Connection Point (OCP) where it is delivered to the national grid. The energy is transported by submarine cables that run along the seabed (Fig.1).

Each turbine can be directly connected to the OCP as in the MeyGen project [14]. In this configuration, each turbine is connected to a power converter linked to a transformer, which is connected to the OCP. For large tidal farms, this connection scheme becomes too expensive. Thus, the ECT generally relies on connecting methods, similar to those of wind farms, that consist in connecting the turbines in a chain or a star configuration [15]. A comparison between AC and DC offshore wind turbine connection topologies, in terms of reliability and losses, was carried out in [14-15]. The results proved that the HVDC transmission system is more appropriate over a critical distance (between 60 and 100 km depending on the rated power of the offshore wind farm). In addition, the HVDC system increases the reliability of the power system, decreases the reactive power requirements and reduces the cable losses.

In offshore wind turbine applications, the electrical system cost ranges between 15 and 30% of the total investment cost, of which 5% are the costs of submarine cables [18,19]. The cost of the electrical system is influenced by several factors that are intertwined [19]. Various approaches have been proposed to optimize the offshore electrical system. Most authors focus mainly on cable optimization using simple algorithms such as the minimum spanning tree algorithm [20] and the dynamic minimum spanning tree [21]. Others adopt broader optimization approaches including the number and the location of OSSs, the ECT as well as the selection of electrical components in terms of voltage level. To this end, González et al. [22] used a particle swarm optimization algorithm whereas Dahmani et al. [23] developed an optimization method of the connection topology for an offshore wind farm network based on a mixed minimum spanning tree and a genetic algorithm.

Two approaches can be retained to optimize the overall tidal farm design: 1) a global optimization approach which consists of optimizing the layout and the connection simultaneously and 2) a sequential optimization approach which consists of optimizing firstly the layout and then the ECT. In real-world applications, the global approach is difficult to apply because too many variables have to be optimized simultaneously (related to both the layout and the connection). Furthermore, when both approaches have been compared [22], the results showed that the global optimization provided a limited reduction in the total cost of the wind farm compared to the sequential optimization. For the present purpose, the optimization of the ECT and the layout is carried out using a sequential approach.

In the scientific literature, very few tidal turbines applications deal with the optimization of both the layout and the ECT. To the best of our knowledge, the only existing studies, relying on a sequential approach, are [15] and [24]. The investigations of Culley et al. [15] relied on a combined gradient-GA optimization method. The gradient method is an exact (deterministic) optimization method that is only applicable when a limited number of optimization variables is considered. Ren et al. [24] used a combined genetic algorithm with a mixed integer programming approach and applied it to a simplified case with a limited number of optimization variables.

In the present contribution, we are considering a more realistic application with a large panel of variables including the number of TECs and their locations, the collection system design and their related components,

the number and the locations of the offshore electrical substations, the connection map of the HV transmission system and the energy losses. The developed optimization method is applied to two French tidal energy sites: The Alderney Race located between the Alderney Island and Cap de la Hague, and the Fromveur Strait located in the sea of Iroise.The Alderney Race and the Fromveur strait represent respectively the first and the second greatest tidal potential in France [25]. To date, no optimization of both the layout and the ETC has been considered at those tidal energy sites. Another novelty of this work concerns the comparison of two optimization algorithms: the GA and the PSO.

The mathematical formulation of the optimization problem is provided in detail in section II. The optimization methodology is presented in section III; and finally, the results are discussed in Section IV.

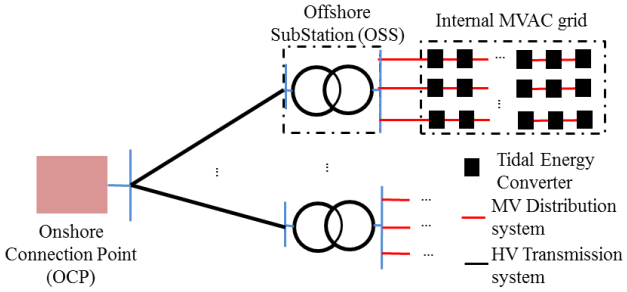


Fig.19. General ECT configuration of a tidal farm.

2. Mathematical formulation

In this section, the detailed formulation of each objective function related to the layout and the ECT optimization are presented.

2.1 Formulation of the layout optimization problem

The layout optimization problem consists of finding an optimal number of turbines and their arrangement in the tidal farm, noticing the influence of the wakes interactions on production. The power extracted by each TEC is computed with the magnitude of the tidal current velocity U_0 (1) considering three different turbine operations. The power is nil when U_0 is smaller than the minimum speed (cut-in velocity); it is given by (1) when U_0 ranges between the cut-in and the rated speed and stabilizes at the maximum power of the TEC when U_0 exceeds the rated-velocity.

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \, \rho \pi R^2 {U_0}^3 \quad , \quad U_{cut-in} < U_0 < U_{rated} \qquad (1)$$

where C_p is the power coefficient, ρ is the density of the fluid and R is the radius of the TEC.

The model developed by Lo Brutto *et* al. [12,26] is adopted in this work to simulate the velocity distribution in the wake of the turbines. This model uses the Jensen's model to compute the flow velocity in the turbines wakes. The wake expansion has been adapted for tidal turbines applications [26] (originally, the Jensen's model was designed for wind turbines applications). The wake expansion r_w is a function of the distance from the turbine x, the turbine diameter D and the ambiant turbulence intensity I_0:

$$r_w = \frac{R}{2.59} c(I_0)\, 5.58 \left(1 - e^{-0.051\frac{x}{D}}\right) + 1.2 \qquad (2)$$

With:

$$c(I_0) = -15.542 I_0^2 + 21.361 I_0 + 0.2184 \qquad (3)$$

The turbulence intensity in the flow I_0 strongly affects the wake expansion. In the present contribution, I_0 is set to 11%, in line with in-situ measurements [27,28].

The effect of the wake overlapping (superposition of wakes) is integrated in the model following the model of Jensen. If a TEC j is in the wake of several turbines W(j), the velocity deficit at the TEC j is given by (4) [7].

$$u_j = u_0 \left(1 - \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{TEC}} \left(1 - \frac{u_{ij}}{U_0}\right)^2}\right) \quad \text{for} \quad j \in W(j) \qquad (4)$$

Here, N_{TEC} is the number of TECs in the tidal farm and u_{ij} is the resulting velocity due to the wake effect caused by turbine i on turbine j, which is estimated as follows:

$$u_{ij} = U_0 - \frac{U_0\left(1-\sqrt{1-C_T}\right)}{\left(\frac{r_w}{R}\right)^2} \qquad (5)$$

where C_T is the thrust coefficient.

The method retained to compute the wake-field relies mainly on the shadowing effect (reduction of the power output caused by the wake(s) of the upstream turbine(s)). Although this process is expected to be predominant in determining the velocity field within the array, it is important to keep in mind that other processes (that are neglected here) may also influence significantly the power output. The blockage effect is one those processes. At the local scale, the blockage slightly improves the turbine performance by enhancing the thrust and power coefficients [29]. At the array-scale, the blockage is responsible for a partial diversion of the flow that alters the currents within the array and reduces the

power output of the turbines [30]. For the present purpose, local and global blockage effects should however play a secondary role as blockage ratios (at the turbine- and the array-scales) are low (see section 3.2.3).. Other hydrodynamics effects, neglected in our 2D model, are also foreseen to be secondary (but influential) such as 3D flow circulation, development of the wake-added turbulence through the array… Improving the fidelity of wake models is currently under research but it is beyond the scope of this paper.

The objective of the model is to produce the largest amount of energy at the lowest cost. To this end, the model intends to minimize the ratio between the capital cost and the energy extracted by the TECs during the lifetime of the farm (E_{ex}). In this work, the capital cost is formulated as the sum of the TECs costs (C_{TEC}) and the Operating and the Maintenance costs ($C_{O\&M}$). The objective function to optimize the layout (F_{layout}) is formulated as follows:

$$F_{layout} = \min\left(\frac{C_{TEC} + C_{O\&M}}{E_{ex}}\right) \quad (6)$$

The cost of the TEC is formulated as follows [24] :

$$\mathrm{C_{TEC}} = \mathrm{N_{TEC}}\left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3}\mathrm{e}^{-0.00174.\mathrm{N_{TEC}^2}}\right)\mathrm{C_{unit}}\frac{\mathrm{r(1+r)^T}}{[(1+\mathrm{r})^\mathrm{T}-1]} \quad (7)$$

where $\mathrm{C_{unit}}$ is the unit cost of one TEC, estimated in our case at 728,501 € [31]. It is assumed that the total investment is made in the first year and paid during the lifetime T (= 20 years) of the tidal farm with a bank interest rate r (=0.02). The Operating and Maintenance costs $\mathrm{C_{O\&M}}$ are estimated at 158.4 €/kW (as in [32]). The electrical energy extracted by the TECs is:

$$\mathrm{E_{ex}} = \mathrm{AEP.T} \quad (8)$$

With

$$AEP = 8760.\mathrm{P_{mean}}.\mathrm{A_v} \quad (9)$$

where $\mathrm{A_v}$ is the Equivalent Availability Factor (= 95% chosen arbitrarily in the present study) and $\mathrm{P_{mean}}$ is the mean hourly mechanical power produced by the tidal farm:

$$\mathrm{P_{mean}} = \sum_{\mathrm{d=1}}^{\mathrm{N_d}}\sum_{\mathrm{v=1}}^{\mathrm{N_v}}\mathrm{f_{d,v}}\sum_{\mathrm{j=1}}^{\mathrm{N_{TEC}}}\mathrm{P_{d,v,j}}\left(\mathrm{u_{d,v,j}}\right) \quad (10)$$

where N_d and N_v are the numbers of direction and magnitude used to discretize the tidal current data, $\mathrm{f_{d,v}}$ is the occurrence frequency of the velocity for a direction d and a magnitude v, $\mathrm{P_{d,v,j}}$ and $\mathrm{u_{d,v,j}}$ are respectively the power and current velocity of turbine j when the tidal velocity magnitude is v and the direction is d.

2.2 Formulation of the ECT optimization problem

The ECT optimization problem consists of finding the optimal number of turbine clusters connected to each OSS, the optimal number of turbines in each cluster, the optimal cross-section of MV and HV cables, the optimal connection design for each cluster of turbines, the optimal number and locations of OSSs and the size of its components. The optimization approach considers the energy loss as well as the amount of reactive power to be compensated for.

The objective function for the ECT (F_{ECT}) is (11). F_{ECT} represents the average production cost, which is defined as the cost of electricity produced to cover all operational expenses (related to the ECT) during the operating phase. This objective function considers both the variable part of the electrical investment cost (C_{invest}) (considering only the costs of the components that vary according to the connection topology) and the average energy delivered at the OCP (E_d), which depends on the average electrical losses (P_{losses}) [33].

$$F_{ECT} = \min\left(\frac{C_{invest}}{E_d}\right) \quad (11)$$

The energy delivered at the Onshore Collection Point, E_d, is the difference between the energy extracted by the TECs E_{ex} and the energy loss E_{loss} in the submarine cables (8).

$$E_d = E_{ex} - E_{loss} \quad (12)$$

With:

$$E_{loss} = P_{losses}.8760.T \quad (13)$$

where is the mean hourly power losses.

A load flow calculation is adopted to evaluate the power losses (P_{losses}) using the universal method of Newton-Raphson [34].

The initial investment cost is [23]:

$$C_{invest} = C_0\,\frac{r.(1+r)^T}{[(1+r)^T-1]} \quad (14)$$

Where C_0 is the initial investment cost, which can be

defined as the sum of the costs of MV and HV cables (C_{cables}), the cost of reactive energy compensation equipment (C_{ce}) and the cost of the OSSs (C_{OSS}).

$$C_0 = C_{Cable} + C_{ec} + C_{OSS} \quad (15)$$

The cable cost is calculated with (16) using the model proposed in [33]:

$$C_{Cable,i} = A_C + B_C \, e^{\frac{C_C \times S_{n,i}}{10^2}} \quad (16)$$

where A_C, B_C and C_C are the coefficients of the submarine cable cost model calculated receptively by (17), (18) and (19), and S_n is the limited power which depends on the cross-section and the voltage level.

$$A_C = 0.001631\,V - 0.0142 \quad (17)$$
$$B_c = 0.9805\,V^{-0.765} \quad (18)$$
$$C_C = 45.713\,V^{-0.693} \quad (19)$$

where V is the voltage level in (kV).

An OSS includes a step-up transformer and its associated switchgear [35,36]. The cost of the OSS platform is estimated by the model proposed in [36]. It is defined as the sum of the step-up transformer costs calculated by (19) [36,37], the switchgear calculated by (20) [33], and the cost of the offshore platform calculated by (21) [37].

$$C_{tr} = -157727 + 280.5.S_{tn}^{0.4473} \quad (15)$$
$$C_{SG} = 30400 + 0.57.U_{rated} \quad (15)$$
$$C_{pl} = 2 + 0.07.S_{tn} \quad (15)$$

where S_{tn} is the rated power of the transformer installed in the OSS and U_{rated} is the rated voltage of the switchgear, line to line [kV].

Finally, the reactive energy compensation equipment is installed at the end of the HVAC cables. Its cost is assumed to be equal to 2/3 of the price of the transformer [38].

$$C_{ce} = \frac{2}{3} C_{tr} \quad (15)$$

3. Optimization methodology

3.1 Overall optimization procedure

For the present application, the optimization problem is formulated as a bi-level programming where the layout and the connection topology are optimized sequentially as shown in the flowchart illustrated in Fig. 2. Two genetic algorithms are used. The first one finds the optimal number of TECs and their arrangement in the tidal farm whereas the second optimizes the ECT.

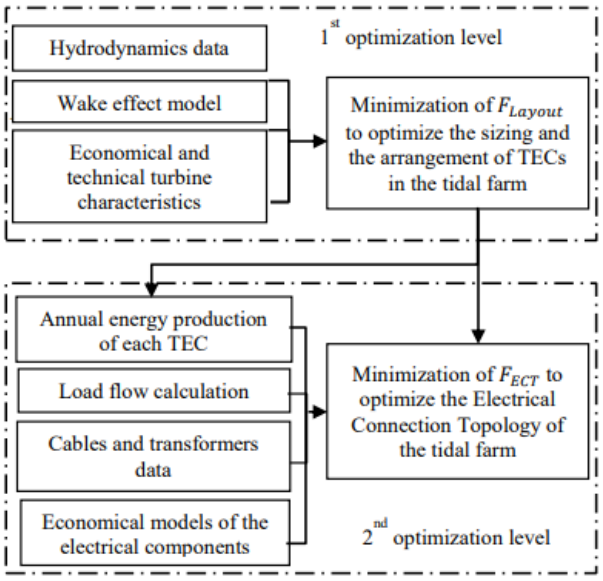


Fig. 20. Schematic representation of the global decision tool.

3.2 Optimization Algorithms

3.2.1 Genetic algorithm

The genetic algorithm permits to solve both constrained and unconstrained optimization problems. This method is inspired by Charles Darwin's theory of natural evolution [39]. The basic principle of the genetic algorithm comes from the law of population evolution. The fittest individuals are selected for reproduction and producing the offspring of the next generation. Three operators called "selection", "crossover" and "mutation" are applied to generate new individuals. Each individual is encoded into a chromosome X_{GA}. The gens of the chromosome are coded as binary values. For the present purpose, the chromosomes represent turbines arrangements (first optimization level in Fig. 2) and ECTs (second optimization level in Fig. 2). The used parameters of the GA are presented in the Appendix A.

The GA does not always converge towards a global optimum. The robustness of the final solution should thus be verified. Here, we check that the algorithm gives comparable results when:

(i) a different selection mode is used (the roulette wheel and the binary tournament method),
(ii) the optimization code is executed several times and
(iii) a different optimization algorithm is used. To this end, a Particle Swarm Optimization algorithm is used to confirm the GA results.

3.2.2 Particle Swarm optimization

Two sequential Particle Swarm Optimization are used in this work to confirm the results of the genetic algorithms. The PSO is a population based stochastic optimization technique inspired by social behavior of bird flocking or fish schooling [40]. The speed and position of each particle is updated according to the following equation [41]:

$$\begin{cases} V_{t+1} = \omega v_t + r_1 c_1 (p_{i,t} - x_t) + r_2 c_2 (p_{g,t} - x_t) \\ \mathrm{X_{t+1}} = \mathrm{x_t} + \mathrm{v_{t+1}}. \end{cases} \quad (23)$$

Here, c_1 and c_2 are two positive constants, r_1 and r_2 are two random functions in the range [0 - 1], v_t is the velocity at the time t, x_t is the position of the particle, $p_{i,t}$ is the best previous position, $p_{g,t}$ is the best candidate solution for the entire swarm, and ω is the inertia weight coefficient.). The used parameters of the PSO algorithm are presented in the Appendix A.

3.2.3 Tidal farm modelling

The TECs arrangements rely on a grid containing $\mathrm{n_x}$ cells in the x-direction and $\mathrm{n_y}$ cells in the y-direction. The dimension of each cell is 5D×5D. The cells represent the possible positions for the TECs (the TECs are placed in the centre of the cell). Each chromosome generated by the genetic algorithm indicates which cells are empty and which cells are occupied by TECs [7], which finally gives the optimized number of turbines and the best turbines locations. The TECs should respect a minimum clearance of 5D. In the longitudinal direction, this distance is often retained because it allows a minimum flow recovery between two consecutive rows of turbines [42]. In the lateral direction, the space between turbines should represent a compromise between the number of turbines (the more turbines, the greater is the output) and the blockage ratio at the array-scale (when the turbines are too close to each other, the flow is diverted and the turbines performance drops). A distance of 5D is a reasonable compromise between those effects. For the present application (depth of the order of 50 m), imposing a lateral distance greater than 5D ensures that the local blockage ratio (surface swept by the blades divided by the cross-sectional area) remains smaller than 6%. The local blockage (which is neglected in our model) is thus expected to have a limited impact on the power output [43,44]. As regards the blockage effect at the array-scale (alteration of the flow within the array), it is also expected to play a minor role as the lateral dimension of the array (900 m) is much smaller than the cross-section of the sites (5 km for the Fromveur Strait and 15 km for the Alderney Race). Furthermore, existing wake-field studies performed on those sites [45,46] suggested a limited array-scale alteration of the hydrodynamics by the turbines.

It is noteworthy that using a structured grid constrains the layout. Indeed, it prevents from staggering turbines behind a row where the minimal lateral distance is reached (5D). It is thus foreseen that a slight increase of power output could have been obtained by using another type of grid. A test with a staggered grid (where consecutive rows are staggered) showed that the gain in staggering is of the order of 3%. As this gain in the layout objective function is small, we deiced to use the more conventional regular grid, which has the advantage of being comparable to existing works.

The modelling of the ECT relies on [23]. The ECT is represented by a binary connection matrix filled in by the genes of the chromosome generated by the GA (second optimization level). The connection matrix construction and the chromosome structure are presented in details in [23]. To minimize the search space of the optimal ECT, the number of variables is reduced by adopting two simplifications: (i) Each TEC can only be connected to its eight direct neighbours. (ii) The OSS is connected to the closest TEC in each cluster. These simplifications are sensible considering that the connection between two remote nodes is not optimal.

The voltage levels of the network are 11kV for the collection system and 132 kV for the transmission system (as recommended in [47]). All cable segments in the collection/transmission system have identical cross-sections. The highest section of the collection/transmission system is chosen. The study considers an AC collection/transmission system ensured by a single three-core XLPE subsea cable. The sizes of submarine cables and power of transformers are standardized and given in Table 1. Therefore, the number of turbines per cluster is limited by the maximum cable cross section. The cables length between two nodes (TECs, OSSs, or OCP) is calculated using the geographical distance considering a flat and horizontal seabed.

TABLE 1
STANDARDIZED CABLES AND TRANSFORMER VALUES

Component	standardized values
HV cable (mm^2)	35 50 70 95 120 150 185 240
MV cable (mm^2)	185 240 300 400 500 630 800 1000
Transformer (MVA)	10 25 40 50 100 125 150 180 2(

3.3 Hydrodynamics of the two study sites

The tidal current data, required as input of the algorithm, comes from two different sources. For the

Fromveur Strait, the current magnitude and direction were predicted by the hydrodynamic model of the SHOM (French Navy) [48]. The data has been extracted at the point of coordinates (48.26°N; 5.02°W). At this location, the predominant current forms an angle of 50° with respect to the North. This angle has been retained to orientate the tidal farm (*i.e.*, the farm is oriented such that the x-axis is parallel to the predominant current). For the Alderney Race, the current data was provided by the hydrodynamic model of Thiébot *et al.* [49]at the point of coordinates (49.72°N; 2.019°W) where the predominant current forms an angle of 20° with respect to the North. It is noteworthy that the Alderney Race data has already been used to optimize the layout of a tidal farm [12]. For both sites, the current data have been extracted in the center of the farms and we consider that they apply over the entire zones. The assumption that the ambient currents (flow without turbine) are homogeneous over the tidal farms can be justified by the fact that the depth is relatively constant and that the dimensions of the farms are small in comparison those of the channels (inducing limited variation of hydrodynamics over the study zones).

From the current data (time-series of current magnitude and direction), the frequency of occurrence has been computed for each current direction and magnitude $f_{d,v}$. The results, included in matrixes, are illustrated in Fig.3.

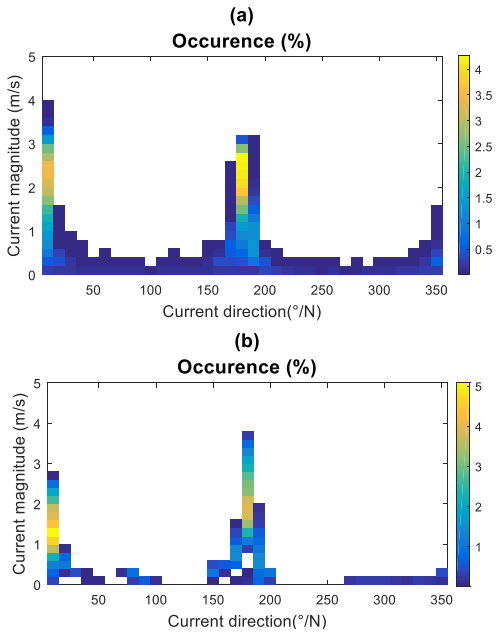


Fig. 3. Frequency of occurrence (in %) of the current direction and magnitude. (a) The Alderney Race. (b) The Fromveur Strait.

3.4 Description of the tested configurations

The turbine characteristics, chosen for the present work, are those of the Atlantis AR1500 tidal turbine which is a horizontal axis turbine [50]. The turbine is equipped with a yaw mechanism system that allows the device to face the incoming tidal flow constantly. The main turbine characteristics are described in Table 2. The thrust and the power coefficients (C_p, C_T) are obtained from [42]. It is assumed that the turbine uses a MPPT strategy with targeted values $C_p = 0.425$ and $C_T = 0.82$.

TABLE 2
TURBINE CHARACTERISTICS [38]

Quantity	Value
Rotor diameter (m)	18 m
Cut-in speed (m/s)	0.5 m/s
Rated speed (m/s)	3 m/s
Rated power (MW)	1.5 MW

Six scenarios are considered to evaluate the model capabilities. Two sites (the Fromveur Strait and the Alderney Race) and three different farm sizes are considered: (i) 50D × 50D, (ii) 35D × 35D and (iii) 25D × 25D. The designation of the scenarios is summarized in Table 3. For both study sites, the OCP considered is located approximately 5 km away from the center of the farm.

TABLE 3
CASES STUDY

Site \ Farm size	50D × 50D	35D × 35D	25D × 25D
Alderney Race	Case AR10	Case AR7	Case AR5
Fromveur Strait	Case F10	Case F7	Case F5

4. Results and discussion

The results of the layout optimization (the first optimization level) are synthetized in Table 4. The optimized layouts are displayed in Fig. 4. This figure shows that it is preferable to maximize the number of turbines on both sides of the farm. Indeed, turbines occupy all the cells of the left and right rows. The reason why the algorithm find this is because the turbines of those rows release a great amount of power when they are placed in the free flow (which occurs alternately during ebb or flow tides). The algorithm also demonstrated that it is advantageous to space the turbines in the longitudinal direction. Indeed, the greater is the longitudinal spacing between turbines, the greater is the flow recovery between two consecutive rows of turbines and the greater is the output of the downstream TEC. For the largest tidal farms (50D × 50D), the longitudinal spacing should be twice bigger than the lateral spacing. For the smallest tidal farms (25D × 25D

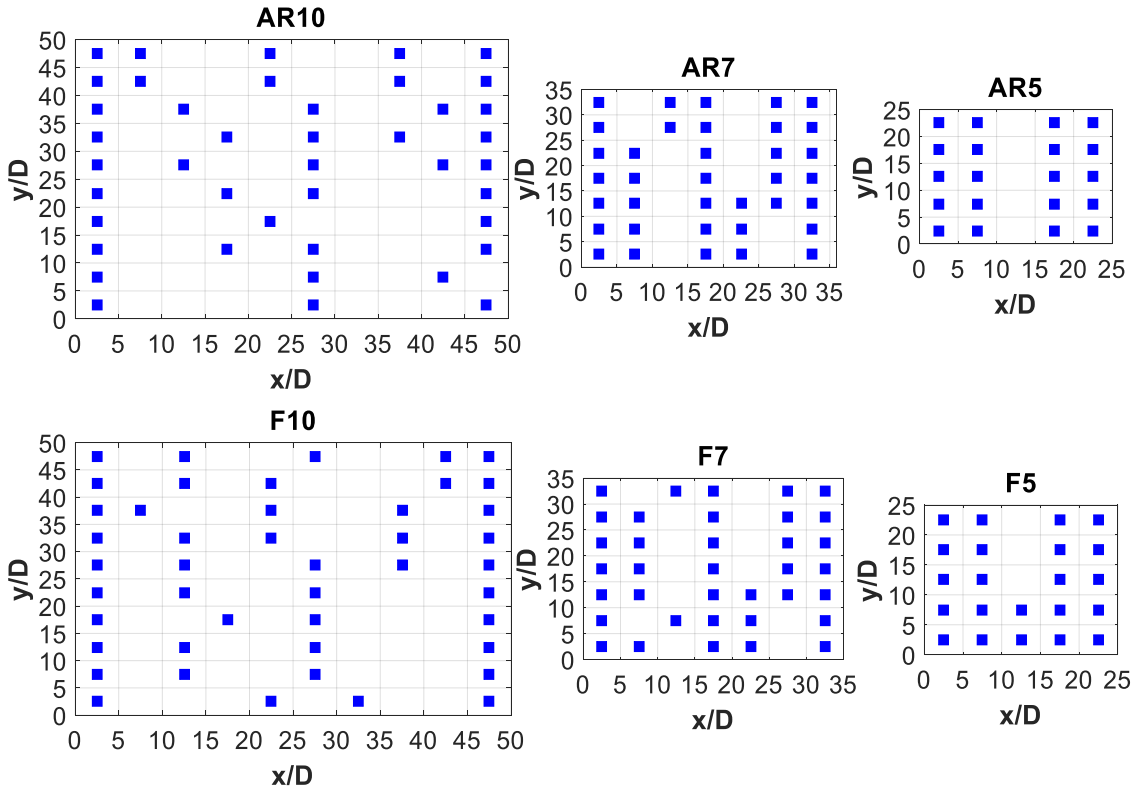


Fig. 4. Optimized layout configurations for different farm sizes– Alderney Race (cases (AR10), (AR7) and (AR5)) and Fromveur Strait (cases (F10), (F7) and (F5)).

TABLE 4
OPTIMIZATION RESULTS OF THE FIRST OPTIMIZATION LEVEL

	Unit	Fromveur Strait			Alderney Race		
		F10	F7	F5	AR10	AR7	AR5
N_{MCT}		45	36	22	42	36	20
x_{av}/D ; y_{av}/D		12.86 ; 6.28	7.5 ; 5.86	5.88 ; 5	13.91 ; 7.12	7.32 ; 5	6.67 ; 5
E_{ex}	GWh / year	109.36	85.55	52.23	140.85	113.41	64.63
C_{MCT}	M€	40.79	33.85	23.88	38.39	33.85	22.32
$C_{O\&M}$	M€	10.69	8.55	5.23	9.98	8.55	4,75
F_{layout}	€/MWh	23.06	24.78	28.77	17.17	18.69	20.95

or 35D × 35D), the algorithm tends to reduce both the longitudinal and the lateral spacings in order to deploy a greater density of turbines, which affects the cost of production related to the layout optimization (F_{layout}).

Interestingly, the comparison of the two sites reveals that, for a comparable number of turbines, a tidal farm produces 32.57 % more in the Alderney Race than in the Fromveur Strait (cases F7 and AR7). Furthermore, the cost of production is 32.58%, 34.30% and 37.33% smaller in the Alderney Race for the three farm sizes 35D × 35D, 50D × 50D and 25D × 25D, respectively.

The optimal ECTs are represented in Fig.5. Whatever the farm dimensions or the site, all electrical topologies are comparable in terms of number and position of substations, cross-sections of the HV cables and type of the TECs clustering (mixed string/star). The optimal number of substations in each configuration is 1 with central positioning. The clustering is carried out in chain and mixed chain/star configuration since this type of connection offers the best compromise in the total investment cost between the total length and the cross-sections of the MV cables. Each substation is connected to the OCP by a 3×185 mm^2 HV cable.

The details of the electrical architecture and the ECT cost of the six cases are presented in Table 5. The architectures differ by the cross-sections of MV cables as well as by the connection topology of the internal MV network (with a number of TEC clusters varying regarding the farm size and the site). The submarine cables are sized in accordance with the chain containing the largest number of turbines. The algorithm finds two different optimal cross-sections of MV cables: 3×240

mm^2 when the maximum number of turbines per group is 6 (cases (F10), (F7) and (F5)), and 3×185 mm^2 when the maximum number of turbines per group is 5 (cases (AR10), (AR7) and (AR5)). The TECs are connected without cable crossings. However, there are several crossings between the substation and TEC clusters. When a crossing occurs, the cable route is modified manually as represented by a dotted line in Fig. 6.

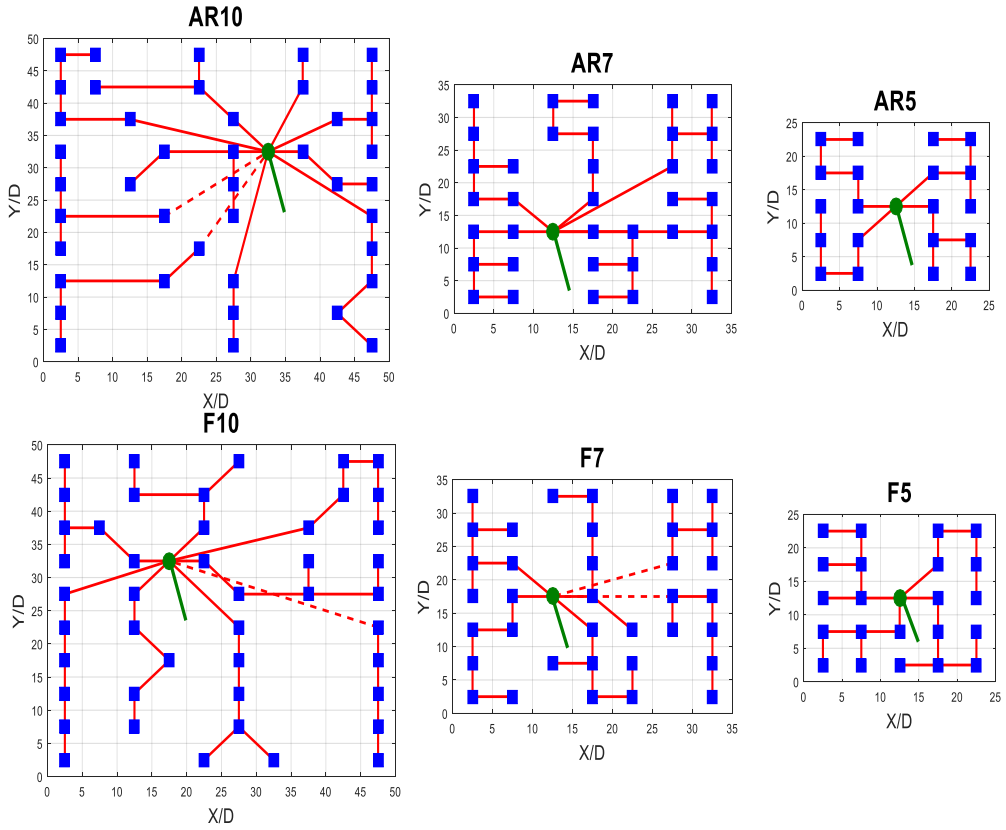


Fig.5. Optimized layout and ECT configurations for the two studied sites and for different farm sizes– Alderney Race (cases (AR10), (AR7) and (AR5)) and Fromveur Strait (cases (F10), (F7) and F5).

The cost of MV cables varies from one site to another and depends on the size of the farm. As regards the cost of the OSS, it represents about 45 %, 48 % and 43 % of the total investment cost for the farm size of 50 D × 50 D, 35 D × 35 D, and 25 D × 25 D respectively.

Intercomparing cases F5, F7 and F10 (table 5) show that the average production cost related to the ECT (F_{ECT}) decreases as a function of the farm size. This is also true for the three configurations of the Alderney Race. The significant impact of the site selection on the ECT cost can also be observed by comparing for two different sites, two farms with comparable sizes (cases AR10 and F10), (cases AR7 and F7) and (cases AR5 and F5). Setting up a tidal farm in the Alderney Race is more profitable in terms of the average production cost related to the ECT.

Once the ECT was optimized, a refined evaluation of the energy losses in the submarine cables was carried out for each configuration. The load flow calculation was executed every 15 minutes during one year. The annual energy loss cables are presented in Table 5. They vary between 0.058% and 0.2% of the annual energy, depending on the site and the dimensions of the farm. The energy loss is very low because the distances between the TECs are small and because the voltage levels of the collection and transmission system (11kV and 132 KV respectively) are adequately chosen. As the loss in submarine cables is very small, it appears that it is not necessary to compute the load flow during the optimization and that the loss can be evaluated once the optimization is complete.

To ensure that the GA does not converge to a local optimum, two PSO algorithms are used to confirm the results obtained by the GA. The convergence of the GA and the PSO algorithms, for each scenario, are presented in Fig.6 (for the first optimization level) and in Fig.7 (for the second optimization level). The figures show that the PSO algorithm converges to almost the same Final Values (FV) as that of the GA. This gives confidence in the fact that the genetic algorithm converging towards a global optimum.

TABLE 5
OPTIMIZATION RESULTS OF THE SECOND OPTIMIZATION LEVEL

	Quantity	Unit	Fromveur Strait			Alderney Race		
			F10	F7	F5	AR10	AR7	AR5
Electrical architecture	Number of OSSs		1	1	1	1	1	1
	Number of MV feeders per OSS		8	6	4	10	6	4
	Number of TEC per group		5:6	6	5:6	2:5	6	5
	Sizes of MV cables	mm^2	3×240	3×240	3×240	3×185	3×240	3×185
	Sizes of HV cables	mm^2	3×185	3×185	3×185	3×185	3×185	3×185
	Cable length	km	10.81	8.8	7.02	11.25	8.73	6.87
	Transformer power	MVA	100	100	40	100	100	40
	Energy losses	MWh\year	146.03 (0.13%)	77.32 (0.09%)	30.51 (0.058)	287.30 (0.2%)	175.18 (0.15%)	58.68 (0.09%)
Cost of the electrical connection Topology	Cost of MV cables	M€	2.17	1.37	0.72	2.031	1.34	0.61
	Cost of HV cables	M€	2.10	2.10	2.10	2.11	2.10	2.1
	Cost of the MV/HV transformer	M€	0.8	0.8	0.48	0.8	0.8	0.48
	Cost of the MV protection cells	M€	0.29	0.26	0.15	0.36	0.22	0.15
	Cost of the HV protection cells	M€	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
	Cost of the OSS platform	M€	9	9	4.8	9	9	4.8
	Cost of the reactive energy compensation equipment	M€	0.53	0.53	0.32	0.53	0.53	0.32
	Investment cost	M€	22.41	21.17	13.04	22.43	21.18	12.87
	F_{ECT}	€/MWh	10.17	13.14	13.51	6.4	7.43	8.06

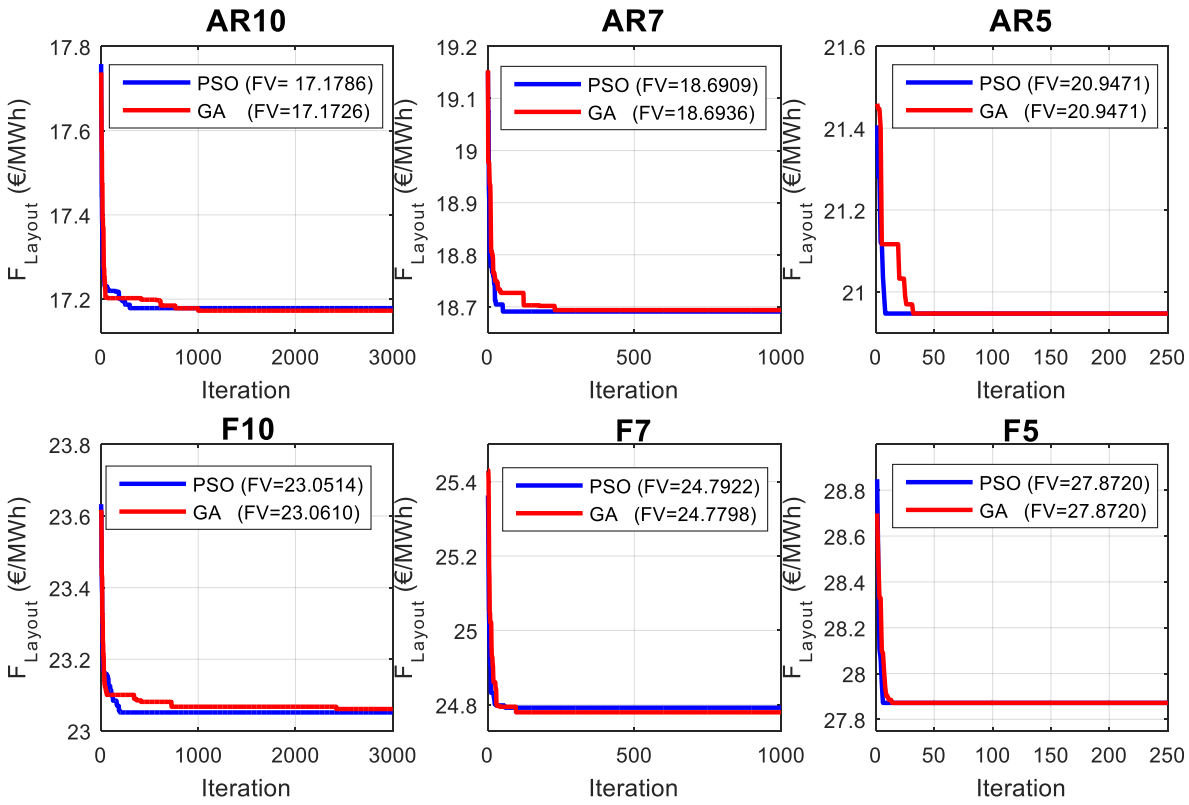


Fig.6. The Convergence of the first objective function (F_{layout}) using a GA and a PSO algorithm, for the two studied sites and for different farm sizes– Alderney Race (cases (AR10), (AR7) and (AR5)) and Fromveur Strait (cases (F10), (F7) and F5).

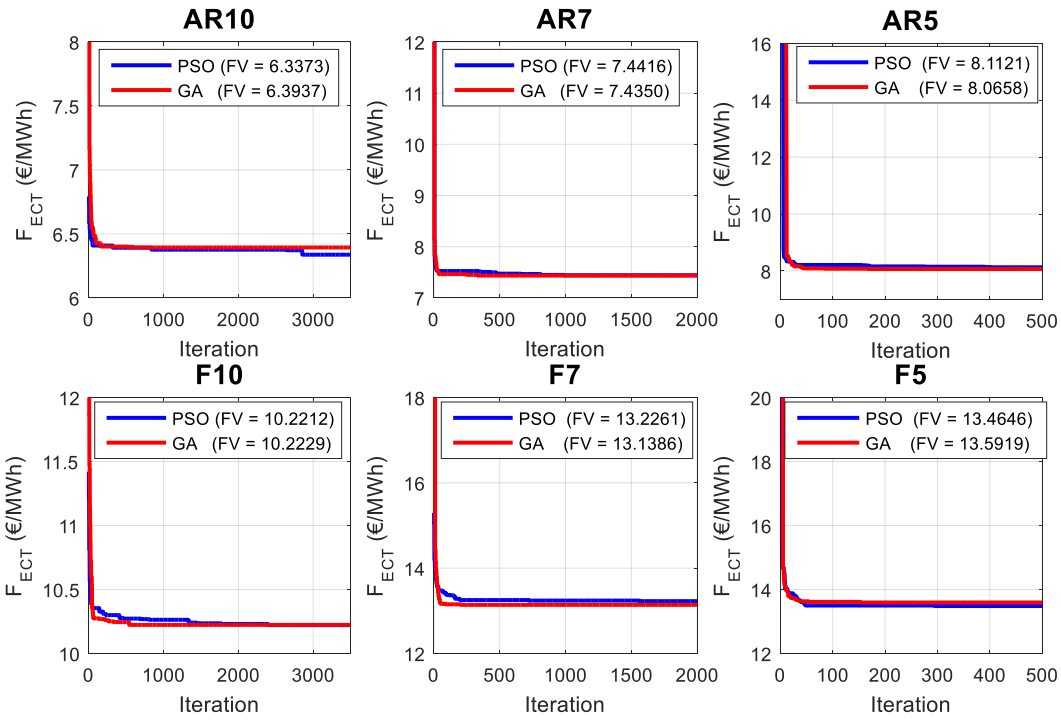


Fig.7. . Convergence of the second objective function (F_{ECT}) using a GA and a PSO algorithm, for the two studied sites and for different farm sizes– Alderney Race (cases (AR10), (AR7) and (AR5)) and Fromveur Strait (cases (F10), (F7) and F5)

5. Conclusion

The economic performance of tidal farms is highly dependent on the number of turbines, their positions, and their electrical connection topologies. This study has presented a sequential optimization of the marine current turbine layouts and their electrical connection topology. Firstly, the layout was optimized to restrict the detrimental effects of wake overlapping (shadowing effect) on the power production. Secondly, the electrical connection topology was optimized considering several network parameters and energy losses. Nevertheless, several limitations should be borne in mind.

Firstly, the selected cost models, used as an input for the optimization algorithm (to evaluate the cost of the various components of the tidal farm), have a strong impact on the determination of the optimal configuration. These models must be refined in order to increase the reliability of the results, especially the costs of the offshore substation and the costs of operations and maintenance.

Secondly, it is difficult to ensure that the method always converges towards the optimal solution. For the present purpose, the robustness of the model has been assessed, on the one hand, by using a different optimization algorithm (the PSO algorithm) and on the other hand, by repeating the execution of the optimization code to make sure that it always converges towards a similar result.

The main finding of this study can be summarized as follows.

Firstly, when the flow remains parallel to the longitudinal axis, the longitudinal spacing should be bigger than the lateral spacing. It is also more cost effective to maximize the number of the TECs on both sides of the domain because those rows are alternately placed in the free flow area.

Secondly, the energy cost decreases as the size of the tidal farm area increases; furthermore, the energy cost is strongly dependent on the hydrodynamic characteristics of the site. The results have a number of similarities with the investigations of Ren *et al.* [24] who also found that the cost of energy is strongly sensitive to the size of the farm and the available tidal resource.

Thirdly, for the cases studied, all electrical topologies are comparable in terms of number and positioning of substations, cross-sections of the HV cables and type of the TECs clustering. They differ by the cross-sections of MV cables as well as by the connection topology of the internal MV network.

Future works will compare the present results to those obtained in a global optimization approach. A comparison between several voltage levels and an application of the method on a large tidal farm is also envisaged. Finally, a reliability criterion can be integrated into the optimization to take into account the repair time associated with the failures of the turbines or the electrical connection system.

It would enable to take into account the income losses caused by the non-supplied energy during the repair time.

Acknowledgments

The present paper is a contribution to the research program OceanQuest funded by ADEME.

Appendix A

The used GA and PSO parameters are synthetized in Table A.1. The algorithms are implemented using Matlab 2015b.

TABLE A.1
GA AND PSO PARAMETERS

	Quantity	Value					
		F10 & AR10		F7 & AR7		F5 & AR5	
		Layout	ECT	Layout	ECT	Layout	ECT
	Swarm size	100	50	100	50	100	50
PSO parameters	Max. number of iterations	3000	3500	1000	2000	250	500
	Initial cognitive parameter	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
	Final cognitive parameter	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Initial social parameter	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Final social parameter	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
	Constriction factor	1	1	1	1	1	1
	Inertia weight coefficient	1	1	1	1	1	1
	Population Size	100	50	100	50	100	50
GA parameters	Max. number of iterations	3000	3500	1000	2000	250	500
	Crossover percentage	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Mutation rate	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Number of mutants	rand	rand	rand	rand	rand	rand

References

[1] S.E.B. Elghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and Current Status, in: 2007 IEEE Int. Electr. Mach. Drives Conf., IEEE, Antalya, 2007: pp. 1407–1412. https://doi.org/10.1109/IEMDC.2007.383635.

[2] S.W. Funke, P.E. Farrell, M.D. Piggott, Tidal turbine array optimisation using the adjoint approach, Renew. Energy. 63 (2014) 658–673. https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.031.

[3] Z.L. Goss, M.D. Piggott, S.C. Kramer, A. Avdis, A. Angeloudis, C.J. Cotter, Competition effects between nearby tidal turbine arrays—optimal design for alderney race, in: Adv. Renew. Energ. Offshore - Proc. 3rd Int. Conf. Renew. Energ. Offshore RENEW 2018, [publishername] CRC Press/Balkema, 2018: pp. 255–262. https://www.research.ed.ac.uk/portal/en/publications/competition-effects-between-nearby-tidal-turbine-arraysoptimal-design-for-alderney-race(ab42beff-e224-4ea2-b7a3-96438ea195ed).html (accessed August 30, 2020).

[4] D. Coles, S. Kramer, M. Piggott, A. Avdis, A. Angeloudis, Optimisation of tidal stream turbine arrays within the Alderney Race, (2018). https://doi.org/10.17605/OSF.IO/7ERXB.

[5] N.O. Jensen, A note on wind generator interaction, Risø National Laboratory, Rosklide, Denmark, 1983.

[6] M. Palm, R. Huijsmans, M. Pourquie, A. Sijtstra, Simple Wake Models for Tidal Turbines in Farm Arrangement, in: 29th Int. Conf. Ocean Offshore Arct. Eng. Vol. 3, ASME, Shanghai, China, 2010: pp. 577–587. https://doi.org/10.1115/OMAE2010-20966.

[7] G. Mosetti, C. Poloni, B. Diviacco, Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm, J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. 51 (1994) 105–116.

[8] S.A. Grady, M.Y. Hussaini, M.M. Abdullah, Placement of wind turbines using genetic algorithms, Renew. Energy. 30 (2005) 259–270. https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.05.007.

[9] A. Emami, P. Noghreh, New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms, Renew. Energy. 35 (2010) 1559–1564. https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.11.026.

[10] Y. Chen, H. Li, K. Jin, Q. Song, Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines, Energy Convers. Manag. 70 (2013) 56–65. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.02.007.

[11] A.C. Pillai, J. Chick, L. Johanning, M. Khorasanchi, Offshore wind farm layout optimization using particle swarm optimization, J. Ocean Eng. Mar. Energy. 4 (2018) 73–88. https://doi.org/10.1007/s40722-018-0108-z.

[12] O.A. Lo Brutto, J. Thiébot, S.S. Guillou, H. Gualous, A semi-analytic method to optimize tidal farm layouts – Application to the Alderney Race (Raz Blanchard), France, Appl. Energy. 183 (2016) 1168–1180. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.059.

[13] P. Hou, W. Hu, M. Soltani, Z. Chen, Optimized Placement of Wind Turbines in Large-Scale Offshore Wind Farm Using Particle Swarm Optimization Algorithm, IEEE Trans. Sustain. Energy. 6 (2015) 1272–1282. https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2429912.

[14] MeyGen | Tidal Projects, SIMEC Atlantis Energy. (n.d.). https://simecatlantis.com/projects/meygen/ (accessed November 13, 2019).

[15] D.M. Culley, S.W. Funke, S.C. Kramer, M.D. Piggott, Integration of cost modelling within the micro-siting design optimisation of tidal turbine arrays, Renew. Energy. 85 (2016) 215–227. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.013.

[16] N.B. Negra, J. Todorovic, T. Ackermann, Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms, Electr. Power Syst. Res. 76 (2006) 916–927. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.11.004.

[17] M. de Prada, L. Igualada, C. Corchero, O. Gomis-Bellmunt, A. Sumper, Hybrid AC-DC Offshore Wind Power Plant Topology: Optimal Design, IEEE Trans. Power Syst. 30 (2015) 1868–1876. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2354457.

[18] P. Hou, G. Yang, W. Hu, C. Chen, M. Soltani, Z. Chen, Cable Connection Scheme Optimization for Offshore Wind Farm Considering Wake Effect, in: 2018 IEEE Congr. Evol. Comput. CEC, IEEE, Rio de Janeiro, 2018: pp. 1–8. https://doi.org/10.1109/CEC.2018.8477866.

[19] Chen Ning, Huang Ling-Ling, Zhang Hongyue, Fu Yang, Optimization of large-scale offshore wind farm electrical collection systems based on improved FCM, in: Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply SUPERGEN 2012, Institution of Engineering and Technology, Hangzhou, China, 2012: pp. 67–67. https://doi.org/10.1049/cp.2012.1785.

[20] P. Hou, W. Hu, Z. Chen, Optimisation for offshore wind farm cable connection layout using adaptive particle swarm optimisation minimum spanning tree method, IET Renew. Power Gener. 10 (2016) 694–702. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0340.

[21] Z. Chen, C. Chen, W. Hu, P. Hou, Optimisation of offshore wind farm cable connection layout considering levelised production cost using dynamic minimum spanning tree algorithm, IET Renew. Power Gener. 10 (2016) 175–183. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0052.

[22] J.S. González, Á.G.G. Rodríguez, J.C. Mora, M. Burgos Payán, J.R. Santos, Overall design optimization of wind farms, Renew. Energy. 36 (2011) 1973–1982. https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.10.034.

[23] O. Dahmani, S. Bourguet, M. Machmoum, P. Guerin, P. Rhein, L. Josse, Optimization of the Connection Topology of an Offshore Wind Farm Network, IEEE Syst. J. 9 (2015) 1519–1528. https://doi.org/10.1109/JSYST.2014.2330064.

[24] Z. Ren, Y. Wang, H. Li, X. Liu, Y. Wen, W. Li, A Coordinated Planning Method for Micrositing of Tidal Current Turbines and Collector System Optimization in Tidal Current Farms, IEEE Trans. Power Syst. 34 (2019) 292–302. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2865310.

[25] Energie hydrolienne, EDF Fr. (2015). https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables/energies-marines/energie-hydrolienne (accessed March 22, 2019).

[26] O.A. Lo Brutto, V.T. Nguyen, S.S. Guillou, J. Thiébot, H. Gualous, Tidal farm analysis using an analytical model for the flow velocity prediction in the wake of a tidal turbine with small diameter to depth ratio, Renew. Energy. 99 (2016) 347–359. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.020.

[27] J. Thomson, B. Polagye, V. Durgesh, M.C. Richmond, Measurements of Turbulence at Two Tidal Energy Sites in Puget Sound, WA, IEEE J. Ocean. Eng. 37 (2012) 363–374. https://doi.org/10.1109/JOE.2012.2191656.

[28] M. Thiébaut, J.-F. Filipot, C. Maisondieu, G. Damblans, R. Duarte, E. Droniou, N. Chaplain, S. Guillou, A comprehensive assessment of turbulence at a tidal-stream energy site influenced by wind-generated ocean waves, Energy. 191 (2020) 116550. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116550.

[29] C. Garrett, P. Cummins, The efficiency of a turbine in a tidal channel, J. Fluid Mech. 588 (2007) 243–251. https://doi.org/10.1017/S0022112007007781.

[30] T. Nishino, R.H.J. Willden, The efficiency of an array of tidal turbines partially blocking a wide channel, J. Fluid Mech. 708 (2012) 596–606. https://doi.org/10.1017/jfm.2012.349.

[31] Y. Dai, Z. Ren, K. Wang, W. Li, Z. Li, W. Yan, Optimal Sizing and Arrangement of Tidal Current Farm, IEEE Trans. Sustain. Energy. 9 (2018) 168–177. https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2719042.

[32] C. Moles, B. Sigfusson, A. Spisto, M. Vallei, E. Weidner, J. Giuntoli, A. Jäger-Waldau, R. Lacal Arántegui, S. Lazarou, D. Magagna, J. Carlsson, M. del M. Perez Fortes, G. de Marco, M. Jakubcionis, European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, SERTIS, Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050., 2014.

[33] S. Lundberg, Performance comparison of wind park configurations, School of Electrical Engineering. Chalmers University of Technology, Sweden, 2003.

[34] O. Dahmani, S. Bourguet, P. Guerin, M. Machmoum, P. Rhein, L. Josse, Optimization of the internal grid of an offshore wind farm using Genetic algorithm, in: 2013 IEEE Grenoble Conf., IEEE, Grenoble, France, 2013: pp. 1–6. https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652324.

[35] F.M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, P. Regulski, V. Terzija, Optimal Electric Network Design for a Large Offshore Wind Farm Based on a Modified Genetic Algorithm Approach, IEEE Syst. J. 6 (2012) 164–172. https://doi.org/10.1109/JSYST.2011.2163027.

[36] M. Nandigam, S.K. Dhali, Optimal design of an offshore wind farm layout, in: 2008 Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives Autom. Motion, IEEE, Ischia, Italy, 2008: pp. 1470–1474. https://doi.org/10.1109/SPEEDHAM.2008.4581308.

[37] M. Zubiaga, G. Abad, J.A. Barrena, S. Aurtenetxea, A. Cárcar, Evaluation and selection of AC transmission lay-outs for large offshore wind farms., (n.d.) 10.

[38] L.P. Lazaridis, Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability, Royal Institute of Technology, 2005.

[39] J. Grefenstette, Optimization of Control Parameters for Genetic Algorithms, IEEE Trans. Syst. Man Cybern. 16 (1986) 122–128. https://doi.org/10.1109/TSMC.1986.289288.

[40] R. Eberhart, J. Kennedy, A new optimizer using particle swarm theory, in: MHS95 Proc. Sixth Int. Symp. Micro Mach. Hum. Sci., IEEE, Nagoya, Japan, 1995: pp. 39–43. https://doi.org/10.1109/MHS.1995.494215.

[41] Y. Shi, R. Eberhart, A modified particle swarm optimizer, in: 1998 IEEE Int. Conf. Evol. Comput. Proc. IEEE World Congr. Comput. Intell. Cat No98TH8360, IEEE, Anchorage, AK, USA, 1998: pp. 69–73. https://doi.org/10.1109/ICEC.1998.699146.

[42] P. Mycek, B. Gaurier, G. Germain, G. Pinon, E. Rivoalen, Experimental study of the turbulence intensity effects on marine current turbines behaviour. Part I: One single turbine, Renew. Energy. 66 (2014) 729–746. https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.036.

[43] T.Y. Chen, L.R. Liou, Blockage corrections in wind tunnel tests of small horizontal-axis wind turbines, Exp. Therm. Fluid Sci. (2011). https://doi.org/10.1016/J.EXPTHERMFLUSCI.2010.12.005.

[44] N. Kolekar, A. Banerjee, Performance characterization and placement of a marine hydrokinetic turbine in a tidal channel under boundary proximity and blockage effects, Appl. Energy. 148 (2015) 121–133. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.052.

[45] N. Michelet, N. Guillou, G. Chapalain, J. Thiébot, S. Guillou, G.B. A.J., S.P. Neill, Three-dimensional modelling of turbine wake interactions at a tidal stream energy site, Appl. Ocean Res. 95 (2020) 102009. https://doi.org/10.1016/j.apor.2019.102009.

[46] J. Thiébot, N. Guillou, S. Guillou, A. Good, M. Lewis, Wake field study of tidal turbines under realistic flow conditions, Renew. Energy. (2019) S0960148119318233. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.129.

[47] A. Mason, R. Driver, S. Hay, R. Hodges, Marine Energy Electrical Architecture. Optimum-Electrical-Array-Architectures, ORE Catapult, UK, 2015.

[48] Courants de marée 3D - Fromveur (Île d'Ouessant) - Courants de marée - Aménagement, (n.d.). https://diffusion.shom.fr/pro/amenagement/courants-de-maree/courant-3d-fromveur.html (accessed March 28, 2019).

[49] J. Thiébot, P. Bailly du Bois, S. Guillou, Numerical modeling of the effect of tidal stream turbines on the hydrodynamics and the sediment transport – Application to the Alderney Race (Raz Blanchard), France, Renew. Energy. 75 (2015) 356–365. https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.021.

[50] Tidal Turbines | Installation & Procurment | Atlantis Resources, SIMEC Atlantis Energy. (n.d.). https://simecatlantis.com/services/turbines/ (accessed July 17, 2019)

Contribution à l'optimisation de l'architecture des parcs d'hydroliennes.

Pour faire face au réchauffement climatique, une transition énergétique de grande ampleur est impérative. Pour les pays disposant de vastes zones maritimes, comme la France, les Energies Marines Renouvelables (EMRs) peuvent constituer une part significative d'énergie à bas carbone. Les EMRs peuvent être produites à partir de la houle, du vent, des gradients de salinité… Dans cette thèse, nous nous focalisons sur l'énergie des courants de marée et leur exploitation par les hydroliennes. Cette technologie est aujourd'hui en phase pré-industrielle.

Dans ce travail de thèse, un outil d'aide à la décision destiné à l'optimisation de l'architecture des parcs d'hydroliennes est développé. Cet outil nommé OPTIFARM tient compte de l'hydrodynamique du site, des coûts d'investissement et des opérations de maintenance, des pertes d'énergie de production dues aux effets de sillage ainsi que des pertes d'énergies dans le réseau électrique. L'outil permet de déterminer de manière optimale le nombre et les positions des hydroliennes et des sous-stations électriques offshores ainsi que la topologie de raccordement électrique en AC. OPTIFARM est basé sur un algorithme génétique et un algorithme d'optimisation par essaim particulaire. La méthode d'optimisation développée est appliquée à deux sites hydroliens français : le Raz-Blanchard (situé entre l'île d'Aurigny et le Cap de la Hague) et le passage du Fromveur (situé en mer d'Iroise) qui représentent respectivement le premier et le deuxième plus grand gisement hydrolien en France. Les résultats montrent que le coût de production de l'énergie diffère considérablement d'un site à l'autre et qu'il dépend fortement de la taille du parc.

Mots-clés : Génie Electrique, Hydrolienne, Effet de sillage, Optimisation de l'architecture de parc d'hydroliennes, Optimisation de la topologie de connexion électrique, Ecoulement de puissance, Energies Marines Renouvelables, Algorithme Génétique, Algorithme d'Optimisation par Essaim Particulaires.

Contribution to the optimization of tidal farms' architecture.

In the context of global warming, a far-reaching energy transition is imperative. For countries with vast maritime areas, such as France, Marine Renewable Energies (MREs) can contribute significantly to the energy mix. MREs can be produced from different sources, among them tidal energy – the focus of this work – has aroused major interest from industrialists and decision-makers.

In this thesis, a decision support tool for the optimization of the architecture of tidal farms is developed. The optimization tool, named OPTIFARM, takes into account the hydrodynamics of the site, the investment and maintenance costs, the loss of production caused by the wake effect and the energy loss in the electrical network. The tool allows determining the optimal number and positions of tidal turbines and offshore substations in the farm as well as the optimal AC electrical connection topology of the tidal farm network. The optimization tool relies on a genetic and a particle swarm optimization algorithms. OPTIFARM is applied to two French tidal energy sites: the Alderney Race located between the Alderney Island and Cap de la Hague, and the Fromveur Strait located in the sea of Iroise. Those sites represent respectively the first and the second greatest tidal potential in France. The results show that the energy production cost considerably differs from one site to another and it strongly depends on the size of the farm.

Key-words: Electrical Engineering, Tidal Energy Converters, Wake effect, Tidal farm design, Electrical connection topology optimization, Marine Renewable Energies, Load Flow, Genetic Algorithm, Particle Swarm optimization.