

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Abderrahmane Mira-Bejaia

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique



Laboratoire de Maîtrise des Energies Renouvelables

## THÈSE DOCTORAT

Présentée par :

**CHENNA Amina**

En vue de l'obtention du grade de

**DOCTEUR EN SCIENCES**

Filière : Electrotechnique

Option : Systèmes Electro-Energétiques

***CONCEPTION DE STRATEGIES DE CONTROLE DES SYSTEMES  
HYBRIDES DE PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE  
DECENTRALISEE***

Soutenue le : 17 juillet 2021

Devant le jury composé de :

Mr. A. MEDJDOUB	MCA	Univ. de Bejaia	Président
Mr. D. AOUZELLAG	Professeur	Univ. de Bejaia	Rapporteur
Mr. K. GHEDAMSI	Professeur	Univ. de Bejaia	Co-Rapporteur
Mr. S. HADDAD	Professeur	Univ. de Tizi-Ouzou	Examineur
Mr. M. MOUDOUD	Professeur	Univ. de Tizi-Ouzou	Examineur
Mr. A. BOUZIDA	MCA	Univ. de Bouira	Examineur

2020/2021

## REMERCIEMENT

Le travail présenté dans cette thèse s'est déroulé au sein du laboratoire de Maîtrise des Energies Renouvelables de l'Université Abderrahmane Mira de Béjaïa.

Je remercie particulièrement Mr. **Djamal AOUZELLAG** et Mr. **Kaci GHEDAMSI**, Professeurs à l'université de Béjaïa, pour avoir accepté de diriger cette thèse, pour la confiance qu'ils m'ont accordée et leurs conseils scientifiques très pertinents. Ils ont toujours témoigné un vif intérêt à la réussite de mes travaux par des encouragements, tant professionnels que personnels. Leurs patiences, encouragements, remarques pertinentes et leurs soutiens ont été d'un grand réconfort et d'une aide précieuse.

J'adresse mes chaleureux remerciements à Mr. **Abdellah MEDJDOUB** Maître de conférences à l'université de Béjaïa, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse. Mes remerciements et ma reconnaissance s'adressent également à Mr. **Salah HADDAD** et Mr. **Mustapha MOUDOUD** professeurs à l'université de Tizi-Ouzou, et Mr. **Ahcene BOUZIDA** maître de conférences à l'université de Bouïra pour avoir bien voulu mobiliser leurs temps, leurs connaissances, leurs regards et remarques pertinentes pour l'amélioration et l'évaluation de ce travail.

Mes vifs remerciements très profondément à ma famille, ma très chère mère, mes sœurs, pour m'avoir continuellement soutenu. Un amour spécial à ma maman, époux et mon garçon pour tous les sacrifices qu'ils ont consentis durant toutes ces années d'étude.



A ma très chère Mère « **Cherifa** »,

A la mémoire de mon Père et de ma Grand-mère « **Yemma Houria** »,

A mes sœurs, frères, neveux, nièces et ma belle-famille,

A mon époux « **Ryad** » et mon petit ange adoré « **Amine** »,

A tous mes amis et collègues du Global-Agro-Business,

A tous ceux qui m'ont aidée de près ou de loin durant toutes mes années  
d'études.

# Sommaire

<b>NOMENCLATURE .....</b>	<b>i</b>
<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>vii</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX.....</b>	<b>xi</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>

## CHAPITRE I : ETAT DE L'ART : EOLIENNE ET HYDROELECTRICITE

<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>5</b>
<b>2 ENERGIES RENOUVELABLES.....</b>	<b>5</b>
<b>3 POTENTIELS EOLIEN ET HYDRAULIQUE EN ALGERIE .....</b>	<b>7</b>
3.1 POTENTIEL EOLIEN .....	7
3.2 POTENTIEL HYDRAULIQUE .....	8
<b>4 FILIERE EOLIENNE .....</b>	<b>9</b>
4.1 TURBINE EOLIENNE.....	10
4.2 ZONES DE FONCTIONNEMENT DE LA TURBINE EOLIENNE.....	10
4.3 EOLIENNE A VITESSES FIXE ET VARIABLE .....	11
4.4 SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE .....	11
4.4.1 MACHINES SYNCHRONES.....	12
4.4.2 MACHINES ASYNCHRONES .....	14
<b>5 SOURCE D'ENERGIE HYDRAULIQUE .....</b>	<b>15</b>
5.1 CENTRALES HYDROELECTRIQUES .....	17
5.2 CLASSIFICATION DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES .....	18
5.3 TURBINE HYDRAULIQUE.....	20
5.3.1 TURBINE A ACTION .....	20
5.3.2 TURBINE A REACTION .....	21
5.4 FONCTIONNEMENT A VITESSE VARIABLE DE LA MCH.....	23
5.5 TOPOLOGIE DE CONVERSION DES MCH.....	23
<b>6 SYSTEME HYBRIDE .....</b>	<b>25</b>
6.1 SYSTEME AVEC BUS-DC.....	25
6.2 SYSTEME AVEC BUS-AC.....	26
6.3 SYSTEME AVEC BUS DC-AC.....	26
6.4 DIVERS STRUCTURES DES SH.....	27

<b>7</b>	<b>SYSTEME DE STOCKAGE.....</b>	<b>28</b>
<b>8</b>	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>29</b>

## CHAPITRE II : MODELISATION ET COMMANDE D'UN SCEE ET D'UNE MCH

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>30</b>
<b>2</b>	<b>PRODUCTION D'ENERGIE A PARTIR DE EOLIENNE .....</b>	<b>30</b>
2.1	MODELISATION DE LA TURBINE EOLIENNE .....	31
2.1.1	LIMITE DE BETZ.....	31
2.1.2	STRATEGIES DE CONTROLE ET COMMANDE DE LA TURBINE EOLIENNE .....	33
2.1.3	RESULTATS DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS.....	35
2.2	MODELISATION ET COMMANDE DE LA MSAP.....	37
2.2.1	MODELE DE LA MSAP DANS LE REPERE DE PARK .....	37
2.2.2	STRATEGIE DE COMMANDE DE LA MSAP .....	38
2.2.3	CONTROLE DU CONVERTISSEUR COTE MACHINE.....	39
2.2.4	REGULATION DES COURANTS .....	39
2.2.5	MODELE MATHEMATIQUE DU CONVERTISSEUR MLI .....	40
2.2.6	COMMANDE DE L'ONDULEUR DU COTE RESEAU ELECTRIQUE.....	41
2.2.7	REGULATION DE LA TENSION DU BUS CONTINU .....	42
2.2.8	REGULATION DES COURANTS COTE RESEAU ELECTRIQUE .....	43
2.2.9	CALCUL DES COURANTS DE REFERENCES.....	43
2.3	RESULTATS DE SIMULATIONS ET INTERPRETATIONS.....	44
<b>3</b>	<b>ETUDE ET MODELISATION D'UN SYSTEME HYDRAULIQUE A VITESSE</b>	
	<b>VARIABLE.....</b>	<b>47</b>
3.1	MODELISATION DE LA TURBINE HYDRAULIQUE.....	48
3.2	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA TURBINE HYDRAULIQUE .....	49
3.3	CONTROLE ET COMMANDE DE LA MCH.....	50
3.4	CONTROLE HYDRAULIQUE DE LA TURBINE « KAPLAN ».....	50
3.4.1	MODELE MATHEMATIQUE DE LA TURBINE KAPLAN .....	51
3.4.2	REGULATION DE LA VITESSE DE LA TURBINE HYDRAULIQUE .....	53
3.4.3	STRATEGIE DE CONTROLE DE LA MCH.....	54
3.4.4	RESULTATS DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS.....	54
3.5	CONTROLE ET REGULATION PAR MPPT DE LA TURBINE « KAPLAN » .....	59
3.5.1	ALGORITHME MPPT P&O ADAPTATIF.....	60
3.5.2	RESULTATS DE SIMULATION DE LA MCH .....	61
<b>4</b>	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>65</b>

## CHAPITRE III : SYSTEME HYBRIDE : EOLIENNE/HYDRAULIQUE

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>67</b>
<b>2</b>	<b>STRUCTURE DU SYSTEME HYBRIDE CONNECTE AU RESEAU .....</b>	<b>67</b>
2.1	SOURCE EOLIENNE.....	68
2.2	SOURCE HYDRAULIQUE .....	69
2.3	SYSTEME DE STOCKAGE D'ENERGIE.....	69
2.3.1	BATTERIES.....	69
2.3.2	COMMANDE DU CONVERTISSEUR DC/DC .....	70
2.4	STRATEGIE DE GESTION D'ENERGIE .....	72
2.5	RESULTATS DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS.....	73
<b>3</b>	<b>STRUCTURE DU SYSTEME HYBRIDE ISOLE.....</b>	<b>77</b>
3.1	GENERATEUR DIESEL.....	79
3.2	CONVERTISSEUR DC/AC BIDIRECTIONNEL.....	80
3.3	STRATEGIE DE GESTION D'ENERGIE.....	80
3.4	RESULTAT DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS .....	82
3.4.1	1 <sup>IER</sup> MODE .....	83
3.4.2	2 <sup>IE</sup> ME MODE.....	86
<b>4</b>	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>89</b>

## CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS : EOLIENNE/STOCKAGE HYDRAULIQUE

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>91</b>
<b>2</b>	<b>STATION DE TRANSFERT D'ENERGIE PAR POMPAGE OU STATION DE POMPAGE ET TURBINAGE.....</b>	<b>91</b>
2.1	STEP A VITESSE VARIABLE .....	92
2.2	TECHNOLOGIE DE STOCKAGE EOLIEN ASSOCIEE A UNE STEP .....	93
<b>3</b>	<b>TOPOLOGIE ET COMPOSANT DU SYSTEME DE STOCKAGE .....</b>	<b>94</b>
3.1	SOURCE EOLIENNE.....	94
3.2	STATION DE POMPAGE ET TURBINAGE.....	95
3.3	STRATEGIE DE CONTROLE DE GPTR .....	96
3.4	STRATEGIE DE CONTROLE DU SYSTEME ETUDIE.....	97
3.5	RESULTAT DE SIMULATION ET INTERPRETATION .....	98
<b>4</b>	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>104</b>
	<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>105</b>

<b>RERERENCES BIBLIOGRAPHIES .....</b>	<b>107</b>
<b>ANNEXE A ....</b>	<b>A.I</b>
<b>ANNEXE B .....</b>	<b>B.I</b>

## ACRONYMES

BP	British Petroleum Company
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economique
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
ONU	Organisation des Nations Unies
SCEE	Système de Conversion d’Energie Eolienne
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimants Permanents
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents
GD	Groupe Diésel
SSE	Système de Stockage d’Energie
MPPT	En anglais : Maximum Power Point Tracking
ER	Energie Renouvelable
GES	Gaz à Effet de Serre
IRENA	International Renewable Energy Agency
EB	Energie Biologique
EG	Energie Géothermique
EH	Energie Hydraulique
EO	Energie de L’Océan
ESP	Energie Solaire Photovoltaïque
EST	Energie Solaire Thermique Concentrée
EE	Energie Eolienne
AIE	Agence Internationale de l’Energie
CDER	Centre de Développement de Energies Renouvelables
VAWT	En anglais : Vertical Axis Wind Turbine
HAWT	En anglais : Horizontal Axis Wind Turbine
MAS	Machine Asynchrone
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
GADA	Génératrice Asynchrone à Double Alimentation
MLI	Modulation de la Largeur d’Impulsion
THD	En anglais : Total Harmonic Distortion
EP	Electronique de Puissance
P&O	Perturbation et Observation



PPM	Point de Puissance Maximale
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
MCH	Mini Centrale Hydraulique
PCH	Petite Centrale Hydraulique
SOC	En Anglais: State Of Charge
IEP	Interface d'Electronique de Puissance
SER	Source d'Energie Renouvelable
PI	Proportionnel Intégral
SH	Système Hybride
GPTR	Groupe Pompe Turbine Réversible
AVR	En anglais : Automatic Voltage Regulator
PLL	En anglais : Phase-Locked Loop
PRT	Pompe-Turbine-Réversible
SSEB	Système de Stockage d'Energie par Batteries

## SYMBOLES

$P_t$	Puissance active de la turbine éolienne (W)
$P_n$	Puissance active nominale (W)
$V, V_D, V_n, V_{max}$ :	Vitesse du vent, vitesse de démarrage, vitesse nominale et vitesse maximale du vent, respectivement, (m/s)
$P_s, Q_s$	Puissances active et réactive statoriques (W, VAr)
$P_r, Q_r$	Puissances active et réactive rotoriques (W, VAr)
$Q_v, Q_{v,a}, Q_{v,b}$	Débits d'eau ( $m^3/s$ )
$\Omega_h, \Omega_{ha}, \Omega_{hb}$	Vitesses de rotation de la turbine hydraulique (rad/s)
$C_{em,t}$	Couple électromécanique de la GSAP (Nm)
$C_{m,t}$	Couple de charge (Nm)
$F$	Coefficient de frottement (N.m.s/rad)
$i_a, i_b, i_c$	Courants de phases de la MSAP (A)
$V_a, V_b, V_c$	Tensions de phases de la MSAP (V)
$i_d, i_q$	Courants direct et quadratique de la MSAP, respectivement (A)
$V_d, V_q$	Tensions directe et quadratique de la MSAP, respectivement (V)
$i_{r1}, i_{r2}, i_{r3}$	Courants injectés au réseau électrique (A)

$V_{r1}, V_{r2}, V_{r3}$	Tensions du réseau électrique (V)
$V_{rd}, V_{rq}$	Tensions directe et quadratique du réseau respectivement (V)
$i_{rd}, i_{rq}$	Courants direct et quadratique du réseau respectivement (A)
$u_{dc}, i_{dc}$	Tension et courant du bus continu, respectivement, (V, A)
$r_f, l_f$	Resistance et inductance du filtre du cote réseau électrique, respectivement, ( $\Omega$ , H)
P, Q	Puissances active et réactive de la MSAP (W, VAR)
$P_{ref}, Q_{ref}$	Puissances active et réactive de référence de la GSAP (W, VAR)
S	Surface active de la voilure de l'éolienne ( $m^2$ )
$V_1$	Vitesse du vent à l'entrée du tube de courant autour de l'éolienne (m/s)
$V_2$	Vitesse du vent à la sortie du tube de courant autour de l'éolienne (m/s)
R	Rayon de la turbine (m)
H	Rendement aérodynamique de la turbine éolienne (%)
$C_p$	Coefficient de puissance
$C_{p,max}$	Coefficient de puissance maximale d'une turbine éolienne
$\beta$	Angle de calage des pales ( $^\circ$ )
R	Rayon de la turbine éolienne (m)
J	Inertie totale des masses tournantes du SCEE ( $kg.m^2$ )
$R_s$	Résistance propre d'un enroulement statorique ( $\Omega$ )
$v_f, i_f$	Tension et courant de l'enroulement d'excitation, respectivement, (V, A)
$R_f, L_f$	Résistance et inductance de l'enroulement d'excitation, respectivement, ( $\Omega$ , H)
$L_s$	Inductance de lissage (H)
$[V_{abc}]_s$	Vecteur des tensions statorique de la MSAP du SCEE (V)
$[i_{abc}]_s$	Vecteur des courants statoriques de la MSAP du SCEE (A)
$I_{ond}$	Courant à l'entrée de l'onduleur (A)
$V_{ond1}, V_{ond2}, V_{ond3}$	Tensions modulées en aval de l'onduleur (V)
$C_{dc}$	Capacite du bus continu (F)
$P_r, Q_r$	Puissances active et réactive du côté réseau électrique (W, VAR)
$F_p$	Facteur de puissance de la MSAP

$F_{p,r}$	Facteur de puissance côté réseau électrique du SCEE
$L_d, L_q$	Inductance directe et quadratique, respectivement (H)
$P_{dc}$	Puissance du Bus-DC (W)
$T_p$	Période de la porteuse (s)
$P_{hy}, Q_{hy}$	Puissances active et réactive de la MCH, respectivement (W, VAR)
$P_{hy,r}, Q_{hy,r}$	Puissances active et réactive du la MCH du côté réseau électrique (W, VAR)
$i_{dhy}, i_{qhy}$	Courants de référence direct et quadratique de la MSAP, respectivement (A)
$v_{dhy}, v_{qhy}$	Tensions de référence directe et quadratique de la MSAP, respectivement (V)
$Q_v$	Débit d'eau ( $m^3/s$ )
$g$	Accélération de la pesanteur ( $m/s^2$ )
$h$	Chute d'eau nette (m)
$P_{hy,m}$	Puissance mécanique de la turbine hydraulique (W)
$J_{hy}$	Inertie totale des masses tournantes de MCH ( $kg.m^2$ )
$G$	Niveau d'ouverture des aubes directrices de la turbine hydraulique (%)
$h$	Hauteur de chute de la turbine hydraulique (m)
$A_{hy}$	Facteur de proportionnalité
$C_{hy,m}$	Couple mécanique de la turbine hydraulique (Nm)
$C_{hy,em}$	Couple électromagnétique de la MSAP de la MCH (N.m)
$B_{hy}$	Coefficient de frottement de la MCH (N.m.s/rad)
$J_{hy}$	Inertie totale du groupe turbine-génératrice de la MCH ( $kg.m^2$ )
$K_{AD}$	Coefficient de perturbation adaptative
$i_{hy}, \dot{i}_{hy}, \ddot{i}_{hy}$	Courants de phases de la MSAP de la MCH (A)
$v_{hy}, \dot{v}_{hy}, \ddot{v}_{hy}$	Tensions de phases de la MSAP de la MCH (V)
$i_{hy,r1}, \dot{i}_{hy,r2}, \ddot{i}_{hy,r3}$	Courants injectés au réseau électrique de la MCH (A)
$v_{hy,r1}, \dot{v}_{hy,r2}, \ddot{v}_{hy,r3}$	Tensions du réseau électrique de la MCH (V)
$I_{on,hy}$	Courant à l'entrée de l'onduleur de la MCH (A)
$u_{dc,hy}$	Tension bus continu de la MCH (V)
$I_{red}, V_{red}$	Courant et tension à la sortie du redresseur à diodes, respectivement, (A, V)

$P_{SER}$	Puissance fournie par les SER (W)
$P_{TUR}$	Puissance fournie par le SCEE (W)
$P_{HYD}$	Puissance fournie par la MCH (W)
$P_c$	Puissance consommée par la charge (W)
$P_B, V_B, I_B$	Puissance, tension et courant de la batterie, respectivement, (W, V, A)
$P_{B.ref}, I_{B.ref}$	Puissance et courant de référence de la batterie, respectivement, (W, A)
$P_T$	Puissance totale au bus-DC du SH (W)
$V_{DC}$	Tension continue au bus DC commun du SH (V)
$C_1, L_1$	Capacité et inductance du convertisseur à diodes respectivement (F, H)
$C_{dc1}$	Capacité du bus continu du SH (F)
$D$	Rapport cyclique du hacheur
$P_{GD1}, P_{GD2}$	Puissances fournies par le GD à la charge et au bus DC, respectivement, (W)
$P_{GD}$	Puissance totale du GD (W)
$I, V$	Courant et tension instantanés aux bornes de la charge (A, V)
$P_{TP}^{ref}$	Puissance active de référence de pompage et turbinage (W)
$P_{TP}$	Puissance active de pompage et turbinage, respectivement (W)
$P_R, Q_R$	Puissances active et réactive côté réseau du système de stockage par une STEP, respectivement (W, VAr)
$V_{TP}, i_{TP}$	Tension et courant de la MSAP du système de stockage, respectivement (V, A)

#### SYMBOLES GRECS

$\eta_h, \eta_{h1}, \eta_{h2}$	Rendements aérodynamiques de la turbine hydraulique (%)
$\Omega_t$	Vitesse angulaire de rotation de la turbine éolienne (rad/s)
$\Omega_{t.ref}$	Vitesse angulaire de rotation de la turbine de référence
$\Omega_{GD}$	Vitesse de rotation du GD (rad/s)
$\omega_s$	Vitesse électrique (rad/s)
$N_{hy}$	Vitesse de rotation mécanique de la turbine hydraulique (tr/min)
$\rho$	Densité de l'air (1,22kg/m <sup>3</sup> à la pression atmosphérique à 15°C)
$\rho_{hy}$	Masse volumique de l'eau (kg/m <sup>3</sup> )

$\lambda, \lambda_{opt}$	Vitesse spécifique et vitesse spécifique optimale
$\theta_s$	Position angulaire du rotor (rad)
$\theta_{shy}$	Position angulaire du rotor côté la MCH (rad)
$\Phi_d, \Phi_q$	Flux magnétiques direct et quadratique de la MSAP, respectivement (Wb)
$\Phi_f$	Fux rotorique de la MSAP (Wb)
$[\Phi]_s$	Vecteur des flux totaux traversant les bobines statoriques (Wb)
$\Omega_{hy}, \Omega_{hy.ref}$	Vitesses de rotation et vitesse de référence de la turbine hydraulique (rad/s)

## LISTE DES FIGURES

FIGURE I 1 :Capacité mondiale de production d'électricité renouvelable en 2018, par source.....	6
FIGURE I 2: (a) : Atlas vent de l'Algérie à 10 m de hauteur ; (b) : Carte de vent annuel moyen à 50m...	7
FIGURE I 3: Production d'électricité à base de l'hydroélectricité en Algérie.....	8
FIGURE I 4: Evolution des nouvelles capacités éoliennes installées.....	9
FIGURE I 5: Différentes zones de fonctionnement d'une éolienne .....	11
FIGURE I 6: Diverses structures des SCEE basées sur les MSAP.....	13
FIGURE I 7: (a) : SCEE basé sur une MAS ; (b, c) : Structures d'un SCEE basées sur la MADA .....	15
FIGURE I 8: Capacité de production renouvelable par source d'énergie .....	16
FIGURE I 9: Capacité hydroélectrique dans le monde en 2018, selon le pays.....	17
FIGURE I 10: Hydroélectricité (a) vue extérieure, (b) : Vue intérieure .....	18
FIGURE I 11: Structure d'hydroélectricité (a) : Fil d'eau, (b) : Modulable, (c) : STEP .....	19
FIGURE I 12: Turbine Pelton .....	20
FIGURE I 13: Turbine Banki.....	21
FIGURE I 14: Turbine Francis .....	21
FIGURE I 15: Turbine Kaplan.....	22
FIGURE I 16: Classification des turbines hydrauliques .....	22
FIGURE I 17: Caractéristique de la vitesse en fonction du débit d'une turbine hydraulique.....	23
FIGURE I 18: (a) : MCH basée sur une MSAP ; (b) : MCH basées sur une MADA ; (b) : MCH basées sur une GADA .....	24
FIGURE I 19: Configuration série d'un SH éolien-hydraulique .....	25
FIGURE I 20: Configuration parallèle d'un SH éolien-hydraulique .....	26
FIGURE I 21: Configuration mixte d'un SH éolien-hydraulique-GD.....	26
FIGURE II 1: Schéma du SCEE raccordé au réseau électrique.....	30
FIGURE II 2: Ecoulement des masses d'air autour de la turbine éolienne.....	31
FIGURE II 3: Coefficient $C_p$ en fonction de $\lambda$ .....	33
FIGURE II 4: Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation .....	34
FIGURE II 5: Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation.....	35
FIGURE II 6: (a) : Allure de la vitesse du vent ; (b) : Coefficient de puissance ; (c) : Vitesse spécifique ; (d) : Vitesse de rotation ; (e) : Puissance de la turbine éolienne.....	36
FIGURE II 7: Machine équivalente dans le référentiel de Park.....	37

FIGURE II 8: Position du vecteur de flux et de la tension.....	39
FIGURE II 9: Commande de la génératrice synchrone à aimants permanents.....	39
FIGURE II 10: Régulation à hystérésis des courants.....	40
FIGURE II 11: Schéma de principe du convertisseur statique .....	40
FIGURE II 12: Représentation schématique de la commande de l'onduleur de tension côté réseau .....	41
FIGURE II 13: Circuit de bus continu .....	42
FIGURE II 14: Régulation de la tension du bus continu .....	43
FIGURE II 15: Schéma de régulation des courants envoyés au réseau électrique .....	43
FIGURE II 16: (a) : Allure du courant et de la tension ; (b) : Zoom de la tension et du courant ; (c) : Vitesse de rotation ; (d) Puissance active ; (e) : Puissance réactive ; (f) : Facteur de puissance de la GSAP.....	45
FIGURE II 17: (a) : Tension de bus continu ; (b) : courant à l'entrée de l'onduleur.....	46
FIGURE II 18: Courant et tension d'une phase du coté réseau électrique ; (b) : Zoom de la tension et du courant ; (c) : Puissance active ; (d) : Puissance réactive coté réseau .....	46
FIGURE II 19: Facteur de puissance du côté réseau .....	47
FIGURE II 20: Schéma de la Mini-centrale hydraulique étudiée.....	47
FIGURE II 21: Schéma de fonctionnement de la turbine hydraulique.....	48
FIGURE II 22: Vue schématique d'une turbine à réaction axiale avec triangles des vitesses.....	49
FIGURE II 23: Schéma fonctionnel du système hydraulique.....	51
FIGURE II 24: Modèle non linéaire de la turbine hydraulique .....	51
FIGURE II 25: Diagrammes de régulation de vitesse de la turbine hydraulique.....	53
FIGURE II 26: Schéma de régulation de la position des aubes directrices.....	53
FIGURE II 27: Consigne de la puissance de la MCH.....	54
FIGURE II 28: (a) : Profil du débit d'eau ; (b) : Position d'ouverture des aubes directrices ; (c) : Puissance de la turbine hydraulique .....	56
FIGURE II 29: (a) : Tension et courant d'une phase ; (b) : Zoom de la tension et courant de la GSAP .	56
FIGURE II 30: (a) : Vitesse de rotation ; (b) : Couple électromagnétique ; (c) : Puissance active ; (d) : Puissance réactive ; (e) : Facteur de puissance, de la GSAP .....	57
FIGURE II 31: (a) : Tension bus DC, (b) : Courant du côté de l'onduleur.....	58
FIGURE II 32: (a) : Tension et courant, (b) : Zoom de la tension et du courant, côté réseau électrique.	58
FIGURE II 33: (a) : Puissance active, (b) : puissance réactive, côté réseau électrique .....	58

FIGURE II 34: Caractéristiques de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation.....	59
FIGURE II 35: Organigramme de l’algorithme MPPT adaptatif.....	61
FIGURE II 36: Profil du débit d’eau.....	62
FIGURE II 37: (a) : Ouverture des aubes directrices ; (b) : Puissance de la turbine, (c) : Zoom de la puissance hydraulique .....	62
FIGURE II 38: (a) : Tension et courant ; (b) : Zoom de la tension et du courant ; (c) : Vitesse de rotation ; (d) : Couple électromagnétique ;(e) : Puissance active ; (f) : Puissance réactive de la GSAP.....	63
FIGURE II 39 : Facteur de puissance du côté de la GSAP.....	64
FIGURE II 40: (a) : Tension bus DC, (b) : Courant du côté de l’onduleur.....	64
FIGURE II 41: (a) : Tension et courant, (b) : Zoom de la Tension et du courant.....	64
FIGURE II 42: (a) : Puissances active et réactive, (b) : Zoom de puissances active et réactive côté réseau électrique .....	65
FIGURE III 1: Structure du SH connecté au réseau électrique.....	67
FIGURE III 2: Architecture du SCEE connecté au bus DC.....	68
FIGURE III 3: Schéma de contrôle du convertisseur boost du système éolien .....	69
FIGURE III 4: Architecture du SCEE connecté au bus DC.....	69
FIGURE III 5: Connexions série, parallèle du banc de batteries .....	70
FIGURE III 6: Schéma de contrôle du système de stockage .....	71
FIGURE III 7: Organigramme de la gestion d’énergie au bus DC .....	72
FIGURE III 8: Profil de la demande de charge.....	74
FIGURE III 9: (a) Profil de la vitesse du vent ; (b) : Débit d’eau.....	74
FIGURE III 10: (a) : Puissance de la turbine éolienne ; (b) : Puissance de la turbine hydraulique .....	75
FIGURE III 11: Puissance et tension au niveau du bus-DC : (a) puissance ; (b) : tension.....	75
FIGURE III 12: EDC, Tension, Courant et puissance du SSEB ; (a) : EDC, (b) : Tension, (c) : Courant ; (d) : Puissance .....	76
FIGURE III 13: Puissances du SH.....	76
FIGURE III 14: (a) :Tension et courant d’une phase du côté réseau électrique ; (a) : Tension et courant ; (b) : Zoom de la tension et du courant .....	76
FIGURE III 15: Puissance du côté réseau électrique .....	77
FIGURE III 16: Structure du SH isolé.....	77
FIGURE III 17: Caractéristique de fonctionnement optimal d’une turbine éolienne.....	78



FIGURE III 18: Caractéristique de fonctionnement optimale de la turbine hydraulique.....	78
FIGURE III 19: Diagramme fonctionnel du générateur diesel .....	79
FIGURE III 20: Schéma bloc de contrôle du générateur diesel .....	79
FIGURE III 21: Schéma d'alimentation de la charge.....	80
FIGURE III 22: Organigramme de la gestion d'énergie au bus DC .....	81
FIGURE III 23: Profil de la puissance de la charge.....	83
FIGURE III 24: Puissances des SER, (a) puissance éolienne, (b) puissance hydraulique.....	84
FIGURE III 25: Puissances et tension du bus DC ; (a) Puissance, (b) Tension.....	84
FIGURE III 26: EDC ; Tension ; Courant et puissance du SSEB ; (a) : EDC ; (b) : Tension ; (c) : Courant ; (d) : Puissance .....	85
FIGURE III 27: Puissances du SH isolé mode 1 .....	85
FIGURE III 28: Tension et courant de phase au secondaire du transformateur : (a) : tension, (b) : courant .....	86
FIGURE III 29: (a) : Profil du débit d'eau ; (b) : puissance hydraulique ; (c) : Profil de la vitesse de vent ; (d) : Puissance éolienne .....	86
FIGURE III 30: Puissance renouvelable et profil de puissance demandée par la charge .....	87
FIGURE III 31: EDC ; Tension ; Courant et puissance du banc de batteries : (a) : EDC ; (b) : Tension ; (c) : Courant ; (d) : Puissance.....	87
FIGURE III 32: Vitesse de rotation et puissances active du GD : (a) :Vitesse ; (b) : Puissances .....	88
FIGURE III 33: (a) Tension $V_{dc}$ , ; (b) : Puissance injectée par le GD .....	88
FIGURE III 34: (a) Courant et tension au niveau de la charge; (b) : Zoom de la tension et du courant..	89
FIGURE III 35: Bilan de puissance actives .....	89
FIGURE IV 1: Station de turbinage-pompage (STEP).....	92
FIGURE IV 2: (a) Système éolien / STEP 1; (b) Système éolien / STEP 2 .....	93
Figure IV 3: Structure du système étudié (éolienne/STEP) .....	94
FIGURE IV 4: Architecture du SCEE connecté au bus DC.....	95
FIGURE IV 5: Structure de la STEP connectée au bus DC.....	95
FIGURE IV 6: Bloc de régulateur du servomoteur avec contrôle PID .....	96
FIGURE IV 7: Organigramme de l'algorithme d'optimisation .....	97
FIGURE IV 8: Structure de contrôle du système étudié.....	98
FIGURE IV 9: (a) : Profil de la vitesse du vent ; (b) : Vitesse de rotation ; (c) : Puissance de la turbine éolienne .....	99

FIGURE IV 10: Vitesse de rotation ; (b) : Ouverture de l'aube de guidage, (c) : Puissance ; (d) : Zoom de la puissance en mode de turbinage .....	100
FIGURE IV 11: (a) : Vitesse de rotation ; (b) : Ouverture des aubes directrices; (c) : Puissance, en mode de pompage.....	101
FIGURE IV 12: Puissances du système de stockage .....	101
FIGURE IV 13: (a) : Tension et courant d'une phase de la MSAP ; (b) : Mode de pompage ; (c) : Mode de turbinage .....	102
FIGURE IV 14: Tension du Bus-DC .....	102
FIGURE IV 15: Tension et courant d'une phase côté réseau : (a) : Tension et courant d'une phase ; (b) : Zoom de la tension et du courant.....	103
FIGURE IV 16: Puissances actives, réactive et facteur de puissance du côté réseau (a) : Puissance active ;(b) : Puissance réactive ; (c) : Facteur de puissance .....	103

## LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU I. 1: Classification des centrales hydroélectrique selon la puissance .....	18
TABLEAU II. 1: Paramètres de simulation (turbine éolienne 2MW) .....	35
TABLEAU II. 2: Paramètres de simulation du SCEE .....	44
TABLEAU II. 3: Paramètres de simulation de la MCH .....	55
TABLEAU III. 1: Paramètres de simulation (SCEE et MCH) du SH connecté au réseau .....	73
TABLEAU III. 2: Paramètres de simulation (Bus-DC et réseau) du SH connecté au réseau .....	74
TABLEAU III. 3: Paramètres de simulation (SCEE, MCH et SSEB) .....	82
TABLEAU III. 4: Paramètres de simulation (GD, bus-DC et convertisseur bidirectionnel) .....	83
TABLEAU IV. 1: Paramètres de simulation .....	99

# INTRODUCTION GENERALE

## INTRODUCTION GENERALE

L'énergie est la base du développement, de la mobilité, de la production, des services et de la communication autrement dit, une composante indispensable de notre vie. Notre vie de tous les jours dépend dans une large mesure d'un approvisionnement énergétique qui fonctionne. Cependant, la thématique de l'énergie soulève aussi de gros problèmes. Les agents énergétiques conventionnels comme le charbon et le pétrole ne sont pas adaptés à l'avenir. Pour l'approvisionnement énergétique futur, les défis qu'il s'agira de relever au niveau local et mondial sont nombreux, que cela soit sur le plan écologique, économique ou social.

Selon l'étude de référence réalisée par British Petroleum (BP) en 2020, la consommation énergétique globale de l'humanité a augmenté de 1,33 % en 2019 par rapport à 2018, cette hausse de la consommation a concerné « pour les trois quarts les énergies renouvelables et le gaz naturel ». En 2019, 62,8% de la production mondiale d'électricité était encore carbonée [1]. Sur le podium, le pétrole occupe la première place, avec 33,1 % de la consommation mondiale. Il est principalement consommé en Asie-Pacifique et en Amérique du Nord (60,3 % de la consommation mondiale). Deuxième place revient pour le charbon (27 %), dont la consommation diminue dans les pays de l'OCDE mais augmente dans les pays émergents, particulièrement en Chine et en Indonésie. Enfin, le gaz naturel (24,2 %) est sur la 3<sup>ème</sup> marche, très dominant dans la CEI et au Moyen-Orient. Dans le monde, la consommation de gaz naturel a augmenté de 2 %. Actuellement, une grande partie de l'énergie consommée est d'origine fossile. Cependant, ces énergies fossiles sont à l'origine d'une pollution à l'échelle planétaire au niveau du sol, des océans et de la haute atmosphère. En mai 2020, ONU Environnement a annoncé que les concentrations mensuelles moyennes de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère ont atteint en avril 2020 le niveau le plus élevé jamais enregistré (depuis le début des relevés en 1958), soit 416,21 parties par million (ppm) [2]. De ce fait, de grands bouleversements climatiques sont apparus, ce qui menace l'avenir de notre planète et des espèces qui l'occupent.

Face au réchauffement climatique, à l'épuisement des ressources naturelles et à la dégradation de l'environnement, les sociétés humaines cherchent de plus en plus à modifier leurs modes de production et de consommation de façon à être plus écologiques. Dans ce contexte, les énergies renouvelables représentent une alternative incontournable aux énergies fossiles afin de garantir l'approvisionnement en énergie et sauvegarder l'environnement et la stabilité du climat. En effet, les capacités installées des sources d'énergies renouvelables ne cessent d'augmenter chaque année et les progrès technologiques visant l'amélioration des aspects techniques et

économiques de ces sources d'énergie renouvelables sont en permanente évolution. En 2019, les filières éolienne et solaire ont enregistré des capacités record, comptant pour plus de 40% de la croissance de l'énergie primaire [3]. La production éolienne enregistre en effet une hausse de 17,3 %, la production solaire de 2,3 % et la production hydraulique augmente quant à elle de 8,4 %. Cette dernière bénéficie d'un stock hydraulique abondant en 2020, supérieur d'environ 22 % par rapport à 2019 [4]. L'hydroélectricité a compté pour près de 15,8% de la production mondiale d'électricité en 2018 (avec une production annuelle d'environ 4 193 TWh) [3, 5]. Elle est la plus ancienne forme d'énergie renouvelable à énergie finale électrique, et représente la part la plus importante avec une puissance installée de 1 172 GW [6,7].

D'autre part, les énergies éolienne et hydraulique cristallisent l'espoir de plusieurs millions d'habitants à travers le globe (particulièrement en Afrique, en Asie et en Amérique latine) qui, à l'heure actuelle, n'ont pas accès à l'électricité à cause des contraintes géographiques et/ou économiques. En effet, la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables hybrides associées à des systèmes de stockage d'énergie est devenue une solution attractive pour les réseaux électriques isolés et autonomes afin d'accroître la pénétration et la rentabilité de l'énergie produite ainsi que l'électrification des régions rurales et isolées. Les solutions de stockages sont financièrement de plus en plus rentables et certains pays exportent leurs électricités vertes sur des centaines voir des milliers de kilomètres comme Australie-Indonésie ou Allemagne-Norvège-Angleterre [8].

Dans ce contexte, l'objectif de ce travail de thèse est de développer une structure hybride éolien/hydraulique qui offre la possibilité de réaliser un équilibre entre la production et la consommation à cause du caractère variable et imprévisible des sources primaires pour l'alimentation d'un réseau électrique. Dans cette structure, la source hydraulique est utilisée comme un système de stockage à accumulation par pompage et turbinage.

Les principaux points étudiés dans cette thèse sont :

- ❖ Contrôle d'un SCEE basé sur une GSAP à attaque directe en vue d'optimisation de l'énergie captée par la turbine éolienne et de l'énergie cinétique du vent ;
- ❖ Contrôle d'une centrale hydroélectrique basé sur une GSAP à attaque directe en vue d'optimisation de l'énergie captée par la turbine hydraulique ;
- ❖ Mettre en évidence l'importance d'une station de pompage et turbinage à vitesse variable ;
- ❖ Mettre en évidence l'importance d'un SSE dans un SCEE raccordé au réseau électrique ou en fonctionnement autonome ;

- ❖ Elaboration de la stratégie de gestion d'énergie dans le système hybride éolien/hydraulique/GD/SSE ;
- ❖ Analyse des différents modes de fonctionnement du système hybride.

La présente thèse s'articule en quatre chapitres :

Le premier chapitre présente un état de l'art sur les sources éolienne et hydraulique et la synthèse sur la situation actuelle. En effet, l'évolution de la production de ces deux sources est présentée ainsi que les principales structures de conversion de l'énergie éolienne, les machines électriques utilisées et les convertisseurs d'électronique de puissance exploités. Ensuite une analyse des méthodes de contrôles de production des deux systèmes est présentée. A la fin, la structure multi-sources (éolien/hydraulique/groupe diesel/système de stockage) est analysée et comparée par rapport aux travaux antérieurs.

Le second chapitre est divisé en deux parties. La première partie est consacrée à la modélisation des différents éléments constituant la chaîne de conversion d'énergie éolienne. La seconde est dédiée à la modélisation et à la commande de la Mini-centrale hydraulique. Deux techniques de commande de la centrale hydroélectrique sont effectuées, l'une est basée sur la régulation mécanique de la vitesse de rotation, la seconde avec un algorithme MPPT adaptatif.

Le troisième chapitre est consacré en premier lieu à l'étude et à la modélisation d'une structure d'un système hybride éolien/hydraulique avec présence d'un système de stockage alimentant un réseau électrique. En second lieu une structure hybride autonome, éolien/hydraulique/groupe diesel avec présence d'un système de stockage d'énergie par batterie, alimentant une charge domestique est étudiée. La stratégie de gestion d'énergie est présentée et les différents modes de fonctionnement du système sont analysés. Trois scénarios sont envisagés selon la disponibilité de l'énergie renouvelable primaire. En mode normal, la production renouvelable est suffisante pour alimenter la charge, et le générateur diesel est à l'arrêt, dans le cas d'un déficit de production et une décharge des batteries, le groupe diesel est déclenché.

Le quatrième chapitre est dédié au stockage de l'énergie électrique sous forme d'énergie potentielle. Une station de pompage et turbinage à vitesse variable connectée à une machine synchrone à aimants permanents à attaque directe est utilisée pour stocker l'excès d'énergie électrique produite par la source éolienne lorsque l'offre est supérieure à la demande en pompant l'eau d'un niveau inférieur vers un niveau supérieur, dans le cas contraire lorsque la demande d'énergie est supérieure à la puissance produite par l'éolienne la station génère de l'énergie en turbinant l'eau de bassin supérieur au bassin inférieur. Un intérêt particulier est porté aussi sur la transition entre les deux modes de fonctionnement (mode pompage et mode

turbinage) d'une petite station de pompage-turbinage à vitesse variable ; on montre la possibilité d'inversion de sens de rotation par le contrôle de la machine électrique.

Le manuscrit est finalisé par une conclusion générale suivie de quelques perspectives envisagées comme suite logique des travaux réalisés.



# CHAPITRE I : ETAT DE L'ART : EOLIENNE ET HYDROELECTRICITE

## 1 INTRODUCTION

Les énergies renouvelables (ER) sont devenues de plus en plus compétitives afin de répondre aux nouveaux besoins de production d'électricité. Leur développement et leur exploitation ont connu une forte croissance ces dernières années. Les technologies d'ER sont des modes de production d'énergie qui utilisent des forces ou des ressources dont les stocks sont illimités. Il s'agit du rayonnement solaire, de la force du vent, de la chaleur de la terre, de la biomasse exploitée de manière durable, du courant des rivières et des mouvements marins. Ces sources renouvelables permettent aux pays d'alimenter les zones isolées en électricité, de produire de l'électricité raccordée au réseau, et de réaliser leurs objectifs de diminution de gaz à effet de serre (GES). Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire. Cependant le caractère aléatoire et le degré d'intermittence de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour mieux les exploiter notamment à travers les systèmes hybrides. La technologie de stockage dans le système d'alimentation hybride est requise afin de s'adapter à l'inadéquation entre la production d'ER et la distribution temporelle des demandes de charge.

## 2 ENERGIES RENOUVELABLES

Les ER sont des formes d'énergie qui proviennent d'une source renouvelable, c'est-à-dire une source qui se renouvelle assez rapidement de telle sorte que l'utilisation actuelle n'ait pas d'impact sur la disponibilité future. Elles présentent des énergies de flux puisqu'elles se régénèrent d'une manière permanente (les flux solaires, le vent, etc.). Les ER aident à répondre aux préoccupations croissantes au sujet des prix futurs de l'énergie et de la sécurité énergétique dans un contexte d'augmentation rapide de la demande d'énergie au niveau mondial, essentiellement provoquée par la hausse du niveau de vie dans les pays en développement et les pays émergents.

Selon l'International Renewable Energy Agency (IRENA), les ER renouvelables représentent les trois quarts des nouvelles installations de production d'électricité en 2019 dans le monde, les installations mondiales de capacités électriques renouvelables se sont élevées à 176 GW en 2019, soit 72 % des nouvelles capacités de production d'électricité dans le monde. Ainsi, 34,7 % de l'électricité produite dans le monde provient de sources renouvelables, contre 33,3 % en 2018 [9, 10]. Dans la production d'électricité renouvelable, on trouve de fortes disparités selon les pays. Par exemple, certains pays comme la Norvège, le Canada ou l'Islande produisent une grande quantité de leur électricité renouvelable à partir de l'hydroélectricité,

étant des pays naturellement dotés en ressources hydrauliques. D'autres pays, comme l'Espagne ou l'Allemagne, ont une part plus importante d'énergie éolienne.

Le graphique de la figure (I 1) illustre la capacité installée de production d'électricité par des sources d'énergie renouvelables dans le monde en 2018, selon la source d'énergie en (GW). Il en ressort que la capacité mondiale en électricité renouvelable s'élevait à près de 2.300 GW cette année-là, dont plus de 1.100 GW portant sur l'hydroélectricité. En deuxième position, l'énergie éolienne représentait près de 600 GW de la capacité mondiale de production d'électricité renouvelable [11].

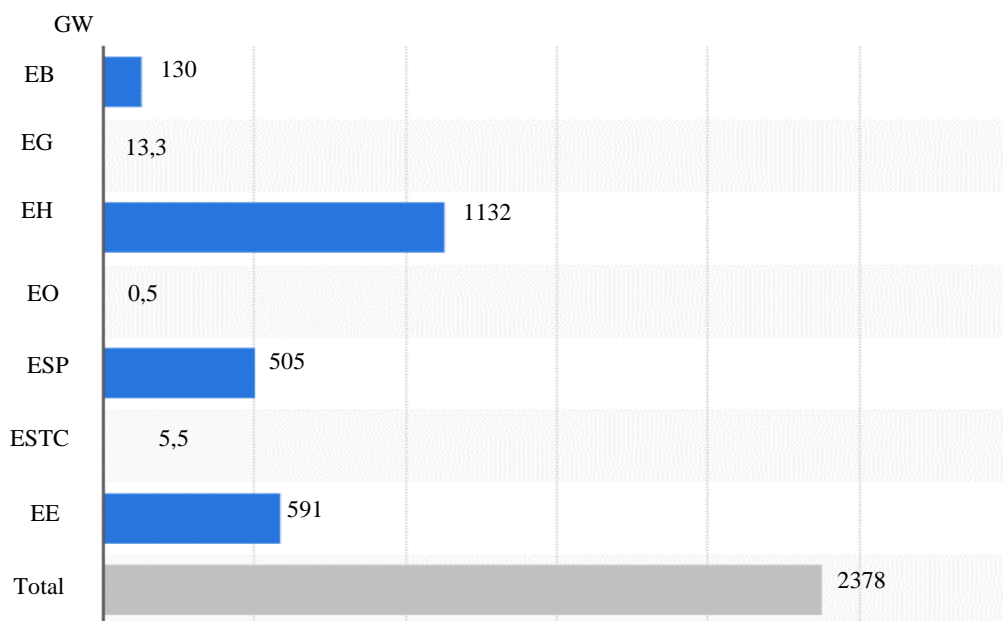


FIGURE I 1 : Capacité mondiale de production d'électricité renouvelable en 2018, par source

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la pandémie de Covid-19 n'a pas freiné le développement des énergies renouvelables. Alors que la consommation d'électricité mondiale a reculé en 2020, la production issue des énergies renouvelables a progressé de près de 7 % par rapport à 2019. En 2020, 200 GW de capacités de production ont été installées, un chiffre en hausse de 4 % malgré les ruptures de chaînes d'approvisionnement et les retards de constructions au printemps de cette année [12-14].

La transition énergétique est l'un des plus grands défis du XXI<sup>ème</sup> siècle, dont la transition écologique consistera à augmenter significativement la part des énergies renouvelables (32% minimum en 2030) dans le mix énergétique sans faire exploser la facture d'électricité du consommateur [15-17]. Les ER sont donc appelées à se développer encore largement au fil des années, et partout dans le monde. Que ce soit le solaire, l'éolien ou encore l'hydroélectricité et même les bioénergies comme le biométhane offrent aujourd'hui de perspectives de développement particulièrement intéressantes afin de soutenir la transition énergétique.

### 3 POTENTIELS EOLIEN ET HYDRAULIQUE EN ALGERIE

#### 3.1 POTENTIEL EOLIEN

Dans l'ensemble des archives, la première installation d'énergie éolienne était une turbine éolienne de pompage d'une envergure importante de 15 mètres de diamètre à Adrar (1953) [18]. La première tentative de raccorder les éoliennes au réseau électrique d'une puissance de 100 kW date de 1957 sur le site des Grands Vents de Dély Brahim. Dans le cadre de l'application du programme des énergies renouvelable « 2011-2030 », une première ferme éolienne de 10MW a été installée et mise en service en 2014, dans la région de Kaberten dans la wilaya d'Adrar [19], constituée de 12 éoliennes Gamesa de 850 kW de puissance, implantées sur une superficie de 30 hectares.

L'énergie éolienne constitue la deuxième source la plus importante pour la production d'électricité renouvelable après l'énergie solaire. La figure (I 2) présente la carte de vent annuel moyen à 10m et 50m de hauteur.

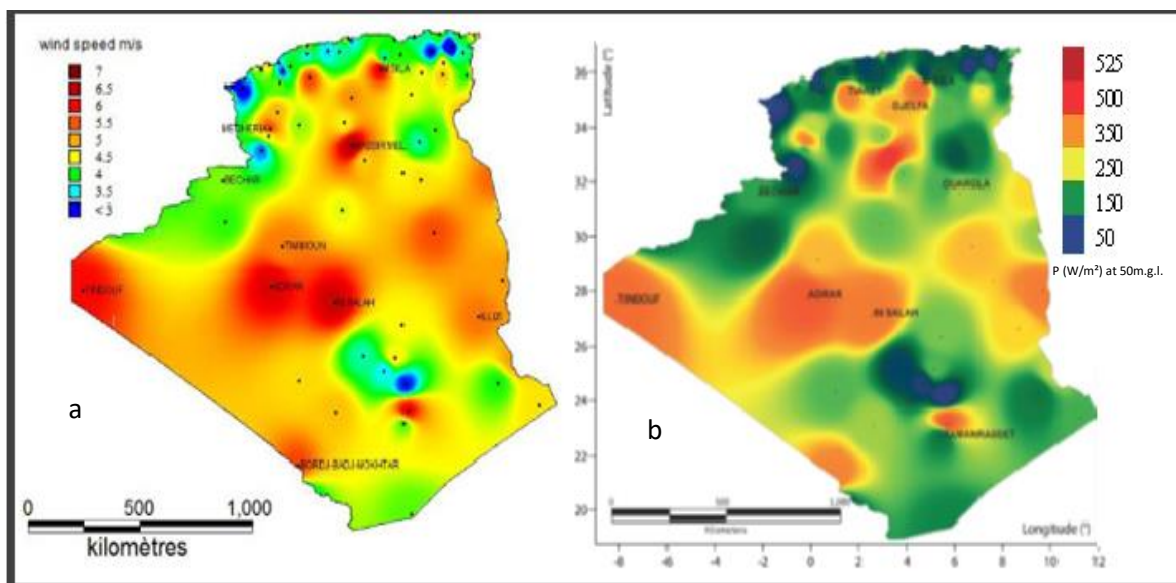


FIGURE I 2: (a) : Atlas vent de l'Algérie à 10 m de hauteur ;

(b) : Carte de vent annuel moyen à 50 m hauteur

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose de sérieux arguments pour développer une filière éolienne sur son territoire. Les chercheurs du centre du développement des énergies renouvelables (CDER) ont publié, au début du mois de janvier 2018, le nouvel atlas de l'éolien en Algérie, qui donne une idée précise du formidable potentiel éolien du pays. Il en ressort que le Sahara algérien offre, là encore, de belles perspectives pour le développement d'éoliennes grâce à une vitesse moyenne des vents de 6,4 m/s. L'atlas souligne aussi le potentiel éolien de

certaines zones dans le nord du pays, où des microclimats seraient propices à l'installation de fermes éoliennes. La carte représentée dans la figure (I 2) montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel). Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tébessa, Biskra, M'sila et El bayadh (6 à 7 m/s), et le Grand Sud (>8m/s) [20-21].

### 3.2 POTENTIEL HYDRAULIQUE

Le potentiel hydraulique de l'Algérie est estimé à 25 milliards de m<sup>3</sup>. La quantité d'électricité produite par l'hydraulique est inférieure à 0.1% de la production totale. L'Algérie, comme tous les autres pays de la rive sud de la méditerranée possède des usines hydroélectriques dont la majorité date de la période coloniale. La production hydroélectrique en Algérie a connu une forte croissance entre 1947 et 1950 de l'ordre de +44% [22]. Actuellement, un seul barrage produit de l'électricité en Algérie. Il s'agit du barrage d'Erraguen à Jijel. La figure (I 3) donne l'évaluation de la production d'hydroélectricité en Algérie par rapport à l'électricité totale produite. La valeur la plus élevée enregistrée est de (26,8%) en 1973 et la plus basse est de 0.21% en 2002 [22].

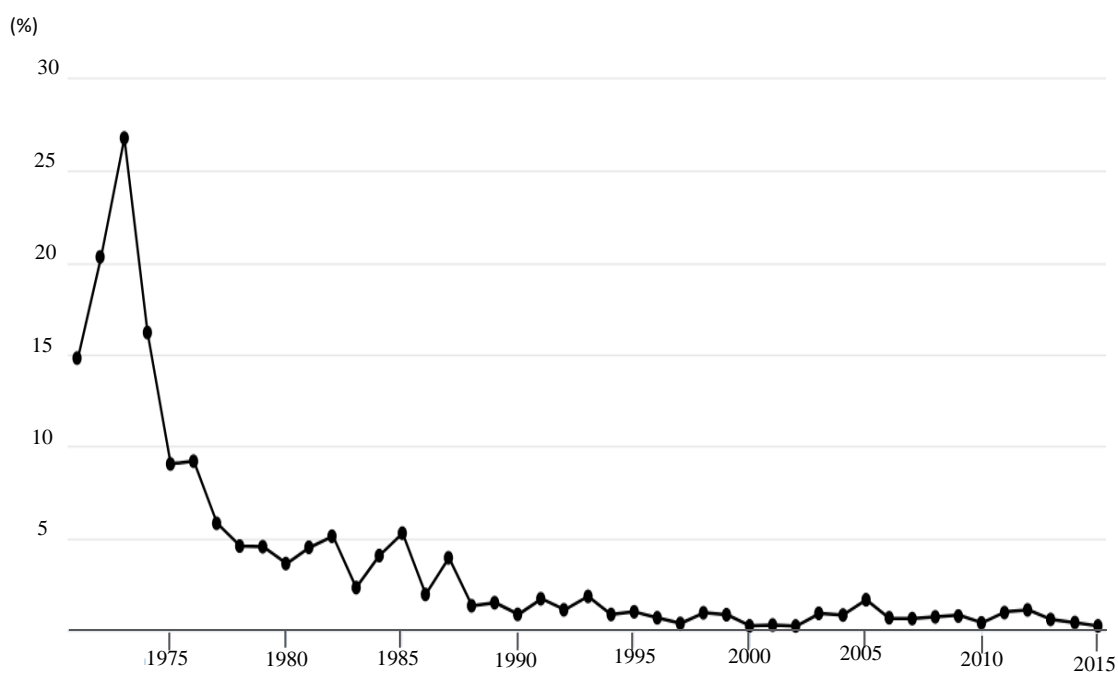


FIGURE I 3: Production d'électricité à base de l'hydroélectricité en Algérie [22]

#### 4 FILIERE EOLIENNE

L'exploitation du vent à des fins énergétiques est très ancienne, les premières traces de voiles sur les embarcations sont datées il y a environ 5 000 ans [23]. L'énergie du vent était transformée en énergie mécanique, d'une part sur terre par les moulins et des systèmes de pompage de l'eau, d'autre part en mer, par les bateaux. Depuis une quarantaine d'années, l'énergie éolienne sert avant tout à la production industrielle d'électricité grâce à la mise en œuvre de turbines de plus en plus puissantes et performantes. Entre 1970 à 2000 [24] les éoliennes ont vu une importante évolution à la fois de leur utilisation par le monde et de leur conception, bénéficiant des progrès technologiques et scientifiques dans les domaines de l'aérodynamique, de la structure, des matériaux et d'électronique, etc. L'accroissement des besoins énergétiques suscite en effet leur développement et leur mise en œuvre.

En 2019, près de 60,4 GW de capacités éoliennes ont été installées dans le monde (dont 6,1 GW offshore), soit 19% de plus qu'en 2018 (50,7 GW, figure (I 4)) [25]. Il s'agit de « la deuxième meilleure année » de développement dans l'histoire de la filière. Au total, la puissance installée du parc éolien mondial atteignait 651 GW à la fin 2019 [26], générant environ 5% de la production mondiale d'électricité, ce qui place la filière éolienne en 2<sup>ème</sup> position des sources d'énergie renouvelables (SER) derrière l'hydraulique (15,8%) et devant le solaire photovoltaïque (environ 3,2%). La Chine, les États-Unis, l'Allemagne, l'Inde et l'Espagne comptaient à eux cinq pour 73% de l'ensemble des capacités éoliennes installées dans le monde.

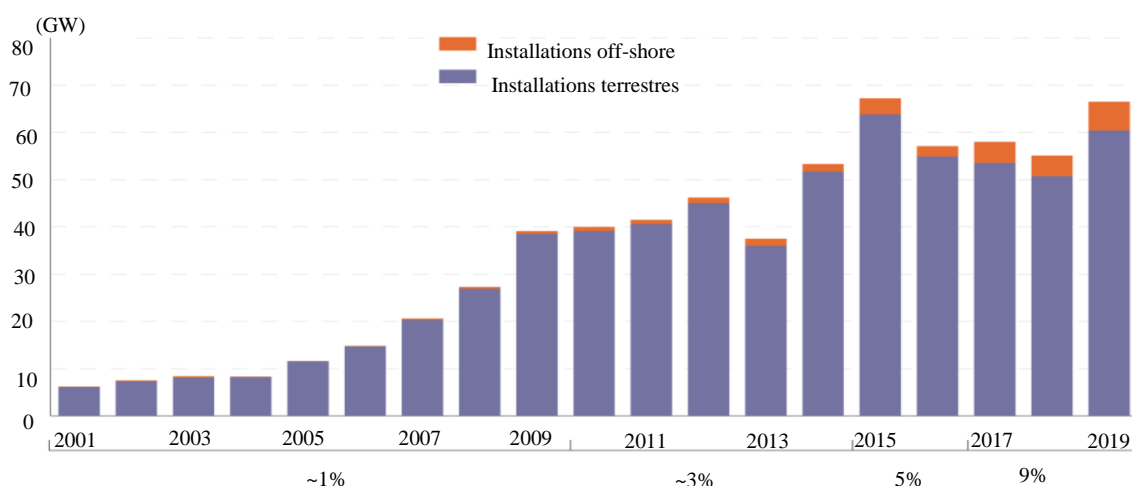


FIGURE I 4: Evolution des nouvelles capacités éoliennes installées

Sur la dernière décennie, les coûts de l'électricité de source éolienne terrestre et offshore ont respectivement diminué de 40 et 29%, pour s'établir à 0,053 USD/kWh et 0,115 USD/kWh (2019) [27]. La chute du prix des éoliennes terrestres (de 55 à 60% depuis 2010) a réduit leur

coût installé, et l'augmentation de la hauteur des moyeux et des zones balayées ont amélioré les facteurs de charge tout en diminuant les coûts d'exploitation et de maintenance [27].

#### 4.1 TURBINE EOLIENNE

De nos jours, il existe deux grandes catégories d'éoliennes, qui se réfèrent à la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice : éoliennes à axe vertical (VAWT) et éoliennes à axe horizontal (HAWT).

En pratique, la plupart des éoliennes, actuellement installées, utilisent des turbines éoliennes à axe horizontal à trois pales. Ce choix est justifié par plusieurs avantages comme la faible vitesse de démarrage, le coefficient de puissance relativement élevé et les charges aérodynamiques qui sont relativement uniformes. Les HAWT sont les descendantes directes des moulins à vent. Deux types de configuration sont regroupés sous la terminologie HAWT : les éoliennes en amont « up-wind » et les éoliennes en aval « down-wind ». Une éolienne « amont » n'est pas stable et doit être orientée à l'aide d'un dispositif spécifique. Pour les petites machines le gouvernail est la solution la plus simple. Pour les machines de plus grandes puissances, l'orientation est pilotée. On constate néanmoins que la quasi-totalité des éoliennes de grande puissance adoptent la configuration « amont ». Les turbines à rotor en aval sont exemptées de ce mécanisme ce qui donne lieu à des charges aérodynamiques inégales sur les pales au moment du passage des pales dans l'ombre de la tour.

Les VAWT sont principalement érigées près du sol ce qui signifie que le capteur d'énergie se situe dans une zone peu favorable (gradient de vent, turbulence due aux accidents du terrain ou aux bâtiments en amont de la machine). Ces paramètres vont réduire grandement l'efficacité de l'éolienne. Leur principal avantage est de fonctionner quel que soit la direction du vent. Cette technologie fut lancée de manière semi industrielle par la firme FloWind pendant le « rush californien », elle produisait 500 unités de 300 kW. La plupart des développements ne sont jamais arrivés à un stade industriel important du fait d'un rendement faible et de nombreux problèmes de fonctionnement.

#### 4.2 ZONES DE FONCTIONNEMENT DE LA TURBINE EOLIENNE

Le fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable peut être défini selon trois zones, comme illustre la Figure (I 5).

La zone 1 : l'éolienne est au repos, le vent est assez faible.

La zone 2 : l'éolienne fonctionne avec des vitesses de vent moyennes, l'optimisation de la puissance captée est réalisée avec des techniques MPPT.

La zone 3 : correspond au fonctionnement à pleine charge (vent fort). Il faut limiter la puissance afin de ne pas abîmer le système.

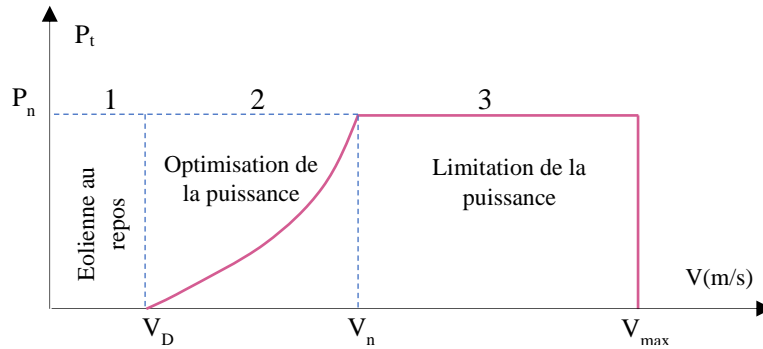


FIGURE I 5: Différentes zones de fonctionnement d'une éolienne

### 4.3 EOLIENNE A VITESSES FIXE ET VARIABLE

Les éoliennes à vitesse fixe sont les premières à avoir été développées. Elles reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone connectée directement au réseau. La machine est couplée mécaniquement à la turbine par l'intermédiaire d'un multiplicateur de vitesse. Ces turbines atteignent un rendement de conversion maximum uniquement pour une vitesse de vent donnée, et l'efficacité du système se dégrade une fois la vitesse de vent change, la puissance aérodynamique ne peut pas être maximisée pour toute vitesse de vent.

Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. L'avantage principal de cette topologie est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent. Afin que la vitesse de la turbine soit ajustable, l'éolienne est connectée au réseau électrique via des convertisseurs de puissance. Les avantages de ce type d'éolienne sont [28-29] :

- ❖ Amélioration de la qualité d'énergie ;
- ❖ Augmentation du rendement énergétique ;
- ❖ Réduction du stress sur l'arbre mécanique ainsi que les oscillations du couple mécanique.

### 4.4 SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE EOLIENNE

De nombreuses configurations de système de conversion d'énergie éolienne à vitesse fixe ou à vitesse variable sont développées dans l'objectif de maximiser la production d'énergie, minimiser le coût et améliorer la qualité de la puissance fournie. Les deux types de machines utilisées dans les systèmes éoliens sont les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes. La machine asynchrone à cage (MAS) ou la machine asynchrone à double alimentation (MADA) imposent la présence d'un multiplicateur de vitesse [30]. Les SCEE à attaque directe sont meilleurs en termes de rendement de conversion, fiabilité et maintenance. En revanche, les systèmes éoliens utilisant un multiplicateur de vitesse sont avantageux en termes de coût, dimensions géométriques et poids totale de l'éolienne. Nous évoquerons ici les technologies les plus répandues dans les éoliennes de grandes puissances : la machine synchrone à rotor bobiné ou machine synchrone à aimants permanents (MSAP), la machine asynchrone à cage.



#### 4.4.1 MACHINES SYNCHRONES

Aujourd'hui, les machines synchrones représentent une partie importante du marché des convertisseurs électromécaniques d'énergie et couvrent une gamme de puissance très large qui s'étend de quelques microwatts jusqu'à 1GW environ. Elles peuvent être conçues de façon performante avec un grand nombre de paires de pôles ce qui permet à la structure éolienne de s'affranchir du multiplicateur. Le rotor (partie excitation) peut être de type bobiné ou à base d'aimants permanents. Pour les grandes puissances, la machine synchrone à rotor bobiné est plus répandue dans des systèmes de conversion d'énergie éoliens (SCEE) que la MSAP, vu que le système d'excitation nécessite une grande puissance. Dans ce cas, des machines synchrones à trois étages (MS3E) sont utilisées montées en cascade, ou le système d'excitation est composé de deux MS l'une est une machine synchrone inverse (MSI) et une MSAP [31]. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles (offshore par exemple). Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants. Dans la littérature [32-43], plusieurs structures ont été étudiées avec diverses techniques de contrôle. Les principales topologies sont données par la figure (I 6).

La structure donnée en figure (I.6 a) est la plus intéressante, elle consiste à coupler le stator de la génératrice synchrone à aimants permanents à travers deux onduleurs à MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en mode onduleur réseau. Le redresseur est généralement contrôlé par la commande vectorielle avec une boucle interne du courant et une boucle externe de vitesse ou du couple dans le but d'assurer un fonctionnement à vitesse variable avec optimisation de la puissance captée par la turbine (MPPT). L'objectif de redresseur est d'assurer la stabilisation de la tension de bus DC ( $V_{DC}$ ), le réglage de l'amplitude et de la fréquence de la tension de sortie, et le maintien d'un facteur de puissance unitaire. De plus, ce type de configuration permet d'assurer un découplage entre le comportement du générateur éolien et le comportement du réseau [44- 45]. Toutefois, les deux convertisseurs doivent être dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice, ce qui constitue le principal inconvénient de cette configuration.

Dans la figure (I 6, b), la connexion de SCEE au réseau ou à une charge isolée est assurée par un redresseur à diode, un hacheur et un onduleur. L'utilisation d'un redresseur à diode et d'un hacheur commandé par un contrôleur de maximisation de puissance (MPPT) rend le système plus simple et moins coûteux et compatible avec les faibles et moyennes puissances. Les deux

convertisseurs sont unidirectionnels, cela constitue un inconvénient pour un système raccordé au réseau électrique en cas d'un fonctionnement en moteur. Cette configuration est avantageuse en termes de sûreté de fonctionnement mais nécessite deux fois plus de composants, d'où un coût conséquent et des pertes plus élevées [46-47].

Plusieurs études sont menées dans l'objectif d'améliorer la qualité de la puissance, d'augmenter le rendement de la chaîne de conversion et d'améliorer les performances du système [48-51]. L'utilisation des onduleurs multiniveaux [50, 52-54] ou des convertisseurs matriciels (figure (I 6, c) dans un SCEE permet d'améliorer la qualité des ondes des courants et des tensions, en réduisant le taux de distorsion harmonique (THD) et d'améliorer la qualité d'énergie du système.

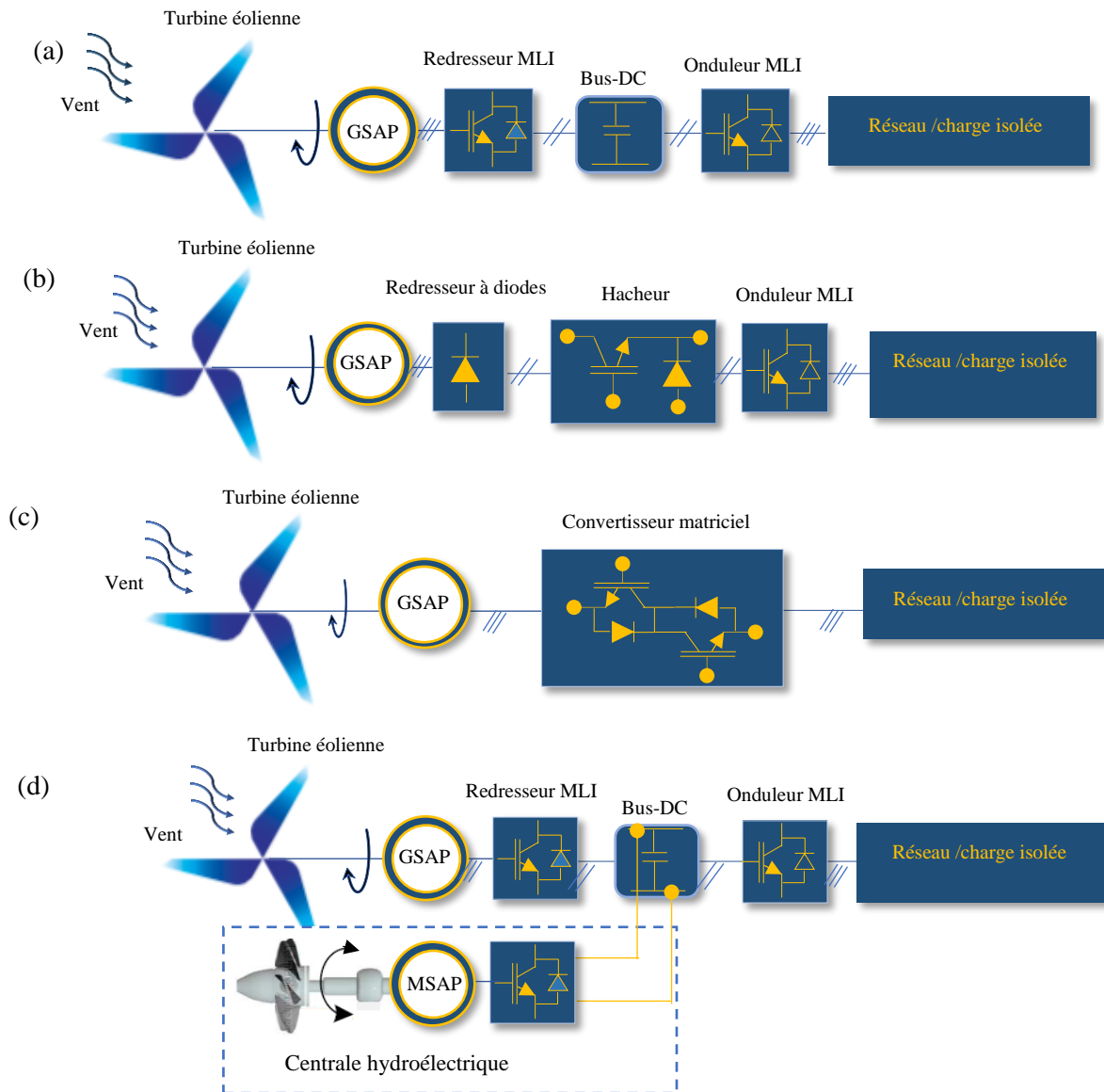


FIGURE I 6: Diverses structures des SCEE basées sur les MSAP

L'énergie éolienne est une source d'énergie intermittente qui n'est pas produite à la demande. Selon les conditions météorologiques ; elle nécessite donc des installations de stockage afin de répondre à l'exigence de la demande et d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation. La figure (I 6, d) illustre un SCEE associé à un système de pompage et turbinage. Les grands aménagements de pompage-turbinage permettraient une bonne flexibilité de la production électrique ajustable en tout temps à la consommation [55-56]. Cette technologie permet de transférer des quantités massives d'énergie des périodes de surproduction aux périodes de surconsommation [56-57]. L'hydroélectricité se distingue par des avantages qui tiennent notamment à ses capacités de stockage d'énergie, estimées entre 94 et 99% de toutes celles disponibles à l'échelle mondiale [58-59]. Ces systèmes de stockage conviennent aussi pour des systèmes petite échelle à grande échelle de stockage [60]. Dans cette approche, plusieurs travaux de recherche ont été réalisés [61-70]. Le contrôle de flux d'énergie se fait au niveau du bus continu (absorber ou restaurer la différence de puissance entre la production et la consommation).

*Dans la présente étude on s'est intéressé à la figure (I.6 a), dans le but d'un fonctionnement a facteur de puissance unitaire du côté réseau électrique.*

#### 4.4.2 MACHINES ASYNCHRONES

La machine asynchrone fût le premier type de génératrice à être utilisée pour les éoliennes de grande puissance [23]. Ces machines rapides nécessitent d'être associées à leur turbine éolienne, beaucoup plus lente, à travers un multiplicateur de vitesse mécanique.

Le moteur asynchrone à cage est très répandu dans le milieu industriel. Son principal avantage réside dans l'absence de contacts électriques glissants, ce qui conduit à une structure simple et robuste facile à construire. La puissance réactive nécessaire à la magnétisation de ces machines peut être fournie par un groupe de condensateurs connectés en parallèle avec la machine [71]. Grâce aux progrès de l'électronique de puissance (EP), l'alimentation par un onduleur à fréquence variable permet de faire démarrer la machine convenablement avec une vitesse réglable dans une large plage (Figure I 7 a).

La structure d'un SCEE basé sur une machine asynchrone à double alimentation est donnée par la figure (I 7 b, c). Le stator de la machine est connecté directement au réseau. Ces machines sont largement répandues dans les systèmes éoliens de grande puissance [72-75]. La topologie de la figure (I.7 b) est très intéressante et permettant d'obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse de synchronisme [76]. Le rotor de la génératrice est connecté au réseau électrique via deux convertisseurs, l'un en mode redresseur, l'autre en mode onduleur permettant ainsi de faire transiter la puissance de façon bidirectionnelle entre le rotor

et le réseau [77]. Son principal avantage est que le dimensionnement de la chaîne du rotor se limite à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique, cela suffit à assurer une variation sur 30% de la plage de vitesse.

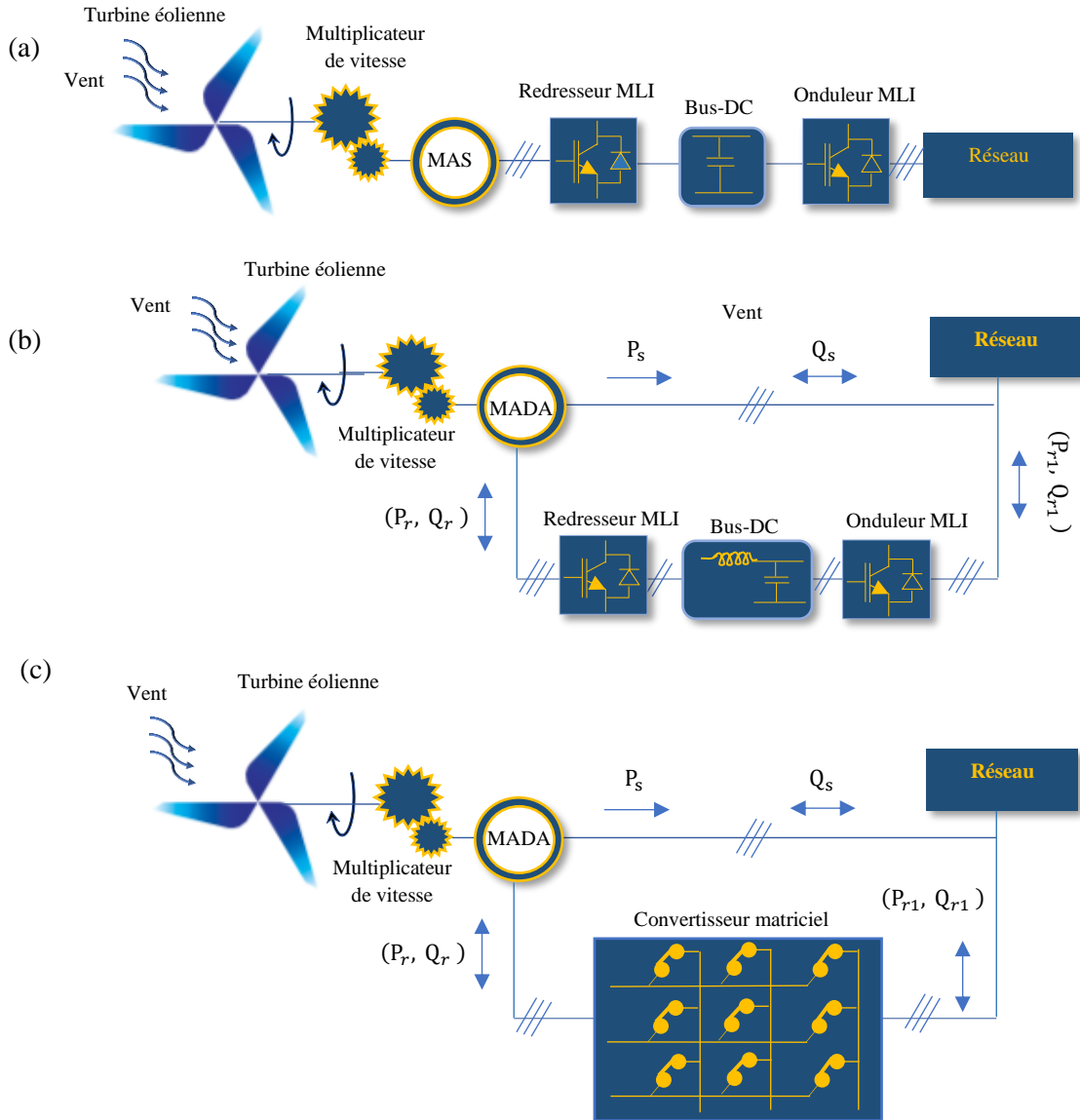


FIGURE I 7: (a) : SCEE basé sur une MAS ; (b, c) : Structures d'un SCEE basées sur la MADA

## 5 SOURCE D'ENERGIE HYDRAULIQUE

L'exploitation de l'écoulement et de la chute d'eau pour simplifier le travail remonte à la nuit des temps. L'énergie hydraulique est une source d'énergie potentielle, naturelle, renouvelable et gratuite, fournie par le mouvement de l'eau, sous toutes ses formes : chute, cours d'eau, courant marin, marée, vagues, elle a été l'une des principales formes de production d'énergie que l'homme a exploitée et développée aux fils des années. Toutefois, les Grecs utilisaient cette

énergie pour faire fonctionner des moulins à eau par l'intermédiaire d'une roue motrice [78-80]. Cette dernière fut ensuite remplacée par des turbines hydrauliques [81]. Entre 1870 et 1882, les premières centrales hydroélectriques utilisaient la technologie à courant continu [79,82-83], elles étaient pionnières dans le développement de la centrale hydroélectrique [84-85]. La percée du courant alternatif a permis à Nikola Tesla de jeter les bases de la première centrale hydroélectrique à courant alternatif sur les rivières du Niagara en Amérique du Nord. En 1896, cette centrale alimenta la région de Buffalo en énergie électrique située à 40 km [86].

De nos jours, la centrale hydroélectrique des Trois-Gorges, située sur le fleuve Yangtsé, dans la province du Hubei (centre de la Chine) est la plus grande centrale avec 22,5 GW [87-88]. En 2020, elle a généré 111,8 milliards de kWh [10, 89-90] (Figure I.8), un nouveau record mondial, après les 103,098 milliards de kWh établi en 2016 par la centrale hydroélectrique d'Itaipu au Brésil.

En 2019, la puissance installée des centrales hydroélectriques a atteint 1 308 GW (dont 158 GW dédié au pompage et 1150 GW dédiée à la génération d'énergie) [59]. Vers la fin 2019, la capacité mondiale de production renouvelable s'élevait à 2 537 GW [91], l'hydroélectricité représentait la plus grande part du total mondial, d'une capacité de 1190 GW.

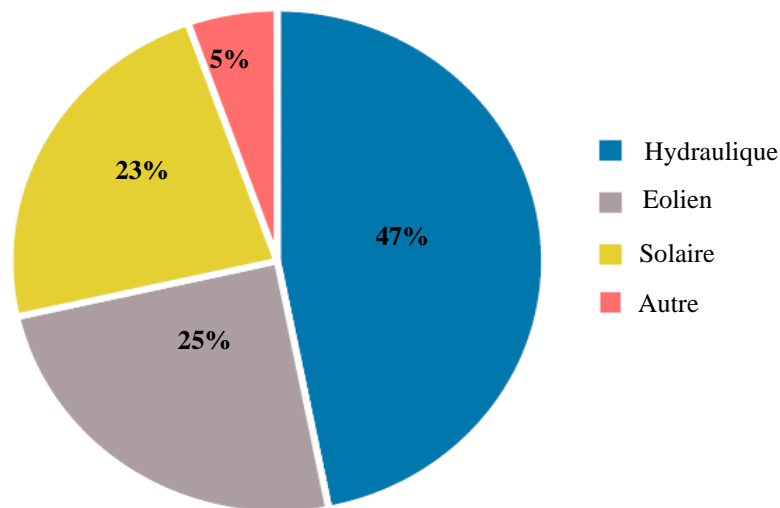


FIGURE I 8: Capacité de production renouvelable par source d'énergie

Les principaux producteurs d'hydroélectricité en 2019 sont la Chine (30,2 %), le Canada (9,2 %), le Brésil (9,0 %) et les États-Unis (6,4 %), dont les centrales figurent parmi les plus puissantes [92] (Figure I 9). En Afrique du Nord, l'hydroélectricité reste pour l'heure la principale filière renouvelable productrice d'électricité (avec près de 5 GW de capacités installées, principalement situées en Égypte), devant l'éolien, dont le développement est principalement porté par le Maroc, l'Égypte et la Tunisie [93].

Le coût actualisé de l'énergie moyen pondéré global des projets hydroélectriques récemment mis en service s'est accru de 0,037 USD/kWh en 2010 à 0,047 USD/kWh en 2019 [27]. Malgré ces chiffres, l'hydroélectricité reste très compétitive : les neuf dixièmes de toute la capacité mise en service en 2019 produisent de l'électricité à un coût inférieur à celui des nouveaux projets de centrales à combustible fossile les moins chers.

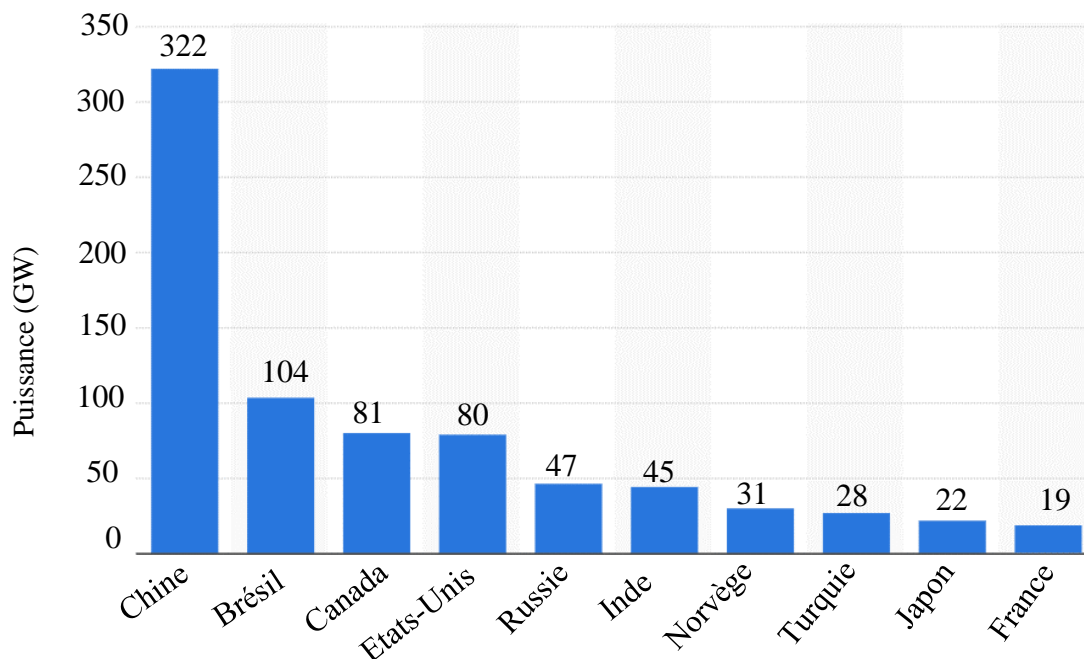


FIGURE I 9: Capacité hydroélectrique dans le monde en 2018, selon le pays [92]

Dans le « Transforming Energy Scenario » publié par l'IRENA, la capacité hydroélectrique mondiale devrait augmenter de 25% d'ici 2030 et de 60% d'ici 2050 (environ 850 GW au cours des 30 prochaines années), afin de limiter la hausse de la température mondiale à moins de 2°C au-dessus des niveaux préindustriels, tandis que la capacité de stockage hydraulique par pompage devrait doubler.

### 5.1 CENTRALES HYDROELECTRIQUES

L'hydroélectricité ou énergie hydroélectrique est l'énergie électrique produite par une centrale hydroélectrique qui exploite l'énergie potentielle des flux d'eau (fleuves, rivières, chutes d'eau, courants marins, etc.). Elle est l'une des formes de production électrique les plus matures [66]. L'hydroélectricité est souvent associée à un barrage <sup>(1)</sup>, créant ainsi une retenue. L'eau est canalisée vers la turbine <sup>(2)</sup> via des conduites forcées. L'énergie potentielle de l'eau est communiquée aux pales de la turbine qui se met à tourner et entraîner des générateurs <sup>(3)</sup> qui produisent de l'électricité. Par l'intermédiaire d'un transformateur <sup>(4)</sup>, l'électricité produite est ensuite évacuée vers le réseau électrique (Figure I 10).

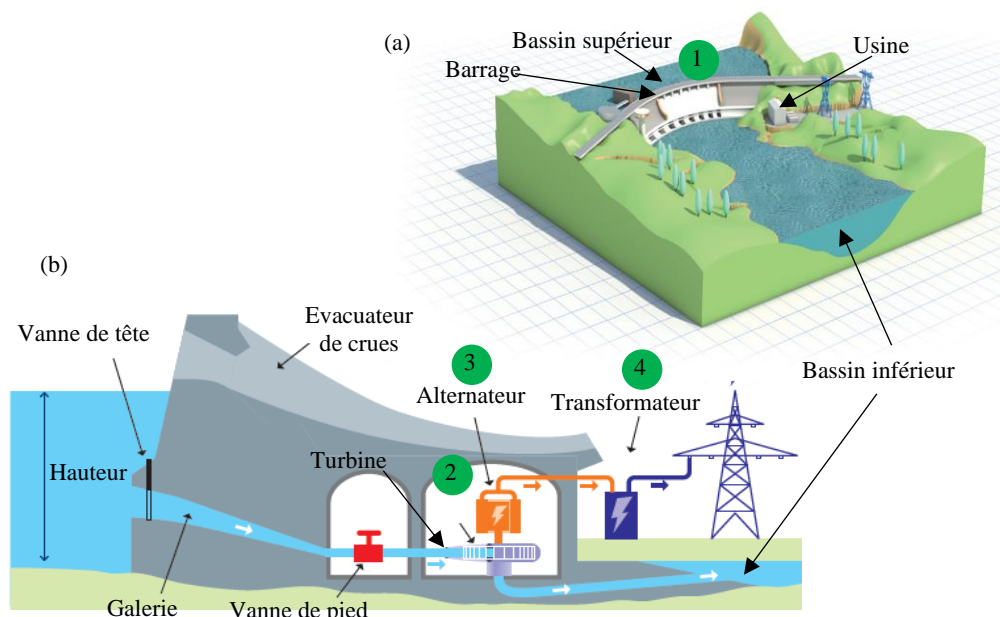


FIGURE I 10: Hydroélectricité (a) vue extérieure, (b) : Vue intérieure [94]

## 5.2 CLASSIFICATION DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES

Différentes techniques, sélectionnées en fonction des caractéristiques géographiques des sites, sont utilisées pour exploiter l'énergie hydraulique. Les centrales hydroélectriques peuvent être classées en fonction de : la hauteur de la chute (faibles (<30m), moyennes (30-100m) et hautes chutes (>100m)), de la puissance (Pico, Micro, Mini, Petite, Moyenne et Grande centrale, voir le tableau I.1) et de la capacité de stockage (centrales au fil de l'eau, au pied de barrage et station de pompage et turbinage « STEP »). Dans la présente étude, on s'est intéressé aux Minicentrales hydroélectriques (MCH).

TABLEAU I. 1: Classification des centrales hydroélectrique selon la puissance

	Puissance minimale	Puissance maximale
Grande centrale		+100 MW
Moyenne centrale	10 MW	100MW
Petite-centrale	1MW	10 MW
Mini-centrale	100kW	1MW
Micro-centrale	5kW	100kW
Pico-centrale	0kW	5kW

Les centrales au fil de l'eau utilisent les débits des rivières ou des fleuves, installées pour produire de l'électricité en continu (Figure I 11, a). Elles sont caractérisées par de faibles hauteurs de chute mais des débits généralement importants. Dans une telle installation des turbines hydrauliques à petite échelle telles que le type à hélice Kaplan, Semi-Kaplan, Bulb et

Crossflow [95-99] sont les plus adaptées en raison de leur rendement élevé sous des chutes aussi basses et des débits importants (Exemple : centrale Carillon au Québec ; Aqua Bella en France, etc.).

L'hydraulique « modulable » correspond aux barrages qui, au travers de leurs retenues d'eau, constituent de véritables réserves de production d'électricité capables de démarrer très rapidement. Le débit résiduel non utilisé est déversé dans le lit d'origine du cours d'eau (Figure I 11 b). Elles permettent de répondre aux pics de consommation d'électricité en hiver comme en été. En 2006, par exemple, le « blackout » en Europe est évité de justesse grâce au lancement de la production rapide de 9 barrages EDF des Alpes et du Massif central, pour une puissance totale de près de 5 000 MW [94]. Les turbines Pelton sont les plus appropriées dans ce type de centrale [100-101] (Exemple : centrale hydroélectrique du barrage Hoover au États-Unis ; Centrale Itaipu situé sur le rio Paraná, à la frontière entre le Brésil et le Paraguay, etc.).

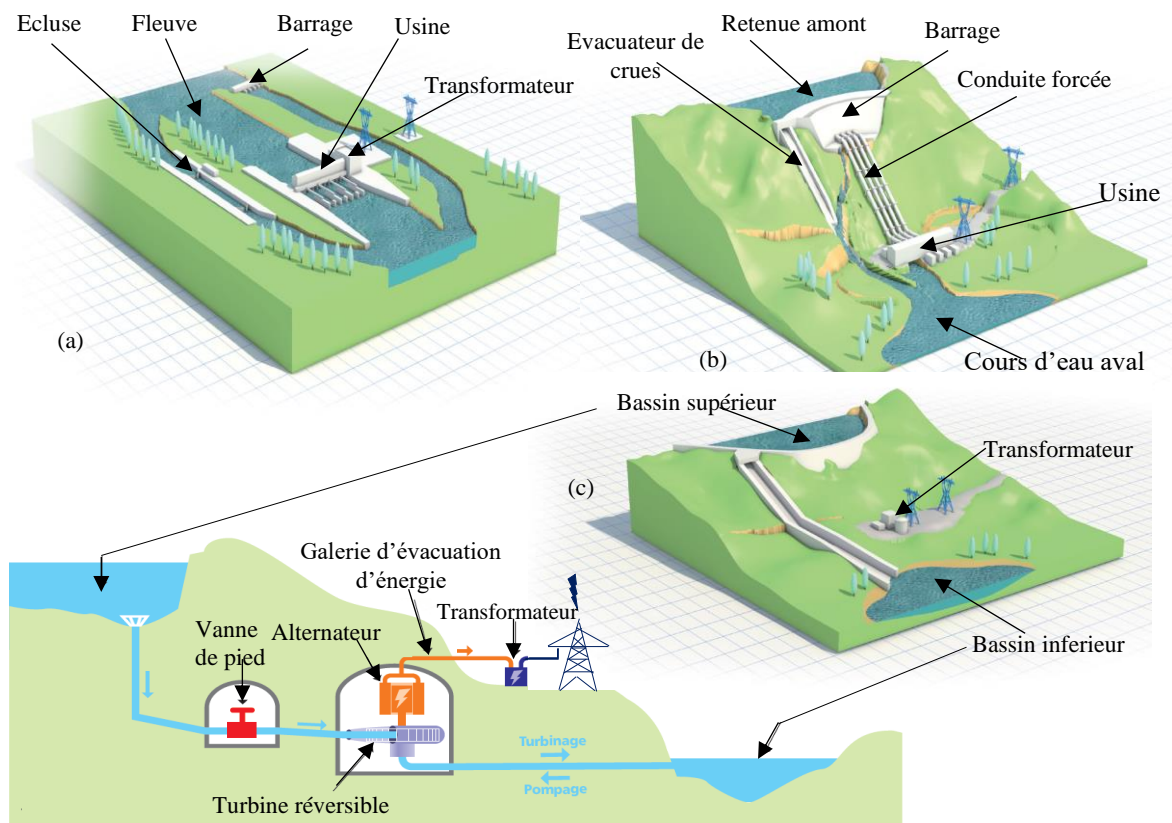


FIGURE I 11: Structure d'hydroélectricité (a) : Fil d'eau, (b) : modulable, (c) : STEP [94]

Les stations de transfert d'énergie par pompage sont reliées à deux bassins, un bassin supérieur et un bassin inférieur entre lesquels est placé un dispositif réversible (Figure I 11, c). Le pompage de l'eau dans le réservoir supérieur permet de stocker de l'énergie pendant les heures creuses et, à l'inverse, le turbinage permet de répondre aux pics de consommation. Par conséquent, elles ne produisent pas d'énergie supplémentaire, mais accroissent la puissance disponible, elles sont plus vues comme un moyen de stockage d'énergie (Exemple : centrale



Aguayo en Espagne, Grand Maison et Super Bissorte en France, etc.). *Ce type de centrale fera l'objet d'un système de stockage associé à un SCEE connecté au réseau électrique dans le 4<sup>ème</sup> chapitre de cette thèse.*

### 5.3 TURBINE HYDRAULIQUE

La turbine est le cœur de l'installation. Elle est l'interface entre l'énergie de l'eau et le générateur d'électricité. Le principe est de transformer l'énergie hydraulique en énergie mécanique avec un rendement maximal. La turbine a remplacé la roue à aubes qui était utilisée jusqu'au 19<sup>ème</sup> siècle dans les moulins à eau. Son rendement, de l'ordre de 70 %, est nettement supérieur à celui de la roue hydraulique (20 %) [102]. Selon l'endroit où a lieu la transformation énergétique, on distingue : les turbines à action et les turbines à réaction. Dans les turbines à action l'énergie potentielle totale est transformée en vitesse dans le distributeur fixe. Il n'y a pas de chute de pression entre l'entrée et la sortie de la roue. L'écoulement est uniquement dévié dans le rotor (Exemple : turbine Pelton, Crossflow).

Dans les turbines à réaction, l'énergie potentielle est convertie en partie dans le distributeur, et en partie dans le rotor. Dans le rotor, une différence de pression existe entre l'entrée et la sortie. L'écoulement est dévié et accéléré dans le rotor (Exemples : turbines Francis, Kaplan).

#### 5.3.1 TURBINE A ACTION

La turbine Pelton a été inventée par l'américain Lester Allan Pelton en 1879. Elle est constituée d'une roue à augets qui est mise en mouvement par un ou plusieurs jets d'eau (Figure I 12). Les augets sont profilés pour obtenir un rendement maximal tout en permettant à l'eau de s'échapper sur les côtés de la roue. La vitesse nominale de la turbine varie de 500 à 1500 tr/min, ce qui permet un couplage direct sans multiplicateur à la génératrice électrique. Ce type de turbine est utilisé dans les MCH de haute chute. En effet, elle est performante pour des hauteurs de chute supérieures à 100m et des débits compris entre 0, 2 et 8m<sup>3</sup>/s [103-105].

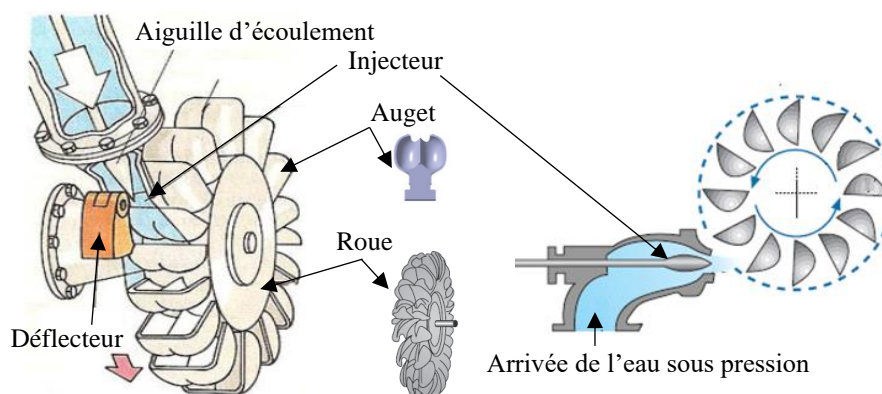


FIGURE I 12: Turbine Pelton

La turbine Cross-flow ou Banki-Mitchell a été inventée par l'ingénieur Australien Mitchell en 1903, développée par le professeur Hongrois Banki et améliorée et commercialisée par l'ingénieur mécanicien Allemand Ossberger en 1920 (Figure (I 13)). La relative simplicité de la turbine Banki réside dans l'écoulement bidirectionnel de l'eau. L'énergie du fluide est récupérée une première fois lors du premier passage à travers les aubes puis, une seconde fois, lors du second passage. Cela permet ainsi de récupérer plus d'énergie au fluide et donc d'obtenir un meilleur rendement. Elle est utilisée pour des hauteurs de chute maximales de l'ordre de 200 m. Bien que le rendement maximal atteint est de 86%, les rendements observés sont de l'ordre de 82% pour des turbines de bonne qualité [106].

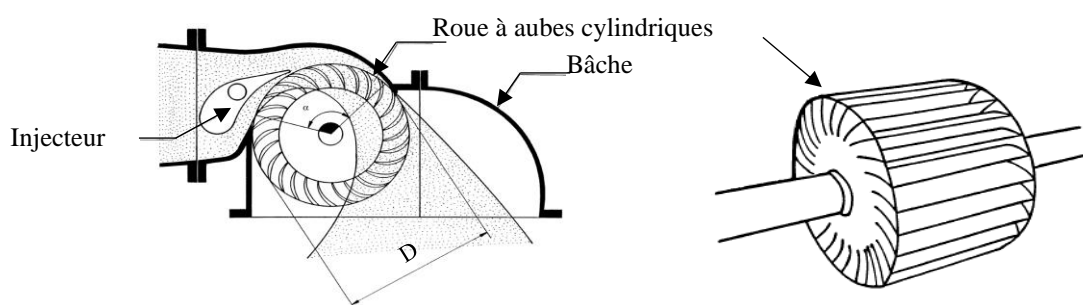


FIGURE I 13: Turbine Banki

### 5.3.2 TURBINE A REACTION

La turbine Francis est développée en 1848 par James Bicheno Francis [105, 107]. Elle est adaptée pour des hauteurs de chute moyennes (de 30 à 300m), pour des puissances et débits moyens ou forts (de quelques kW à plusieurs centaines de MW avec des débits de 10 à 700 m<sup>3</sup>/s). Elle est capable d'atteindre un rendement de 96% en laboratoire et a un rendement moyen de l'ordre de 85% [108, 109]. Les aubes de la roue se comportent de la même façon qu'une aile d'avion : l'écoulement de l'eau provoque sur le profil de l'aube une force hydrodynamique qui induit alors un couple sur l'arbre de la turbine. Ainsi, la force portante résulte d'une différence de pression entre les deux faces du profil de l'aube (Figure I 14).

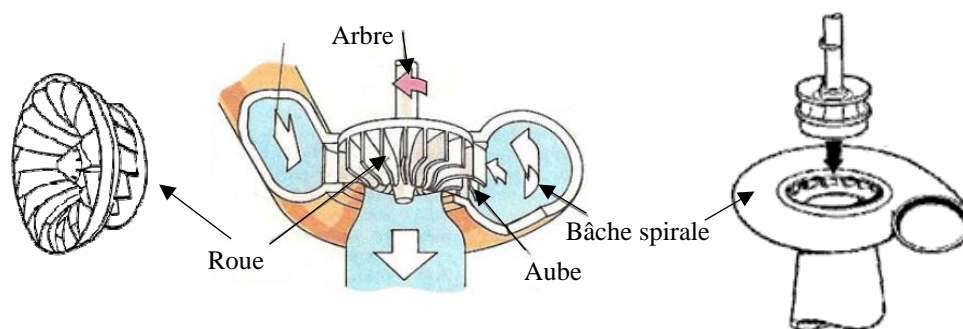


FIGURE I 14: Turbine Francis

La turbine Kaplan (ou turbine hélice) a été inventée en 1913 par le professeur autrichien Viktor Kaplan [110]. Elle est caractérisée par une roue similaire à une hélice de bateau, leurs pales peuvent être fixes (turbine à hélice) ou réglables (turbine Kaplan). Ces turbines sont utilisées pour des débits très importants qui peuvent aller jusqu'à  $350\text{m}^3/\text{s}$ . Par contre, les hauteurs de chute ne dépassent pas les 40m. Le rendement des turbines Kaplan est très élevé et peut atteindre les 90% [100]. La turbine Kaplan offre une analogie intéressante avec les turbines éoliennes sur l'aspect du réglage de l'orientation des pâles (Figure I 15).

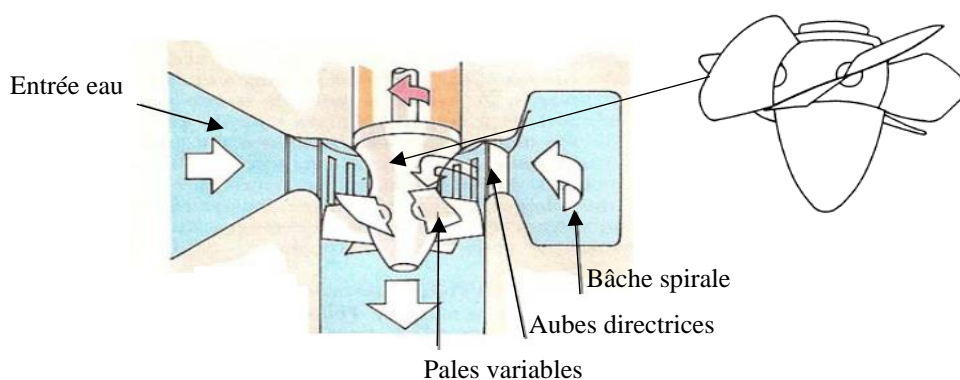


FIGURE I 15: Turbine Kaplan

Selon les conditions d'exploitation, la turbine à réaction, de type Francis ou Kaplan, s'adaptent mieux à des fortes variations de chute relative qu'une turbine à action, Pelton ou Banki.

La figure (I 16) illustre le domaine d'utilisation des différents types de turbine hydraulique en fonction de la chute nette et du débit d'eau [100].

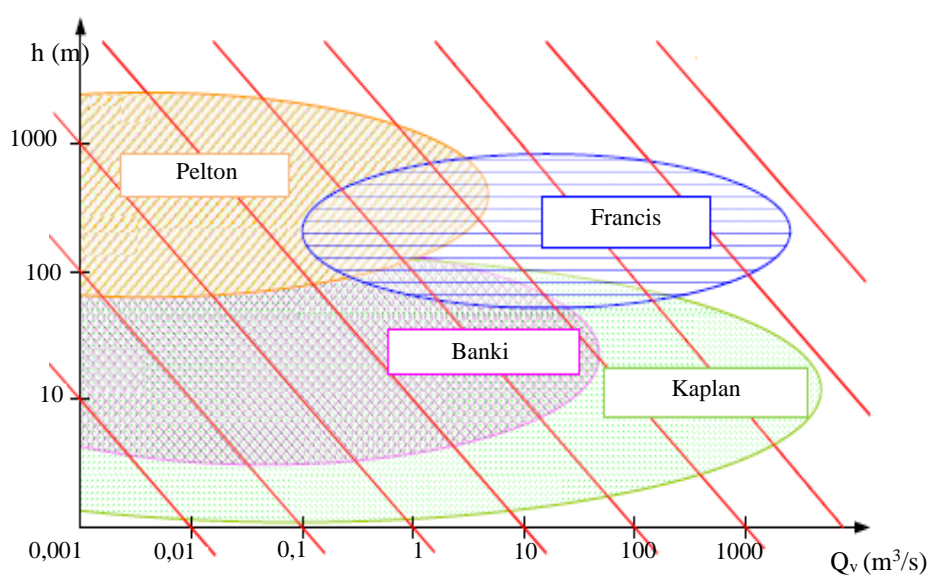


FIGURE I 16: Classification des turbines hydrauliques

#### 5.4 FONCTIONNEMENT A VITESSE VARIABLE DE LA MCH

Dans un système à vitesse fixe, seules des variations limitées de la hauteur de la chute sont autorisées. L'efficacité hydraulique pourrait baisser assez fortement lorsque les conditions hydrauliques varient. Similairement aux générateurs éoliens, l'amélioration du rendement des turbines hydrauliques passe aussi par la vitesse variable comme le montre la figure (I 17), pour un cas de hauteur de chute ( $h$ ) constante, avec un débit qui varie d'une valeur ( $Q_{v,a}$ ) à une valeur ( $Q_{v,b}$ ), il est plus intéressant de faire fonctionner la turbine à une vitesse  $\Omega_a$  plutôt que  $\Omega_b$ , afin d'opérer à un point de meilleur rendement. Par conséquent, le fonctionnement à vitesse variable est plus considérable dans les cas où les systèmes hydrauliques rencontrent souvent de grandes variations de charge et des opérations à charge partielle. Les Mini-centrales hydroélectriques à vitesse variable (MCH-VV) peuvent également fournir des moyens supplémentaires pour l'amélioration de la stabilité du réseau [111-112].

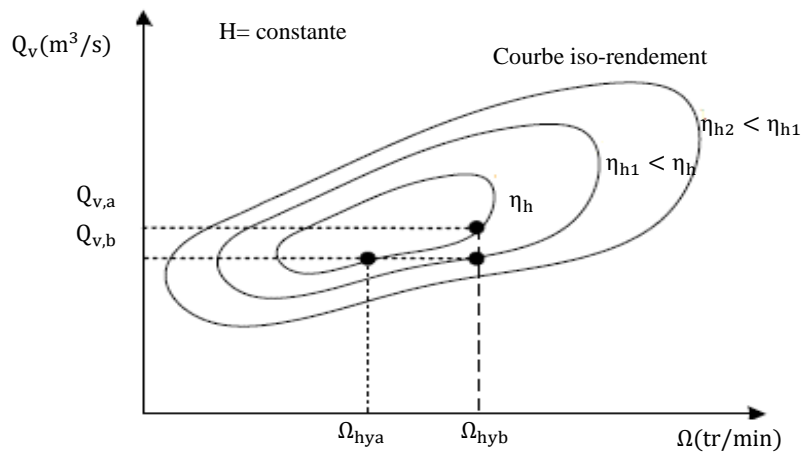


FIGURE I 17: Caractéristique du débit en fonction de la vitesse d'une turbine hydraulique

#### 5.5 TOPOLOGIE DE CONVERSION DES MCH

Dans les développements récents, plusieurs recherches sur les technologies à vitesse variable sont étudiées dans la littérature et approuvées dans des laboratoires de recherche [113-112]. Ces configurations peuvent être réalisées de différentes manières, cela dépend du type de générateur utilisé et de la structure de l'électronique de puissance choisie. L'avantage de cette topologie est l'optimisation du point de fonctionnement de la turbine afin d'extraire le maximum de puissance et d'améliorer le rendement de la MCH.

L'architecture illustrée sur la figure (I 18, a) a été mise en œuvre dans de nombreuses structures d'éoliennes et turbines hydrauliques (Kaplan, hélice et bulb) [113, 116,121-124]. Cette configuration a l'avantage d'extraire le maximum de la puissance par la turbine hydraulique sur

une large plage de variation de débit d'écoulement d'eau. De plus, la MSAP permet la mise en œuvre de machines spécifiques multipolaires qui tournent à faible vitesse de rotation donc qui ne nécessitent pas de multiplicateur de vitesse. Un autre point essentiel est le fait que la structure de commande est plus simple pour une MSAP par rapport à une MS à rotor bobiné ou une machine MADA. L'inconvénient majeur de cette structure est l'interface de l'électronique de puissance (IEP) qui doit être dimensionnée pour une puissance égale à la puissance nominale de la machine. Cette structure est largement utilisée dans le domaine des aérogénérateurs [125].

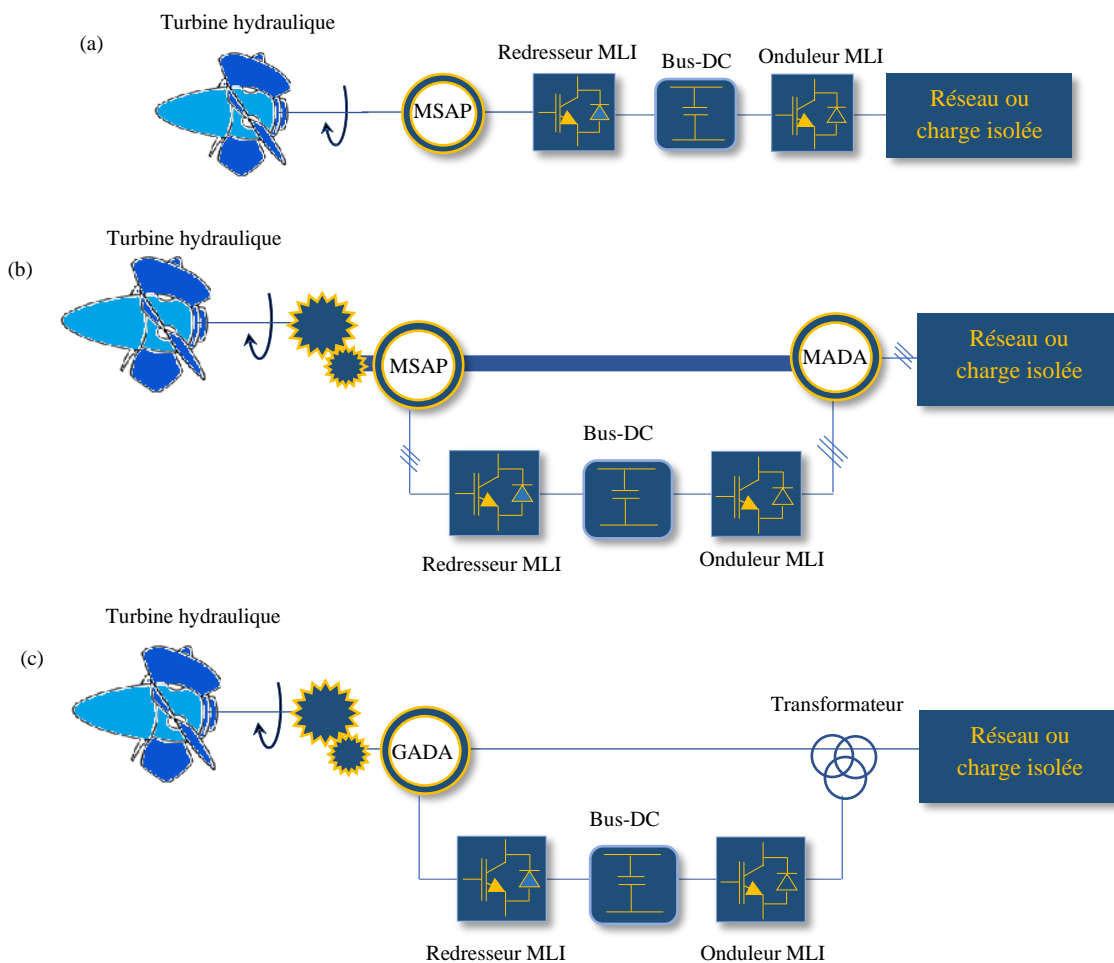


FIGURE I 18: (a) : MCH basée sur une MSAP ; (b) : MCH basées sur une MADA ; (c) : MCH basées sur une GADA

La structure d'une MCH basée sur une MADA est donnée par la figure (I 18, b). Les machines sont couplées sur le même axe mécanique, la turbine entraîne la MADA dont l'excitation de son rotor est fournie par le stator de la MSAP, via deux convertisseurs triphasés MLI et un DC-bus [73]. La MSAP ainsi que les convertisseurs sont dimensionnés pour la puissance de glissement de la MADA, soit 20 à 25 % de sa puissance nominale, ce qui limite le coût de l'installation. Cependant, l'inconvénient majeur de cette configuration réside dans la nécessité de maintenance

du système bague-balais. Dans l'étude menée par [126], le stator de la génératrice est directement connecté au réseau, tandis que le rotor est connecté au réseau via une cascade AC/DC/AC (Figure (I 18, c)). Les convertisseurs sont généralement dimensionnés pour une puissance équivalente au maximum à 30% de la puissance totale [127-128].

## 6 SYSTEME HYBRIDE

Les systèmes hybrides (SH) à énergies renouvelables sont fiables, sans pollution et permettent de répondre à la demande d'énergie sur de longues périodes. Un système hybride de production d'énergie électrique, dans sa vue la plus vaste, est celui qui combine et exploite plusieurs sources d'énergie disponibles et facilement accessibles. Un système d'énergie alternative hybride peut être autonome ou connecté au réseau. Pour une application autonome, le système doit avoir une capacité de stockage suffisante pour gérer les variations de puissance des SER concernées. Un SH peut se présenter principalement sous deux formes d'hybridation : sources renouvelables/ sources d'appoint ou hybridation des sources renouvelables seules. La conception d'un SH repose sur le type de réseau d'interconnexion des différents composants du système, divisés généralement en trois catégories :

- ❖ Les systèmes avec Bus DC (configuration série) ;
- ❖ Les systèmes avec Bus AC (configuration parallèle) ;
- ❖ Les systèmes Mixtes avec Bus DC et AC (configuration série-parallèle).

### 6.1 SYSTEME AVEC BUS-DC

Dans un système avec Bus DC, les composants sont interconnectés en un point commun sous une tension continue à travers leur propre convertisseur d'EP (DC/DC ou AC/DC) (Figure I 19).

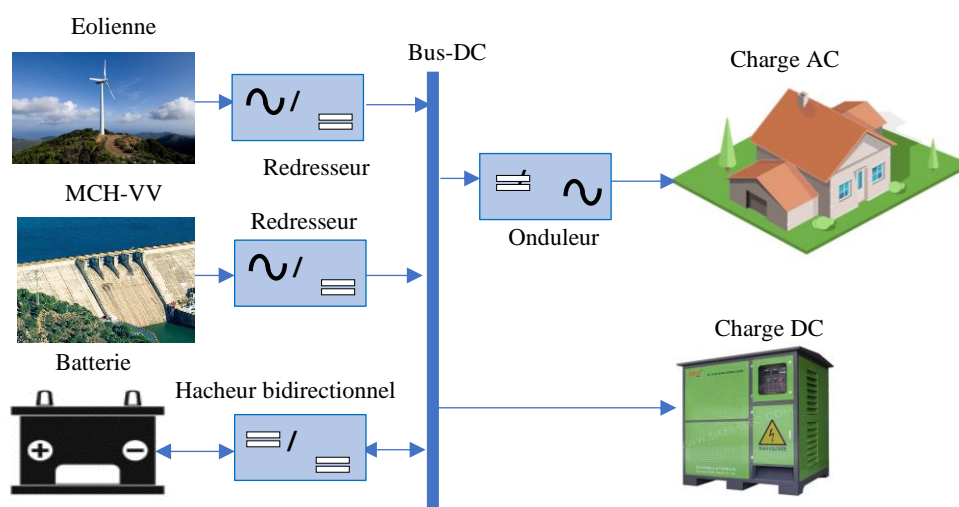


FIGURE I 19: Configuration série d'un SH éolien-hydraulique

### 6.2 SYSTEME AVEC BUS-AC

Dans un système hybride avec bus AC, les composants sont interconnectés en un point commun sous une tension alternative à travers leur propre convertisseur d'EP (DC/AC ou AC/AC) (Figure I 20).

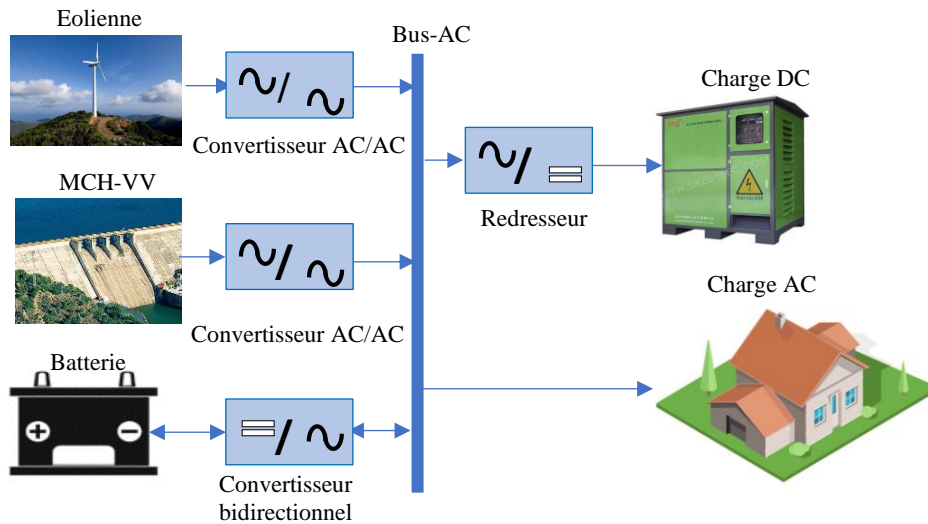


FIGURE I 20: Configuration parallèle d'un SH éolien-hydraulique

### 6.3 SYSTEME AVEC BUS DC-AC

Selon les cas de figure, il est possible de concevoir des systèmes hybrides qui fonctionnent en double configuration sur Bus DC et AC (Figure I 21). Les deux principes de fonctionnement décrits précédemment sont applicables. Cette configuration peut être préférée pour plusieurs raisons :

- ❖ Optimisation énergétique en fonction de la courbe de charge des utilisations ;
- ❖ Fiabilité de fonctionnement en cas de décharge profonde de la batterie.

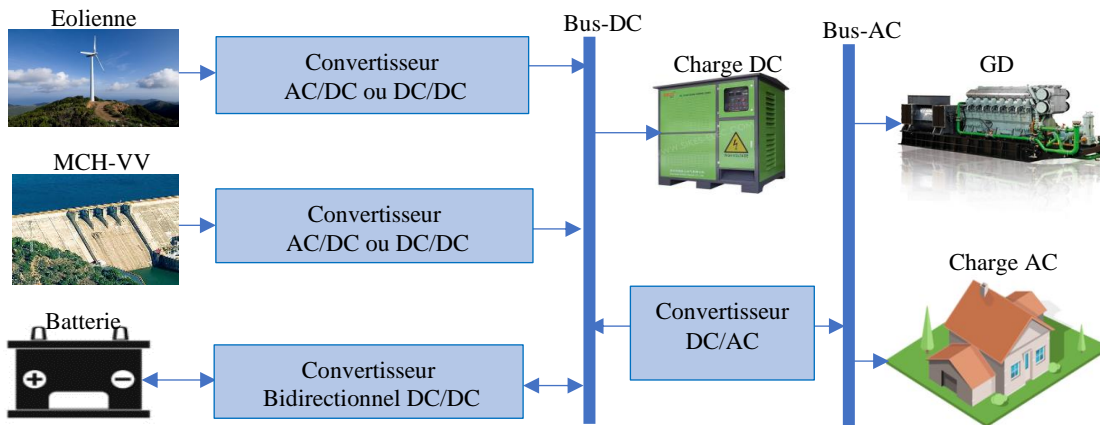


FIGURE I 21: Configuration mixte d'un SH éolien-hydraulique-GD

#### 6.4 DIVERS STRUCTURES DES SH

L'énergie éolienne est une solution attractive pour la génération de l'électricité, propre sans rejet ni déchet et inépuisable. Sur terre ou off-shore, les éoliennes démontrent d'excellentes capacités de production et sont une alternative viable pour les territoires les plus reculés dont l'accès à l'électricité est difficile. Cependant, une éolienne ne suffit pas à elle-même à définir une politique énergétique et environnementale, la solution serait de coupler l'électricité éolienne à une source d'énergie électrique.

L'hybridation d'énergie éolien avec une autre source renouvelable, des groupes diesel, ou un système de stockage est en plein développement [48, 129-132], permet de minimiser les perturbations de l'environnement, grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et une sécurité d'approvisionnement, quelles que soient les conditions météorologiques.

L'intégration d'un GD avec un taux élevé de pénétration d'énergie éolienne dans un SH éolien-GD dépasse souvent la consommation de la charge, dans ce cas, le GD peut être à l'arrêt complètement pendant de longues périodes [133-134] et la consommation de combustible sera réduite, ce qui augmente la durée de vie du GD et réduit les émissions GES. Dans le cas d'un faible (inférieur à 20%) ou moyen (20 à 50%) taux de pénétration de l'énergie éolienne dans un SH éolien-GD, l'utilisation du GD n'est pas économique [135-136], cela signifie que le GD fonctionne à moins 40% de sa charge nominale, et consomme approximativement 50% du combustible au régime nominal ; ce qui réduit sa durée de vie et engendre des surcoûts d'exploitation [136, 137]. Cependant, l'utilisation d'un système de stockage d'énergie (SSE) devient nécessaire afin de stocker le surplus d'énergie produite par l'éolienne et d'éviter les cycles de démarrage / arrêt inutiles du GD et réduire ainsi les interventions de maintenance.

Dans certains lieux géographiques, l'association des générateurs éoliens à une centrale hydraulique permet de gérer au mieux les inconvénients d'un SCEE (les variations brutales de puissance entraînent des variations de fréquence d'une part et, d'autre part, la difficulté de prédiction de la puissance complique la tâche des gestionnaires de réseau [137-138]). En effet, dans les centrales hydroélectriques, la variation de débit d'eau ne change pas aussi vite que la vitesse du vent sauf lors d'un événement météorologique exceptionnel, mais souvent prévisible. Dans [124, 137-140], la MCH à vitesse variable peut compenser des fluctuations du vent et soutenir des générateurs éoliens. L'étude menée par [70-71,88, 114, 116, 119-122] a montré que l'association d'un SH éolienne à vitesse fixe et une MCH à vitesse variable peut alimenter les charges isolées en maintenant les paramètres de tension et fréquence aux valeurs nominales,



et qu'en fonctionnant sur réseau, il peut fournir une puissance constante dans les limites de la puissance hydraulique disponible.

*(Cette configuration fera l'objet du 3<sup>ème</sup> chapitre de cette étude ; on a choisi l'hybridation d'une éolienne à vitesse variable avec une Mini-centrale hydroélectrique à vitesse variable (MCH à vitesse variable).*

## 7 SYSTEME DE STOCKAGE

Le SSE est une solution la plus prometteuse qui joue un rôle essentiel dans la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande et assure la stabilité et la qualité des installations électriques. Le stockage de l'énergie est devenu un facteur dominant dans l'intégration des sources d'énergie renouvelables (SER) dans les systèmes de génération d'électricité. Sa contribution rend ces systèmes fiables et robustes, réduit les fluctuations de la puissance des énergies renouvelables, améliore la flexibilité des systèmes et augmente le taux de pénétration des SER. De plus, les systèmes de stockage semblent être une partie cruciale des réseaux intelligents dans le futur [141].

Plusieurs systèmes de stockage ont été étudiés dans la littérature pour un meilleur contrôle de la tension du bus continu et un lissage de la puissance, à savoir : batteries électrochimiques [142-149], stockage par volant d'inertie à faible vitesse de rotation [150-156], stockage avec fabrication de gaz de synthèse [157-159], et stockage hydraulique hybride (station de transfert d'énergie par pompage (STEP)) [140, 160-164]. Dans [165-166], un système de stockage par air comprimé a été introduit dans un système caractérisé par un taux de pénétration élevé afin d'améliorer les performances du GD.

L'écoulement de vent et de l'eau sont des phénomènes climatologiques à caractère stochastique qui peuvent se compléter afin d'assurer l'équilibre production-consommation dans un système autonome (isolé du réseau). Dans un système raccordé au réseau électrique, le stockage permet d'améliorer la qualité de puissance et de stabiliser la tension continue en amont de l'onduleur. En 1890, le stockage d'énergie par des centrale de pompage-turbinage (STEP) [167] est apparu en Suisse et en Italie dans les Alpes. Les STEP ont été développées à partir des années 1970 [170] après la crise énergétique pour optimiser le fonctionnement des grandes centrales électriques thermiques et nucléaires, face à une demande en électricité très variable dans le temps. Le déploiement historique du STEP diffère d'un pays à l'autre. Aux États-Unis, en Europe et au Japon, la majorité des usines STEP ont été construites entre 1960 et 1990 [168]. Avec le développement des ER les STEP connaissent un nouvel essor dans le monde en raison de la place croissante des ER intermittentes comme l'éolien et le solaire photovoltaïque. Le

stockage de l'énergie potentielle de l'eau dans un réservoir derrière une centrale hydroélectrique est largement utilisé, allant de quelques heures à plusieurs années. En outre, la technologie de stockage par une STEP présente plusieurs avantages tels que : le démarrage et l'arrêt flexibles, la régulation de tension et de la fréquence et l'adaptation aux variations de charges. Elle permet au même titre de transférer l'électricité des heures creuses aux heures de pointe et d'augmenter la fiabilité du réseau [169-170].

La combinaison de l'énergie éolienne avec une STEP est considérée comme la technologie la plus complète économiquement et techniquement [114, 138-140], mais son utilisation dépend de plusieurs limitations géographiques. L'inconvénient majeur de ces systèmes est leur dépendance d'une connaissance géologique spécifique en raison du besoin de deux grands réservoirs d'eau d'altitude différente.

## 8 CONCLUSION

Les systèmes de production d'énergie renouvelable sont très explorés du fait d'un intérêt majeur lié au développement durable. Ces systèmes comme l'éolien, l'hydroélectricité sont plus ou moins intermittents ne posent pas de problèmes en termes de commande mais reste à améliorer leur intégration au réseau techniquement et économiquement. En particulier dans le cas des réseaux faibles ou isolés, le contrôle des flux globaux à des fins de lissage, de qualité d'énergie, de contrôle de tension ou encore de services systèmes passe par des solutions de stockage ou de pilotage de charges.

Dans ce chapitre, une brève description des chaînes de conversion d'énergies éolienne et hydraulique a été présentée. Nous avons évoqué tous les éléments constitutifs des deux systèmes, ainsi que leurs principes de fonctionnement, ce qui permet d'introduire à l'analyse des systèmes hybrides. Les principales formes d'hybridation entre les sources : éolienne, hydraulique, groupe diesel et SSE sont présentées également, en se basant sur les travaux les plus pertinents. Les études technicoéconomiques sur la faisabilité des SH ont démontré que la configuration hybride éolien/Hydraulique/SSE, est une option fiable pour l'électrification des zones isolées du réseau électrique. De plus, cette configuration contribue efficacement à la préservation de l'environnement et la diminution des émissions des GES.

Le chapitre suivant sera consacré à la présentation, la modélisation mathématique et à la commande des différentes parties. Ces dernières constituent les chaînes de conversion d'énergies éolienne et hydraulique basées sur une GSAP fonctionnant à vitesse variable.

CHAPITRE II  
MODELISATION ET COMMANDE D'UN  
SCEE ET MCH

## 1 INTRODUCTION

Aujourd'hui, la modélisation et la simulation numérique sont des outils indispensables permettant l'étude dynamique du comportement d'un système dans les différents modes de fonctionnement et de conclure au bon fonctionnement avant la réalisation pratique.

Ce chapitre est consacré à l'étude, la modélisation et la simulation de la transformation de l'énergie cinétique du vent et de l'eau en énergie électrique en modélisant les différents éléments du système de conversion d'énergie éolienne, et l'énergie hydraulique.

En premier lieu, nous avons étudié le modèle aérodynamique de la turbine, puis le modèle mécanique de l'éolienne. Ensuite, nous présentons la transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique (électromécanique) où la MSAP sera modélisée dans le repère de Park. La seconde partie exposera la modélisation, le développement des stratégies de contrôle et la simulation de système hydroélectrique basé sur une turbine hydraulique à vitesse variable connecté au réseau électrique via une GSAP et convertisseurs d'EP.

Le développement de nouvelles structures de conversion des systèmes d'énergies éoliennes associant machine électrique et convertisseurs d'électroniques de puissance, a permis l'exploitation du potentiel énergétique éolien sur les sites isolés avec raccordement au réseau. Des travaux récents sur l'électronique de puissance et la commande des machines électriques ont apporté des améliorations importantes aux entraînements électriques à vitesse variable.

## 2 PRODUCTION D'ENERGIE A PARTIR DE EOLIENNE

La structure du système de conversion d'énergie éolienne étudié est schématisée sur la figure (II 1). Elle est composée d'une turbine éolienne tripale à axe horizontal, d'une GSAP, des convertisseurs d'EP (redresseur et onduleur), d'un filtre et du réseau électrique.

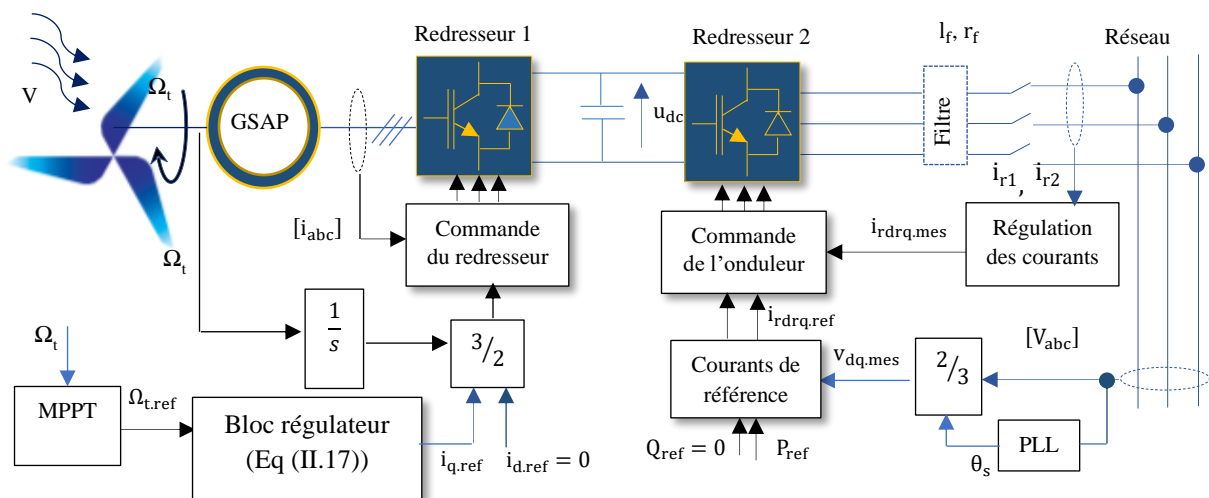


FIGURE II 1: Schéma du SCEE raccordé au réseau électrique

Une turbine éolienne assure la conversion partielle de l'énergie cinétique captée par le vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus avec la possibilité de maximiser cette conversion énergétique tout en tenant compte de la nature de la génératrice, avec la nécessité d'avoir une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et la génératrice électrique couplée. Le fonctionnement à vitesse variable du SCEE offre la possibilité de maximiser son rendement, améliorer la qualité de l'énergie produite et faciliter son intégration avec les systèmes conventionnels de production d'énergie à travers la contribution aux services systèmes. En effet, pour chaque vitesse du vent correspond une vitesse de la génératrice pour laquelle la courbe de puissance de l'éolienne présente un maximum. L'optimisation de la puissance à ce niveau passe par la recherche permanente de ce maximum par la technique MPPT.

## 2.1 MODELISATION DE LA TURBINE EOLIENNE

### 2.1.1 LIMITE DE BETZ

Le dispositif étudié dans ce travail est composé d'une éolienne tripale à axe horizontal,  $V_1$  et  $V_2$  sont des vitesses moyennes axiales d'écoulement des masses d'air en amont et en aval de la turbine respectivement (Figure II 2).

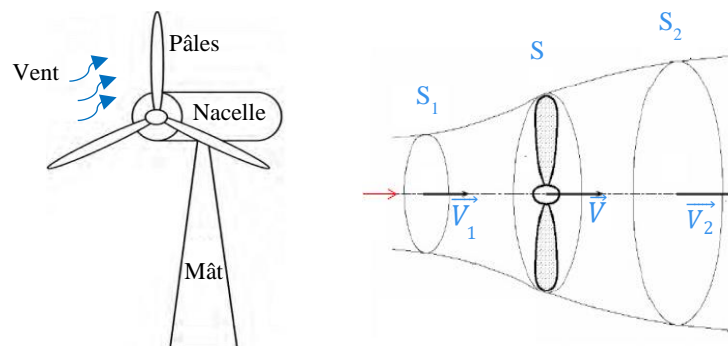


FIGURE II 2: Ecoulement des masses d'air autour de la turbine éolienne

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse soit à la vitesse  $V$ , la puissance  $P_e$  correspondante serait alors :

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{II.1})$$

Où :

$\rho$  : densité de l'air ( $1,22\text{kg/m}^3$  à la pression atmosphérique à  $15^\circ\text{C}$ ) ;

$S$  : surface active de la voilure de l'éolienne ( $\text{m}^2$ ) ;

$V$  : vitesse du vent du tube de courant autour de l'éolienne ( $\text{m/s}$ ) ;

On définit le rapport entre les deux puissances, ( $P_t$ ) puissance extraite du vent et celle qui est théoriquement disponible, par le coefficient de puissance :

$$C_p = \frac{P_t}{P_e} \quad (\text{II. 2})$$

Ce coefficient de puissance présente un maximum théorique de 0.59. C'est cette limite théorique, appelée limite de BETZ, qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

L'efficacité de récupération d'énergie, qui dépend des caractéristiques aérodynamiques et des réglages de la chaîne de conversion, est inférieure à cette limite. Par conséquent, la puissance extraite du vent par l'éolienne est donnée par la formule :

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (\text{II. 3})$$

Afin de pouvoir permettre une utilisation pratique du coefficient de puissance  $C_p$ , nous introduisons la variable ( $\lambda$ ) appelée vitesse relative, et définie par la relation suivante :

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R}{V} \quad (\text{II. 4})$$

Avec :  $\Omega_t$  : vitesse angulaire de rotation de la turbine ; R : rayon de la turbine.

Le rendement aérodynamique est donné par l'expression (II.5) ;

$$\eta = \frac{C_p(\lambda)}{C_{p,\max}} \quad (\text{II. 5})$$

Avec :  $C_{p,\max}$  : Coefficient de puissance maximale d'une turbine éolienne.

Le rendement aérodynamique est représentatif de la qualité aérodynamique de l'éolienne dans les meilleures conditions de réglage.

Le coefficient de puissance  $C_p(\lambda, \beta)$  est directement lié aux caractéristiques aérodynamiques des pales et dépend de la vitesse spécifique  $\lambda$  et de l'angle d'orientation des pales  $\beta$ . Il traduit la proportion de puissance captée par la turbine. La Figure (II 3) montre l'évolution typique du coefficient  $C_p(\lambda, \beta)$  d'une éolienne par rapport à  $\lambda$  et  $\beta$ . On constate que lorsque l'angle de calage augmente le coefficient  $C_p(\lambda, \beta)$  diminue. Cela se traduit par une réduction de l'énergie cinétique du vent captée par la turbine. Le coefficient  $C_p(\lambda, \beta)$  de la turbine que nous avons utilisée est [171] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.48\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}$$

La figure II.3 illustre les courbes de  $C_p(\lambda)$  pour plusieurs valeurs de  $\beta$  ( $^\circ$ ).

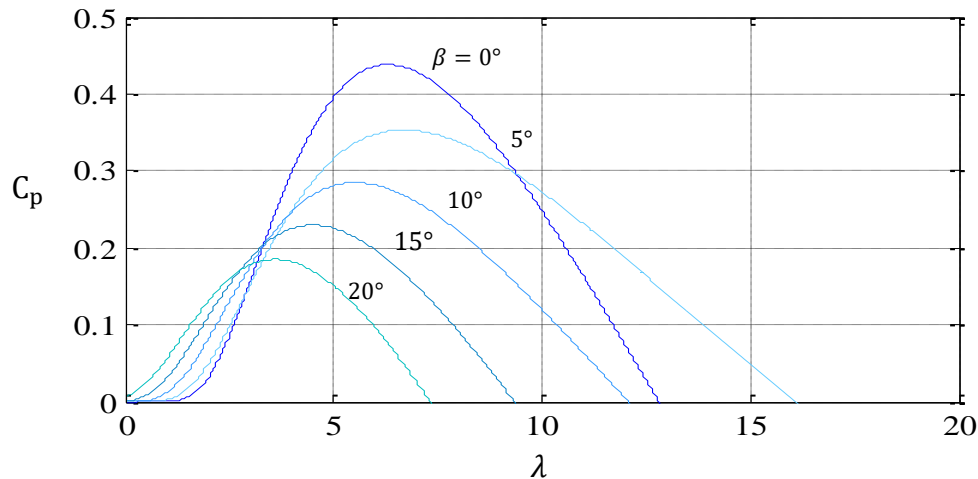


FIGURE II 3: Coefficient  $C_p$  en fonction de  $\lambda$

Sur la figure (II.3), plusieurs courbes sont distinguées mais nous nous sommes intéressés par celle qui possède le plus haut sommet. Cette courbe est caractérisée par le point optimal ( $C_{p,max}=0,438$  et  $\lambda_{opt}=6,34$ ) qui est le point correspondant au maximum du coefficient de puissance  $C_p$  et donc au maximum de la puissance mécanique récupérable.

Nous remarquons que l'augmentation de  $\beta$  permet de dégrader le coefficient  $C_p$ , et par conséquent, provoquer la diminution de la puissance mécanique récupérée sur l'axe de la turbine éolienne.

### 2.1.2 STRATEGIES DE CONTROLE ET COMMANDE DE LA TURBINE EOLIENNE

Le principe de contrôle de la turbine éolienne est basé sur la technique d'extraction du maximum de puissance (M.P.P.T). L'utilisation d'une éolienne à vitesse variable permet de régler la variation de vitesse de la génératrice afin de capturer le maximum possible d'énergie, à partir de l'énergie cinétique du vent, par la turbine éolienne. En effet, pour chaque vitesse du vent correspond une vitesse de la génératrice pour laquelle la courbe de puissance de l'éolienne présente un maximum. La technique MPPT utilisée consiste à déterminer la vitesse de la turbine  $\Omega_t$  qui permet d'obtenir le maximum de puissance générée. Ainsi, on doit régler le couple électromagnétique sur l'arbre de la génératrice de manière à fixer la vitesse de rotation de celle-ci à une vitesse de référence.

2.1.2.1 MPPT AVEC ASSERVISSEMENT DE VITESSE

La nature fluctuante du vent engendre des perturbations dans le système de conversion éolien, et crée des variations continues de puissance. De ce fait, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine soit égal à sa valeur de référence pour une puissance générée. Pour effectuer ce contrôle, un asservissement de la vitesse mécanique du générateur doit être réalisé. La figure (II 4) représente le schéma de principe de la commande MPPT avec asservissement de la vitesse mécanique. Elle montre que le couple électromagnétique de référence ( $C_{t,opt}$ ) est obtenu à la sortie d'un régulateur de vitesse (une vitesse mécanique ( $\Omega_t$ ) comparée avec une vitesse de référence ( $\Omega_{t,opt}$ ) de type Proportionnel Intégral (PI)).

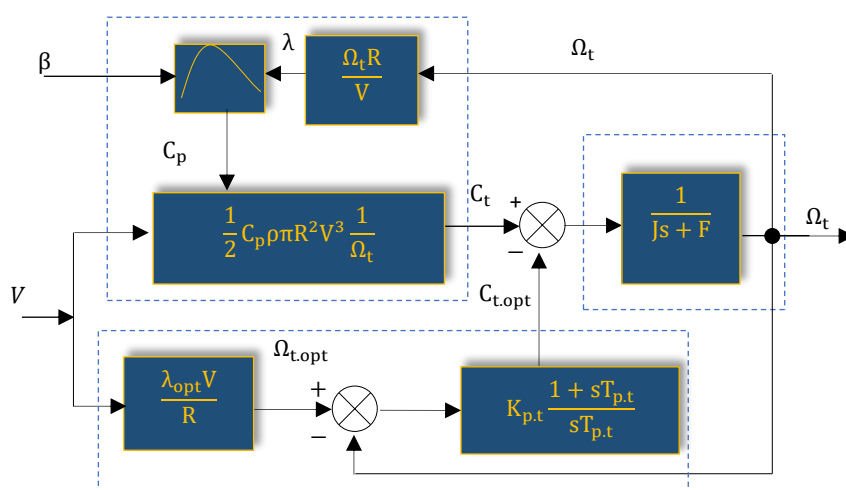


FIGURE II 4: Contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation

Pour un point de fonctionnement donné, on souhaite que la puissance mécanique soit maximale, ce qui correspond à la valeur maximale du coefficient de puissance ( $C_{p,max}$ ). Celle-ci est obtenue si la vitesse relative ( $\lambda$ ) est égale à sa valeur optimale ( $\lambda_{opt}$ ) et  $\beta$  constant ( $\beta=0^\circ$ ).

2.1.2.2 MAXIMISATION DE LA PUISSANCE SANS ASSERVISSEMENT DE VITESSE

Cette seconde structure de commande repose sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent devant les constantes de temps électrique du système éolien, ce qui indique que le couple d'accélération de la turbine peut être considéré comme nul, et les pertes par frottements sont négligeables (Figure II 5).

La puissance optimale de la turbine éolienne est donnée par :

$$P_{t,opt} = \frac{C_{p,max}}{2} \left( \frac{\rho \pi R^5}{\lambda_{opt}^3} \right) \Omega_{t,opt}^3 \tag{II. 7}$$



On pose :

$$K_{opt} = \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3} \left( \frac{\rho \pi R^3}{2} \right)$$

On constate donc que la puissance de référence (optimale) est proportionnelle au cube de la vitesse de rotation de la génératrice :

$$P_{t,ref} = K_{opt} \cdot \Omega_{t-opt}^3 \tag{II. 8}$$

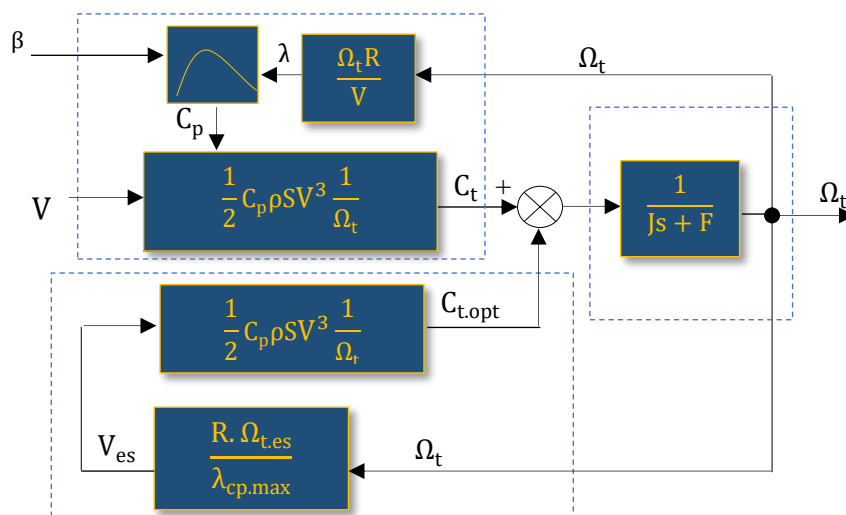


FIGURE II 5: Contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation

### 2.1.3 RESULTATS DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS

Pour une turbine éolienne de 2 MW, les résultats d’optimisation de puissance par la MPPT et l’allure du profil de la vitesse du vent sont donnés par les figures (II.6 a-e). Les paramètres de la turbine éolienne 2MW sont regroupés dans le tableau (II.1).

TABLEAU II. 1: Paramètres de simulation (turbine éolienne 2MW)

Turbine éolienne	
Puissance mécanique	2 MW
Nombre de pales	3
Rayon de la turbine	37.5 m
$\lambda_{opt}$	6.34
$C_{p,max}$	0.438
Paramètres du régulateur	
Gain proportionnel du régulateur de vitesse	$5000.3637e^6$
Constante de temp du régulateur de vitesse	2.0467

Les résultats de simulation montrent bien l'adaptation de la vitesse de rotation par rapport à sa référence qui est variable selon le profil du vent imposé. Le coefficient de puissance et la vitesse spécifique sont maintenus à leurs valeurs optimales, cela permet d'avoir la puissance maximale extractible. La vitesse de rotation mécanique est de 9.8 rad/s, elle est obtenue pour une vitesse du vent de 11.9 m/s.

Pratiquement, cette approche nécessite la mesure de la vitesse du vent par un anémomètre disposé sur la nacelle, cela constitue un inconvénient car la vitesse mesurée ne correspond pas exactement à la vitesse au niveau des pales et économiquement cette solution est onéreuse et sa réalisation pratique présente quelques difficultés.

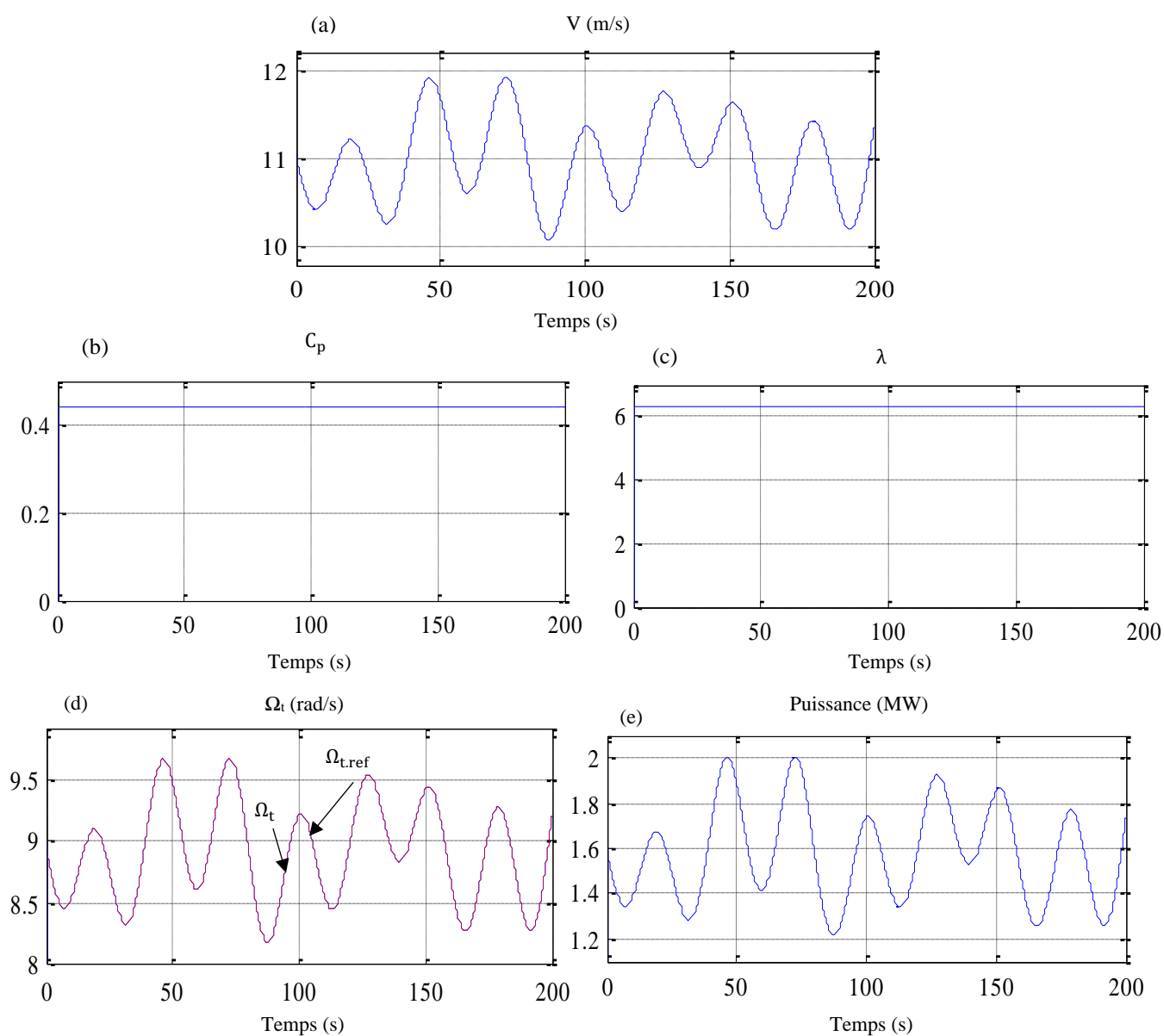


FIGURE II 6: (a) : Allure de la vitesse de vent ; (b) : Coefficient de puissance ; (c) : Vitesse spécifique ; (d) : Vitesse de rotation ; (e) : Puissance de la turbine éolienne

On peut remarquer que la vitesse de rotation suit parfaitement sa référence, qui est variable selon les variations du profil du vent imposé, cela permet d'avoir la puissance maximale extractible et de meilleures réponses statique et dynamique du régulateur PI.

## 2.2 MODELISATION ET COMMANDE DE LA MSAP

### 2.2.1 MODELE DE LA MSAP DANS LE REPERE DE PARK

Le vocable machine synchrone, regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre de sortie est égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour une MSAP, un tel fonctionnement est obtenu grâce au champ magnétique rotorique généré par des aimants. Sa particularité, par rapport aux autres machines conventionnelles, réside au niveau du champ magnétique produit par les aimants permanents au rotor. Mais son bobinage statorique reste identique à celui des autres machines à courant alternatif.

L'équation mécanique est donnée par l'expression suivante :

$$C_{em.t} - C_{m.t} = J \frac{d}{dt} \Omega_t + F \Omega_t \quad (\text{II. 9})$$

Avec :  $J$  : Inertie totale des parties tournantes,  $C_{m.t}$  : Couple de charge,  $C_{em.t}$  : Couple électromagnétique de la machine,  $F$  : Coefficient de frottement visqueux et  $\Omega_t$  : Vitesse mécanique du rotor.

Afin de simplifier le modèle dynamique dans l'étude et simulation de la commande vectorielle de la machine, le passage au repère de Park est essentiel. La représentation schématique de la machine synchrone équivalente au sens de Park est donnée sur la figure (II 7).

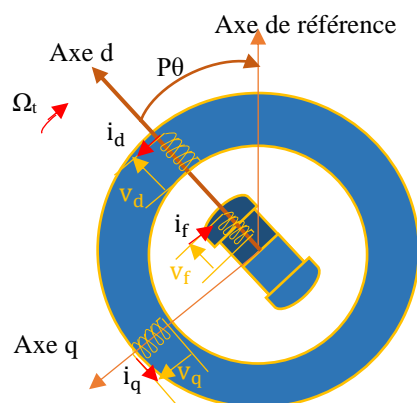


FIGURE II 7: Machine équivalente dans le référentiel de Park

Après le développement mathématique des équations de la machine et le passage au repère de Park (voir annexe A), les équations finales de la MSAP sont exprimées par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \phi_d = L_d i_d + \phi_f \\ \phi_q = L_q i_q \\ \phi_f = \text{constant} \end{cases} \quad (\text{II. 10})$$

Les équations des tensions sont exprimées comme suit :

$$\begin{cases} v_d = R_s i_d - p \Omega_t L_q i_q + L_d \frac{di_d}{dt} + M_f \frac{di_f}{dt} \\ v_q = R_s i_q + p \Omega_t (L_d i_d + \phi_f) + L_q \frac{di_q}{dt} \end{cases} \quad (\text{II. 11})$$

Les équations mécaniques et de couple électromécanique sont :

$$C_{em.t} = p(\phi_d i_q - \phi_q i_d) \quad (\text{II. 12})$$

Où encore :

$$C_{em.t} = p([L_d - L_q] i_d i_q + \phi_f i_q) \quad (\text{II. 13})$$

$$J \frac{d}{dt} \Omega = p([L_d - L_q] i_d + \phi_f) i_q - C_{m.t} \quad (\text{II. 14})$$

$$\frac{d\Omega_t}{dt} = \frac{1}{J} (p\phi_f i_q - C_{m.t}) \quad (\text{II. 15})$$

$$\theta = \int_0^t \Omega_t dt \quad (\text{II. 16})$$

Les équations des puissances sont données par :

$$\begin{cases} P = v_d i_d + v_q i_q \\ Q = v_q i_d - v_d i_q \end{cases} \quad (\text{II. 17})$$

### 2.2.2 STRATEGIE DE COMMANDE DE LA MSAP

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à une MSAP, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct  $i_d$  à zéro ( $i_d=0$ ) est la plus répandue. Ce choix est justifié dans le but d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction de l'induit selon l'axe d. L'équation du couple, pour un rotor à pôles lisses et lorsque le courant  $i_d$  est nul, devient proportionnel au courant  $i_q$  :

$$C_{em.t} = p\phi_f i_q \quad (\text{II. 18})$$

A flux d'excitation émis par les aimants, il est donc possible de réguler le couple électromagnétique en contrôlant le courant  $i_q$  tandis que le courant  $i_d$  est asservi à zéro. Le courant quadratique de référence  $i_{q.ref}$  est obtenu par la boucle de régulation de la vitesse de rotation de la génératrice (par un régulateur PI), dont la vitesse de référence est celle obtenue par l'algorithme MPPT. En effet, Il s'agit d'un pilotage vectoriel de la MSAP qui nécessite la connaissance de la position du vecteur flux rotorique. Elle peut être obtenue grâce à la mesure de la position angulaire du rotor à l'aide d'un capteur de position, ou à partir d'une estimation analytique. La spécificité de cette commande fait que l'angle  $\zeta$  entre le vecteur force électromotrice de la machine et son courant  $I_s$  est nul, alors le facteur de puissance reste proche de l'unité (Figure II 8).

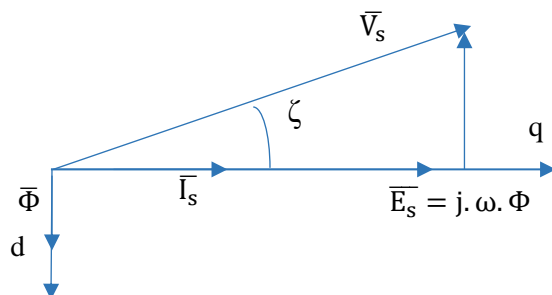


FIGURE II 8: Position du vecteur de flux et de la tension

Au point de fonction optimal le couple de référence est donné par l'équation suivante :

$$i_{q,ref} = PI_1(s)\Omega_{réf} \tag{II.19}$$

### 2.2.3 CONTROLE DU CONVERTISSEUR COTE MACHINE

Le principe de la commande adoptée afin de générer les signaux MLI du redresseur est présenté par la figure (II 9). Le contrôle de la puissance transférée à la GSAP se fait au niveau du redresseur commandé disposé en aval de la GSAP.

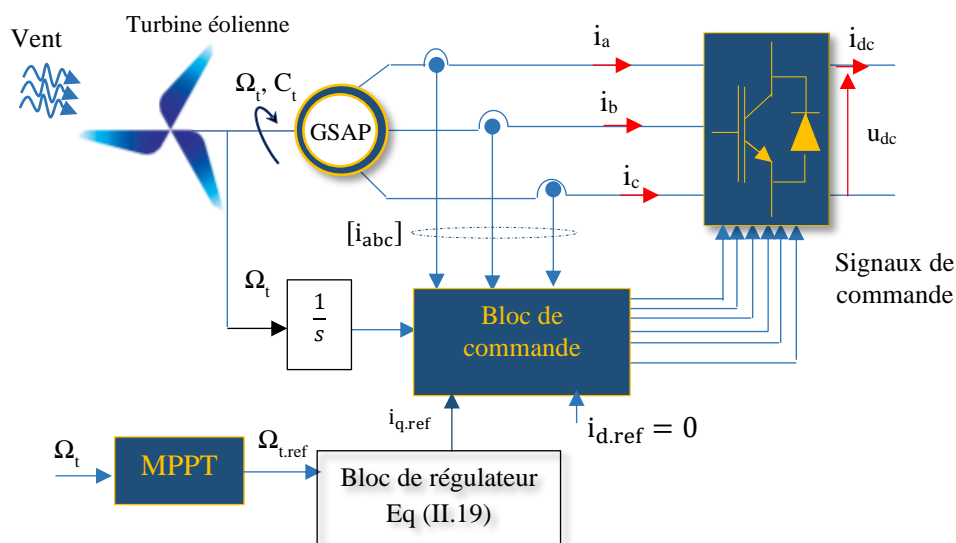


FIGURE II 9: Commande de la génératrice synchrone à aimants permanents

### 2.2.4 REGULATION DES COURANTS

La régulation des courants de GSAP est assurée par des régulateurs à hystérésis. Ces derniers maintiennent l'onde du courant dans une fourchette définie au préalable autour de la valeur de référence (Figure II 10). Si le courant atteint les limites de la bande, on aura en sortie un signal logique (1 ou 0). Pour  $m = 1, 2, 3$  :

$$\begin{cases} F_m = 1 & \text{si } i_m < i_{m,ref} - \Delta i \\ F_m = 0 & \text{si } i_m > i_{m,ref} + \Delta i \end{cases} \tag{II.20}$$

Tel que  $\Delta i$  est la bande d'hystérésis définie dans le régulateur.

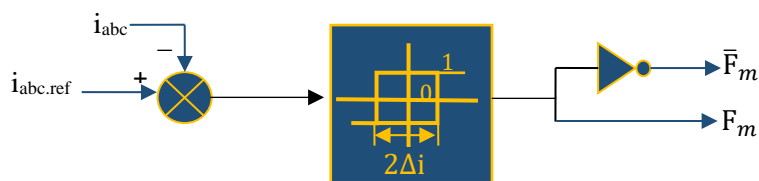


FIGURE II 10: Régulation hystérésis des courants

### 2.2.5 MODELE MATHEMATIQUE DU CONVERTISSEUR MLI

Le convertisseur étudié est bidirectionnel en courant et classiquement composé de trois cellules de commutation. Chacune est composée de deux transistors IGBT qui sont connectés à deux diodes en antiparallèle. L'utilisation d'interrupteurs totalement commandables (commutation forcée) permet le contrôle des puissances active et réactive du côté de la machine comme du côté du réseau. Il permet un fonctionnement à fréquence fixe du côté réseau et à fréquence variable du côté machine. Les tensions  $v_1$ ,  $v_2$  et  $v_3$  représentent les forces contre électromotrices de la GSAP où les tensions du réseau. Les éléments (R, L) représentent la résistance et l'inductance de la machine où celle du filtre du raccordement au réseau. La figure (II 11) donne le schéma du convertisseur étudié.

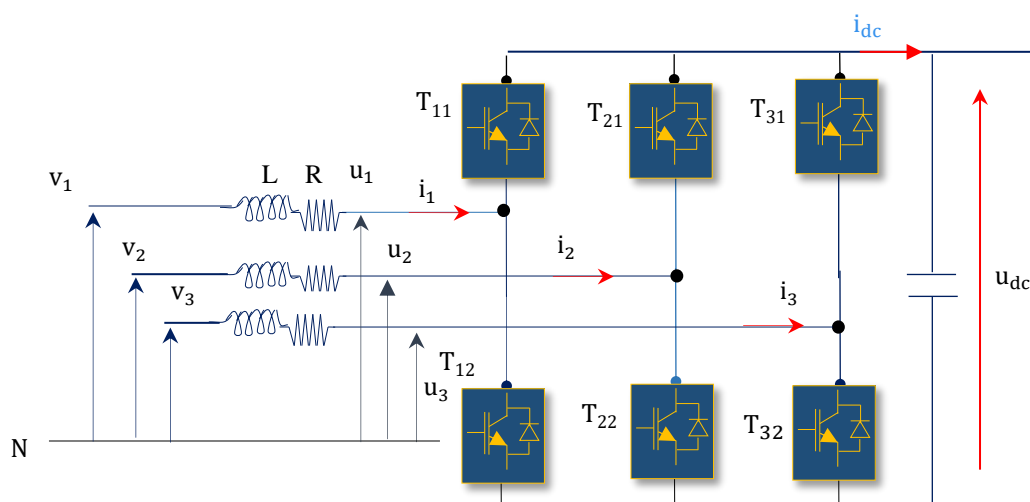


FIGURE II 11: Schéma de principe du convertisseur statique

Les équations électriques relatives au schéma s'expriment comme suit :

$$\begin{cases} v_1 - u_1 = L \frac{di_1}{dt} + R i_1 \\ v_2 - u_2 = L \frac{di_2}{dt} + R i_2 \\ v_3 - u_3 = L \frac{di_3}{dt} + R i_3 \end{cases} \quad (\text{II. 21})$$

$$i_{dc} = \sum_{j=1}^3 (F_j i_j) \tag{II. 22}$$

En considérant un système triphasé équilibré et une commande complémentaire des interrupteurs de chaque bras, on aboutit au modèle mathématique du convertisseur :

$$\begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix} = \frac{u_{dc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{bmatrix} \tag{II. 23}$$

Où :  $F_j$  : désigne la fonction de commutation relative à l'interrupteur haut de chaque bras du convertisseur ( $j=1, 2,3$ ), elle est obtenue à la sortie des régulateurs à hystérésis (MLI à hystérésis) ou par la MLI triangulo-sinusoidale.

### 2.2.6 COMMANDE DE L'ONDULEUR DU COTE RESEAU ELECTRIQUE

La commande de l'onduleur côté réseau a pour but d'avoir des courants et des tensions qui ont des formes d'ondes acceptables (aussi proche de la sinusoïde que possible) et de contrôler la puissance active et réactive afin d'assurer un fonctionnement à de facteur de puissance unitaire. Par conséquent, la puissance réactive de référence est nulle et la puissance active correspond à la puissance optimale de l'éolienne. Le schéma de la figure (II 12) illustre la stratégie de commande de l'onduleur

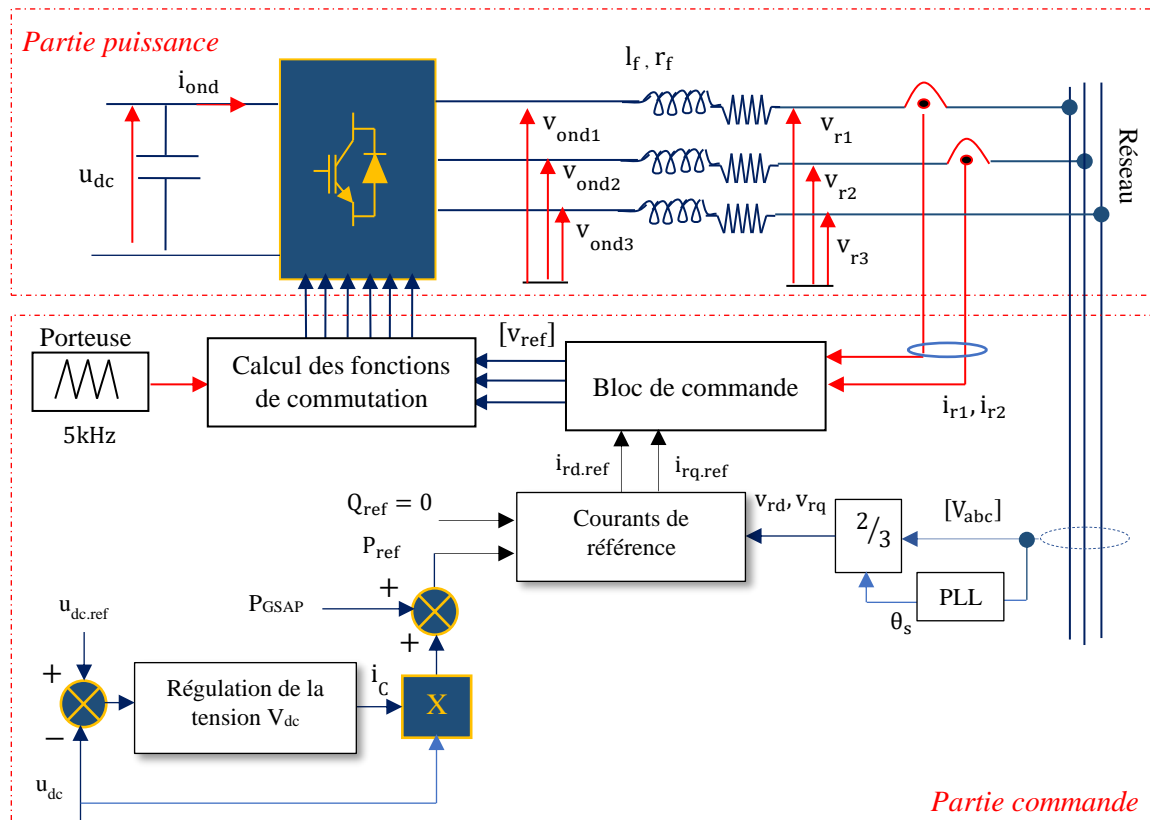


FIGURE II 12: Représentation schématique de la commande de l'onduleur de tension côté réseau

La commande MLI sinus-triangle est réalisée par comparaison d'une onde modulante basse fréquence (tension de référence) à une onde porteuse haute fréquence de forme en dents de scie. Les instants de commutation sont déterminés par les points d'intersection entre la porteuse et la modulante. La fréquence de commutation des interrupteurs est fixée par la porteuse [172].

Les tensions de références sinusoïdales sont exprimées par :

$$\begin{cases} v_a = v_m \sin(2\pi ft) \\ v_b = v_m \sin\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_c = v_m \sin\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (II. 24)$$

L'équation de la porteuse est donnée par :

$$v_p(t) = \begin{cases} v_{pm} \left[ 4 \left( \frac{t}{T_p} \right) - 1 \right] & \text{si } 0 \leq t \leq \frac{T_p}{2} \\ v_{pm} \left[ -4 \left( \frac{t}{T_p} \right) + 3 \right] & \text{si } \frac{T_p}{2} < t \leq T_p \end{cases} \quad (II. 25)$$

Cette technique est caractérisée par les deux paramètres suivants : indice de modulation et le coefficient de réglage en tension (r) tel que :

$$\begin{cases} m = \frac{f_p}{f} \\ r = \frac{v_m}{v_{pm}} \end{cases} \quad (II. 26)$$

### 2.2.7 REGULATION DE LA TENSION DU BUS CONTINU

Le schéma électrique du bus continu est présenté sur la figure (II 13). Les équations électriques du circuit sont données par :

$$\frac{du_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} i_c \quad (II. 27)$$

Avec :

$$i_c = i_{dc} - i_{on}$$

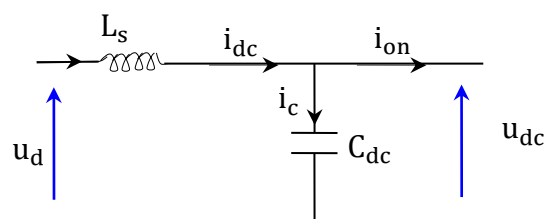


FIGURE II 13: Circuit du bus continu



L'inversion directe de l'équation (II.27) permet d'obtenir le courant référence en amont de l'onduleur,  $i_{on.ref}$ , qui s'exprime comme suit :

$$i_{on.ref} = i_{dc} - PI_2(s)(u_{dc.ref} - u_{dc}) \quad (II. 28)$$

La fonction de transfert  $PI_2(s)$  est considérée du premier ordre avec une dynamique très élevée pour la synthèse du correcteur (en général la dynamique du courant est plus rapide que celle de la tension). Le schéma global de régulation est donné sur la figure (II 14).

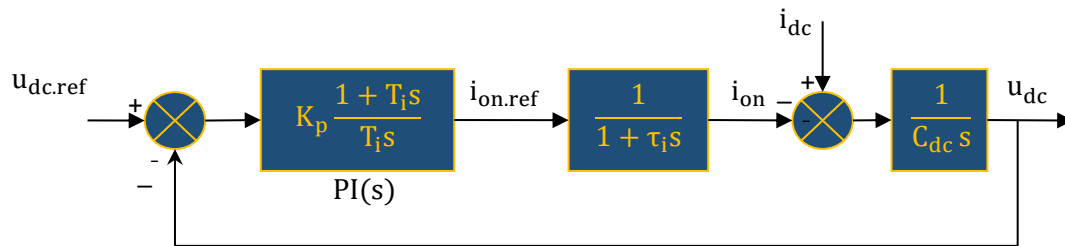


FIGURE II 14: Régulation de la tension du bus continu

La puissance active est exprimée par le produit du courant continu par la tension comme suit :

$$P_{dc} = u_{dc} i_{dc} \quad (II. 29)$$

### 2.2.8 REGULATION DES COURANTS COTE RESEAU ELECTRIQUE

Le schéma de régulation des courants en aval de l'onduleur pour un système de courant et de la tension équilibré est illustré par la figure (II 15). Le filtre ( $L_f, r_f$ ) disposé à la sortie de l'onduleur permet d'améliorer l'onde du courant (Le détail de calcul des paramètres des régulateurs sont donnés en annexe A).

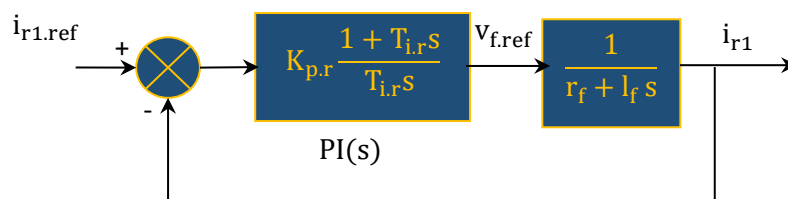


FIGURE II 15: Schéma de régulation des courants envoyés au réseau électrique

### 2.2.9 CALCUL DES COURANTS DE REFERENCES

Dans le but de fonctionner à un facteur de puissance unitaire côté réseau électrique, on considère que la puissance réactive de référence est nulle. Les puissances active et réactive sont données par les relations suivantes :

$$\begin{cases} P_r = v_{rd} i_{rd} + v_{rq} i_{rq} \\ Q_r = v_{rq} i_{rd} - v_{rd} i_{rq} \end{cases} \quad (II. 30)$$

Les courants de références du réseau électrique, exprimés dans le référentiel de Park, sont donnés par la relation matricielle suivante :

$$\begin{pmatrix} i_{rd.ref} \\ i_{rq.ref} \end{pmatrix} = \frac{1}{v_{rq}^2 + v_{rd}^2} \begin{pmatrix} P_{r.ref} & -Q_{r.ref} \\ Q_{r.ref} & P_{r.ref} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_{rd} \\ v_{rq} \end{pmatrix} \quad (\text{II. 31})$$

### 2.3 RESULTATS DE SIMULATIONS ET INTERPRETATIONS

Une simulation du SCEE sous l'environnement Matlab/Simulink a été effectuée, en utilisant les paramètres présentés dans le tableau (II.2) (Les paramètres de la turbine éolienne sont déjà cités dans le tableau II.1), pour un profil de vitesse de vent variable donné en figure (II 6 a). La maximisation de la puissance de la turbine éolienne est réalisée avec la stratégie de contrôle MPPT, étudiée précédemment. Les résultats de simulations obtenus sont présentés sur les figures (II.16-19).

TABLEAU II. 2: Paramètres de simulation du SCEE

<b>GSAP 2.02MW [170]</b>	
Resistance statorique	32 mΩ
Inductances cycliques directe et quadratique	2.17/1.17mH
Flux d'excitation	25 Wb
Nombre de pair de pôles	32
Inertie total	6.02 10 <sup>6</sup> kg.m <sup>2</sup>
<b>Bus-DC</b>	
Tension	1500 V
Inductance de lissage	3mH
Capacité	0.0015F
<b>Réseau électrique</b>	
Tension efficace du réseau	690V
Inductance du filtre	0.01H
Résistance du filtre	0.001Ω
Fréquence	50Hz

Au niveau de la GSAP, la vitesse de rotation, le couple électromagnétique, les puissances active et réactive ainsi que le facteur de puissance sont données sur les figures (II 16, a-f). Le contrôle par des régulateurs à hystérésis a permis d'avoir des courants de forme sinusoïdale. Les résultats

de simulation montrent bien que la vitesse de rotation et la puissance électrique produite suivent les variations de la vitesse du vent. La puissance réactive n'est pas nulle, néanmoins le facteur de puissance reste proche de l'unité. Le facteur de puissance est le ratio entre la puissance active et apparent de la GSAP.

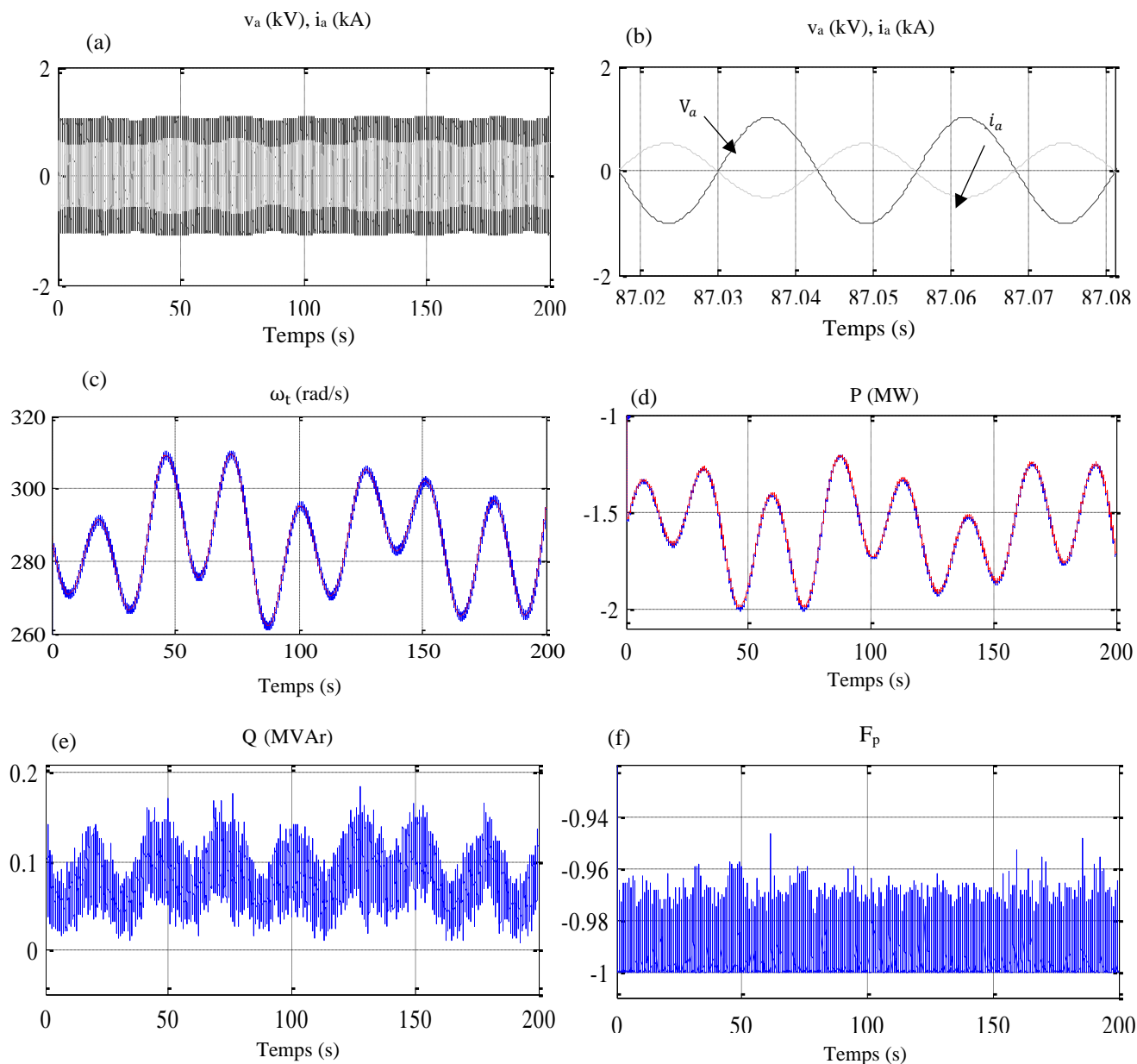


FIGURE II 16: (a) : Allure du courant et de la tension ; (b) : Zoom de la tension et du courant ; (c) : Vitesse de rotation ; (d) Puissance active ; (e) : Puissance réactive ; (f) : Facteur de puissance de la GSAP

La tension du bus continu est maintenue constante à sa valeur de référence (1.5 kV) comme le montre la figure (II 17 a), tandis que le courant à l'entrée de l'onduleur suit les variations de la puissance disponible (figure II 17 b).

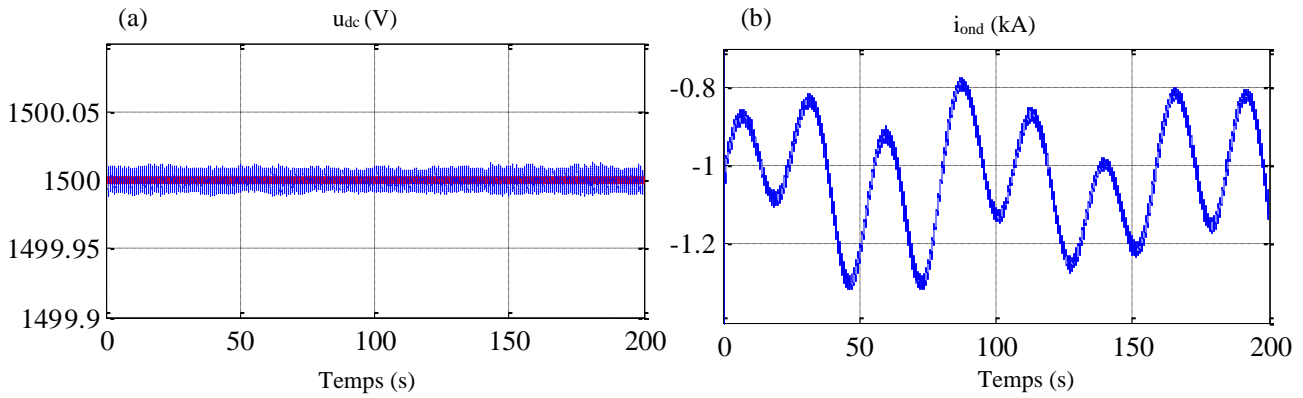


FIGURE II 17: (a) : Tension de bus continu ; (b) : courant à l'entrée de l'onduleur

Au niveau du réseau électrique, la tension et le courant d'une phase raccordée au réseau sont présentés sur la figure (II 18 a, b) avec une fréquence de 50 Hz. Le déphasage angulaire entre l'onde du courant et celle de la tension est de  $180^\circ$  justifié par le fonctionnement à facteur de puissance unitaire imposé par la commande. Par conséquent, la puissance active suit les variations de la puissance captée par la turbine éolienne, tandis que la puissance réactive est nulle (figure II 18 c, d). La figure (II 19) illustre l'allure du facteur de puissance.

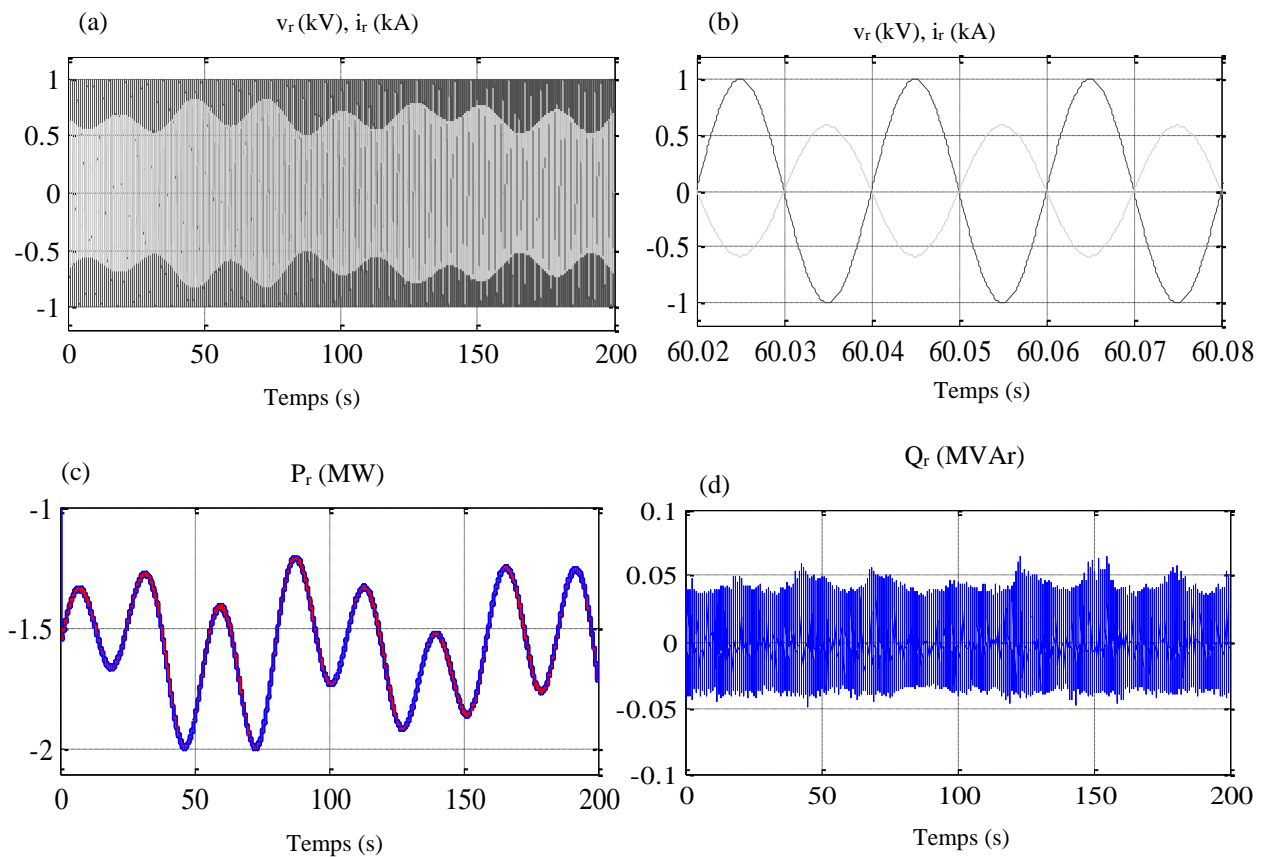


FIGURE II 18: Courant et tension d'une phase du coté réseau électrique ; (b) : Zoom de la tension et courant ; (c) : Puissance active ; (d) : Puissance réactive coté réseau

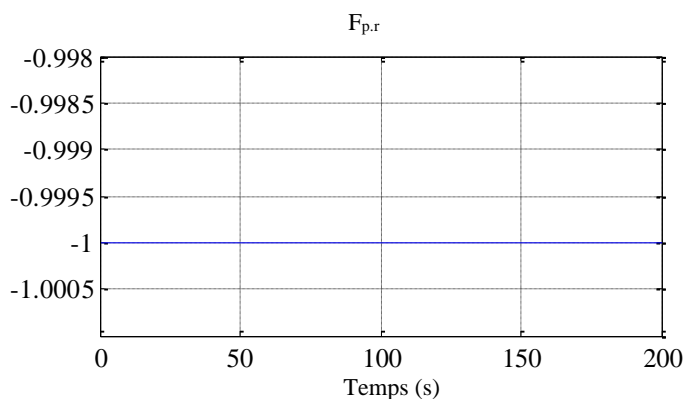


FIGURE II 19: Facteur de puissance du côté réseau

### 3 ETUDE ET MODELISATION D'UN SYSTEME HYDRAULIQUE A VITESSE VARIABLE

La structure du système de conversion d'énergie hydraulique étudié est schématisée sur la figure (II 20). La MSAP est entraînée par une turbine hydraulique à vitesse variable, interfacée au réseau électrique via des convertisseur d'électronique de puissance.

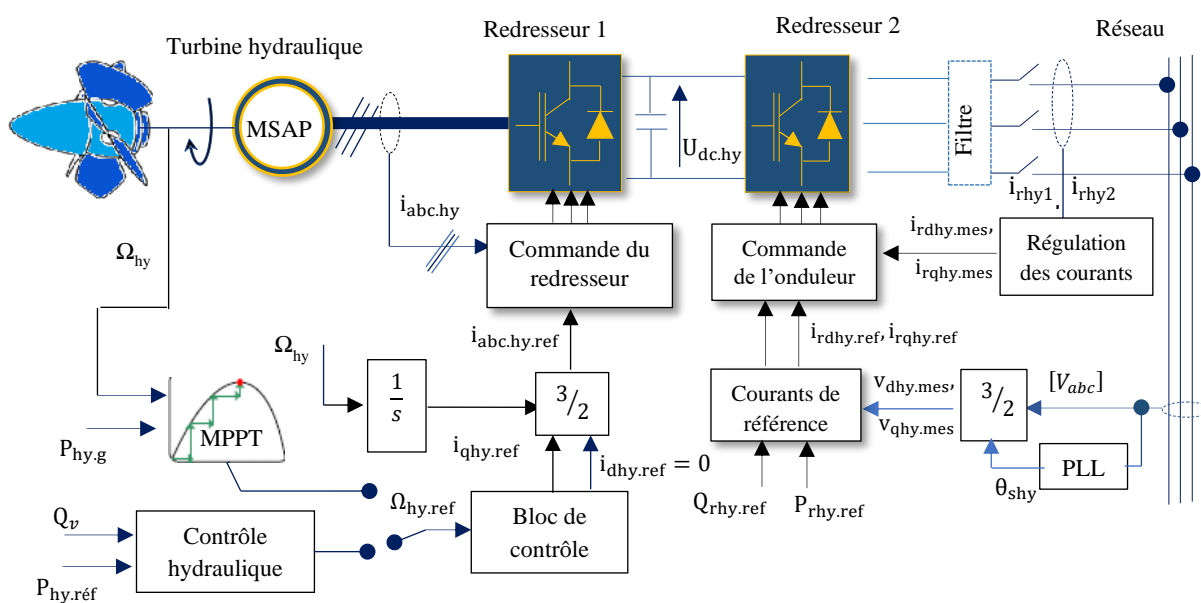


FIGURE II 20: Schéma de la Mini-centrale hydraulique étudiée

La turbine est le cœur de l'installation, convertit l'énergie gravitationnelle de la chute d'eau en une énergie mécanique. Elle est l'interface entre l'énergie cinétique de l'eau en mouvement et le générateur d'électricité. Il s'agit d'une machine tournante autour d'un axe fixe. Le principe est de transformer l'énergie hydraulique en énergie mécanique avec un rendement maximal. La turbine Kaplan se différencie des autres turbines à hélices, par ses pales orientables, dont on peut faire varier le pas pendant le fonctionnement. Cela lui permet d'avoir un rendement

énergétique élevé pour des débits d'eau variables, d'améliorer la qualité de l'énergie produite et faciliter son intégration avec les systèmes conventionnels de production d'énergie [172].

La stratégie de contrôle de la MCH connectée au réseau est effectuée par deux convertisseurs. Le convertisseur côté réseau maintient la tension du bus continu à une valeur constante, et ce, afin d'évacuer la puissance électrique générée vers le réseau électrique et assure également la fourniture de services systèmes éventuels basés sur le réactif. Tandis que le convertisseur côté machine permet le contrôle de la vitesse de rotation de la MCH. Du côté réseau électrique, la puissance réactive de référence est imposée nulle, en vue d'un fonctionnement à facteur de puissance unitaire.

### 3.1 MODELISATION DE LA TURBINE HYDRAULIQUE

La turbine hydraulique utilisée pour la MCH à vitesse variable est de type Kaplan à réaction. Cette dernière est considérée la plus prometteuse pour les MCH et PCH à vitesse variable vu que le type d'aménagement est généralement au fil de l'eau, ce qui signifie une basse chute avec un haut débit [173-174]. La figure (II 21) illustre le principe de fonctionnement de la turbine « Kaplan ».

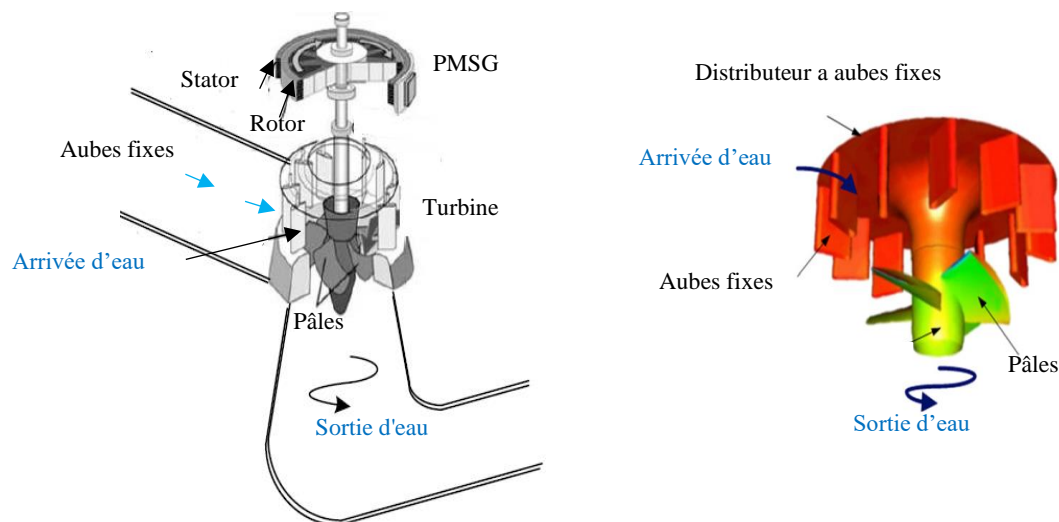


FIGURE II 21: Schéma de fonctionnement de la turbine hydraulique

L'expression de l'énergie hydraulique disponible est proportionnelle à la hauteur de la chute et au débit d'eau :

$$P_{hy} = \rho_{hy} \cdot Q_{hy} \cdot g \cdot h \quad (II. 32)$$

La puissance mécanique à l'arbre est donnée par :

$$P_{hy,m} = \rho_{hy} \cdot Q_{hy} \cdot g \cdot h \cdot \eta_{hy} \quad (II. 33)$$

Avec :

$\rho_{hy}$  : Masse volumique de l'eau ( $\text{kg/m}^3$ ) ;  $Q_{hy}$  : Débit d'eau ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) ;  $g$  : Accélération de la pesanteur ( $\text{m/s}^2$ ) ;  $h$  : Chute nette (m) ;  $\eta_{hy}$  : Rendement de la turbine.

Le couple mécanique de la turbine hydraulique est représenté par l'équation (II.31) :

$$C_{hy.m} = \frac{P_{hy.m}}{\Omega_{hy}} \tag{II.34}$$

Où :  $\Omega_{hy}$  : Vitesse de rotation de la turbine hydraulique (rad /s).

### 3.2 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA TURBINE HYDRAULIQUE

La turbine Kaplan ou à hélice est une turbine à réaction (une machine fermée ou noyée) qui utilise à la fois la vitesse de l'eau (énergie cinétique) et une différence de pression (Figure (II 22)). Deux principes sont à la base de son fonctionnement [175-176] :

- ❖ La création d'un tourbillon au moyen d'une bêche spirale, d'aubages directeurs, ou les deux à la fois ;
- ❖ La récupération du mouvement circulaire du tourbillon par les aubages d'une roue en rotation qui dévient les filets d'eau pour leur donner une direction parallèle à l'axe de rotation.

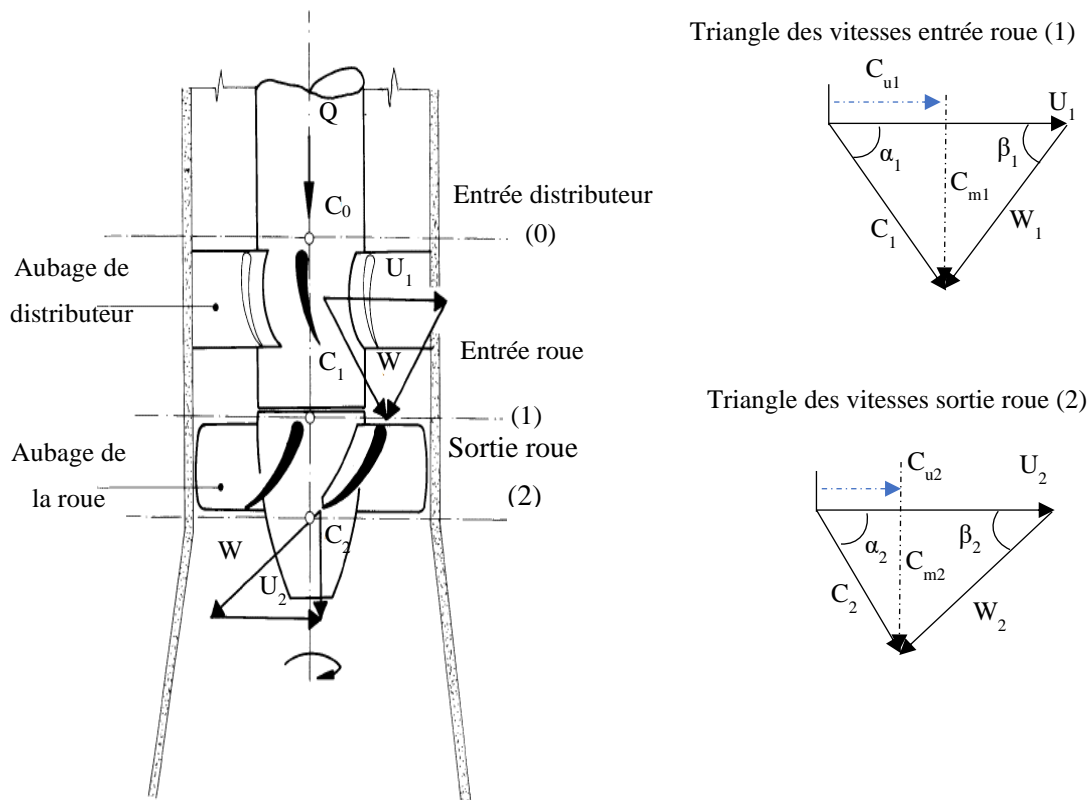


FIGURE II 22: Vue schématique d'une turbine à réaction axiale et triangles des vitesses

Ces aubages se comportent comme une aile d'avion : l'écoulement de l'eau provoque sur le profil de l'aube une force hydrodynamique qui induit un couple sur l'arbre de la turbine.

L'équation fondamentale d'une turbine à réaction est l'équation d'Euler, qui définit la relation entre les vitesses à l'entrée et à la sortie de l'aubage et l'énergie massique à disposition :

$$E = gh = U_1 C_{U1} - U_2 C_{U2} \quad (\text{II. 35})$$

Avec :

$U_1 = \omega R_1$  et  $U_2 = \omega R_2$  : vitesse périphérique de l'aubage à l'entrée et à la sortie de la roue respectivement, dite vitesse d'entraînement.

$C_U$  : composante périphérique de la vitesse absolue  $\odot$  de l'eau à l'entrée et à la sortie de la roue (tourbillon d'entrée et de sortie).

$C$  : est la vitesse absolue de l'eau dans la machine. Sa composante méridienne  $C_{\text{méri}}$  est donnée par le débit qui traverse la turbine (voir la figure II 22). La vitesse  $\omega$  est la vitesse relative de l'eau par rapport à l'aubage. Sa direction, calculée à partir de  $C_u$ ,  $C_{\text{méri}}$  et  $U$ , fixe l'angle de l'aubage par rapport à l'écoulement. La figure (II 22) montre également les triangles des vitesses à l'entrée et à la sortie de la roue.

### 3.3 CONTROLE ET COMMANDE DE LA MCH

Cette partie de ce chapitre est dédiée à la commande des centrales hydroélectriques à vitesse variable. Deux contrôles de régulation de vitesse de la turbine sont étudiés. Dans le premier cas, la turbine est exposée au flux d'eau via un distributeur à aubes directrices variables, qui sert à régler le débit. Les aubes directrices sont entraînées par des biellettes liées à un anneau de vannage. Ce dernier est mis en rotation par la tige de commande du distributeur commandée par un servomoteur hydraulique, cela permet la régulation de la vitesse de la turbine et le contrôle de la vitesse de la GSAP.

Le second cas, la turbine est exposée directement au flux d'eau, le contrôle de la vitesse est effectué par un algorithme MPPT P&O. En effet, pour chaque débit d'eau injecté correspond une vitesse de la génératrice pour laquelle le rendement est maximale. Cela se traduit par le calcul de la référence de vitesse de rotation de manière à ce que le système se retrouve toujours à son point de fonctionnement à rendement maximal de la turbine hydraulique.

### 3.4 CONTROLE HYDRAULIQUE DE LA TURBINE « KAPLAN »

Le schéma de contrôle hydraulique de la turbine est donné par la figure (II 23). Une modélisation précise des turbines-régulateurs hydrauliques est essentielle pour caractériser et diagnostiquer la réponse du système en cas d'urgence. Des systèmes hydrauliques simples régis par des contrôleurs proportionnel-intégral sont modélisés. Ce modèle examine leurs réponses transitoires aux perturbations par simulation dans Matlab / Simulink.



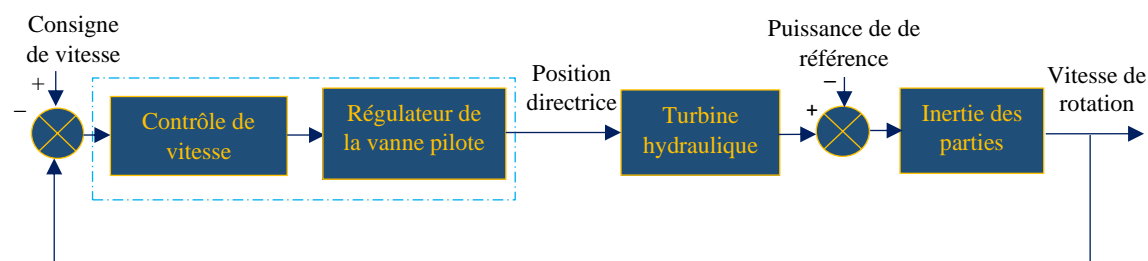


FIGURE II 23: Schéma fonctionnel du système hydraulique

Le système de régulation de vitesse ajuste la vitesse du générateur sur la base des signaux d'entrée des écarts à la fois de la fréquence du système et de la puissance échangée par rapport aux réglages de référence. Ceci permet de garantir que le générateur fonctionne à tout moment à la vitesse nominale ou presque.

### 3.4.1 MODELE MATHEMATIQUE DE LA TURBINE KAPLAN

Pour la modélisation d'une MCH à vitesse variable, d'autres facteurs doivent être inclus pour calculer le  $P_{hy.m}$ . Pour tenir compte de l'inefficacité de la turbine, le débit effectif est donné en prenant la différence entre le débit à vide ( $Q_V$ ) et le débit nominal ( $Q_N$ ). De plus, un effet d'amortissement de l'écart de vitesse ( $D.G.\Delta\Omega_{hy}$ ) est considéré [177, 178], qui est fonction de l'ouverture de la vanne (Figure II 24). La puissance mécanique en sortie de la turbine s'exprime :

$$\begin{cases} P_{hy.m} = A_{hy} \cdot h \cdot (Q_V - Q_N) - D \cdot G \cdot \Delta\Omega_{hy} \\ Q_V = G\sqrt{h} \end{cases} \quad (II. 36)$$

Avec :

D : Facteur d'amortissement ; G : Niveau d'ouverture des aubes de la turbine ;  $\Delta\Omega_{hy}$  : Déviation de vitesse par rapport à la vitesse nominale ;  $Q_N$  : Débit minimal, utilisé pour quantifier les pertes à vide dans la turbine ;  $A_{hy}$  : Facteur de proportionnalité, calculé à partir de la puissance nominale de la turbine ; h : hauteur à l'admission de la turbine.

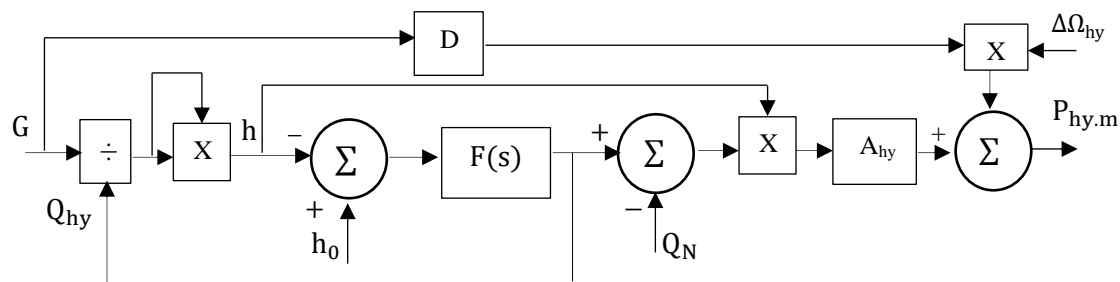


FIGURE II 24: Modèle non linéaire de la turbine hydraulique

Avec :

$$F(s) = \frac{1}{T_w s}$$

La puissance développée par une turbine est en fonction du débit qui la traverse, de la position des pales et de la hauteur de la chute d'eau. Le couple de sortie est fonction de la hauteur de la chute, de la position de la pale, du débit et de la vitesse de la turbine. Le débit dépend à son tour de l'ouverture des positions directrices, de la hauteur de la chute et de la vitesse de rotation de la turbine.

Le couple et le débit d'eau de la turbine Kaplan peuvent être exprimés comme suit [179- 180] :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_v \\ \Delta C_{m.hy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta h \\ \Delta \Omega \\ \Delta G \end{bmatrix} \quad (\text{II. 37})$$

Avec :

$a_{11}, a_{12}, a_{13}$ : Coefficients de transfert du débit par rapport à la hauteur de la chute, vitesse de rotation et ouverture des positions directrices, respectivement ;  $a_{21}, a_{22}, a_{23}$ : Coefficients de transfert du couple de turbine par rapport à la hauteur de la chute, vitesse de rotation et ouverture des positions directrices, respectivement.

Le modèle décrit n'est pas linéaire ; ainsi, il n'est pas adapté à la synthèse du contrôleur utilisant des méthodes de synthèse linéaire. Par conséquent, le modèle de turbine non linéaire doit être linéarisé au voisinage du point de fonctionnement. La dynamique du système analysé par rapport au point de fonctionnement peut être observée en changeant le point de fonctionnement. Le modèle simplifié du système hydraulique est présenté en annexe B. La puissance mécanique est exprimée par [73, 137] :

$$P_{hy} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0.5 T_w s} G \quad (\text{II. 38})$$

Avec :  $T_w$  : Constante de temps hydraulique.

Lors d'une augmentation rapide de l'ouverture des aubes directrices, l'eau ne peut accélérer immédiatement dans la conduite forcée : le débit est donc constant. Comme l'ouverture plus grande entraîne une baisse de pression sur les aubes de la turbine, il y a alors une diminution temporaire de la puissance ce qui s'exprime par le zéro « instable » de la fonction de transfert de l'équation (II.38).

3.4.2 REGULATION DE LA VITESSE DE LA TURBINE HYDRAULIQUE

Lorsque le système fonctionne afin de fournir la puissance au réseau, la position des directrices doit être contrôlée pour réguler le débit de l'eau faisant tourner la turbine pour produire la quantité désirée de la puissance. L'objectif du modèle est de représenter le transfert de suivi de consigne de puissance. En tenant compte des différentes hypothèses émises, on aboutit au schéma de transfert donné par la figure (II 25), (Le calcul des régulateurs est donné en annexe B).

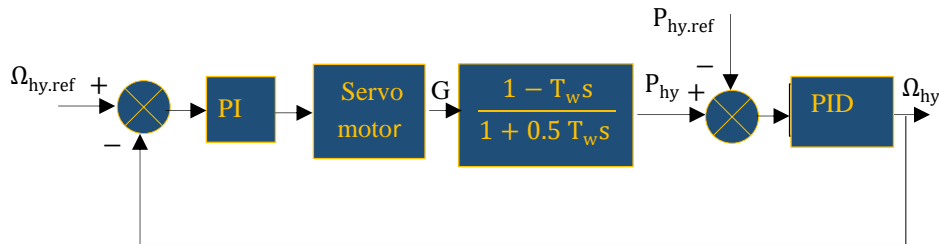


FIGURE II 25: Diagrammes de régulation de vitesse de la turbine hydraulique

Pour une hauteur de chute fixe, le couple hydrodynamique de la turbine dépend de la vitesse de rotation et du débit de l'eau. L'équation dynamique du mouvement de l'ensemble turbine hydraulique et GSAP est donnée par :

$$C_{hy.em}(Q_{hy}, \Omega_{hy}) - C_{hy.m} - B_{hy}\Omega_{hy} = J_{hy} \cdot \frac{d\Omega_{hy}}{dt} \tag{II. 40}$$

Avec :

$J_{hy}$  : Inertie totale du groupe turbine-génératrice ;  $C_{hy.m}$  : Couple mécanique.

Pour faire fonctionner une turbine correctement, un système de régulation doit être mis en place. Ce dernier doit permettre d'adapter le régime de vitesse de la turbine en fonction de la consommation électrique et du débit à l'entrée de la prise d'eau. Le contrôleur de vitesse est constitué d'une unité de contrôle linéaire, de la vanne pilote, et du servomoteur de direction des vannes [181-184]. Le diagramme fonctionnel du régulateur de vitesse est représenté dans la figure (II 26).

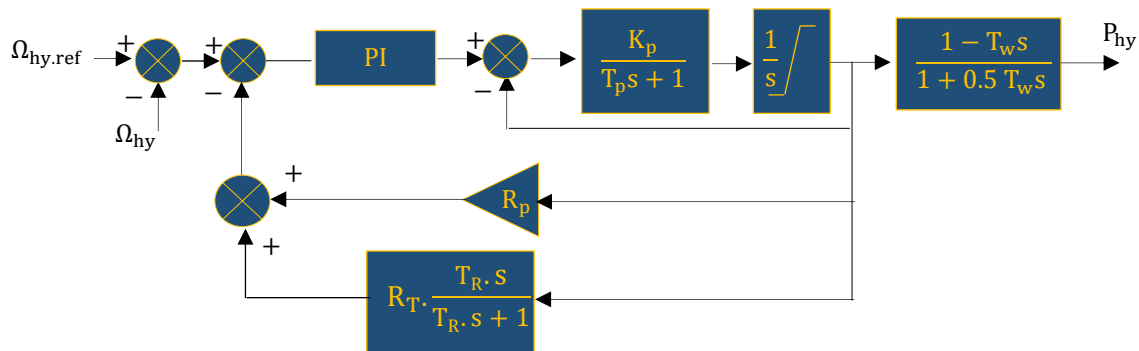


FIGURE II 26: Schéma de régulation de la position des aubes directrices

Les réactions du système de contrôle (stabilité permanente et réactivité transitoire) de la turbine sont paramétrées par  $R_p$  et  $R_T$  respectivement. Le régulateur transitoire réglé par  $R_T$  permet de compenser le pôle  $T_w^{-1}$  de la turbine. Le régulateur transitoire réglé par  $R_p^{-1}$  assure une action proportionnelle en régime permanent. Lorsque ce paramètre est assez grand, le moindre écart ( $\Omega = \Omega_{hy.ref} - \Omega_{hy}$ ) produit une forte réaction du vannage qui rattrape rapidement l'écart observé. Cependant, des valeurs trop élevées peuvent mener à l'instabilité de la boucle de régulation.

### 3.4.3 STRATEGIE DE CONTROLE DE LA MCH

La stratégie de contrôle de MCH connectée au réseau est effectuée par deux convertisseurs (Figure II 20). Le convertisseur côté réseau maintient la tension du bus continu à une valeur constante, et ce, afin d'évacuer la puissance électrique générée vers le réseau électrique et assure également la fourniture de services systèmes éventuels basés sur le réactif. Tandis que le convertisseur côté machine permet le contrôle de la vitesse de rotation de la MCH. La stratégie de commande de la GSAP et le principe de la commande adoptés, afin de générer les signaux MLI du redresseur, sont détaillés dans les paragraphes (§ II.2.4 - §II.2.7) de ce chapitre. Du côté réseau électrique, la puissance réactive de référence est imposée nulle, en vue d'un fonctionnement à facteur de puissance unitaire.

### 3.4.4 RESULTATS DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS

Une simulation de la Mini-centrale à vitesse variable sous Matlab/Simulink, pour une variation de consigne de demande de puissance donnée dans la figure (II 27) est effectuée (Le choix du profil de demande de la charge est justifié par le principe où la centrale est utilisée pour répondre aux pics de consommation du réseau électrique, et d'étudier la réponse de la MCH au régime transitoire et permanent ). Les paramètres de simulation sont illustrés dans le tableau (II.3).

Les résultats de simulation sont illustrés dans les figures (II 28-33) qui montrent l'évolution des variables pour le sous-système côté générateur et le sous-système côté réseau, respectivement.

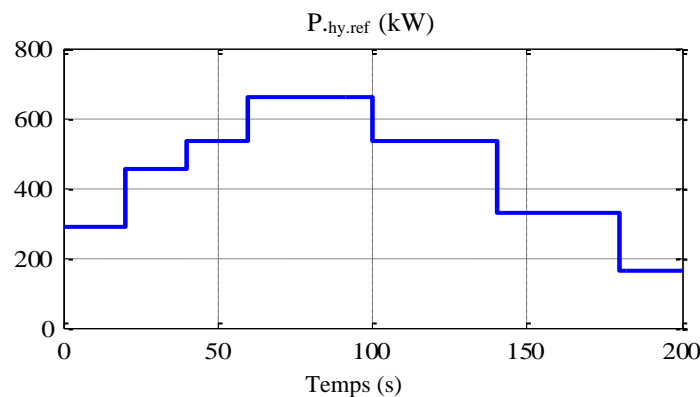


FIGURE II 27: Consigne de la puissance de la MCH

Tableau II. 3: Paramètres de simulation de la MCH

<b>Turbine hydraulique</b>	
Puissance mécanique	660 kW
Débit d'eau maximal	8.5m <sup>3</sup> /s
Hauteur de chute maximale	10 m
Rendement	0.87
Densité d'eau	1000kg/m <sup>3</sup>
Accélération de la gravité	9.81m/s <sup>2</sup>
Constante de temps hydraulique (T <sub>w</sub> )	0.049
<b>Régulateur de vitesse et servomoteur</b>	
Statisme transitoire (R <sub>T</sub> )	1.5
Statisme permanent (R)	2.3
Gain proportionnel du servomoteur	15
Constante de temps du servomoteur	5.61
Gain proportionnel du régulateur PI	2.4011
Constante de temps du régulateur PI	0.4194
<b>GSAP 660 kW</b>	
Resistance statorique	0.01Ω
Inertie	3800 kg.m <sup>2</sup>
Inductances cyclique directe et quadratique	0.001H
Flux d'excitation	2.57 Wb
Nombre de pair de pôles	64
Coefficient de frottement	26.75N.m.s/rad
<b>Bus-DC</b>	
Tension	1500 V
Inductance de lissage	3mH
Capacité	0.0015F
<b>Réseau électrique</b>	
Tension efficace du réseau	690V
Inductance du filtre	0.01H
Résistance du filtre	0.001Ω
Fréquence	50Hz

Du côté de la turbine hydraulique, la figure (II 28 a, b, c) illustre la position des aubes directrices, la puissance hydraulique et le débit d'eau à l'entrée de turbine. La réponse d'ouverture des aubes directrices et le débit d'eau de la turbine augmentent avec l'augmentation de la puissance et suivent les variations de la consigne de commande et s'annulent lorsque la demande en puissance est nulle.

Ces résultats montrent que la dynamique du système répond aux exigences de la demande de consigne de puissance. Néanmoins de fortes fluctuations dans le sens inverse à chaque augmentation ou diminution de la consigne de la puissance de la MCH.

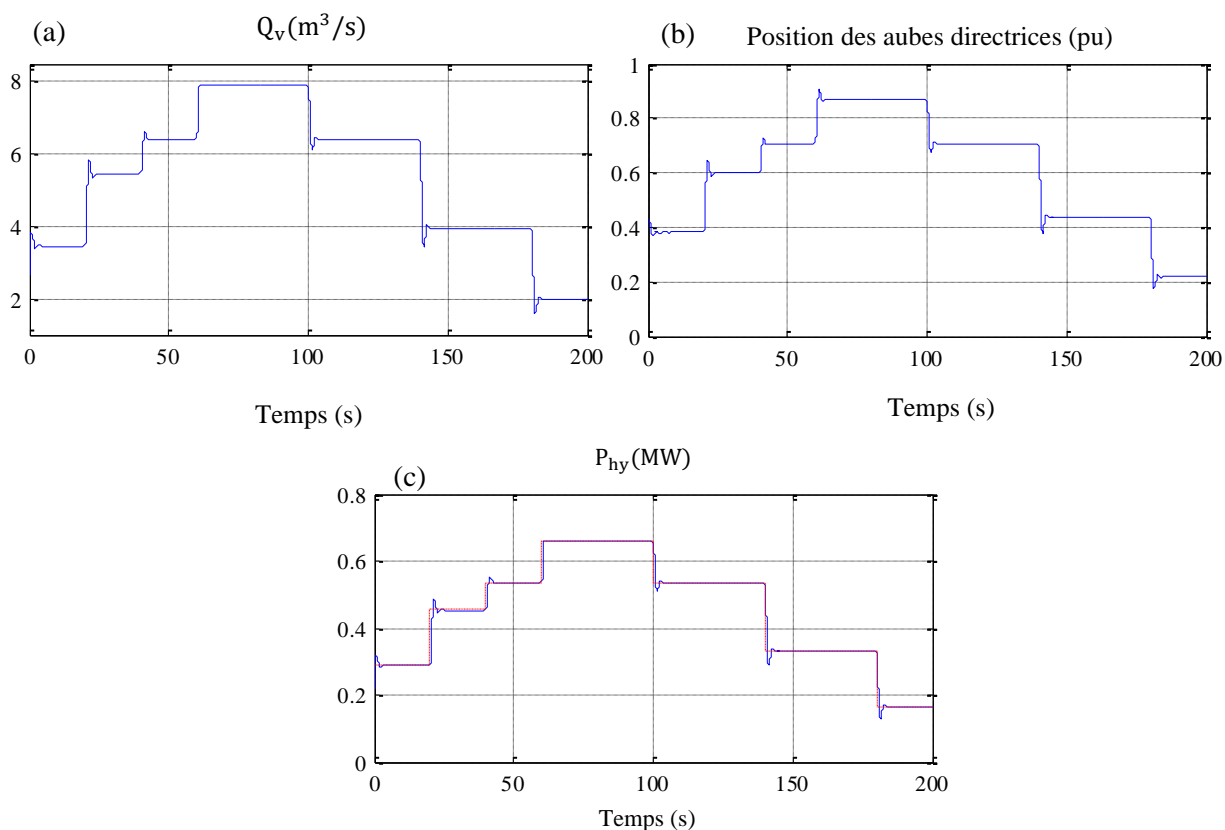


FIGURE II 28: (a) : Profil du débit d'eau ; (b) : Position d'ouverture des aubes directrices ; (c) : Puissance de la turbine hydraulique

La tension et le courant d'une phase statorique, la vitesse de rotation, le couple électromagnétique, les puissances active et réactive ainsi que le facteur de puissance au niveau de la GSAP sont donnés sur les figures (II 29, II 30). Les résultats de simulation montrent bien l'adaptation de la vitesse de rotation, du couple électromécanique et de la puissance électrique produite avec les variations de la consigne de puissance, cependant les fluctuations de vitesse ont provoqué des fluctuations au niveau du couple et de la puissance. La puissance réactive n'est pas nulle, néanmoins le facteur de puissance reste proche de l'unité (Figure II 30).

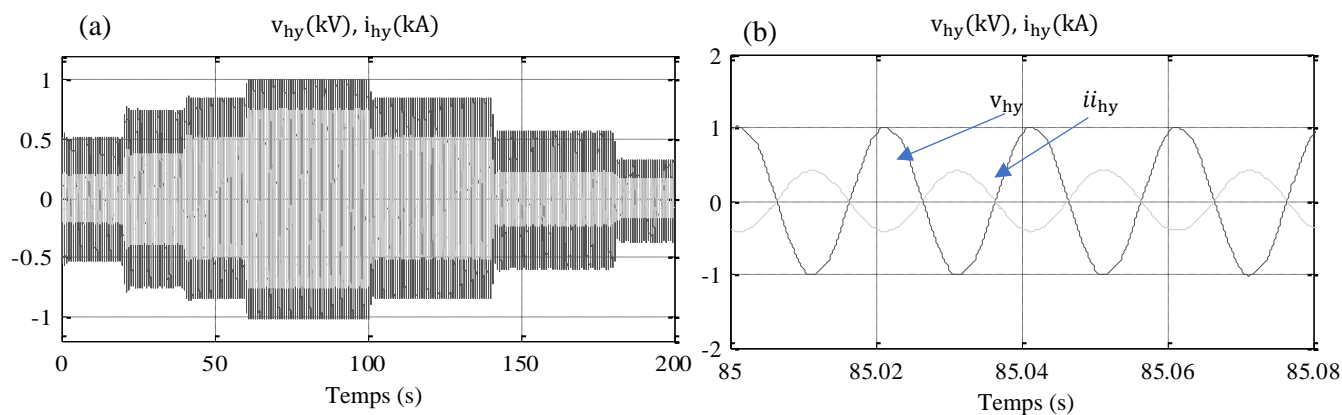


FIGURE II 29: (a) : Tension et courant d'une phase ; (b) : Zoom de la tension et courant de la GSAP

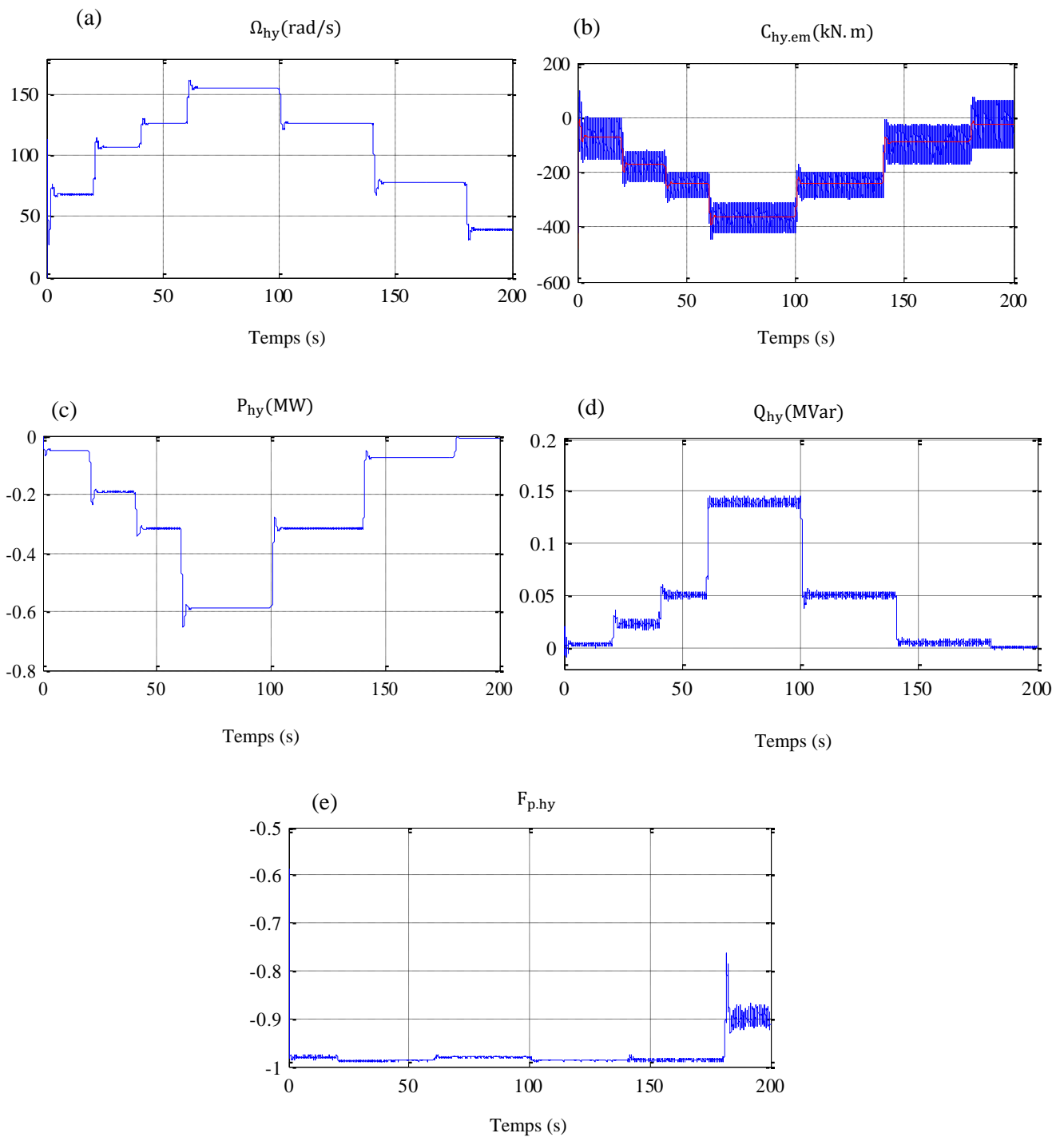


FIGURE II 30: (a) : Vitesse de rotation ; (b) : Couple électromagnétique ; (c) : Puissance active ;  
 (d) : Puissance réactive ; (e) : Facteur de puissance, de la GSAP

La régulation de la tension du bus DC et l'allure du courant à l'entrée de l'onduleur sont montrées dans la figure (II 31 a, b). On peut noter que la tension du bus DC présente des variations tolérables autour de sa valeur de référence, tandis que le courant à l'entrée de l'onduleur suit les variations de la puissance disponible.

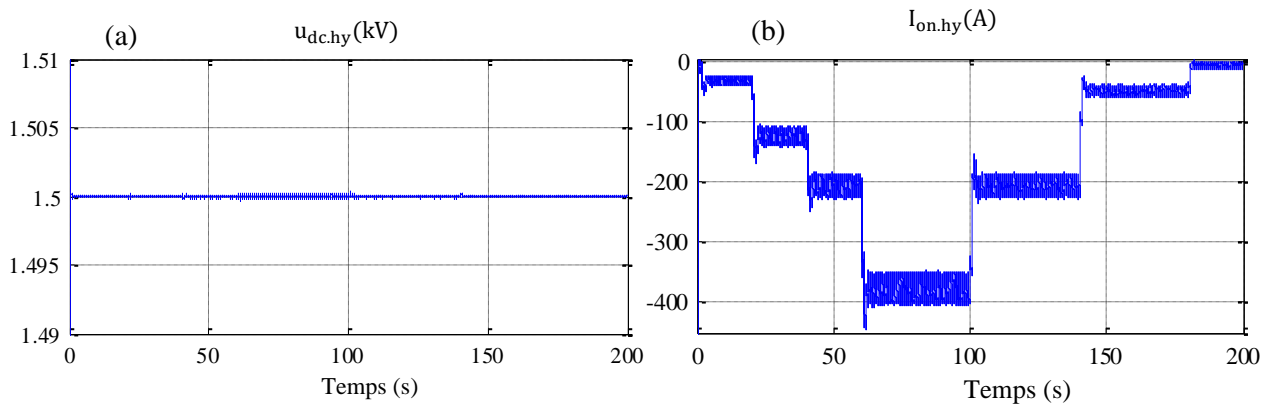


FIGURE II 31: (a) : Tension bus DC, (b) : Courant du côté de l'onduleur

La figure (II 32 a, b) illustre la tension et le courant d'une phase raccordée au réseau avec un déphasage angulaire de  $180^\circ$  justifié par le fonctionnement à facteur de puissance unitaire imposé par la commande. La puissance active suit les variations de la puissance de la turbine hydraulique, tandis que la puissance réactive est nulle (figure II 33 a, b).

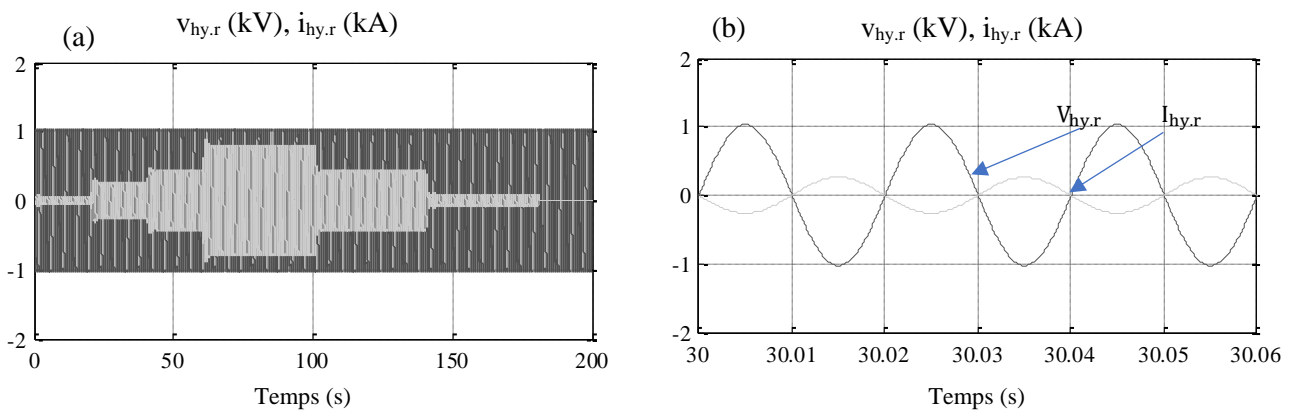


FIGURE II 32: (a) : Tension et courant, (b) : Zoom de la Tension et courant, côté réseau électrique

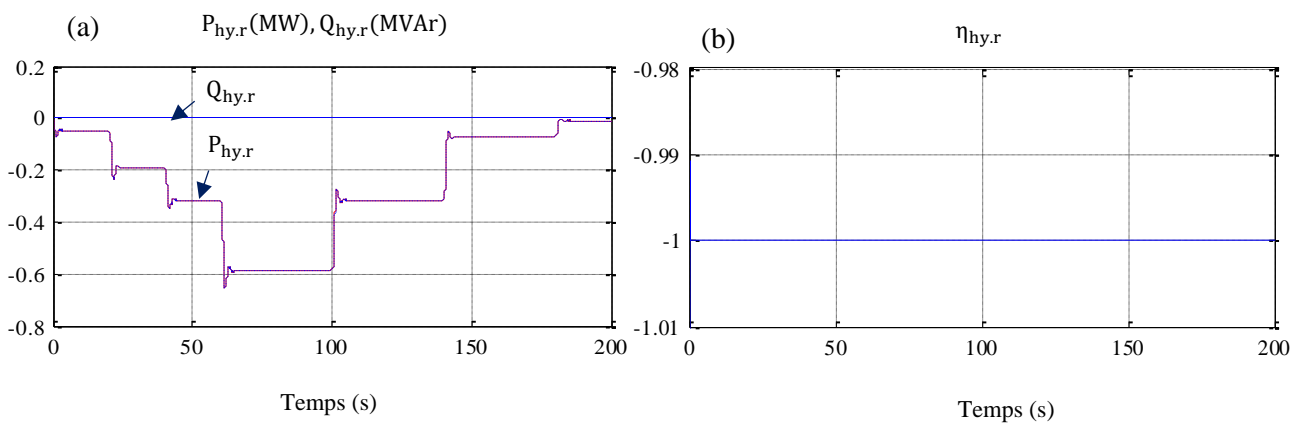


FIGURE II 33: (a) : Puissance active, (b) : Puissance réactive, côté réseau électrique



3.5 CONTROLE ET REGULATION PAR MPPT DE LA TURBINE « KAPLAN »

La turbine hydraulique proposée est sans commande de pâles ni d'aube de guidage et aucune mesure de débit d'eau. Le rendement de la turbine hydraulique qui donne  $P_{hy}$  dépend fortement de la conception de la turbine et des conditions de fonctionnement ( $Q_{hy}$ ,  $h$ , et  $\Omega_{hy}$ ), et est donc très complexe à déterminer analytiquement. Dans [185], des approximations numériques ont été élaborées et validées en laboratoire afin de calculer le rendement de la turbine hydraulique. L'expression approximée du rendement énergétique est décrite par [113,116] :

$$\begin{cases} \eta(Q_v, \lambda_i) = \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{90}{\lambda_i} + Q_v + 0,78 \right) \cdot \exp \left( \frac{50}{\lambda_i} \right) \right] \cdot (3,33 \cdot Q_v) \\ \lambda_i = \left[ \frac{1}{\lambda + 0,089} - 0,035 \right]^{-1} \\ \lambda = \frac{R_{hy} \cdot A \cdot \Omega_{hy}}{Q_v} \end{cases} \quad (II. 41)$$

L'expression (II.41) montre que pour un débit d'eau donné, il existe une vitesse de rotation optimale pour laquelle le rendement de la turbine hydraulique est maximal ( $\eta_{max}$ ) qui correspond à une puissance hydraulique maximale ( $P_{hy,m}$ ).

L'optimisation de la puissance à ce niveau passe par la recherche permanente de ce maximum par la technique MPPT. La figure (II 34) présente la caractéristique mécanique en fonction de la vitesse de rotation pour les différents débits de la turbine hydraulique.

La stratégie MPPT est utilisée pour générer la référence de vitesse optimale. La vitesse de rotation est déterminée par la fonction dynamique des couples hydrauliques électromagnétique de la GSAP.

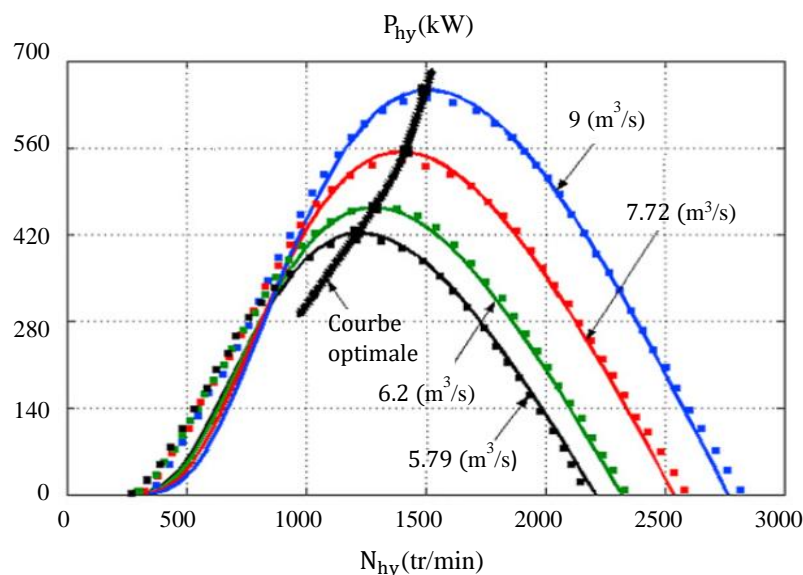


FIGURE II 34: Caractéristiques de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation

### 3.5.1 ALGORITHME MPPT P&O ADAPTATIF

Les algorithmes MPPT « Perturbation et Observation » (P&O) sont largement appliqués aux systèmes solaires photovoltaïques, générateurs éoliens et hydroliennes avec de bons résultats. Ils ont une structure simple et nécessitent peu de variables mesurées. L'objectif de cette technique est d'atteindre le point PPM rapidement, d'annuler les oscillations de la vitesse en régime permanent et d'améliorer les formes d'ondes des courants injectés au réseau sans utilisation de capteur débit.

La puissance optimale est calculée par l'algorithme MPPT P&O adaptatif basé sur la perturbation de la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine hydraulique, et sur l'analyse de la dynamique du système par la mesure de la variation de sa puissance. Cette technique est très simple et nécessite juste un capteur pour mesurer la vitesse de l'arbre. De plus, la valeur de la « puissance injectée au réseau »  $P_{hy.g}$  est estimée à partir des données existantes pour le contrôleur côté réseau et aucun capteur supplémentaire n'est nécessaire.

La recherche du point de puissance maximale dépend du signe de la grandeur «  $\frac{dP_{hy.r}}{d\Omega_{hy}}$  » (Figure II 34) qui peut être positif ou négatif. Lorsque  $\left(\frac{dP_{hy.r}}{d\Omega_{hy}} > 0\right)$ , la turbine hydraulique accélère pour atteindre le PPM dans le cas contraire ( $dP_{hy.r}/d\Omega_{hy} < 0$ ) la turbine décélère et tend à freiner. Les deux grandeurs mesurées sont calculées respectivement par :

$$\begin{cases} \Delta P_{hy} = P_{hy.r}(i) - P_{hy.r}(i-1) \\ \Delta \Omega_{hy} = \Omega_{hy}(i) - \Omega_{hy}(i-1) \end{cases} \quad (II. 42)$$

La référence de la vitesse de rotation de l'ensemble Turbine générateur à l'instant  $t_k$  est donnée par l'expression suivante [113] :

$$\Omega_{hy.ref} = \int_{t_{k-1}}^{t_{k-1}+t_m} K_{AD} \cdot \delta(t) \cdot dt \quad (II. 43)$$

Avec :

$$\begin{cases} \delta(t) = \pm(\Delta P_{hy} \cdot \Delta \Omega_{hy}) \\ t_k = t_{k-1} + t_m \end{cases} \quad (II. 44)$$

$t_m$  : Temps de mesure de la perturbation,  $K_{AD}$  : Coefficient de perturbation adaptatif.

Le coefficient  $K_{AD}$  augmente durant la phase de recherche du MPP, et diminue une fois l'optimum atteint.

La figure (II 35) présente le digramme de l'algorithme MPPT P&O adaptatif. Le signal de basculement ( $\delta$ ) est détecté par l'utilisation d'une porte logique « OU exclusive » entre l'ancienne valeur du signal ( $\delta(t_k)$ ) et la nouvelle valeur  $\delta(t_{k+1})$ . La valeur de  $K_{AD}$  est mise à jour en fonction de l'état de  $\delta$  ; si la sortie de ou exclusif (XOR) est égale à 1 le signal est incrémenté et si la sortie est égale à zéro le signal est décrémenté.

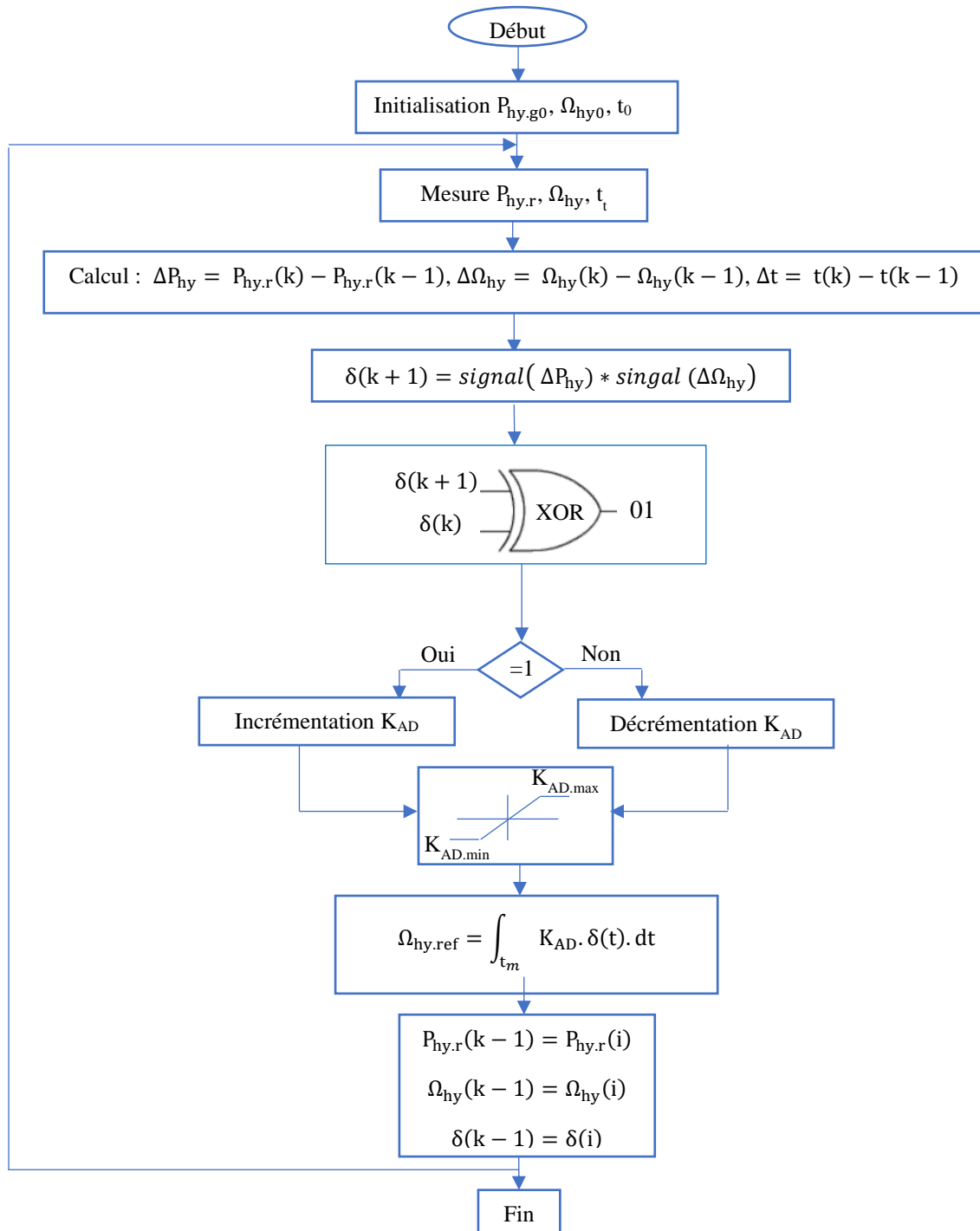


FIGURE II 35: Organigramme de l'algorithme MPPT adaptatif

### 3.5.2 RESULTATS DE SIMULATION DE LA MCH

Une simulation de la MCH à vitesse variable Matlab/Simulink est effectuée, en considérant un débit d'eau variable selon le profil de la figure (II 36), pour la même turbine hydraulique mais sans variation de pâles et aubes de guidage. Les résultats d'optimisation de puissance par l'algorithme MPPT P&O sont donnés par les figures (II 37-41) qui montrent l'évolution des variables pour le sous-système côté générateur et le sous-système côté réseau, respectivement.

Les paramètres de simulations sont présentés dans le tableau (II. 3).

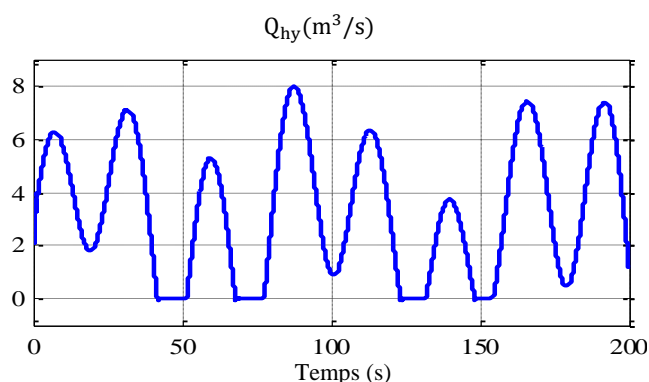


FIGURE II 36: Profil du débit d'eau

Dans les figures (II 37 a, b, c), on observe une adaptation de de la vitesse et la puissance de la turbine hydraulique aux variations du débit d'eau à l'entrée de la turbine. Néanmoins, on constate quelques oscillations sur la puissance de la turbine hydraulique (1,5sec) qui sont dues aux oscillations de la vitesse de rotation (Figure (II 37, c)). En effet, la MPPT P&O présente des performances meilleures par rapport à la régulation hydraulique ; moins de fluctuations et montre une bonne réponse dynamique.

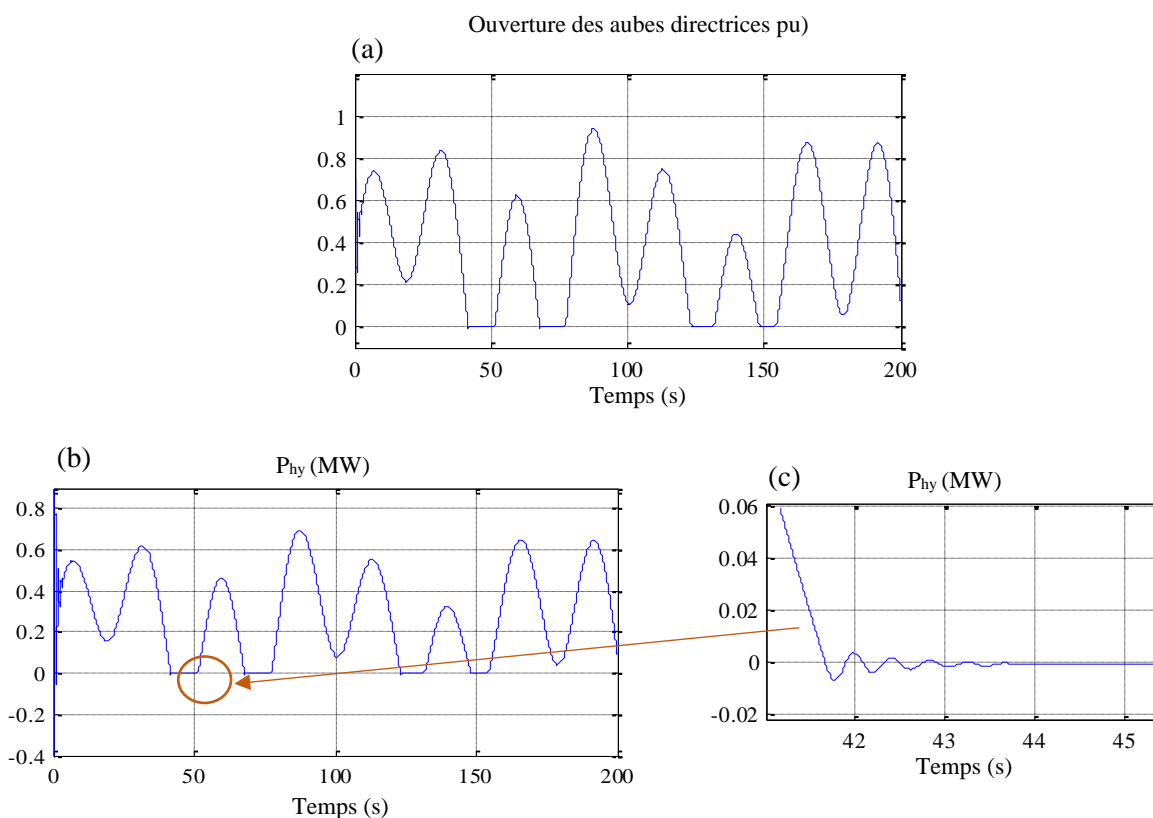


FIGURE II 37: (a) : Ouverture des aubes directrices ; (b) : Puissance de la turbine, (c) : Zoom de la puissance hydraulique

La tension et le courant d'une phase statorique, la vitesse de rotation, le couple électromagnétique, les puissances active et réactive ainsi que le facteur de puissance au niveau de la GSAP sont donnés sur les figures (II 38 a-f). Les figures (II 38 a, b) montrent la forme bien sinusoïdale et la fréquence 50Hz de la tension contrôlée. Le courant et la tension sont bien évidemment en antiphasse. La vitesse de rotation et le couple présentent des oscillations significatives, ce phénomène indésirable est persistant quelque soit l'évolution du débit de l'eau à l'entrée de la turbine (même à débit constant) (Figure II38 c, d). La puissance active est optimisée par la MPPT et limitée à sa valeur nominale (Figure II 38 e). La puissance réactive n'est pas nulle (Figure II 38 f), néanmoins le facteur de puissance reste proche de l'unité (Figure II 39).

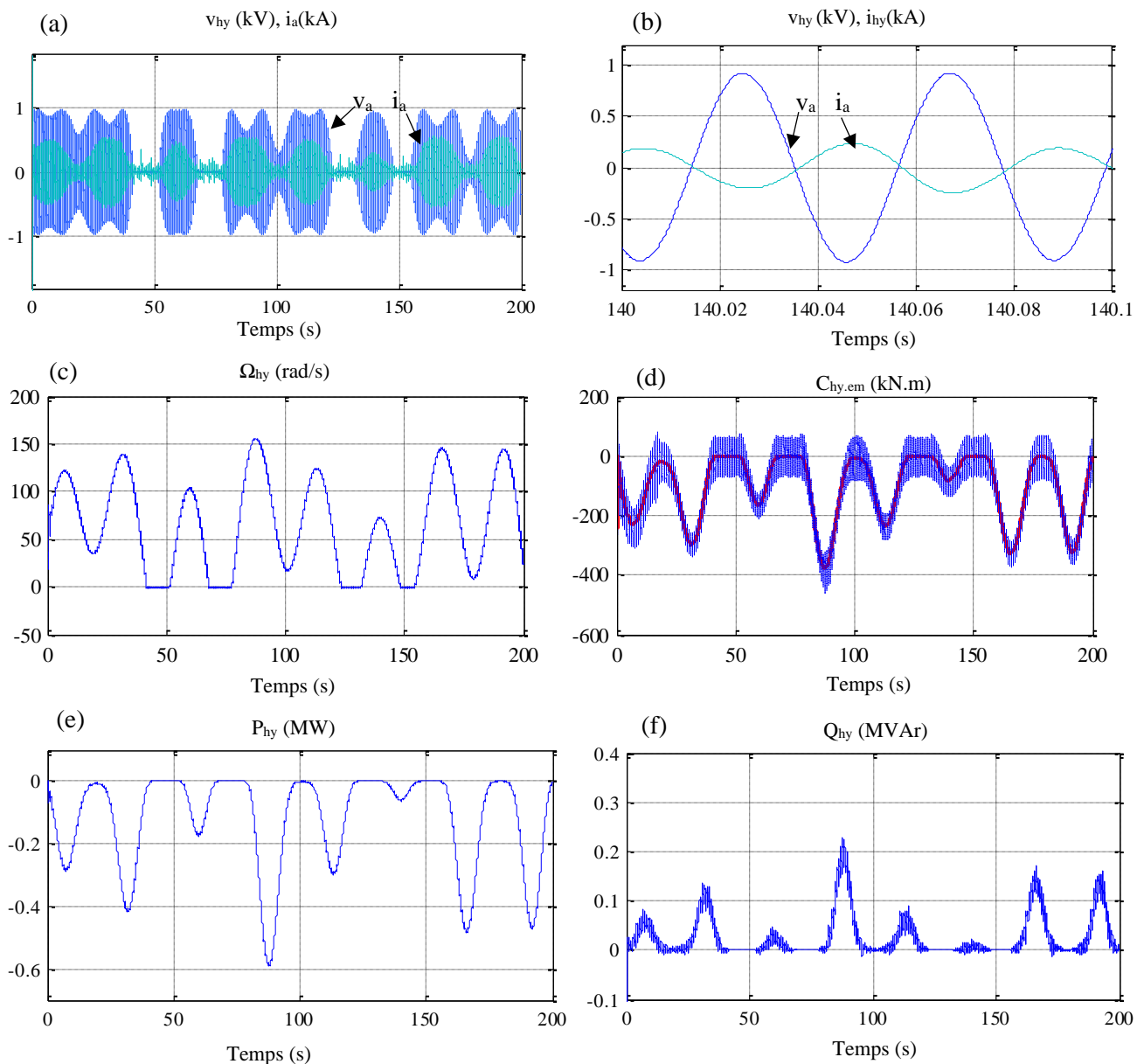


FIGURE II 38: (a) : Tension et courant ; (b) : Zoom de la tension et du courant ; (c) : Vitesse de rotation ; (d) : Couple électromagnétique ;(e) : Puissance active ; (f) : Puissance réactive de la GSAP

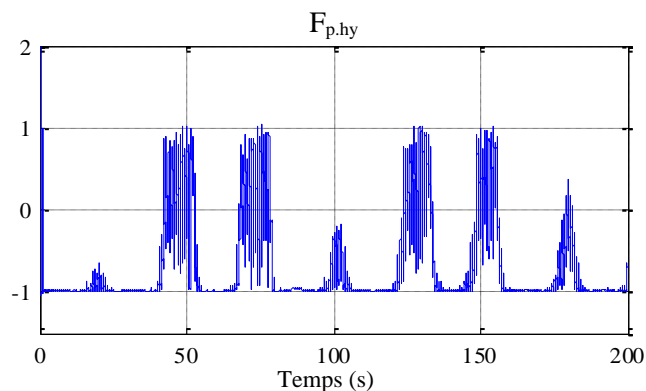


FIGURE II 39 : Facteur de puissance du côté de la GSAP

La régulation de la tension du bus DC et l'allure du courant à l'entrée de l'onduleur sont montrées sur la figure (II 40, a, b). La tension de bus DC présente des variations tolérables autour de sa valeur de référence, tandis que le courant à l'entrée de l'onduleur suit les variations de la puissance disponible.

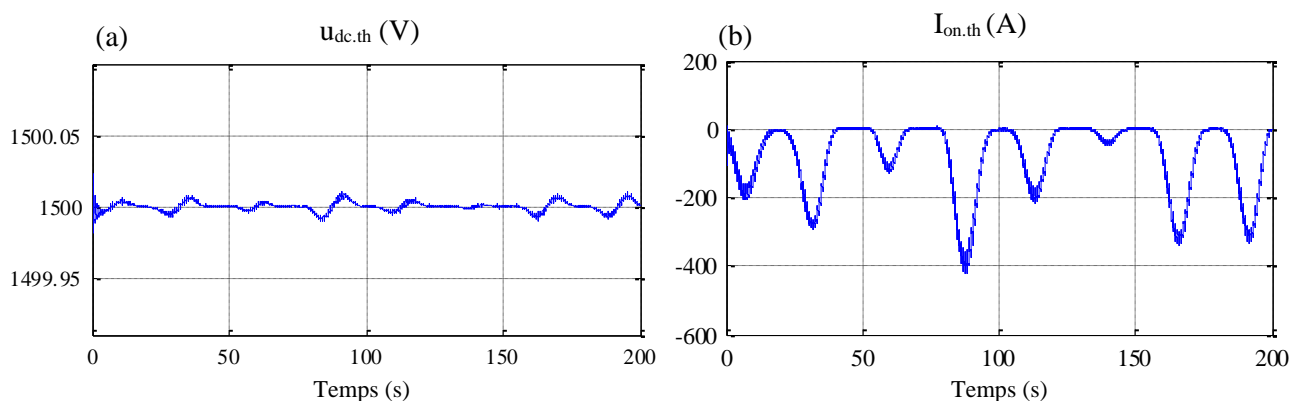


FIGURE II 40: (a) : Tension bus DC, (b) : Courant côté onduleur

La figure (II 41 a, b) donne la tension et le courant d'une phase raccordée au réseau avec un déphasage angulaire de  $180^\circ$  justifié par le fonctionnement à facteur de puissance unitaire imposé par la commande. Ces courbes montrent bien la forme sinusoïdale et la fréquence 50Hz de la tension et du courant.

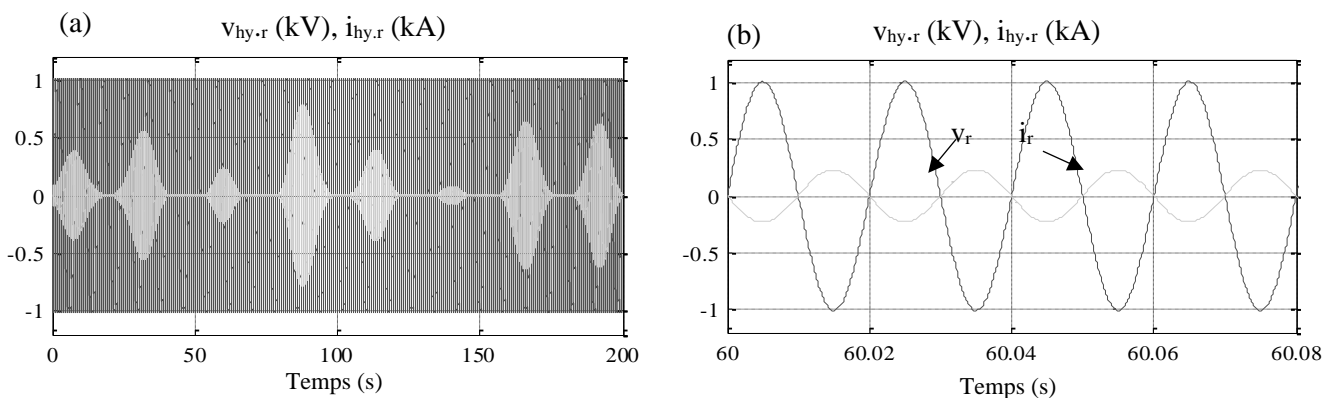


FIGURE II 41: (a) : Tension et courant, (b) : Zoom de la Tension et courant

Les figures (II 42 a, b) illustrent les puissances au niveau du réseau électrique, on constate bien une amélioration de la puissance active injecté au réseau et les perturbations sont presque négligeables par rapport à celles de la puissance délivrée par le turbogénérateur par conséquent la qualité du courant de sortie injecté dans le réseau électrique a été nettement améliorée.

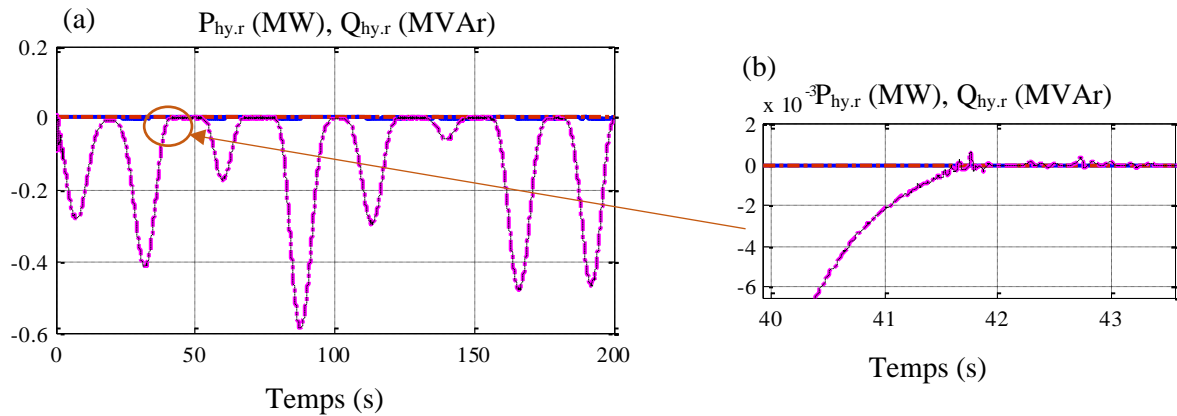


FIGURE II 42: (a) : Puissances active et réactive, (b) : Zoom des puissances active et réactive côté réseau électrique

#### 4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté et modélisé deux systèmes de conversion d'énergie cinétique en énergie mécanique puis en énergie électrique. Les SCEE peuvent se retrouver dans des configurations d'exploitation différentes selon le récepteur sur lequel ils débitent et les stratégies de contrôle de la commande utilisées. Cependant, l'intégration de ces systèmes au réseau électrique est souvent rejetée en vue du caractère intermittent de la source d'énergie primaire qui influe directement sur la qualité d'énergie produite.

Une analyse détaillée des stratégies de contrôle commande d'une MCH à vitesse variable connectée au réseau électrique était présentée. Le fonctionnement à vitesse variable pour les micro-hydroélectriques est une technologie émergente qui peut améliorer les performances de ces systèmes en termes de rentabilité, efficacité de fonctionnement, fiabilité, puissance captée, etc.

Le contrôle de vitesse par un algorithme MPPT P&O garantit une efficacité énergétique lors du fonctionnement à flux d'eau libre contrairement aux techniques classiques qui présentent des oscillations en régime permanent et cela avec un minimum de capteurs.

En mode autonome, les SCEE ne peuvent pas assurer une alimentation continue et stable afin de satisfaire la demande du marché. Cependant, le recours à l'association des sources d'énergie

et aux systèmes hybrides est une solution prometteuse et fiable afin de satisfaire la demande d'énergie électrique, d'améliorer la qualité d'énergie injectée au réseau et accroître la fiabilité des systèmes de génération d'énergie électrique.

Jusqu'à présent, on a présenté le fonctionnement du système de génération d'énergie éolienne et énergie hydraulique à vitesse variable ainsi que leurs différents niveaux de commande.

Le chapitre suivant sera consacré à la commande et à la gestion d'énergie électrique dans un SH composé d'un SCEE et d'une MCH.



# CHAPITRE III

## SYSTEME HYBRIDE : EOLIEN/HYDRAULIQUE

SYSTEME HYBRIDE : EOLIEN/HYDRAULIQUE

## 1 INTRODUCTION

Au cours de ces dernières années, un intérêt croissant a été observé dans le déploiement à moyenne et à grande échelle des systèmes d'énergies renouvelables hybrides, dans un but d'électrification des zones rurales de plusieurs pays dans le monde.

Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions existantes, présentent par contre un intérêt considérable par leur souplesse de fonctionnement, leur flexibilité et leur prix de revient attractif. Le rôle d'un système hybride (éolien/MCH) de production d'électricité dans les régions isolées, en voie de développement, n'est pas seulement d'apporter « une puissance énergétique », mais un outil de développement social et économique des zones rurales. Les SH peuvent être connectés au réseau électrique, cependant, l'objectif majeur d'un SH est la fourniture de l'électricité dans les régions isolées et éloignées pour lesquelles l'accès au réseau conventionnel d'électricité est impossible ou très coûteux.

Ce chapitre est consacré à l'étude et la simulation numérique sous Matlab\ Simulink\ SimPower-System d'un système hybride éolien-hydraulique associé à un SSEB. Deux architectures sont étudiées, la première le SH alimente un réseau électrique pour un profil prédéfini, la seconde le SH alimente une charge isolée autonome. Afin de maîtriser l'exploitation des SH modélisés, surtout du point de vue des écoulements des puissances de production en fonction des conditions météorologiques estimées, plusieurs scénarios sont pris en considération : fonctionnement normale de SH et charge et décharge du banc de batteries.

## 2 STRUCTURE DU SYSTEME HYBRIDE CONNECTE AU RESEAU

La figure (III 1) illustre le SH éolien/ Hydraulique connecté à un réseau électrique. Le SH est composé d'un système de conversion d'énergie éolienne basé sur une GSAP, d'une centrale hydroélectrique, d'un banc de batteries de stockage et des convertisseurs d'EP utilisés.

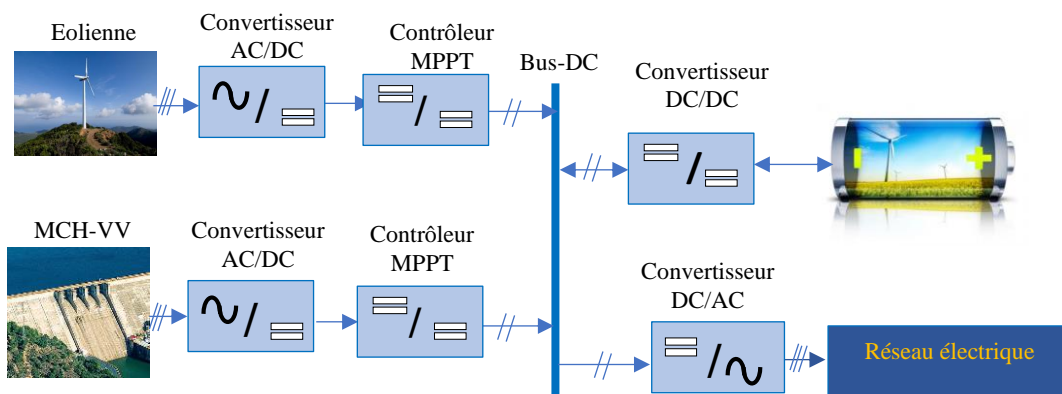


FIGURE III 1: Structure du SH connecté au réseau électrique

## 2.1 SOURCE EOLIENNE

La structure de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne de cette partie de l'étude est dédiée à l'éolienne de petite puissance connectée à un réseau électrique. Ce type de configuration a été abordé par [186] avec une commande MPPT utilisant un algorithme basé sur un réseau de neurones artificiel.

Le SCEE, schématisé à la figure (III 2), est composé d'une turbine éolienne tripale à axe horizontal, d'une GSAP à attaque directe délivrant des tensions à amplitude et fréquence variables, d'un redresseur à diodes triphasé et d'un hacheur élévateur de tension. La méthode souvent utilisée est de redresser la tension de sortie, puis on traite cette tension continue avant de l'introduire comme une tension d'entrée de l'onduleur. Dans cette étude, on utilise un pont de diodes triphasé pour redresser la tension produite par GSAP.

Le pont de diodes est un élément passif non commandé, l'autopilotage direct de la génératrice en couple ou en vitesse n'est plus possible. Pour cela, on interface un convertisseur DC/DC (hacheur), capable de régler le courant en amont du redresseur DC/DC. On contrôle ainsi le courant du côté DC qui débite dans le bus DC selon le point de fonctionnement de l'éolienne.

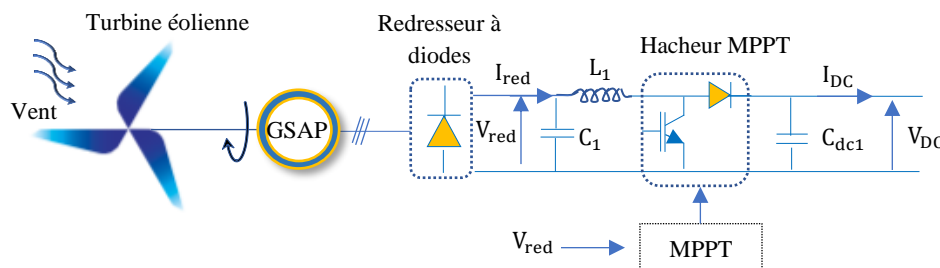


FIGURE III 2: Architecture du SCEE connecté au bus DC

La puissance éolienne optimale ( $P_{t-opt}$ ) est proportionnelle au cube de la vitesse de rotation ( $\Omega$ ) de la GSAP :

$$P_{t-opt} = K_{opt} \cdot \Omega_t^3 \quad (III.1)$$

Le redresseur à diodes convertit la tension variable du générateur en une tension continue, qui est boostée à une tension continue plus élevée par le convertisseur boost. Ce dernier est désigné pour contrôler la GSAP de façon à extraire le maximum de la puissance PPM. Physiquement, la maximisation de la puissance est effectuée par un convertisseur en réglant le courant  $I_{red}$  par rapport au courant de référence ( $I_{ref}$ ). La topologie de commande du convertisseur DC/DC est donnée par la figure (III.3).

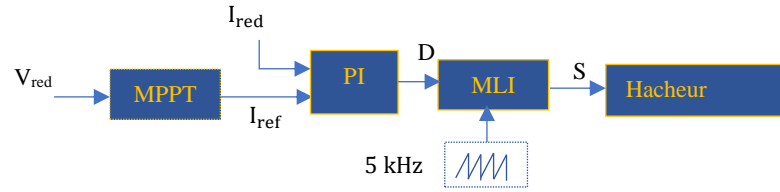


FIGURE III 3: Schéma de contrôle du convertisseur boost du système éolien

## 2.2 SOURCE HYDRAULIQUE

La structure de la chaîne de conversion de l'énergie hydraulique est composée d'une turbine hydraulique de type Kaplan à réaction, d'une GSAP à attaque directe délivrant des tensions à amplitude et fréquence variables, d'un redresseur à diodes triphasé et d'un hacheur élévateur de tension (Figure (III 4)). Le convertisseur DC/DC est interfacé dans le but de régler le courant en amont du hacheur, ce qui permet de contrôler ainsi le courant du côté DC qui débite dans le bus DC selon le point de fonctionnement de la turbine hydraulique.

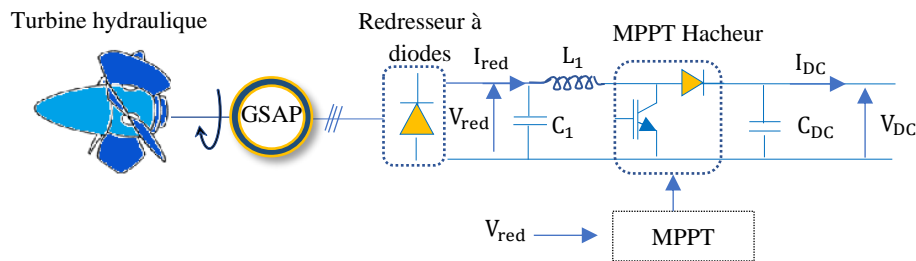


FIGURE III 4: Architecture du SCEE connecté au bus DC

La puissance hydraulique et mécanique de la turbine hydraulique sont données par :

$$\begin{cases} P_{hy} = \rho_{hy} \cdot Q_{hy} \cdot g \cdot h \\ P_m = \eta_{hy} \cdot P_{hy} \end{cases} \quad (III. 2)$$

## 2.3 SYSTEME DE STOCKAGE D'ENERGIE

### 2.3.1 BATTERIES

Afin de maintenir la tension du bus continu à une valeur fixe exigée par le réseau et garantir l'équilibre production/ consommation dans le but de lisser les variations de la puissance, des batteries (plomb-acid) sont utilisées. Toute batterie de stockage est un ensemble de cellules électrochimiques capables de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique et de la restituer partiellement grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. La capacité énergétique de la batterie (exprimée en wattheures, Wh) dépend des quantités et de la nature des éléments chimiques compris dans la cellule. Les batteries sont caractérisées par les paramètres suivants :

- ❖ La capacité nominale  $q_{nom}$  (Ah) ;
- ❖ L'état de charge EDC (SOC State-of-charge) est le rapport entre la capacité présente et la capacité nominale :  $EDC = q/q_{nom}$  ( $0 < EDC < 1$ ) ;
- ❖ Le régime de charge (ou décharge) est le paramètre qui reflète le rapport entre la capacité nominale d'une batterie et le courant auquel celle-ci est chargée (ou déchargée). Il est exprimé en heures ;
- ❖ La durée de vie est le nombre de cycles charge/décharge que la batterie peut soutenir avant de perdre 20% de sa capacité nominale.

Dans la présente étude, on considère une tension du banc de batterie de l'ordre de 576 V (soit douze éléments de 48 V). La capacité est déterminée selon le nombre de jours d'autonomie de réserve. Le raccordement des batteries doit tenir compte de deux facteurs (figure III 5) :

- ❖ Deux ou plusieurs batteries montées en série gardent la même capacité que l'une d'entre elle et cumulent leur tension ;
- ❖ Deux ou plusieurs batteries montées en parallèles cumulent leur capacité respective et gardent la même tension.

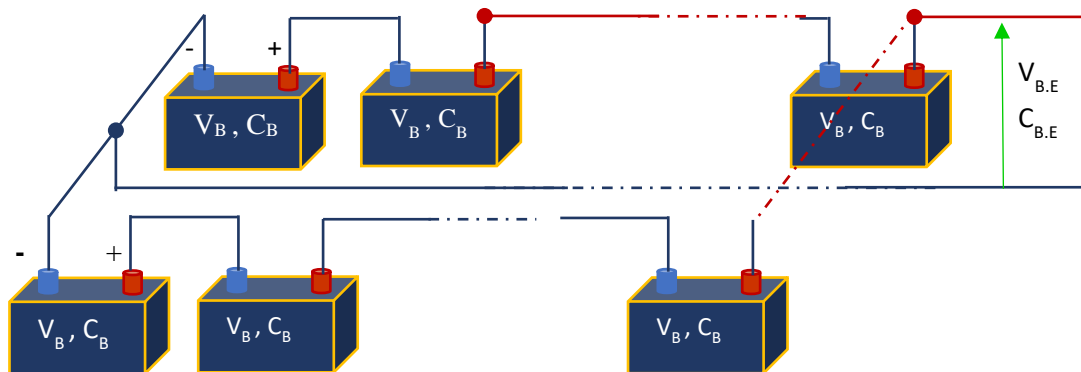


FIGURE III 5: Connexion série, parallèle du banc de batteries

### 2.3.2 COMMANDE DU CONVERTISSEUR DC/DC

La chaîne de stockage et sa commande sont illustrées dans la figure (III 6), elle est composée de :

- ❖ Un ensemble de batteries connectées en série/parallèle pour obtenir la capacité et la tension voulues, que nous considérons initialement chargées à 50% ;
- ❖ Un convertisseur DC/DC bidirectionnel qui permet la charge et la décharge des batteries.

La stratégie de commande du convertisseur bidirectionnel comporte deux objectifs : le premier est le contrôle du sens du flux de puissance. Lorsque les batteries sont en charge le convertisseur fonctionne en mode abaisseur de tension (l'interrupteur  $S_1$  est fermé et  $S_2$  est ouverte). Dans le cas contraire, le convertisseur fonctionne en mode élévateur, décharge de la batterie ( $S_1$  est ouvert et  $S_2$  est fermé).

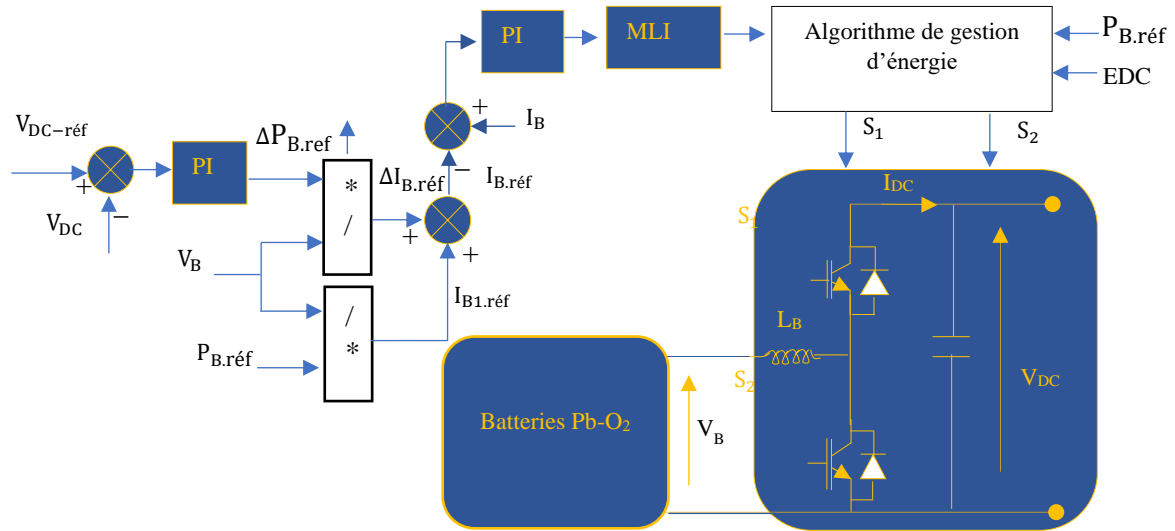


FIGURE III 6: Schéma de contrôle du système de stockage

La puissance absorbée (ou restituée) à la batterie est exprimée par :

$$P_{B.ref} = P_{SER} - P_{RÉS} \tag{III. 3}$$

$$P_{SER} = P_{TUR} + P_{HYD} \tag{III. 4}$$

Avec :  $P_{TUR}, P_{HYD}$  : Puissances produites par les systèmes éolien et hydraulique, respectivement.

Le courant de référence de batterie de stockage est calculé par l'expression suivante :

$$I_{B1.ref} = \frac{P_{B.ref}}{V_B} \tag{III. 5}$$

La tension DC est régulée à sa valeur de référence au moyen d'un correcteur PI, dans le but de la maintenir constante et d'avoir une tension d'amplitude fixe en aval de l'onduleur.

Le courant de référence résultant suite à la régulation de la tension est donné par l'expression suivante :

$$I_{B.ref} = I_{B1.ref} + \Delta I_{B.ref} \tag{III. 6}$$

Les processus de charge/décharge du banc de batteries sont contrôlés par l'algorithme de gestion d'énergie.

## 2.4 STRATEGIE DE GESTION D'ENERGIE

Dans un SH, il est primordial de gérer de façon optimale le flux d'énergie entre les différents composants. L'algorithme de gestion d'énergie a pour rôle de contrôler les échanges d'énergie entre les différents composants du système d'une part, mais aussi de réguler le processus de charge/décharge du stockage d'autre part. Une autre tâche que l'algorithme de gestion doit remplir consiste à exploiter d'une façon optimale la batterie de stockage dans le but de rallonger sa durée de vie. La batterie est utilisée à la fois comme source dans le cas d'un manque de production, et comme système de stockage dans le cas d'une surproduction.

Le système de gestion d'énergie est présenté dans la figure (III 7), et est basé sur deux scénarios :

- ❖ Alimentation de la charge et du système de stockage par les SER si l'énergie éolienne et l'énergie hydraulique sont suffisantes ;
- ❖ Alimentation de la charge par le SER et le stockage si l'énergie éolienne est insuffisante.

On adopte la convention que lorsque le courant est fourni par les batteries, alors il est négatif et lorsqu'elle se charge le courant est positif. Le processus de charge et décharge est surveillé et des limites sont imposées selon la valeur du EDC (entre 40% et 80% qui correspondent à des tensions de 460.8 V et 230.4 V, respectivement).

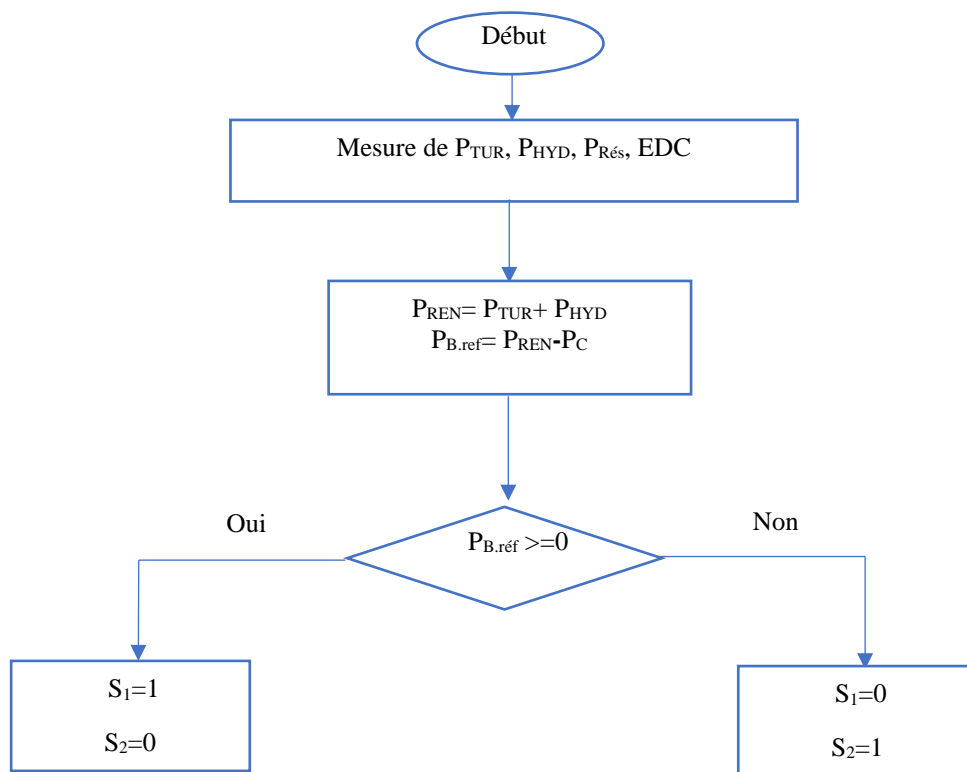


FIGURE III 7: Organigramme de la gestion d'énergie au bus DC

## 2.5 RESULTATS DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS

Une simulation numérique du SH sous Matlab/Simulink est effectuée. Le profil de la puissance consommée par la charge est présenté sur la figure (III 8). Le point commun de connexion DC collecte l'énergie totale des systèmes éolien et hydraulique. L'énergie produite est disponible au bus DC, dans le cas d'un surplus de production, l'énergie restante sert à la recharge des batteries. Lorsque l'énergie produite par les sources renouvelables est insuffisante à l'alimentation du réseau, le système de stockage est enclenché afin de subvenir aux besoins du réseau.

En effet, ce profil représente une approche de la consommation fixe d'un réseau électrique de 750kW durant deux jours. Les entrées du système sont : la vitesse du vent journalier et le débit d'eau donnés en figure (III 9 a, b), respectivement. Les turbines éolienne et hydraulique sont directement couplées à la GSAP sans le multiplicateur de vitesse. Les paramètres de simulations sont présentés dans les tableaux (III.1,2).

**TABLEAU III. 1:** Paramètres de simulation (SCEE et MCH) du SH connecté au réseau

<b>SCEE</b>	
Puissance nominale de la turbine éolienne	660 kW
Puissance de la MSAP	660 kW
Inductance de lissage	25 mH
Capacité $C_1$	0.35 mF
Fréquence de commutation du hacheur	5 kHz
Gain proportionnel du régulateur PI du courant	0.5
Constante de temps du régulateur PI du courant	5 ms
<b>MCH</b>	
Puissance nominale de la turbine	500 kW
Puissance de la MSAP	500 kW
Inductance de lissage	20 mH
Capacité $C_2$	0.4 mF
Fréquence de commutation du hacheur	5 kHz
Gain proportionnel du régulateur PI du courant	0.4
Constante de temps du régulateur PI du courant	5 ms
<b>Banc de batteries</b>	
Tension nominale	576 V
Capacité nominale	1000 Ah
EDC (Maximale, minimale)	80% – 40%
Inductance lissage	20 mH
Fréquence de commutation du convertisseur DC/DC	5 kHz



TABLEAU III. 2: Paramètres de simulation (Bus-DC et réseau) du SH connecté au réseau

Bus-DC	
Tension	1000 V
Inductance de lissage	2 mH
Capacité	0.001F
Réseau électrique	
Tension efficace du réseau	690 V
Inductance du filtre	0.01 H
Résistance du filtre	0.001 Ω
Fréquence	50 Hz

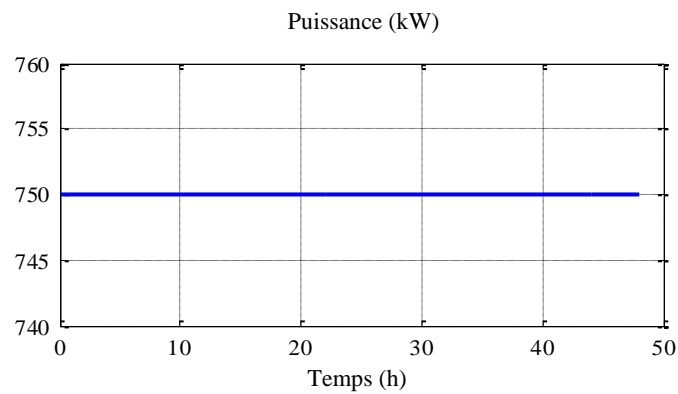


FIGURE III 8: Profil de la demande de charge

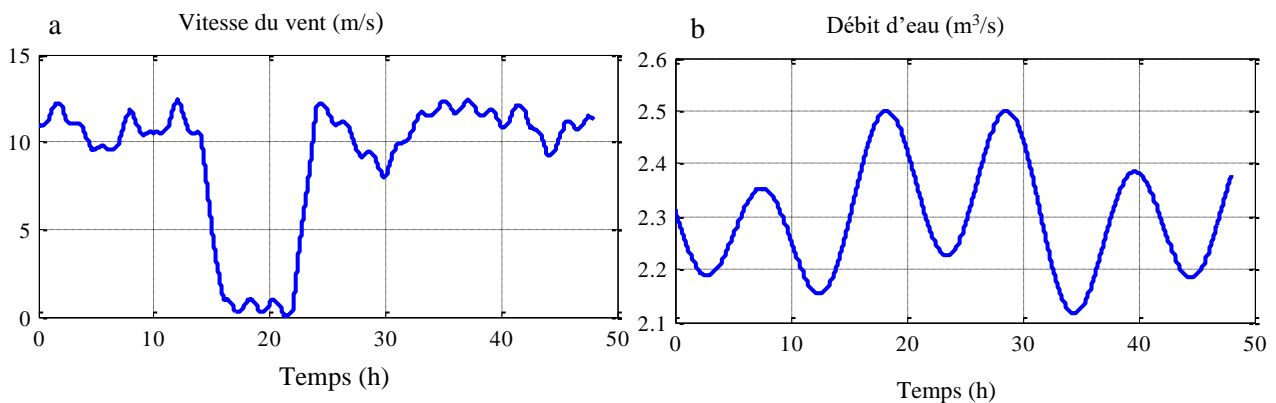


FIGURE III 9: (a) Profil de la vitesse de vent ; (b) : Profil du débit d'eau

Les puissances produites par les SER sont illustrées dans les figures (III 10 a et b). Pour des vitesses de vent inférieures à 3.5m/s entre 16h00-22h00 la puissance éolienne est nulle.

D'après les résultats obtenus de la simulation, on remarque que les convertisseurs DC-DC et les commandes MPPT effectuent correctement leurs rôles pour extraire la puissance maximale des systèmes de conversion d'énergies éolienne et hydraulique, respectivement.

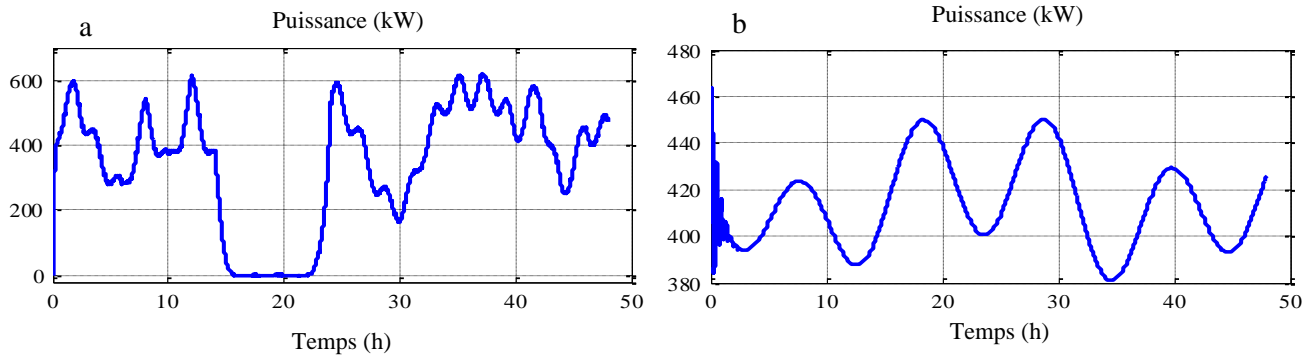


FIGURE III 10: (a) : Puissance de la turbine éolienne ; (b) : Puissance de la turbine hydraulique

La figure (III 11 b) représente la puissance totale ( $P_T$ ) collectée par le bus DC commun. Les batteries, à travers le convertisseur bidirectionnel, assurent le maintien d'une tension fixe au point commun de connexion DC (figure III 11 b), réalisant ainsi l'équilibre entre la production et la consommation, en se chargeant ou en se déchargeant selon l'écart entre la puissance renouvelable fournie et la puissance consommée par le réseau.

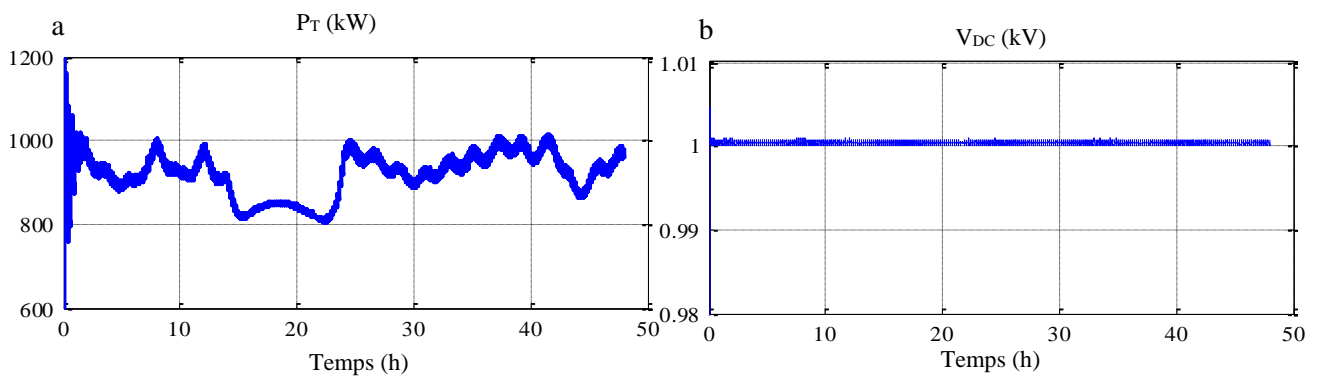


FIGURE III 11: Puissance et tension au niveau du bus-DC : (a) puissance ; (b) : tension

L'état de charge et la tension du banc de batteries sont illustrés par les figures ((III 12 a, b) respectivement. En se chargeant ou en se déchargeant, la tension des batteries augmente ou diminue légèrement. Cela se traduit par l'augmentation ou la diminution de l'EDC du banc de batteries). Le courant et le courant de référence du banc de batteries sont présentés par la figure (III 12 c).

Entre 15h à 23h la puissance délivrée par SCEE est nulle, ce qui veut dire que : la puissance renouvelable produite est inférieure à la puissance demandée par le réseau. Dans ce cas, les batteries se déchargent afin de couvrir le déficit de production, cela est justifié par un courant négatif, et une puissance du banc de batteries négative (figure III 12 d). A partir de la figure (III 13), on distingue deux modes de fonctionnement de banc de batterie :

Entre [0h-14H] et [23h-48h], la puissance produite par les SER est supérieure à la puissance demandée par le réseau électrique, dans ce cas le surplus de puissance est absorbé par le banc de batteries de stockage. Entre [14H-23h], la puissance produite par les SER est inférieure à la

puissance demandée par la charge, dans ce cas le banc de batteries se décharge sur le bus DC afin de fournir la puissance manquante.

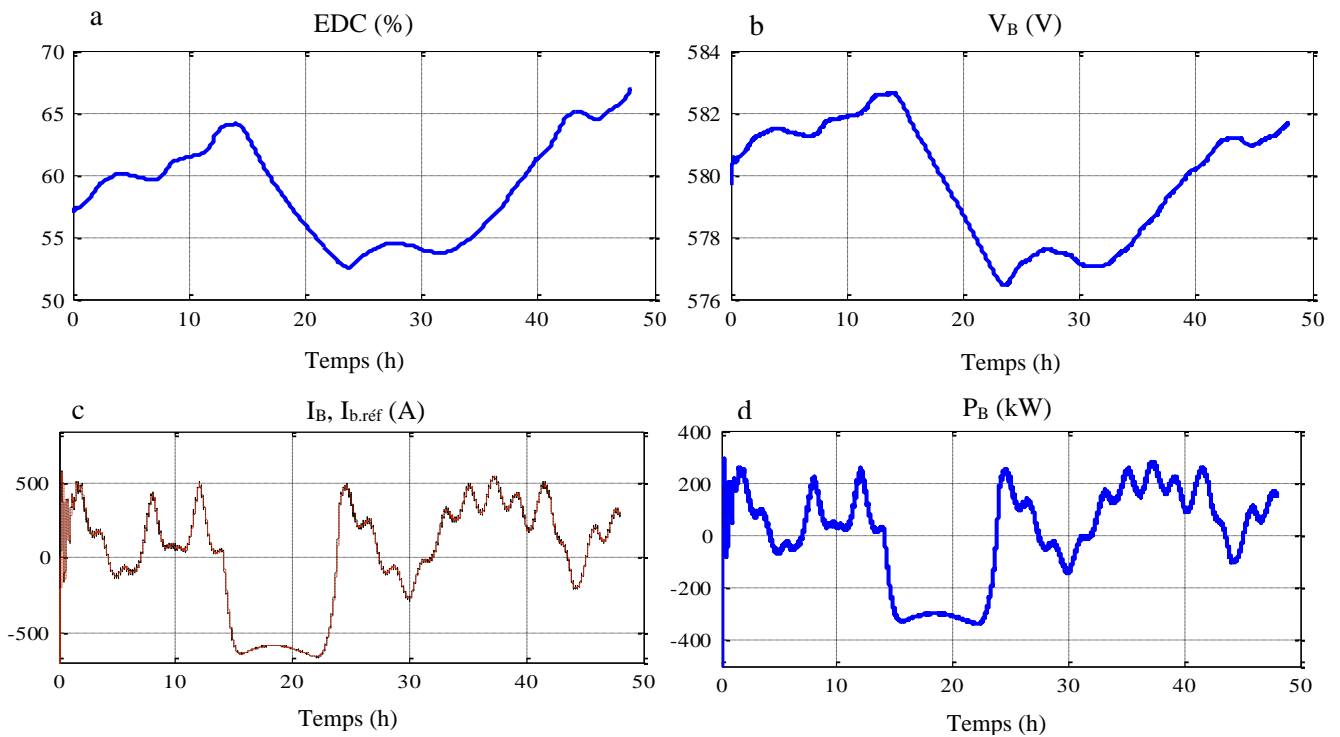


FIGURE III 12: (a) : EDC, (b) : Tension, (c) : Courant ; (d) : Puissance

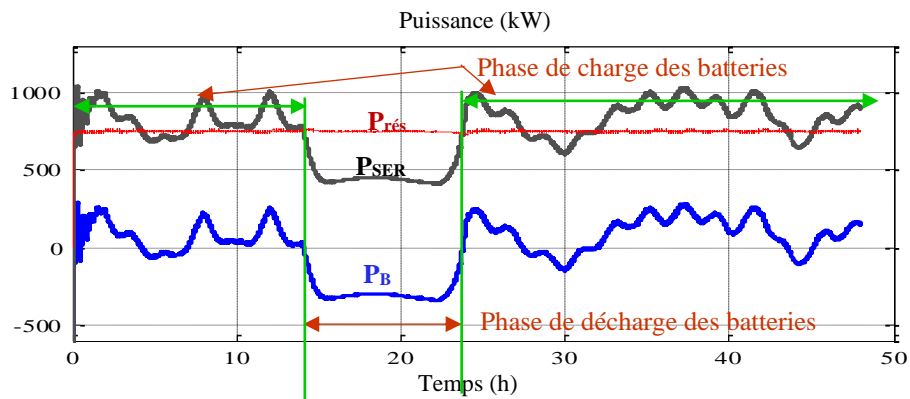


FIGURE III 13: Puissances du SH

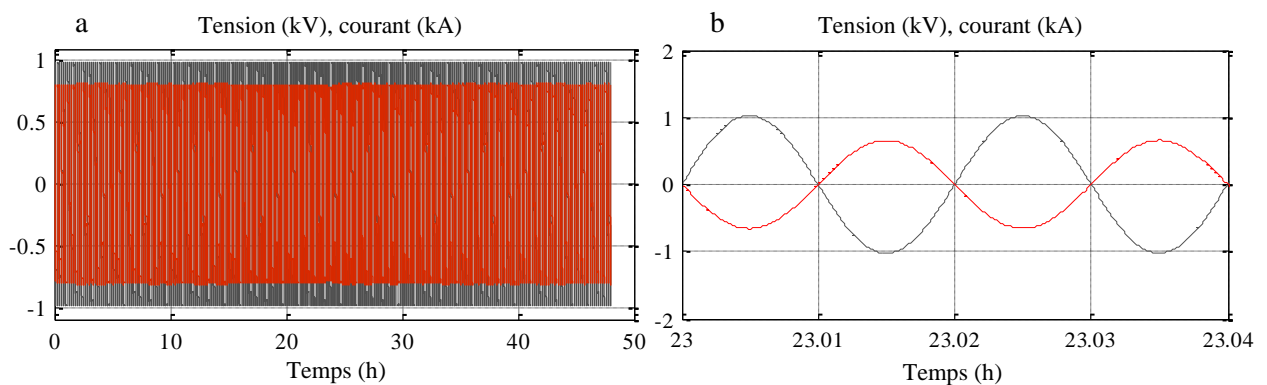


FIGURE III 14: (a) : Tension et courant d'une phase du côté réseau électrique ; (a) : Tension et courant ; (b) : Zoom de la tension et du courant

La tension et le courant d'une phase côté réseau sont parfaitement sinusoïdaux et en opposition de phase (figure III 14). La puissance côté réseau suit parfaitement la puissance demandée par le réseau électrique (figure III 15).

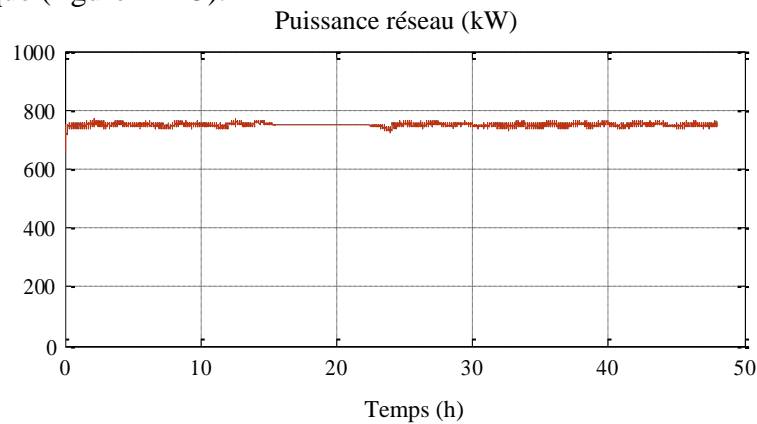


FIGURE III 15: Puissance du côté réseau électrique

### 3 STRUCTURE DU SYSTEME HYBRIDE ISOLE

L'architecture globale du SH connecté à une charge autonome associant les diverses sources et les convertisseurs d'EP est représentée par la figure (III 16).

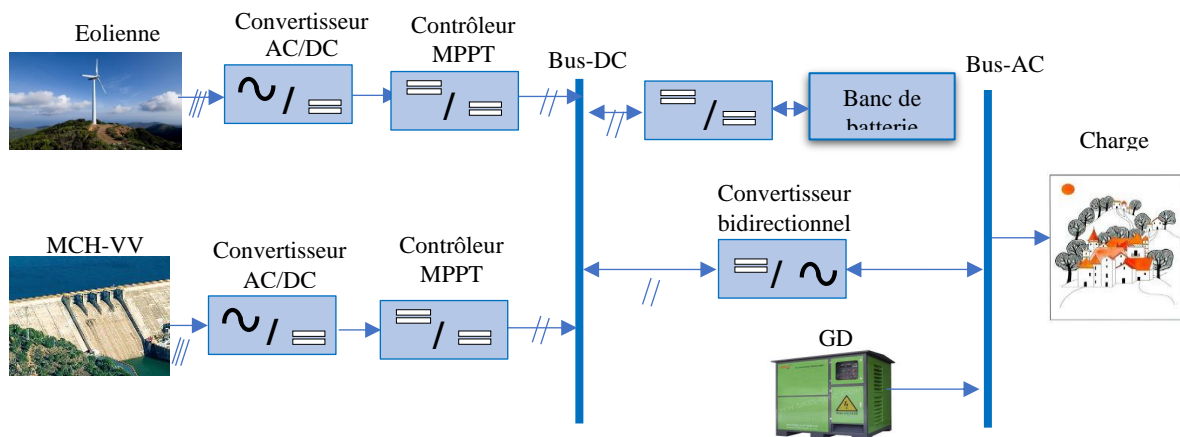


FIGURE III 16: Structure du SH isolé

La structure proposée est composée de deux SER : un système de conversion d'énergie éolienne basé sur une MSAP, d'une centrale hydroélectrique, d'un système de stockage d'énergie par batteries (SSEB) et d'un groupe diesel (GD). Le SSEB utilisé à la fois comme source dans le cas d'un manque de production, et comme système de stockage dans le cas d'une surproduction, est composé de 25 batteries de 12 V. Le générateur Diesel est considéré comme source de secours. Les deux sources de production énergétique opèrent en mode MPPT.

Le SCEE est composé d'une turbine éolienne tripale à axe horizontal de 8,5kW [187-188], d'une GSAP à attaque directe, d'un redresseur à diodes en pont et d'un hacheur boost de

tension. La caractéristique de la puissance de sortie de la turbine par rapport au régime du rotor à différentes vitesses de vent est donnée par la figure (III 17).

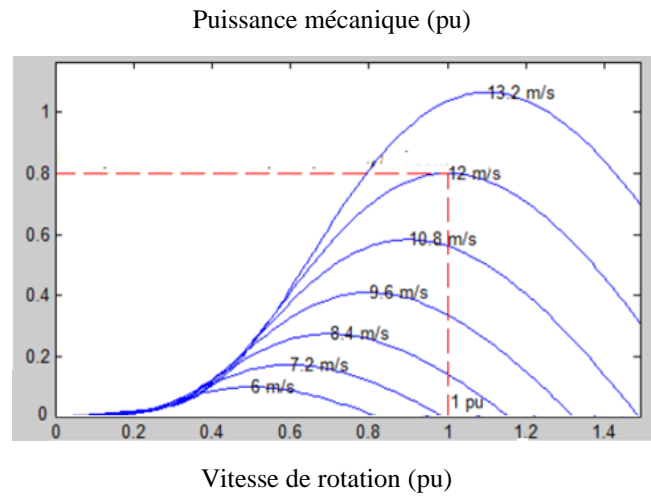


FIGURE III 17: Caractéristique de fonctionnement optimal de la turbine éolienne

La centrale hydraulique est composée d’une turbine hydraulique Kaplan de 5 kW de type à hélice à réaction avec un faible débit d’eau, sans commande de pas de pale ni d’aube de guidage en amont. La GSAP est couplée directement à la turbine hydraulique sans multiplicateur de vitesse. La figure (III 18) illustre la caractéristique de puissance mécanique en régime permanent de la turbine hydraulique à divers débits d’eau ( $Q_v$ ) et à une hauteur de chute ( $h$ ) fixé.

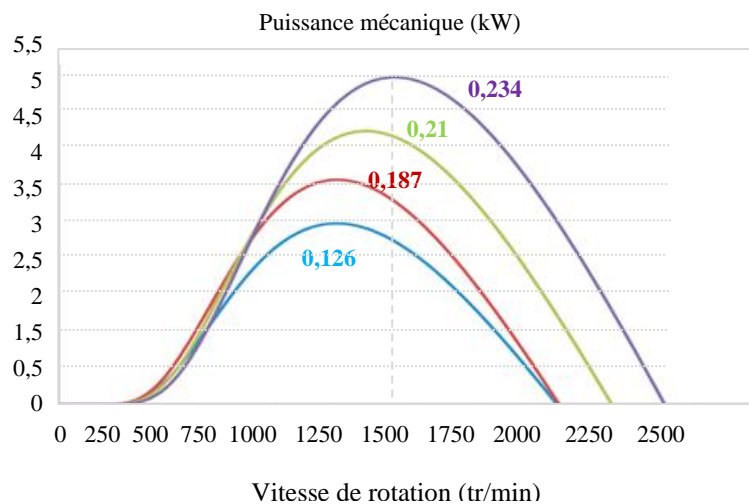


FIGURE III 18: Caractéristique de fonctionnement optimale de la turbine hydraulique

On peut observer que pour chaque débit d'eau, il existe un point spécifique dans la caractéristique de la turbine hydraulique où la puissance mécanique de sortie est maximale. Ainsi la commande du rotor de turbine se traduit par des conditions de fonctionnement à vitesse variable telle que la puissance maximale peut être extraite en continu du débit d'eau.

### 3.1 GENERATEUR DIESEL

Le groupe diesel est actuellement utilisé pour approvisionner l'électricité pour les sites isolés, pour couvrir les besoins au pic de consommation et surtout pour en assurer la sûreté de l'approvisionnement en électricité en cas de secours dans les alimentations par des sources d'énergie intermittentes. Il est généralement composé d'un moteur diesel couplé à une génératrice synchrone, un gouvernail (contrôleur de vitesse) et d'un régulateur automatique de tension (système d'excitation) (Figure III 19). Ces composantes principales sont reliées par la transmission mécanique solidaire du vilebrequin actionnant les pistons du moteur.

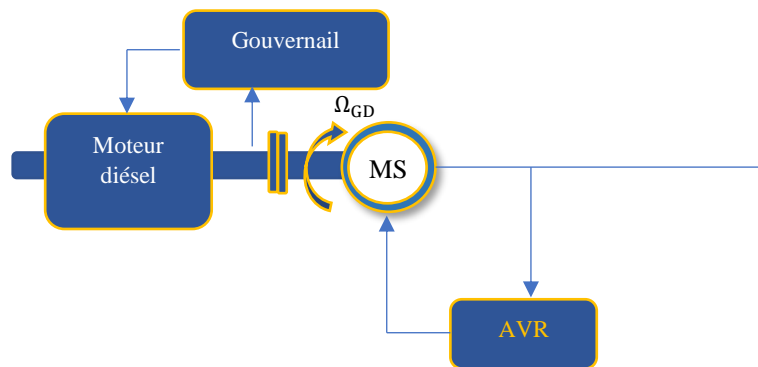


FIGURE III 19: Diagramme fonctionnel du générateur diésel

Le gouvernail de vitesse installé sur le moteur diesel fonctionne en ajustant la quantité de carburant injectée dans le moteur diesel, pour s'opposer aux variations de la vitesse du moteur et la vitesse du générateur afin de les garder constantes [189]. Dans notre cas, le GD fonctionne en plein régime et le surplus de production est transmis au bus DC à travers le redresseur MLI. Selon [190] le moteur Diesel est caractérisé par sa non-linéarité à cause d'un temps mort, non linéaire et variable dans le temps, entre l'injection du carburant et la production du couple mécanique.

La Figure (III 20) présente le schéma bloc de régulation du GD. L'actionneur de remplissage (système d'injection), la dynamique du vilebrequin et le système de mesure de la vitesse de rotation sont modélisés par des fonctions de transferts du premier ordre.

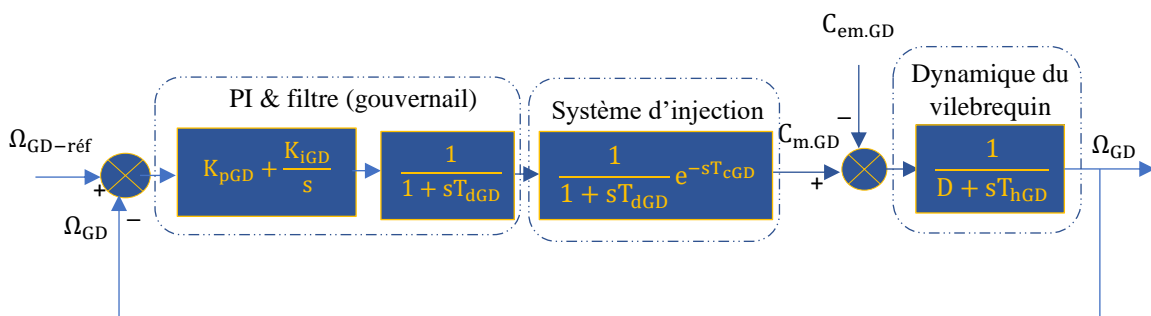


FIGURE III 20: Schéma bloc de contrôle du générateur diesel

### 3.2 CONVERTISSEUR DC/AC BIDIRECTIONNEL

Le convertisseur bidirectionnel (AC/DC redresseur, DC/AC onduleur) est nécessaire afin d'assurer la conversion du courant DC délivré par le banc de batterie au courant AC pour alimenter la charge (fonction onduleur) et inversement pour la recharge de batterie à partir des bus AC (fonction redresseur). Le schéma du convertisseur MLI monophasé bidirectionnel (onduleur/ redresseur) et le principe de raccordement du groupe diésel et de la charge sont représentés par la figure (III 21).

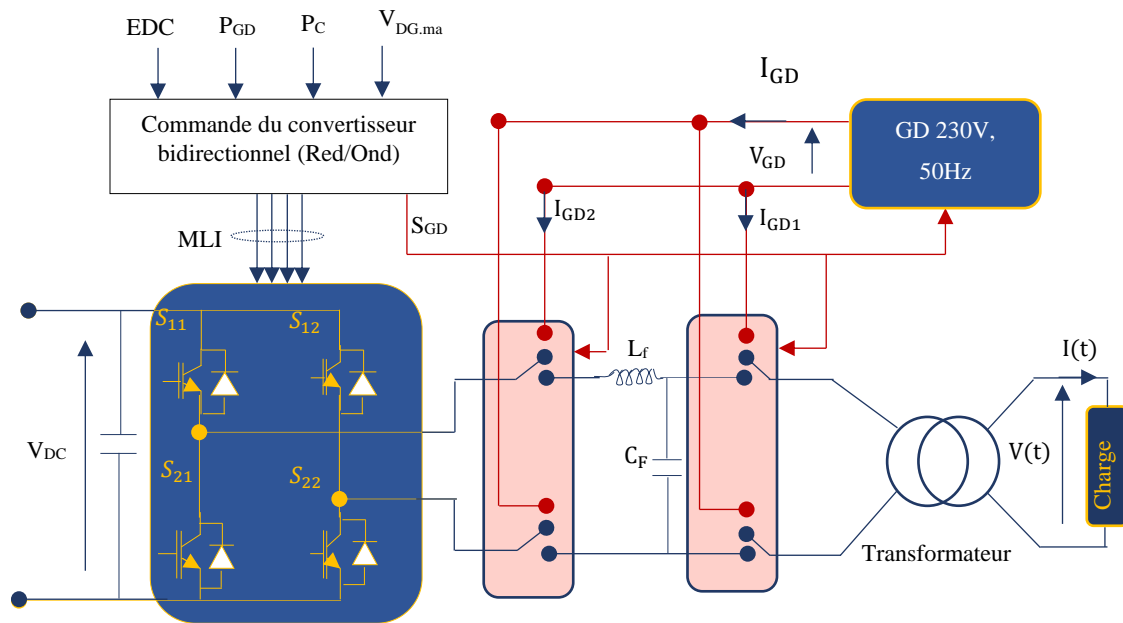


FIGURE III 21: Schéma d'alimentation de la charge

Dans le premier cas (mode onduleur), l'énergie est transmise du bus DC vers la charge à travers l'onduleur, le filtre et le transformateur. La commande de l'onduleur, dans ce cas, est assurée par la MLI triangulo-sinusoidale. Dans le second cas, le surplus d'énergie produite par le GD est transmis au bus DC à travers le même convertisseur fonctionnant en mode redresseur à absorption sinusoidale du courant. La régulation du courant de référence est assurée par un contrôleur à hystérésis

### 3.3 STRATEGIE DE GESTION D'ENERGIE

La stratégie de la gestion d'énergie est représentée par la figure (III 22). Trois scénarios sont étudiés :

- ❖ La puissance produite par les SER est supérieure à la puissance demandée par la charge. Dans ce cas, le surplus de production est stocké par le banc de batteries et le hacheur fonctionne en mode abaisseur de tension ;

- ❖ La puissance produite par les SER est inférieure à la puissance demandée par la charge. Dans ce cas, le banc de batteries de stockage se décharge afin d'équilibrer la demande de la charge jusqu'à ce qu'à ou EDC atteint la limite minimale (processus de décharge qui correspond au fonctionnement en mode élévateur du hacheur) ;
- ❖ La puissance produite par les SER est insuffisante à la demande de la charge et le banc de batteries est complètement déchargé. Dans ce cas, le GD est enclenché afin de répondre aux besoins de la charge et charger les batteries ;

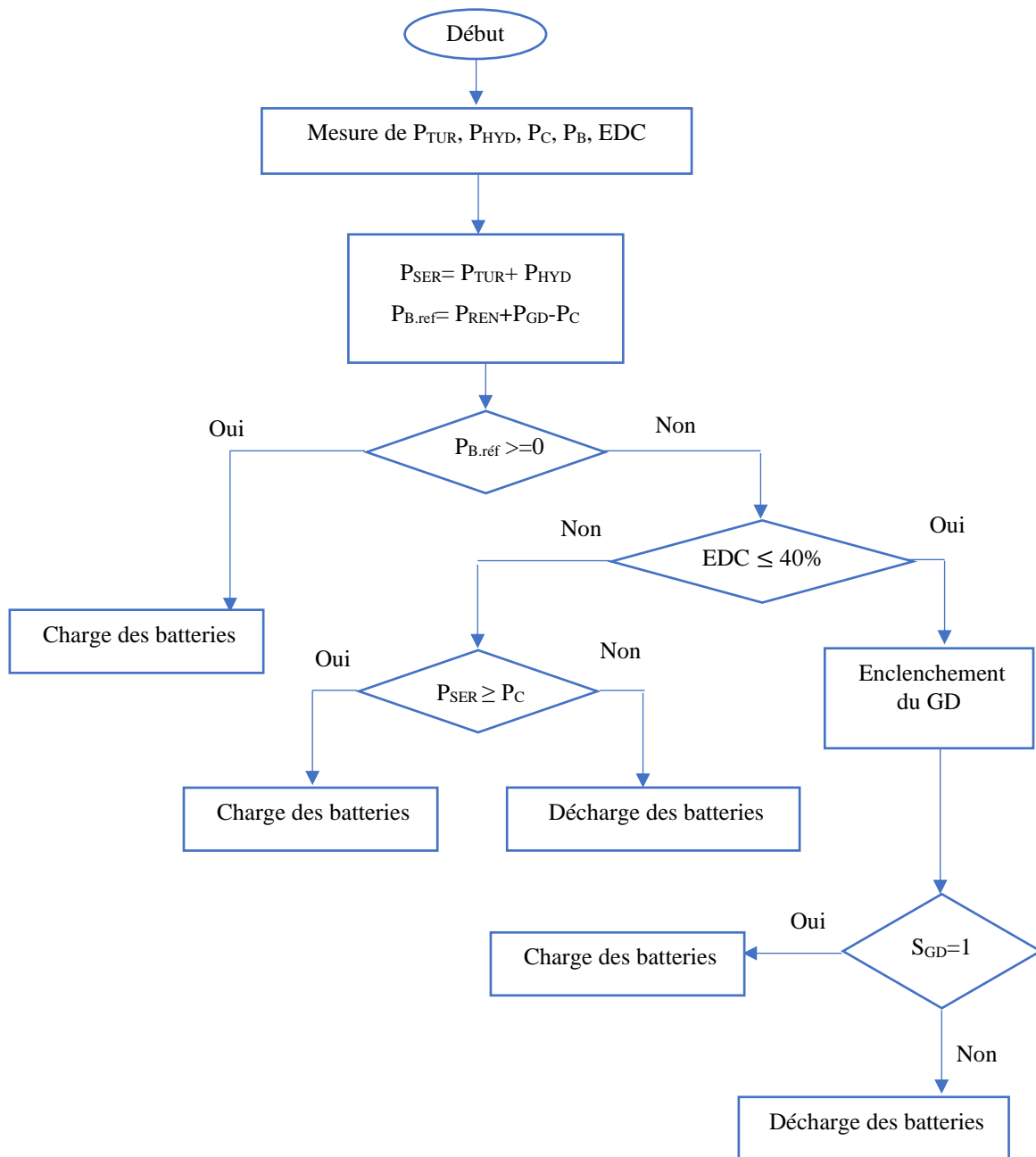


FIGURE III 22: Organigramme de la gestion d'énergie au bus DC



### 3.4 RESULTAT DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS

Une simulation numérique du SH connecté à une charge isolée sous Matlab/Simulink est effectuée, les paramètres de simulation sont illustrés dans le tableau (III.3). La demande de charge considérée dans ce SH représente une consommation de 24 heures d'une maison où le pic de consommation atteint (13 kW) vers 22h00.

Le système proposé est caractérisé par deux modes de fonctionnement selon l'ordre de grandeur de la puissance produite par les SER et selon l'état de charge du banc de batteries. Dans le 1<sup>er</sup> mode, deux cas sont considérés :

- ❖ Le 1<sup>er</sup> cas, la production renouvelable satisfait la demande de la charge, le banc de batteries est en état de charge et GD est à l'arrêt ;
- ❖ Le 2<sup>ème</sup> cas, la production renouvelable est inférieure à la demande de charge, le banc de batteries se décharge afin de compléter le déficit de production.

Le 2<sup>ème</sup> mode, la puissance produite par le SER est presque nulle et le banc de batteries est à sa limite inférieure, dans ce cas le GD intervient afin de satisfaire la demande de la charge et de charger le banc de batteries.

TABLEAU III. 3: Paramètres de simulation (SCEE, MCH et SSEB)

<b>SCEE</b>	
Puissance nominale de la turbine éolienne	8.5 kW
Puissance de la MSAP	8.5 kW
Inductance de lissage	12 mH
Capacité C <sub>1</sub>	0.5 mF
Fréquence de commutation du hacheur	5 kHz
Gain proportionnel du régulateur PI du courant	0.3
Constante de temps du régulateur PI du courant	3.5ms
<b>MCH</b>	
Puissance nominale de la turbine	5 kW
Puissance de la MSAP	5 kW
Inductance de lissage	11 mH
Capacité C <sub>2</sub>	0.5 mF
Fréquence de commutation du hacheur	5 kHz
Gain proportionnel du régulateur PI du courant	0.3
Constante de temps du régulateur PI du courant	5.5ms
<b>Banc de batteries</b>	
Tension nominale	288 V
Capacité nominale	500 Ah
EDC (Maximale, minimale)	80% – 40%
Inductance lissage	15 mH
Fréquence de commutation du convertisseur	5 kHz

TABLEAU III. 4: Paramètres de simulation (GD, bus-DC et convertisseur bidirectionnel)

<b>Bus-DC</b>	
Tension	400 V
Capacite équivalente au bus DC	10mF
Gain proportionnel du régulateur PI de tension	2
Constante du temps du régulateur PI de tension	150ms
Gain proportionnel du régulateur PI du courant	0.1
Constante du temps du régulateur PI du courant	10mF
<b>GD</b>	
Puissance nominale	13kW
Vitesse de rotation nominale	1500 tr/min
Tension nominale	230/400 V
Resistance du GE	0.8
Inductance du GE	4.5mH
Constantes du temps $\tau_1$ , $\tau_2$ , $\tau_3$ et $\tau_4$	0.1, 0.1, 0.01 et 1500 s
Gain proportionnel du régulateur de vitesse	18
Constante du temps du régulateur de vitesse	3.8
<b>Convertisseur bidirectionnel</b>	
Resistance interne de l'IGBT	3 m $\Omega$
Inductance du filtre ( $L_F$ )	3.2 mH
Capacite du filtre ( $C_F$ )	0.58 mF

### 3.4.1 1<sup>IER</sup> MODE

Ce mode illustre une simulation globale, où nous avons considéré une variation de la puissance de la charge entre 10 kW à 13 kW entre 16h00 heures jusqu'à 22 heures puis elle diminue à 6 kW vers 23heures. Le profil de la puissance consommée par la charge est donné par la figure (III 23). Les puissances produites par les SER sont illustrées dans les figures (III 24 a et b). Pour des vitesses de vent inférieures à 3m/s entre 16h00 heures et 22h30 la puissance éolienne est nulle (Figure III 24 a). D'autre part, la puissance de la MCH atteint une puissance minimale de 1 kW entre 12h30 à 14h00 (Figure III 24 b). Cependant, on peut constater que lorsque la puissance éolienne est nulle, la puissance de MCH est à sa valeur minimale.

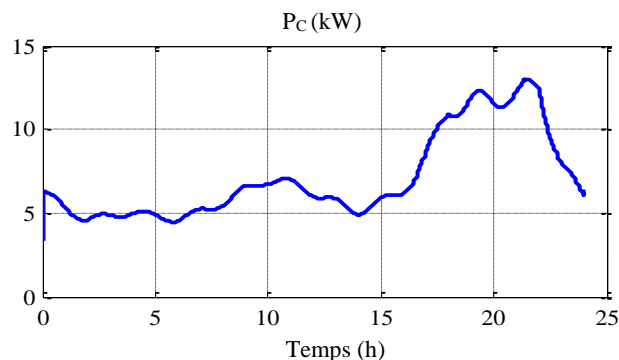


FIGURE III 23: Profil de la puissance de la charge

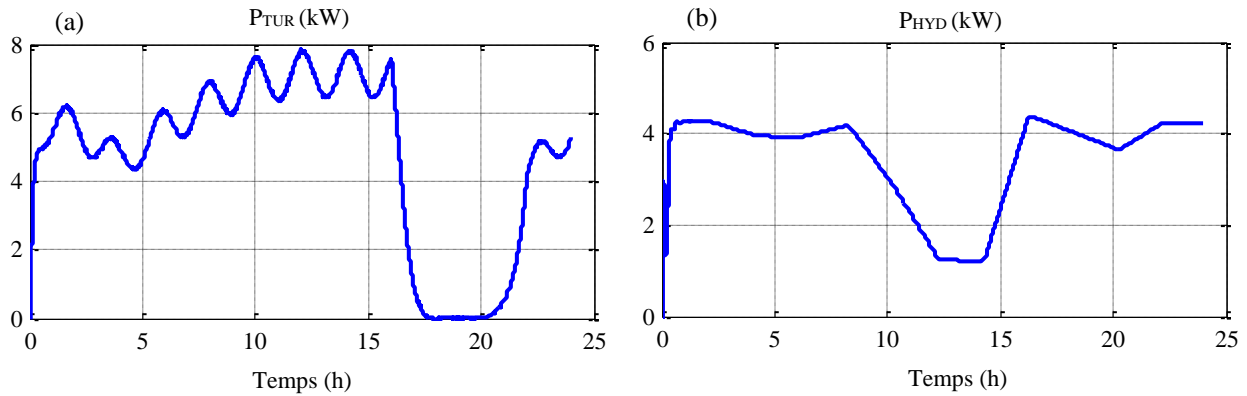


FIGURE III 24: Puissances des SER : (a) : Puissance éolienne, (b) : Puissance hydraulique

La figure (III 25 a) représente la puissance totale ( $P_T$ ) collectée par le bus DC commun. Les batteries, à travers le convertisseur bidirectionnel, assurent le maintien d'une tension fixe au point commun de connexion DC (figure III 25 b), réalisant ainsi l'équilibre entre la production et la consommation, en se chargeant ou en se déchargeant selon l'écart entre les puissances renouvelables fournies et la puissance consommée par la charge.

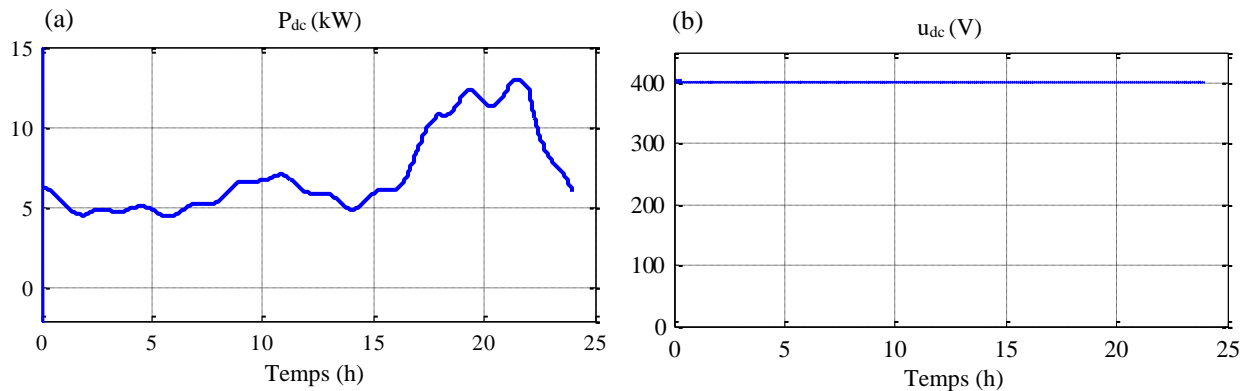


FIGURE III 25: Puissances et tension du bus DC ; (a) puissance, (b) Tension

En partant d'un état initial de charge de 56 %, le banc de batteries se charge jusqu'à 17h30 (figure III 26 a), puis il se décharge, dans ce cas la tension du banc de batteries augmente puis diminue légèrement respectivement (figure III 26 b).

Le courant et le courant de référence du banc de batteries sont présentés par la figure (III 26 c). De 17h30 à 22h30 la puissance délivrée par SCEE est nulle, ce qui veut dire que : la puissance renouvelable produite est inférieure à la puissance demandée par le réseau. Dans ce cas, les batteries se déchargent afin de couvrir le déficit de production, cela est justifié par un courant négatif, et une puissance du banc de batteries négative (figure III 26, d).

La figure (III 27) illustre les puissances actives (puissance produite par SER, puissance de la charge et puissance de batteries) du SH. On distingue deux intervalles correspondants à deux cas de fonction du premier mode :

- ❖ Dans l'intervalle [0h-17h30] et [22h30-24h], la puissance produite par SER est supérieure à la puissance demandée par le réseau électrique, dans ce cas, le surplus de puissance est absorbé par les batteries de stockage ;
- ❖ Dans l'intervalle [17h30-22h30], la puissance produite par les SER est inférieure à la puissance demandée par la charge, dans ce cas, les batteries se décharge sur le bus DC afin de fournir la puissance manquante.

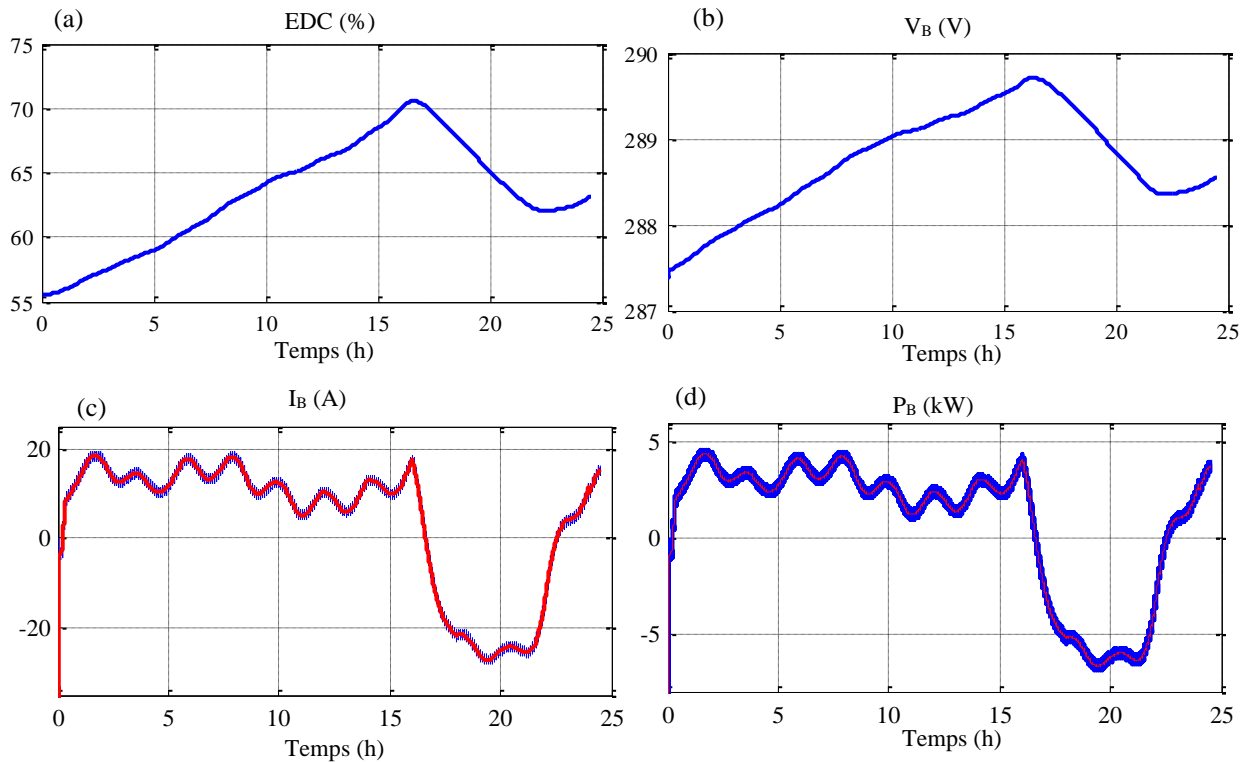


FIGURE III 26: EDC ; Tension ; Courant et puissance du SSEB ; (a) : EDC ; (b) : Tension ; (c) : Courant ; (d) : Puissance

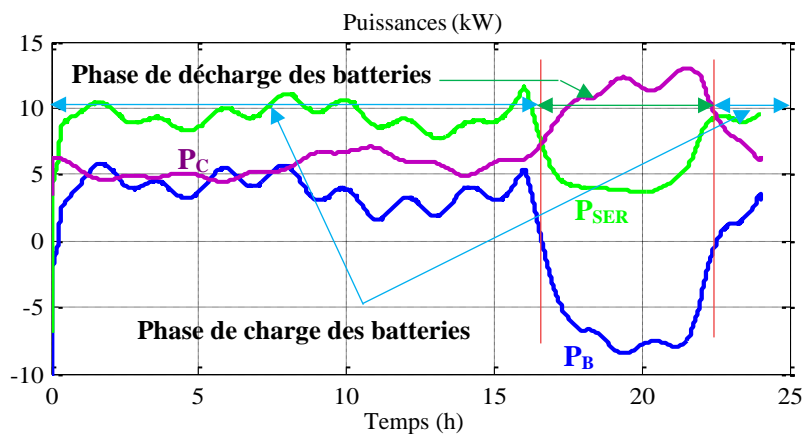


FIGURE III 27: Puissances du SH isolé mode 1

La tension et le courant d'une phase côté réseau sont parfaitement sinusoïdaux et en phase (figure III 28). Grâce au filtre LC, les harmoniques gênants sont repoussés aux fréquences élevées, par conséquent, on obtient une tension sinusoïdale d'une fréquence de 50 Hz. En effet,

la tension et le courant au secondaire du transformateur, présentés par la figure (III 28 a, b) sont parfaitement sinusoidaux et en phase.

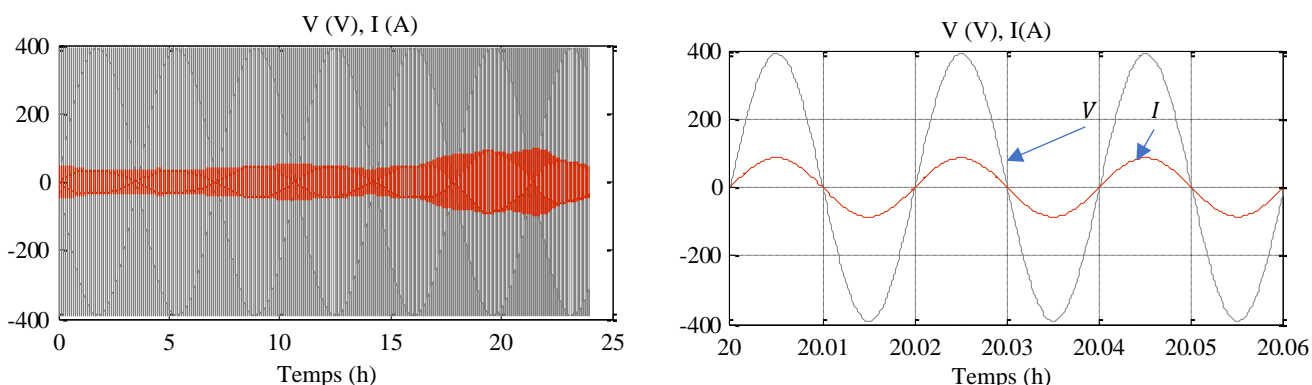


FIGURE III 28: Tension et courant de phase au secondaire du transformateur : (a) : tension ;(b) : courant

### 3.4.2 2<sup>IEME</sup> MODE

Dans ce deuxième mode la vitesse du vent et le débit d'eau sont faibles (figure III.29 a-d), par conséquent la production d'origine renouvelable (éolienne/hydraulique) est faible.

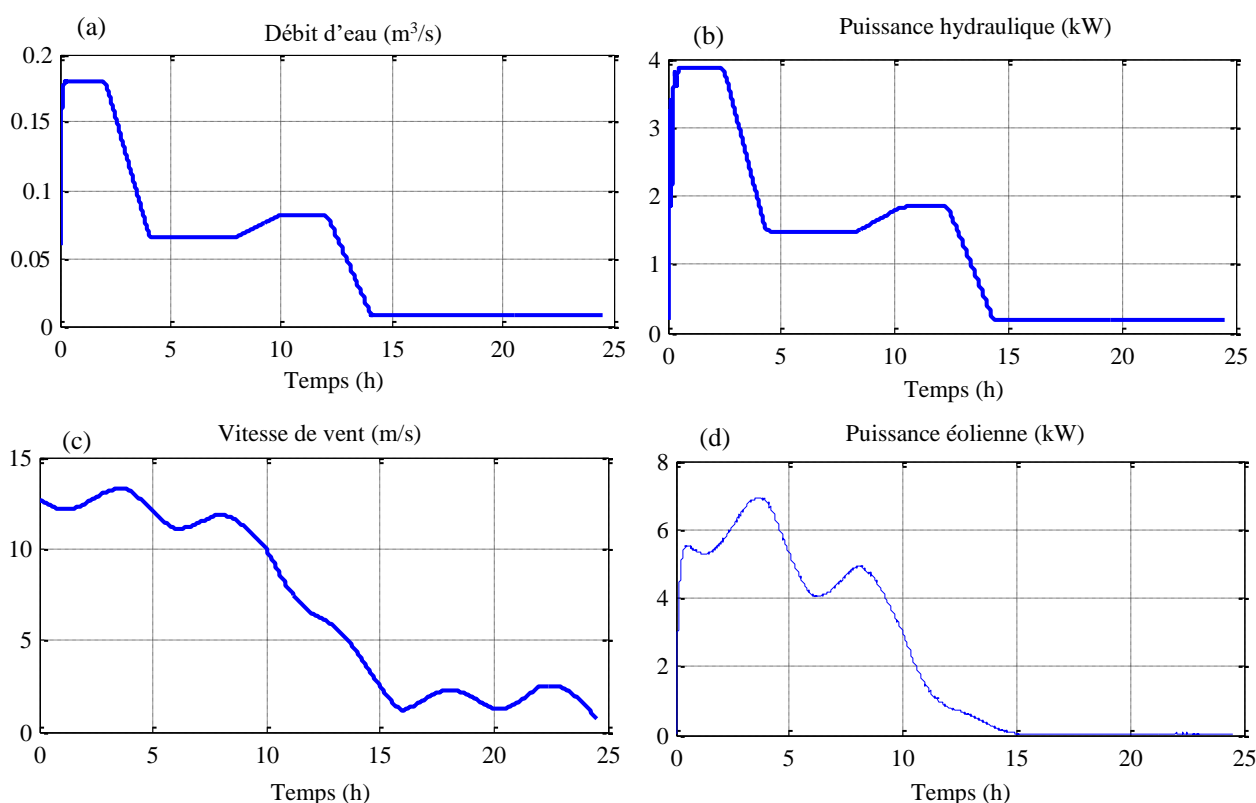


FIGURE III 29: (a) : Profil du débit d'eau ; (b) : Puissance hydraulique ; (c) : Profil de la vitesse de vent ; (d) : Puissance éolienne

La figure (III 30) illustre la puissance issue des SER et le profil de demande de charge, la figure montre qu'à partir de l'instant  $t=04H50$ , la puissance renouvelable est inférieure à la puissance demandée par la charge. Dans ce cas les SER ne peuvent pas satisfaire la demande de la charge.

Par conséquent, le banc de batteries fournira la puissance nécessaire à la charge tant que le EDC est supérieur à 40 %.

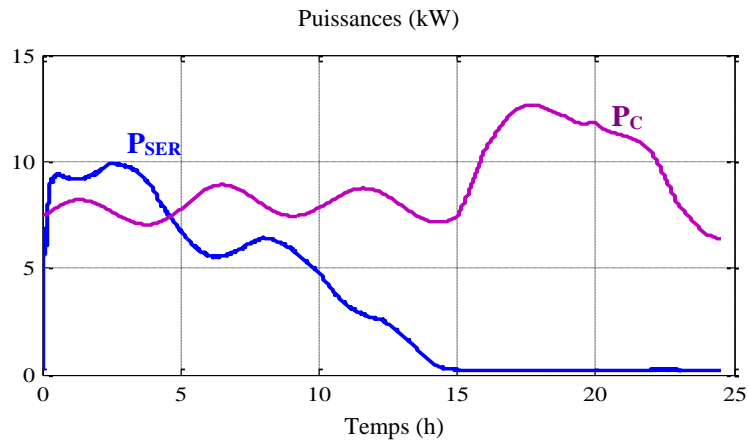


FIGURE III 30: Puissance renouvelable et profil de puissance demandée par la charge

Partant d'un état initial de EDC 43 %, le banc de batteries fournit la puissance nécessaire à la charge jusqu'à ce que son état de charge atteigne la limite minimale de décharge tolérée (40%) (Figure III 31 a). La figure (III 31 b, c, d) illustre la tension, le courant et la puissance du banc de batteries, on constate que la batterie fournit la puissance manquante à la charge jusqu'à l'instant où il atteint sa limite de charge minimale à  $t=13h50$ , dans ce cas le GD est enclenché.

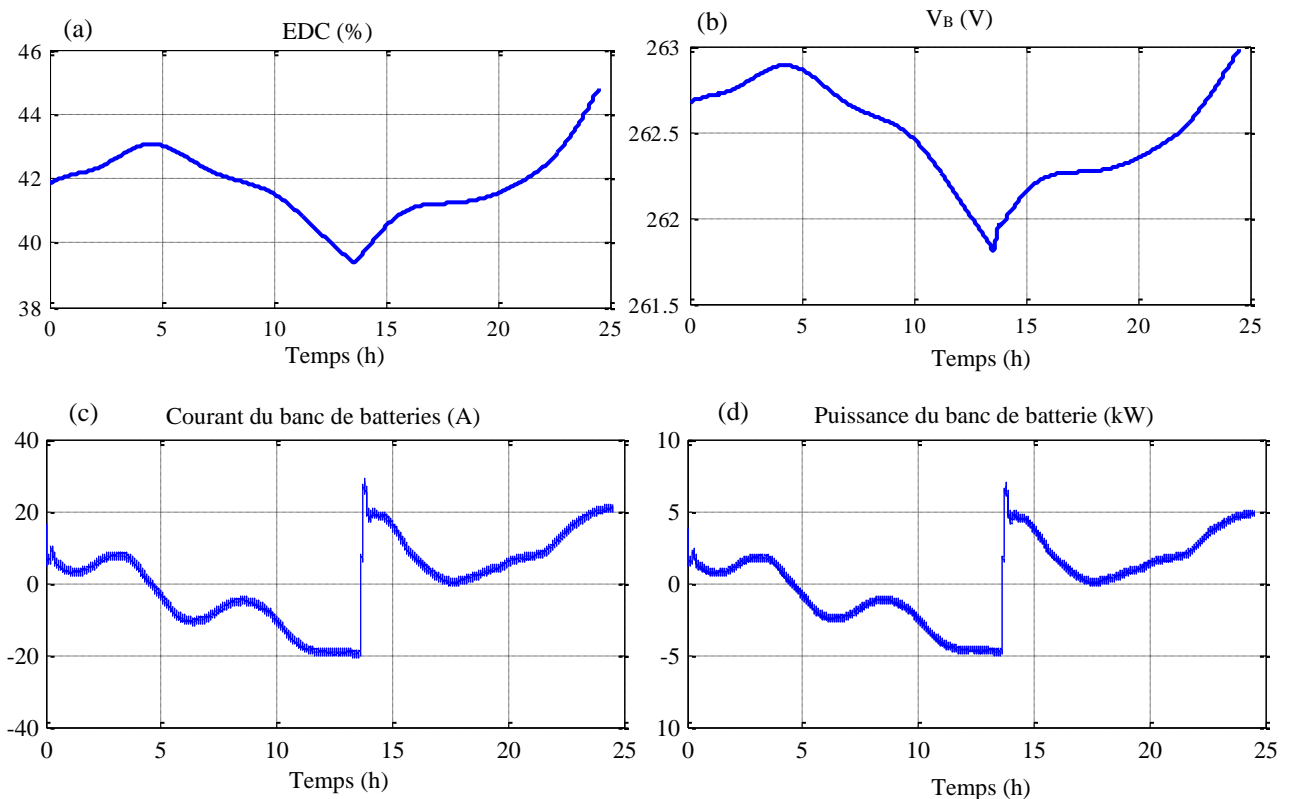


FIGURE III 31: EDC ; Tension ; Courant et puissance du banc de batteries : (a) : EDC ; (b) : Tension ; (c) : Courant ; (d) : Puissance

Le GD est enclenché après un retard de 0.8 s afin d’atteindre le régime permanent, pendant ce temps la batterie continue à fournir de l’énergie.

La vitesse de rotation mécanique ainsi que sa référence sont données par la figure (III 32 a). Le GD démarre à vide, cependant, à partir de l’instant  $t=13h30$  la charge est alimentée par le GD et le surplus de production est dirigé au bus continu à travers le convertisseur bidirectionnel ; qui fonctionne dans ce cas en mode redresseur.

La puissance du GD, la puissance consommée par la charge ( $P_{GD1}$ ) et la puissance injectée au Bus-DC ( $P_{DG2}$ ) sont présentées par la figure (III 32 b).

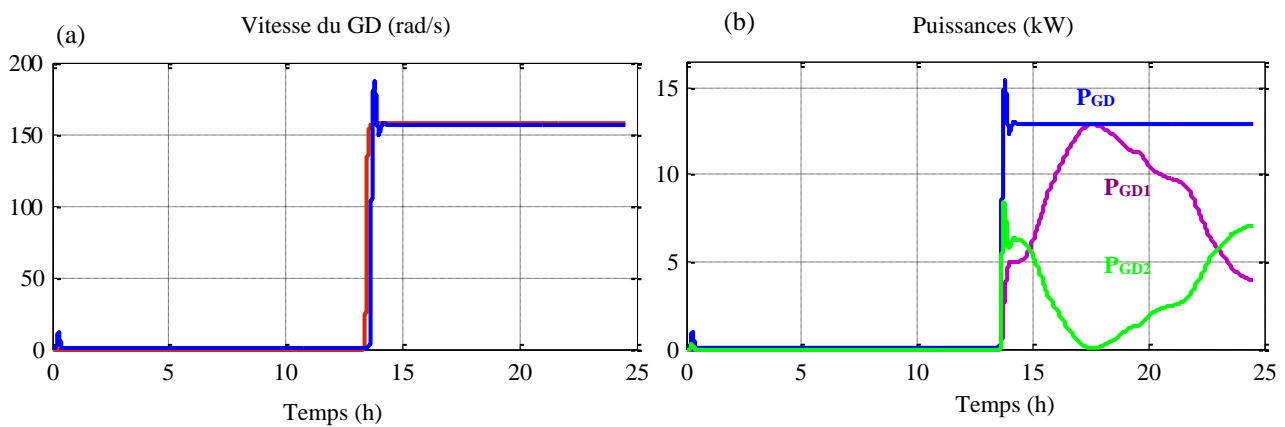


FIGURE III 32: Vitesse de rotation et puissances active du GD : (a) :Vitesse ; (b) : Puissances

Le courant au bus continu et la puissance active en aval du redresseur MLI sont présentés par la figure (III 33 a, b), cette puissance sert à recharger les batteries.

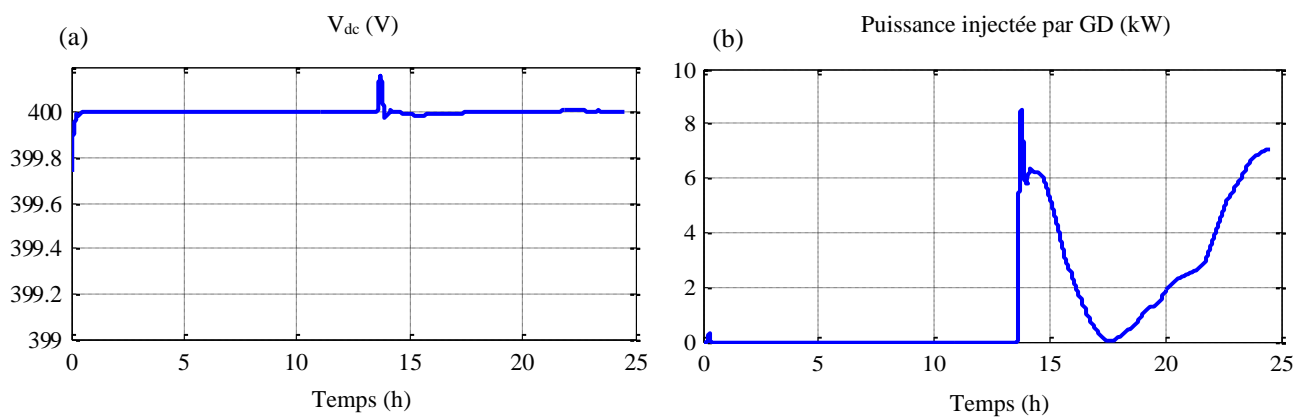


FIGURE III 33: (a) Tension  $V_{dc}$ , ; (b) : Puissance injectée par le GD

Du côté de la charge, le courant et la tension instantanés sont présentés par la figure (III 34 a, b). La charge est de nature résistive, par conséquent le facteur de puissance est unitaire. La fréquence du courant et de la tension est de l’ordre de 50 Hz

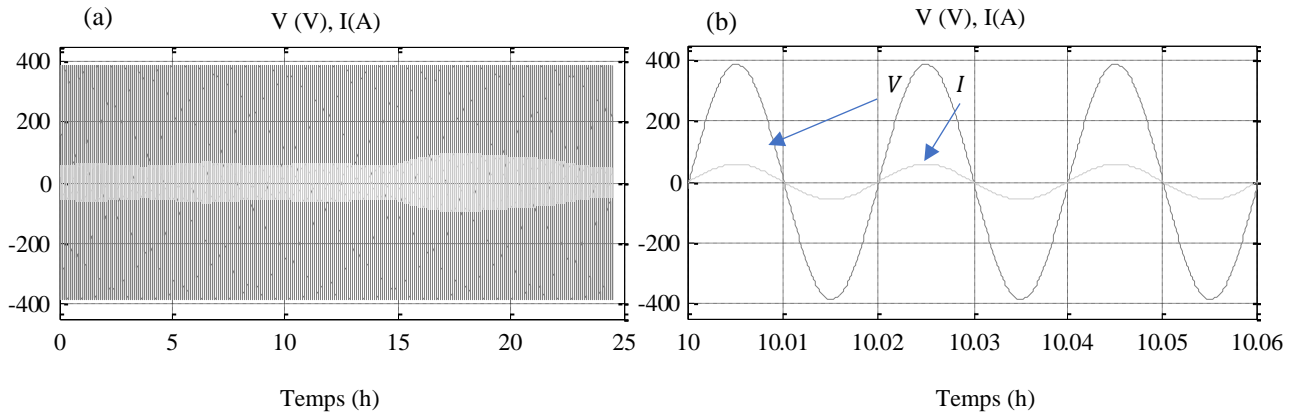


FIGURE III 34: (a) Courant et tension au niveau de la charge ; (b) : Zoom tension et courant

La figure (III.35) illustre les puissances actives (la puissance renouvelable, la puissance fournie par le GD à la charge et au bus continu, et la puissance au niveau de la batterie) et les divers modes de fonction du SH. Le signe positif de la puissance de la batterie signifie que la batterie absorbe le surplus de puissance en se chargeant, dans le cas contraire (le signe négatif) la batterie fournit la puissance manquante à la charge.

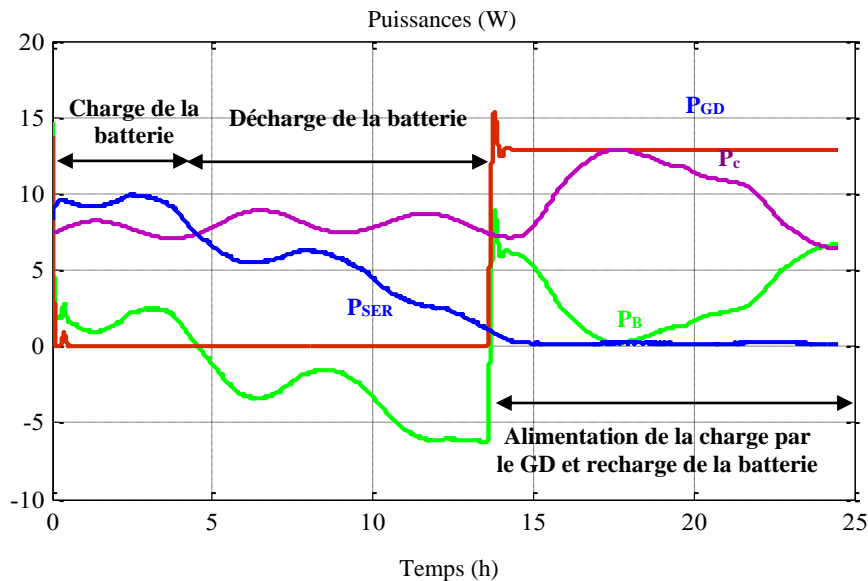


FIGURE III 35: Bilan de puissances actives

#### 4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, un système hybride d'énergie électrique constitué d'une éolienne associée à une Mini-centrale hydraulique et un système de stockage est présenté. Les stratégies de contrôle des composantes du SH (SCEE, MCH, GD, SSE) sont développées et une stratégie de gestion d'énergie du SH est élaborée en tenant compte de l'énergie renouvelable disponible et de l'état de charge du banc de batteries.



Dans un premier temps, un SH (éolienne/ hydraulique/SSEB) alimentant un réseau électrique à puissance constante est étudié. En second lieu, une structure hybride autonome, éolien/hydraulique/ groupe diesel avec présence d'un système de stockage d'énergie par le banc de batteries, alimentant une charge isolée est proposée.

La stratégie de gestion d'énergie est présentée et les différents modes de fonctionnement du système sont analysés. Trois scénarios sont envisagés selon la disponibilité de l'énergie renouvelable primaire. En mode normal, la production renouvelable est suffisante pour alimenter la charge, et le générateur diésel est à l'arrêt, dans le cas d'un déficit de production et une décharge de banc de batteries, le groupe diesel est enclenché.

Les résultats de simulation obtenus sous Matlab\Simulink\Sim-Power-System montrent la validité et le bon fonctionnement du système hybride /éolien/ hydraulique/GD en présence d'un système de stockage par batteries électrochimiques au Plomb acide.

La présence d'un système de stockage d'énergie est nécessaire afin d'assurer la continuité et satisfaire la demande de la charge, mais cela nécessite une capacité de stockage importante. Une structure hybride éolien/hydraulique/GD avec un système de stockage est envisageable mais du point de vue économique elle est très couteuse. Par conséquent, le chapitre suivant sera consacré à l'étude et à la modélisation d'un système de stockage hydraulique basé sur une station de pompage et turbinage dédiée pour l'énergie éolienne.

## CHAPITRE IV

### ÉTUDE DE CAS : EOLIEN/STOCKAGE HYDRAULIQUE

## 1 INTRODUCTION

La valorisation de l'énergie éolienne consiste en la maîtrise de son caractère intermittent. Souvent cette énergie est rejetée en raison de restrictions sur le réseau électrique. Le stockage de l'énergie est une solution clé pour l'intégration massive au réseau électrique des SER intermittentes. Le SSE apporte non seulement une solution technique au gestionnaire de réseau pour assurer un équilibre entre la production et la consommation en temps réel, mais il permet aussi d'exploiter au maximum l'énergie produite par les SER afin d'éviter les délestages.

Actuellement, il existe de nombreuses études sur l'énergie éolienne associée à un système de stockage d'énergie (SSE) pour résoudre les problèmes liés à l'intermittence et au caractère aléatoire de l'énergie éolienne. Par ailleurs, de nombreux développements technologiques sont en cours pour augmenter les performances, réduire les coûts et améliorer l'interface avec le réseau électrique pour les différentes technologies à savoir : les batteries de stockage, les super-capacités, les volants d'inertie, le stockage d'énergie sous forme d'air comprimé et l'énergie hydroélectrique sous forme de station de pompage-turbinage (STEP). La station de pompage-turbinage est considéré comme une alternative très intéressante pour le stockage direct d'énergie électrique. En effet, il permet de stocker de l'énergie par pompage lorsque la demande est inférieure à la production de base, et de couvrir les pics de consommation par turbinage. Elle représente 97% des capacités de stockage d'électricité connectées dans le monde [141].

Parmi les différentes techniques de stockage d'électricité, elle apparait en effet comme la solution la plus mature et la seule à même d'assurer une gestion de l'énergie de manière prévisible à un niveau régional.

L'un des progrès les plus importants au cours de la dernière décennie a été le développement de système à vitesse variable qui permet de contrôler la puissance en mode de pompage et de travailler à rendement maximal en mode de turbinage [191-192]. Ces développements réduisent de plus en plus la durée du transitoire entre les deux modes de fonctionnement.

Dans ce chapitre, on s'intéresse à l'étude par simulation numérique sous Matlab\ Simulink d'un SCEE associé à un système de stockage d'énergie par une STEP. Le système étudié assure l'alimentation d'un réseau de 1,6MW.

## 2 STATION DE TRANSFERT D'ENERGIE PAR POMPAGE OU STATION DE POMPAGE ET TURBINAGE

La station de transfert d'énergie par pompage et turbinage (STEP), ou « pumped storage power plants » (PSP) en anglais, est un type particulier d'installation hydroélectrique qui permet de stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie potentielle. Le stockage d'énergie par

Le pompage a été développé pour optimiser le fonctionnement des grandes centrales conventionnelles dans les réseaux interconnectés, en face d'une demande en électricité variable dans le temps. Au début du XXIe, ce SSE fait l'objet d'une nouvelle vague de développement importante avec le développement des ER. Ces systèmes peuvent être construits pour presque n'importe quelle gamme de puissance avec une capacité de stockage de l'énergie limitée que par la taille des réservoirs et un rendement global de la station qui est généralement de l'ordre de 75-85% [193]. A l'heure actuelle, elle est la technique la plus mature de stockage stationnaire de l'énergie.

L'installation d'une STEP est composée d'un bassin supérieur et d'un bassin inférieur reliés par une ou plusieurs conduites hydrauliques et une centrale de pompage-turbinage. En mode pompage, l'eau est pompée du bassin inférieur vers le bassin supérieur afin de stocker l'énergie potentielle de l'eau lorsque la demande est faible par rapport à la production. Pour générer l'énergie électrique qui sera injectée dans le réseau, l'énergie potentielle de l'eau ainsi stockée est utilisée en turbinant l'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur. Le principe de fonctionnement d'une STEP est illustré par la figure (IV 1).

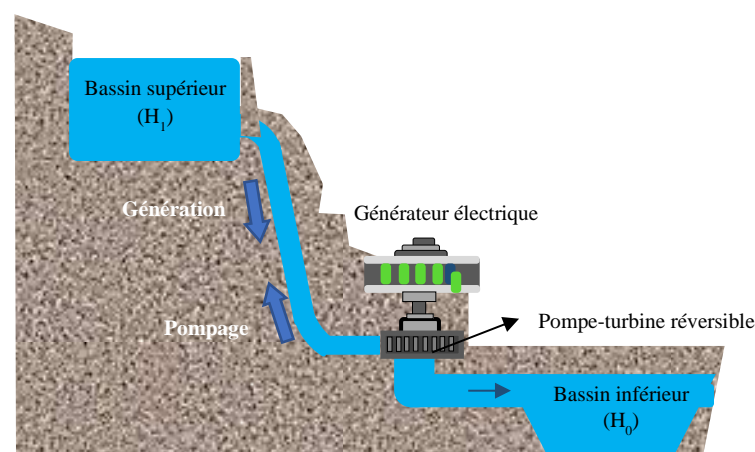


FIGURE IV 1: Station de turbinage-pompage (STEP)

## 2.1 STEP A VITESSE VARIABLE

La technique de stockage la plus répandue, représentant la grande partie (99%) du stockage d'énergie dans le monde, est la station de transfert d'énergie par pompage ou la centrale de pompage turbinage [196]. Dans les années 1970, le fonctionnement à vitesse fixe des stations de pompage et turbinage ne posait pas d'inconvénient avec des centrales conventionnelles de production d'énergie mais dans un contexte d'intégration des énergies intermittentes, cela devient une faiblesse. Les SER ont besoin d'être associées à du stockage capable de gérer la fluctuation de leur production. Avec le fonctionnement à vitesse variable les centrales de pompage et turbinage peuvent moduler leur puissance d'injection ou de consommation en fonction du niveau de production des énergies renouvelables [197].

La STEP à vitesse variable présente les avantages suivants [198] ; (i) flexibilité dans le mode de pompage, (ii) efficacité à charge partielle en mode génération, (iii) caractéristiques de fonctionnement élargies de la turbine et (iv) processus de cavitation réduit dans la turbine. Ainsi, la STEP à vitesse variable interfacée avec les convertisseurs de puissance offre une flexibilité améliorée lorsqu'il est vu du côté réseau par opposition au STEP à vitesse fixe.

## 2.2 TECHNOLOGIE DE STOCKAGE EOLIEN ASSOCIEE A UNE STEP

Deux configurations sont utilisées, dans la première (figure IV 2, a) l'eau de la charge et de la décharge passe par deux chemins séparés. Dans cette architecture, l'ensemble des équipements électriques : la turbine, l'alternateur-moteur et la pompe tournent dans le même sens de rotation (groupes ternaires). Dans la seconde configuration (figure IV.2, b), l'eau de la charge et de la décharge passent par le même cheminement (Le sens de la conduite de l'eau dépend de la charge et de la décharge). Dans ce type d'architecture, la pompe et la turbine constituent une seule machine réversible (groupes binaires) par inversion du sens de rotation. L'ensemble est beaucoup plus compact et permet une réduction importante du coût du génie civil de la centrale et du groupe lui-même. Les groupes binaires comportent comme les groupes ternaires une seule machine électrique fonctionnant en alternateur et moteur, mais ils se différencient de ces groupes par la partie hydraulique.

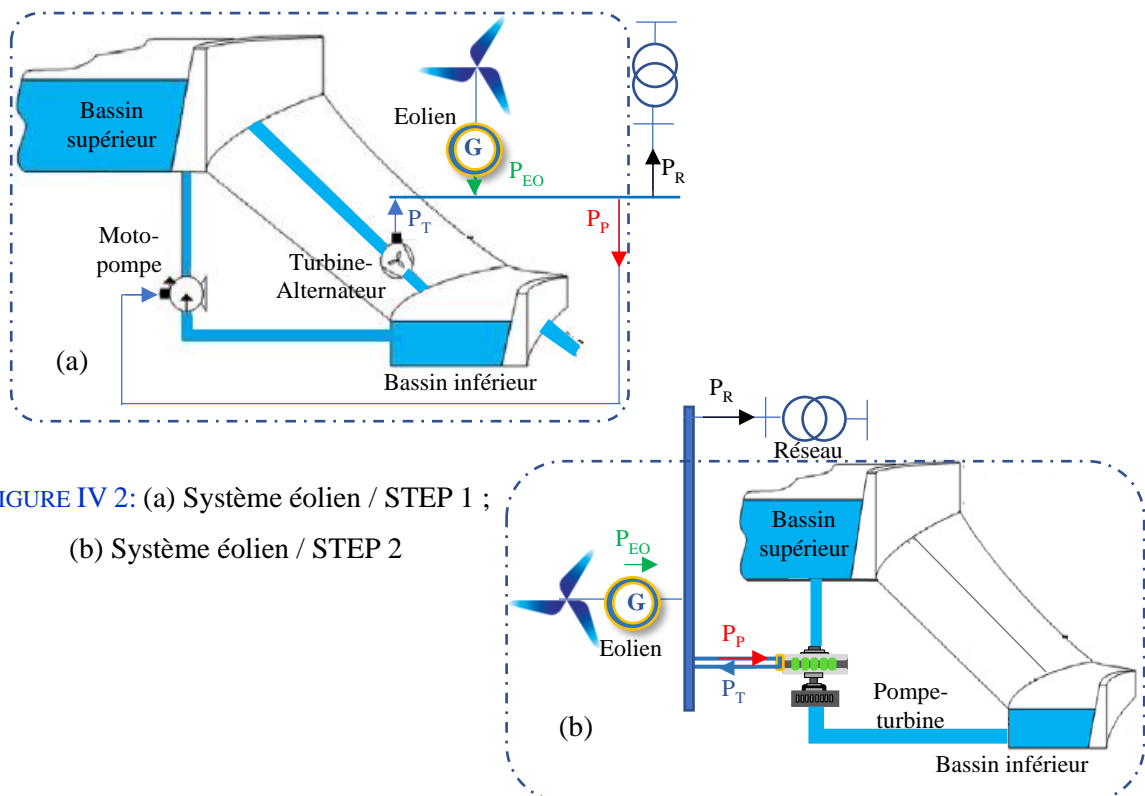


FIGURE IV 2: (a) Système éolien / STEP 1 ;  
(b) Système éolien / STEP 2

### 3 TOPOLOGIE ET COMPOSANT DU SYSTEME DE STOCKAGE

Le système étudié est composé d'un système de conversion d'énergie éolien basé sur une GSAP de 2MW, d'une station de turbinage et pompage d'une capacité de 520kW. L'architecture du système associant le système de conversion d'énergie éolien, le système de stockage (station de pompage et turbinage à vitesse variable) et les convertisseurs d'électronique de puissance est illustrée par la figure (IV 3). Pour la simplification de la structure, aucun organe extérieur n'est utilisé lors de l'inversion du sens de rotation de la machine et les courants de la machine sont les seuls à commander des grandeurs. En mode générateur, le couple de la turbine est positif et le couple du générateur est considéré comme un couple résistant. Par contre, en mode pompage, le couple du générateur devient positif et le couple de la pompe-turbine devient le couple résistant. Lors d'un fonctionnement en turbines, l'objectif principal est l'extraction de la puissance maximale pour la compensation des fluctuations de puissance sur le réseau local. Les paramètres des diverses composantes du système sont donnés dans le tableau (VI.1).

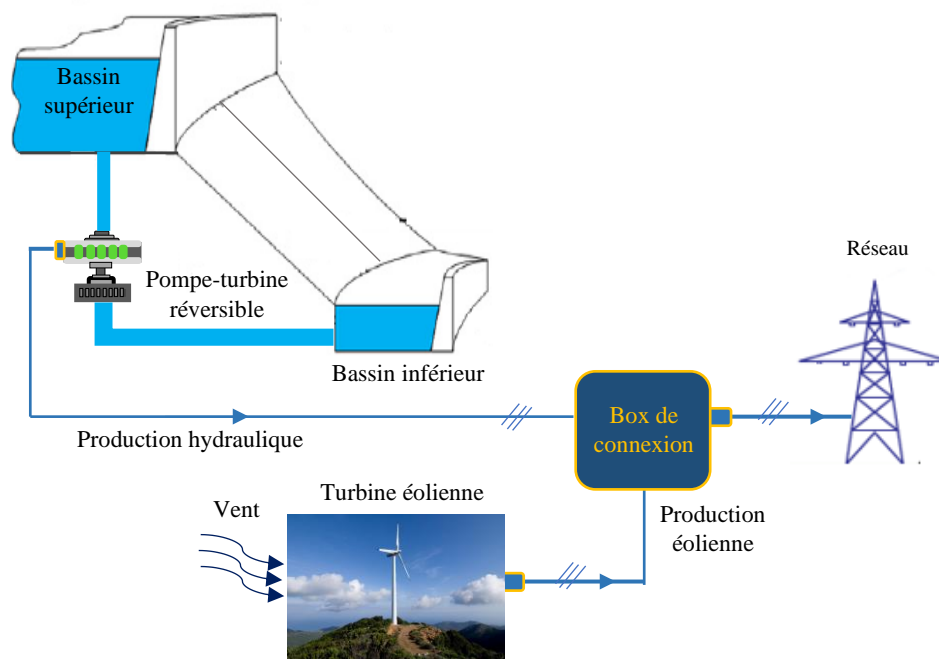


FIGURE IV 3: Structure du système étudié (éolienne/STEP)

#### 3.1 SOURCE EOLIENNE

La structure de la chaîne de conversion de l'énergie éolienne est composée d'une turbine éolienne tripale à axe horizontal, d'une GSAP à attaque directe délivrant des tensions à amplitude et fréquence variables, et des convertisseurs d'EP (Figure IV 4). Le convertisseur côté générateur est contrôlé via un régulateur à hystérésis, ils maintiennent l'onde du courant

dans une fourchette définie au préalable autour de la valeur de référence. La puissance optimale de la turbine éolienne est donnée par :

$$P_{EO-opt} = K_{opt} \cdot \Omega^3 \tag{IV.1}$$

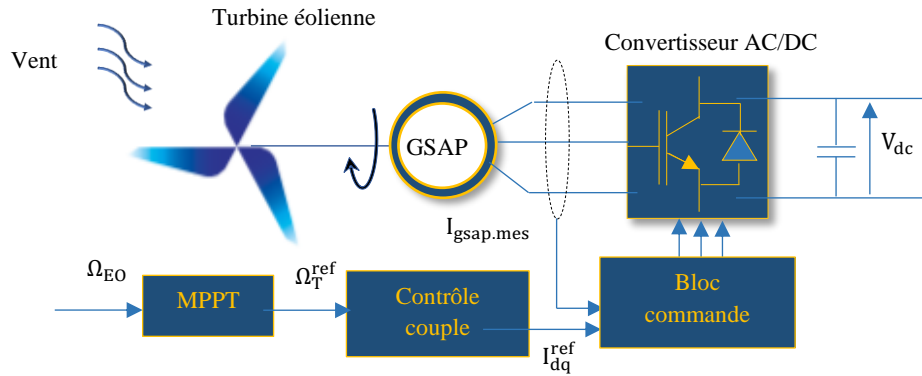


FIGURE IV 4: Architecture du SCEE connecté au bus DC

### 3.2 STATION DE POMPAGE ET TURBINAGE

Le système décrit est schématisé par la figure (IV 5), la machine est de type synchrone à aimants permanents. La machine hydraulique est une pompe-turbine réversible de type Kaplan. Cette dernière est alimentée par une conduite forcée reliée aux deux réservoirs amont et aval. Le convertisseur coté machine permet le contrôle de la vitesse de rotation du groupe dans les deux modes de fonctionnement (mode turbinage et mode pompage), afin de fonctionner à un point d'efficacité optimal sur toute la plage de fonctionnement.

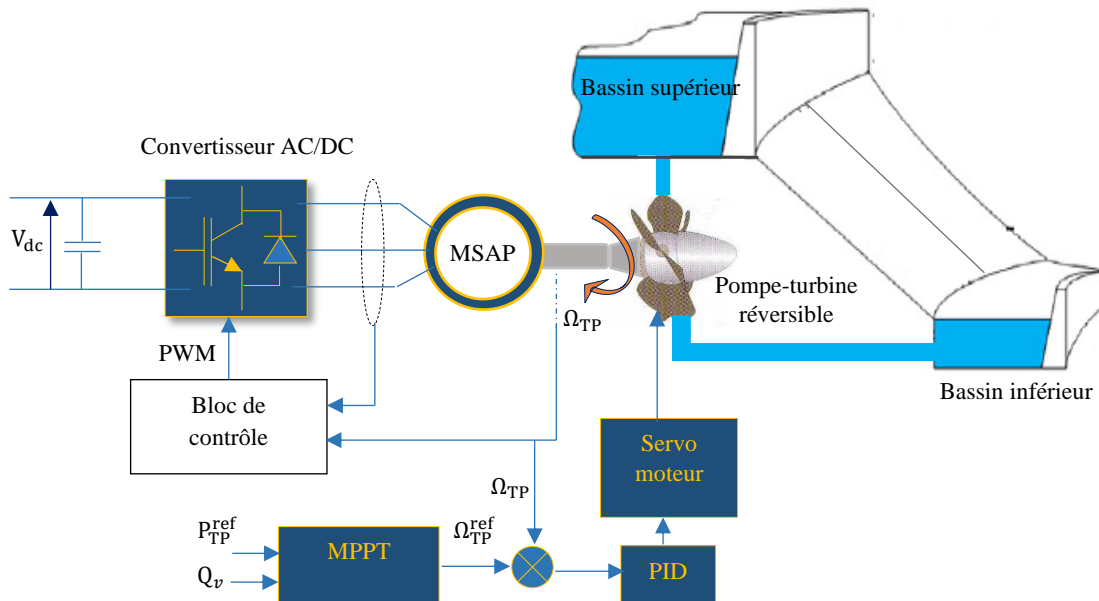


FIGURE IV 5: Structure de la STEP connectée au bus DC

En mode turbinage, l'objectif principal est l'extraction de la puissance maximale pour la compensation des fluctuations de la puissance sur le réseau. En mode de pompage l'objectif est de contrôler la puissance de pompage suivant la puissance disponible.

Le modèle mathématique simplifié du groupe pompe-turbine réversible (PTR) décrit la relation entre la puissance mécanique de sortie de la pompe-turbine et l'ouverture des aubes directrices et est exprimée par :

$$P_{TP} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0.5 T_w s} G \tag{IV. 2}$$

### 3.3 STRATEGIE DE CONTROLE DE GPTR

En mode de turbinage, la stratégie de commande est présentée par la figure (IV 6), basée sur un régulateur de vitesse de type PID dont la sortie agit sur l'ouverture des aubes directrices sous l'action du servomoteur électrique. La consigne de puissance est imposée par les conditions du réseau et le point de consigne de vitesse est calculé par un optimiseur de vitesse afin de maximiser le rendement de la turbine. L'algorithme de contrôle MPPT est illustré dans la figure (VI 7). Les variations de puissance et de vitesse sont calculées respectivement par :

$$\begin{cases} \Delta P_{TP} = P_{TP}(k) - P_{TP}(k - 1) \\ \Delta \Omega_{TP} = \Omega_{TP}(k) - \Omega_{TP}(k - 1) \end{cases} \tag{IV. 3}$$

La référence de la vitesse est calculée par l'expression suivante :

$$\Omega_{TP}^{ref}(k) = \Omega_{TP}(k) + \int_{t_{k-1}}^{t_{k-1} + T_e} K_{AD} \cdot \delta(t) \cdot dt \tag{IV. 4}$$

Avec :

$\delta(t)$  : Signal de la variation de la puissance ( $\Delta P_R$ ) multiplié par le signal de la variation de la vitesse  $\Delta \Omega_{TP}$ .

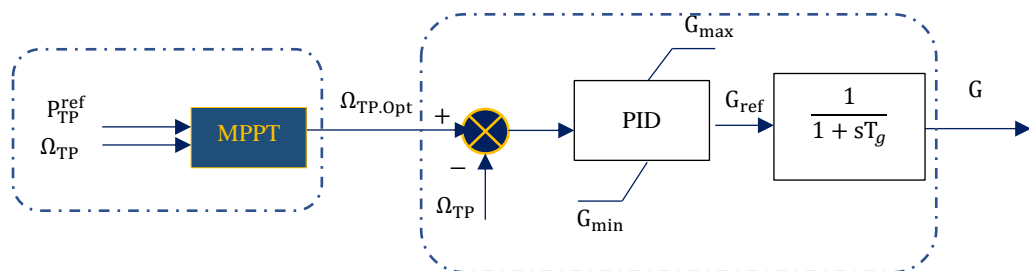


FIGURE IV 6: Bloc de régulateur du servomoteur avec contrôle PID



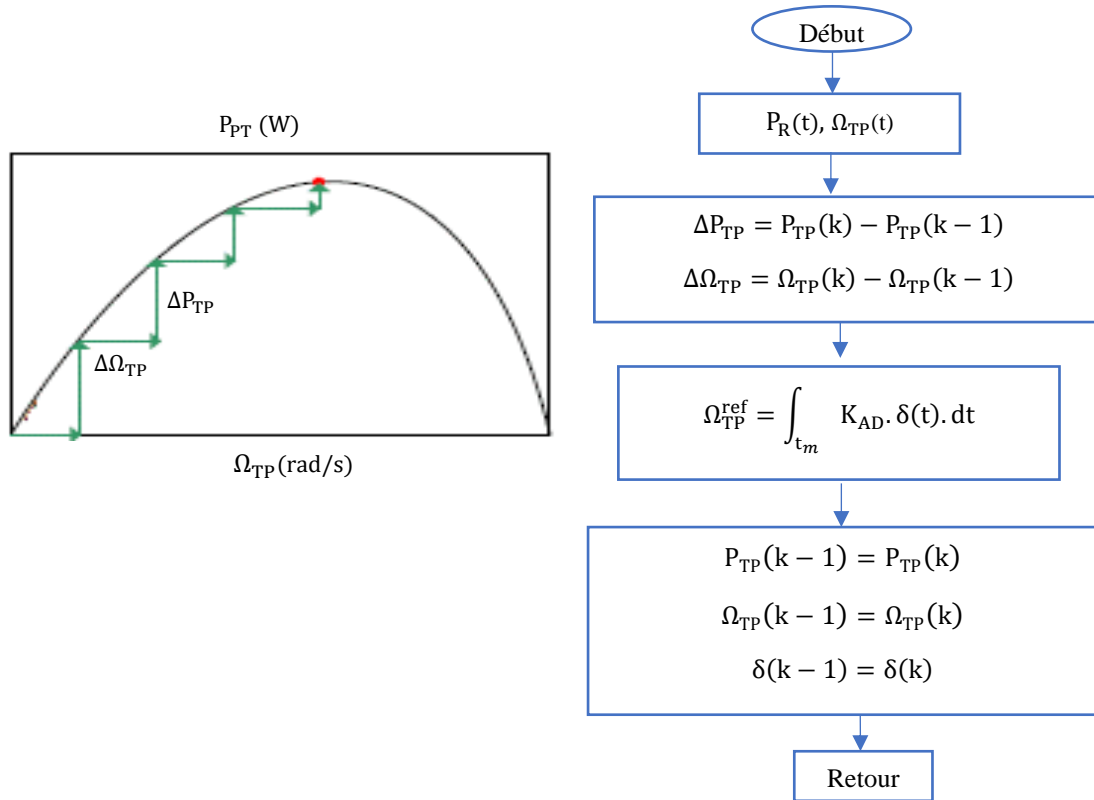


FIGURE IV 7: Organigramme de l'algorithme d'optimisation

En mode de pompage, la stratégie de commande du PTR est basée sur un contrôleur de puissance générateur similaire à celui développé pour la stratégie en mode turbinage et en une optimisation de l'ouverture des aubes de guidage.

### 3.4 STRATEGIE DE CONTROLE DU SYSTEME ETUDIE

La stratégie de contrôle du système de conversion d'énergie éolienne avec un système de stockage hydraulique est présentée dans la figure (IV 8) [196].

L'excès de l'énergie, lorsqu'il est disponible, est stocké sous forme d'énergie potentielle dans le système de stockage hydraulique par pompage d'eau d'une altitude inférieure à une altitude plus élevée. En cas de déficit de production, cette énergie est reconvertie en énergie électrique et transmise au bus DC commun avant d'être envoyée au réseau.

Lorsque la puissance de la turbine éolienne ( $P_{EO}$ ) est inférieure à la puissance de référence du réseau ( $P_R^{ref}$ ), la STEP change le mode de fonctionnement, puis ajustera la vitesse de la pompe-turbine réversible au maximum afin de réduire les fluctuations de puissance. Lorsque  $P_{EO}$  est supérieure à  $P_R^{ref}$  le mode de pompage est actionné, la STEP ajustera la vitesse de la pompe-turbine réversible, modifiant entre-temps la capacité de pompage programmée dans cette période.

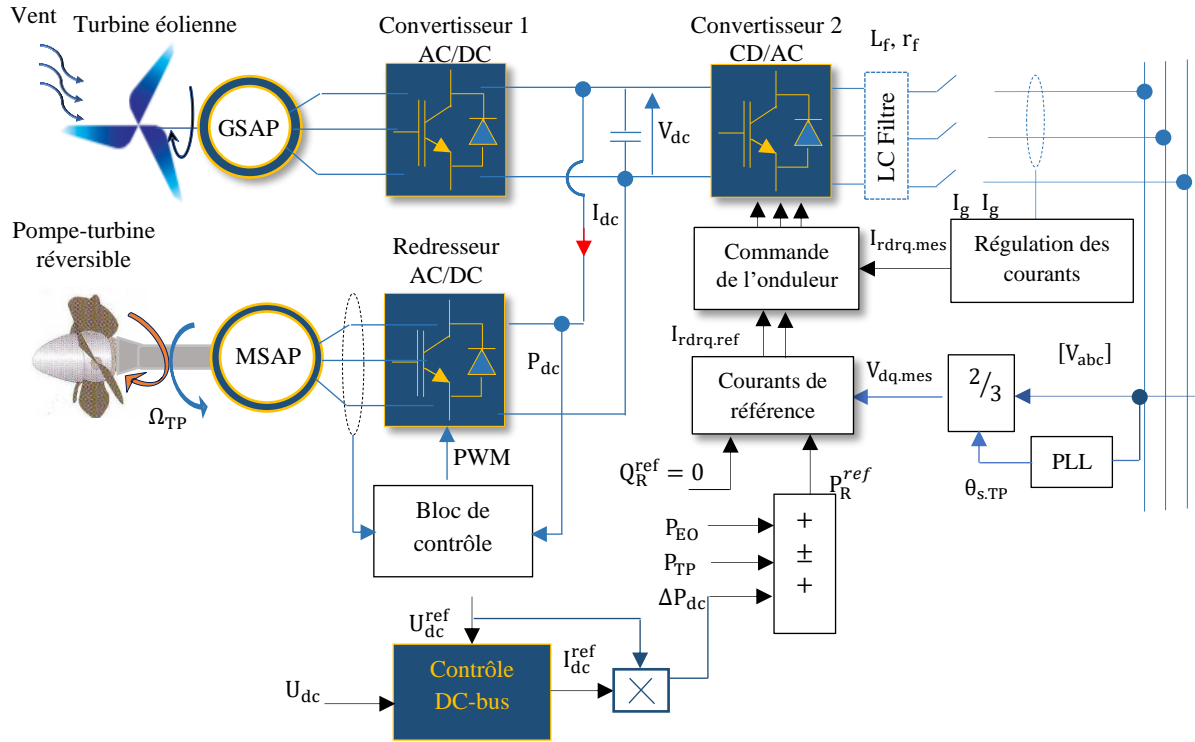


FIGURE IV 8: Structure de contrôle du système étudié

Le convertisseur côté machine permet de contrôler la vitesse de rotation du groupe dans les deux modes de fonctionnement (mode génération et mode pompage) ; tandis que le convertisseur côté réseau transfère la puissance produite au réseau en mode turbinage et alimente le DC-Bus pour le fonctionnement du moteur en mode pompage. La puissance active de référence  $P_R^{ref}$  du système de stockage est déterminée par le système d'équation suivant [196-197] :

$$\begin{cases} P_{TP}^{ref} = P_{EO} - P_R^{ref} \\ P_{TP}^{ref} = \eta_{TP} \cdot P_{TP} \end{cases} \quad (IV.5)$$

Avec :

$P_{TP}^{ref}$  : Puissance active de référence du côté réseau ;  $\eta_{TP}$  : Rendement de la station de pompage et turbinage,  $P_{EO}$  : Puissance générée par la source d'énergie éolienne.

### 3.5 RESULTATS DE SIMULATION ET INTERPRETATIONS

Une simulation numérique du système global sous Matlab/Simulink est réalisée. Les paramètres de simulation sont donnés dans le tableau (IV.1), pour la turbine éolienne et GSAP ils sont identiques dans les tableaux (II.1,2) du 2<sup>ème</sup> chapitre. Les résultats de simulation sont obtenus pour une puissance de référence du réseau électrique de 1,6MW, et pour une puissance réactive  $Q_R$  égale à zéro. La variation typique de la vitesse du vent est donnée dans la figure (IV 9, a).

TABLEAU IV. 1: Paramètres de simulation

<b>Pompe-Turbine hydraulique</b>	
Puissance mécanique	520 kW
Puissance MSAP	520 kW
Rendement	0.76
Masse totale	834 kg
<b>Paramètres de régulation</b>	
Gain proportionnel du régulateur $K_p$	2.15
Constantes de temps du régulateur $T_p, T_w, T_g$	0.09, 0.059, 0.067
<b>Bus-DC</b>	
Tension du bus continue	1.5 kV
Capacité	150 mF
Inductance de lissage	2 mH
<b>Réseau électrique</b>	
Tension efficace du réseau	690 V
Résistance du filtre	10 mΩ
Inductance du filtre	1 mH
Fréquence du réseau	50 Hz

La vitesse de rotation et la puissance de l'éolienne sont données par la figure (IV 9 b, c). Bien que la vitesse du vent change considérablement pendant l'intervalle simulé, la puissance éolienne et la vitesse de rotation de l'éolienne suivent les variations de la vitesse de vent imposée.

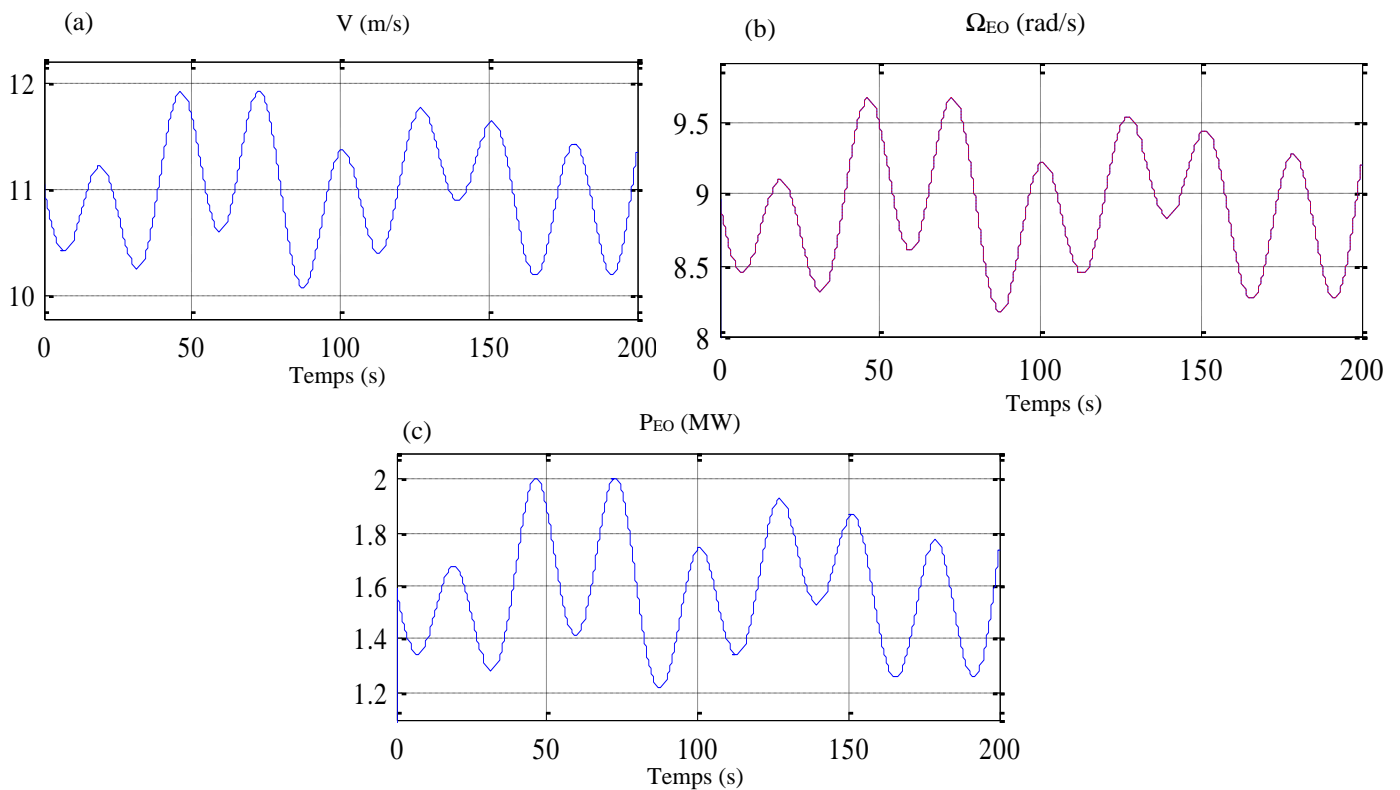


FIGURE IV 9: (a) : Profil de la vitesse de vent ; (b) : Vitesse de rotation ; (c) : Puissance de la turbine éolienne

Les figures ((IV 10 a- c) et (IV 11 a- c)) présentent la vitesse de rotation, l'ouverture des aubes directrices et la puissance au mode de turbinage et de pompage, respectivement.

La réponse d'ouvertures des aubes directrices augmente avec l'augmentation de la puissance. Au niveau de la pompe-turbine, la diminution de la consigne de vitesse se traduit par une diminution de l'ouverture des aubes directrices suite à l'action du régulateur de vitesse.

Les résultats de la simulation mettent en évidence les performances du fonctionnement du système du stockage (la station de pompage et turbinage à vitesse variable) proposé montrant une excellente réponse dynamique lorsque le système passe du mode de turbinage ( $\Omega_{TP} > 0$ ) au mode de pompage ( $\Omega_{TP} < 0$ ) avec l'inversion du sens de la vitesse de rotation, et assure la stabilité de la régulation de vitesse, lors du changement d'état de fonctionnement des GPTR, afin d'éviter les fluctuations de puissance active émise du SCEE.

Le temps de réponse est d'environ 3s du système au régime transitoire. Ce temps de réponse dépend de la taille et de la puissance de la station de pompage et de turbinage. La réponse obtenue est quasi-instantanée comparativement au mode classique, pour lequel le temps de réponse peut excéder quelques minutes (en raison de la procédure d'inversion complexe du mode de fonctionnement) (Figure IV 10).

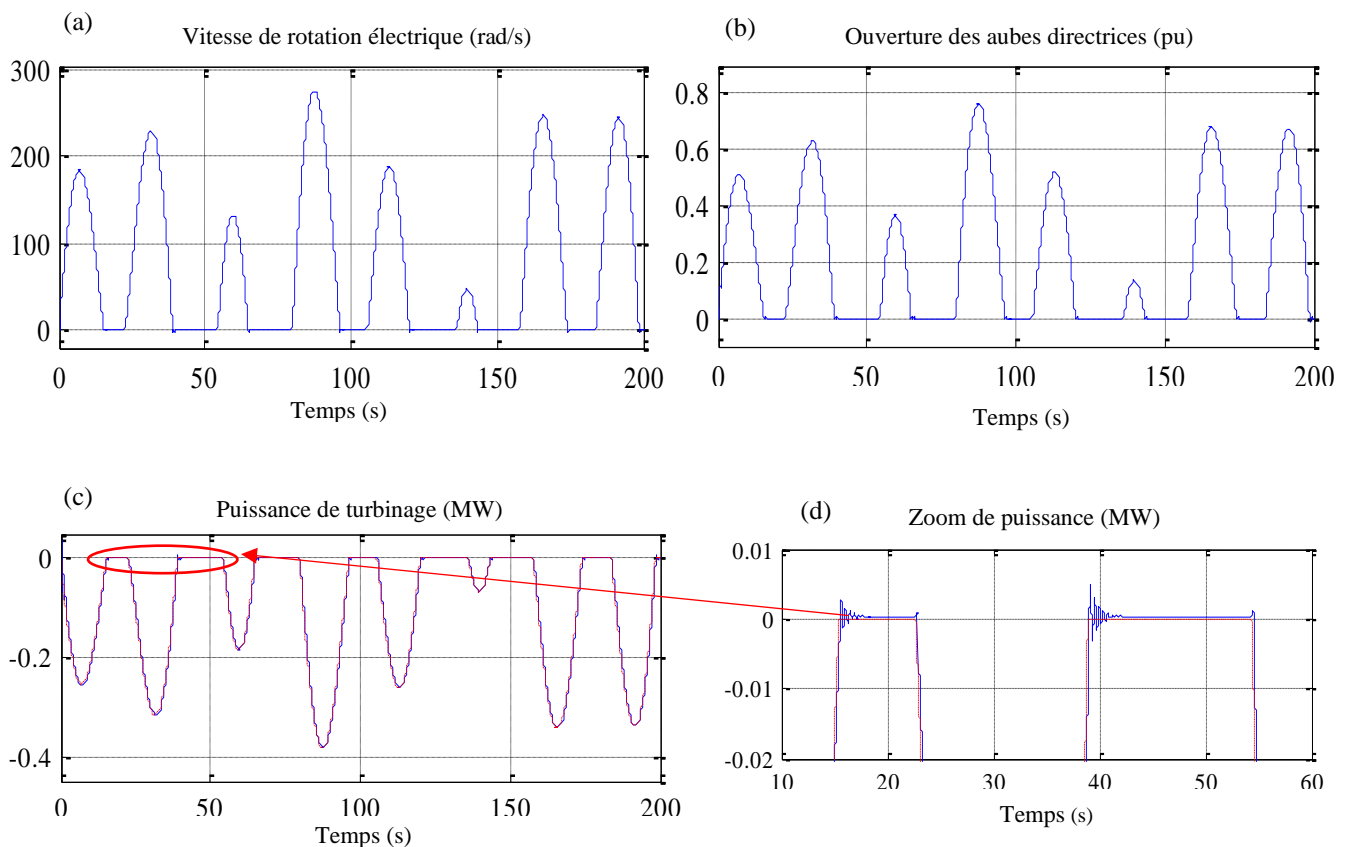


FIGURE IV 10: (a) : Vitesse de rotation ; (b) : Ouverture des aubes directrices, (c) : Puissance ; (d) : Zoom de puissance en mode de turbinage

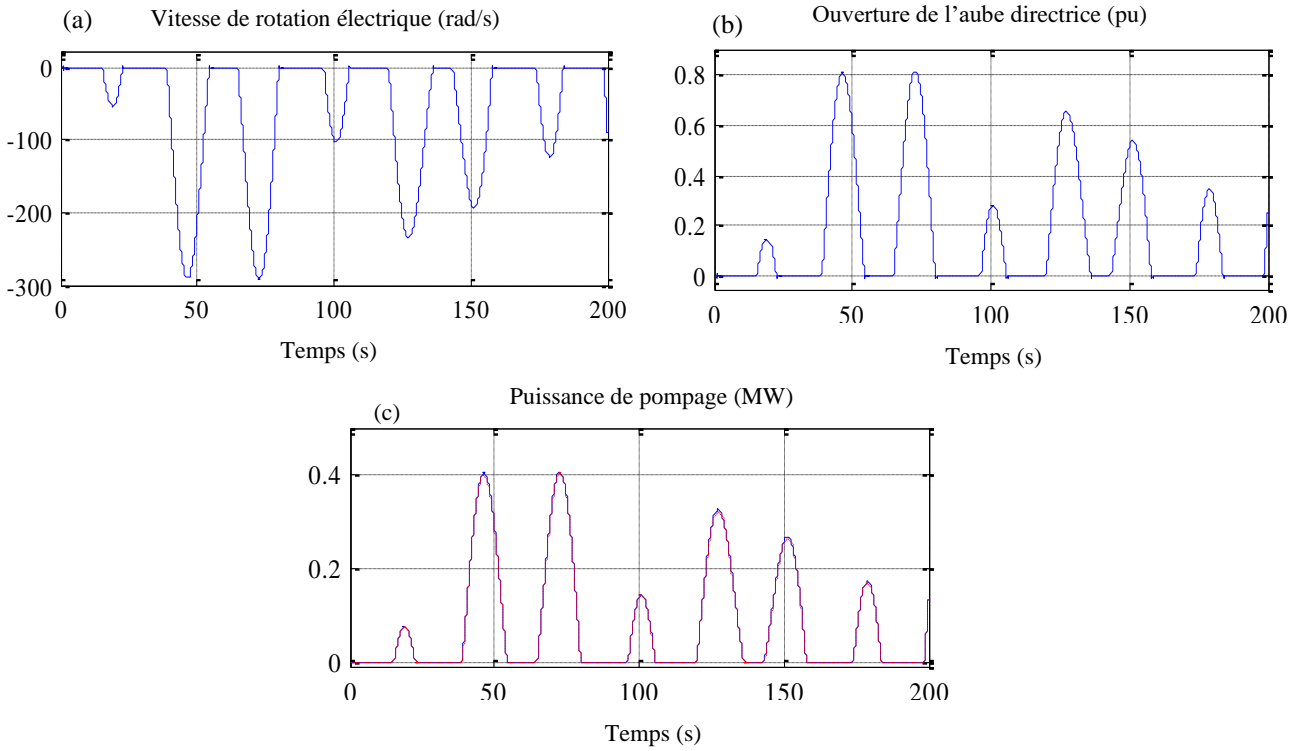


FIGURE IV 11: (a) : Vitesse de rotation ; (b) : Ouverture des aubes directrices ;  
(c) : Puissance, en mode de pompage

La figure (IV 12) illustre les puissances du système de stockage (puissance de pompage et de turbinage, respectivement). La STEP absorbe le surplus de puissance (puissance positive) lorsque la demande de puissance du côté réseau inférieure à la puissance produite par les SER. Dans le cas contraire, la STEP génère de la puissance déficitaire (puissance négative) afin de répondre au besoin du réseau électrique. Dans le premier cas, le GPTR fonctionne en mode moteur, tandis que dans le deuxième cas elle fonctionne en mode générateur.

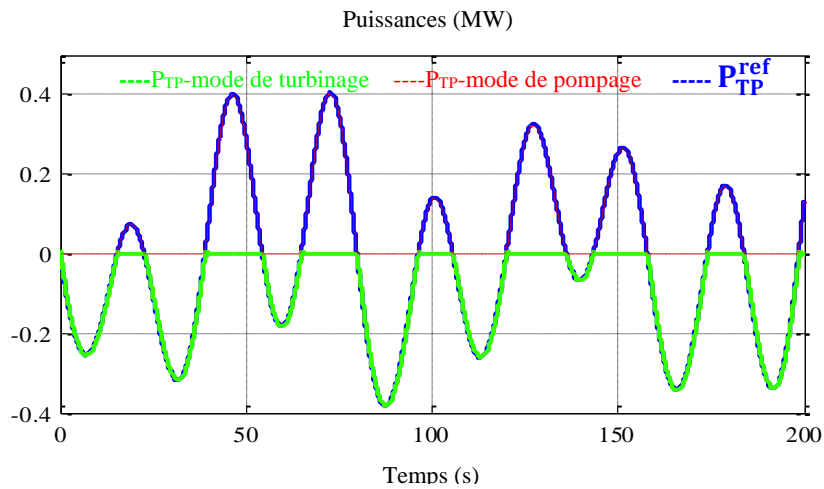


FIGURE IV 12: Puissances du système de stockage

Les ondes de courant et de tension d'une phase de la MSAP sont présentées sur les figures (IV 13, a-c). Le zoom sur certains intervalles montre le fonctionnement en mode turbinage (b) et le fonctionnement en mode de pompage (c) de la machine ; visible à travers le déphasage entre le courant et la tension.

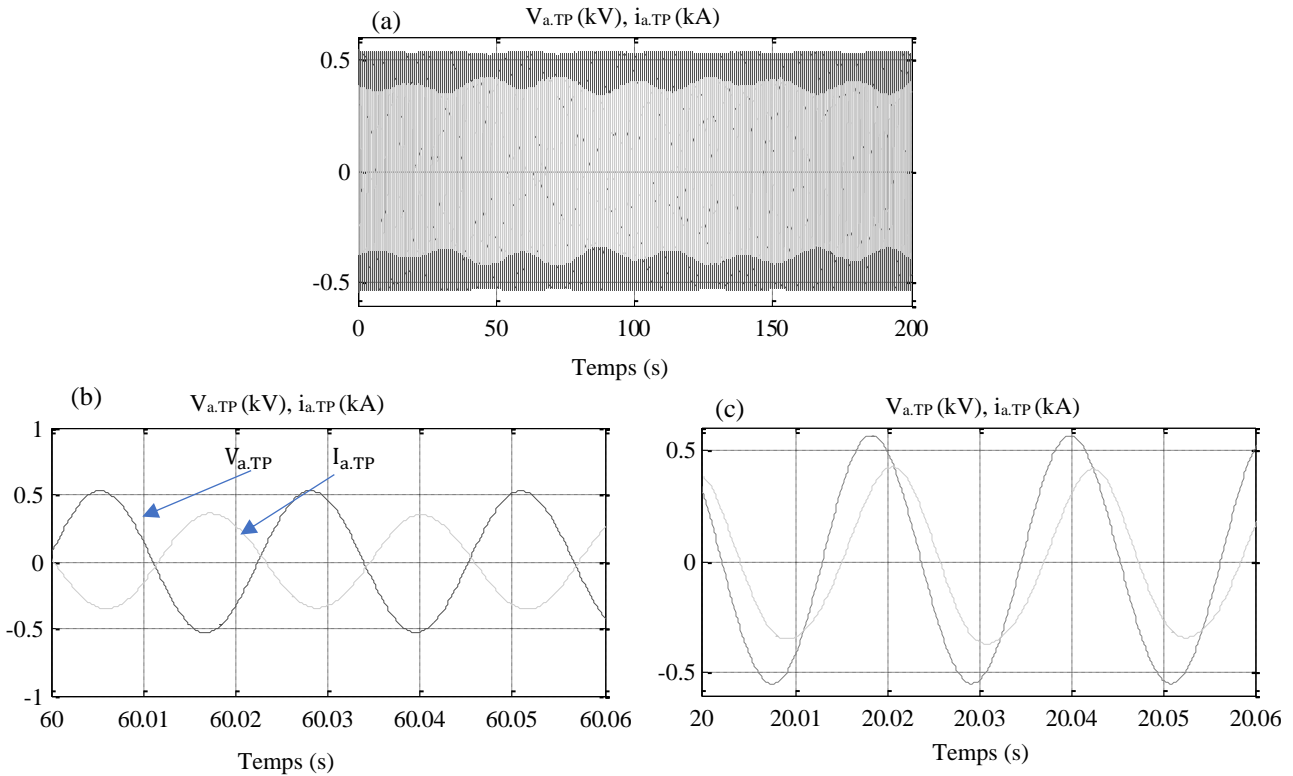


FIGURE IV 13: (a) : Tension et courant d'une phase de la MSAP ; (b) : Mode de turbinage; (c) : Mode de pompage

La tension du bus DC est donné par la figure (VI 14). La tension  $V_{dc}$  est maintenue constante afin de préserver la qualité des tensions au point de raccordement au réseau électrique. On peut noter des variations tolérables autour de sa valeur de consigne dans les deux modes de fonctionnement, ce qui permet le transfert de l'énergie produite au réseau en mode turbinage et le contrôle de la vitesse du moteur-générateur en mode pompage.

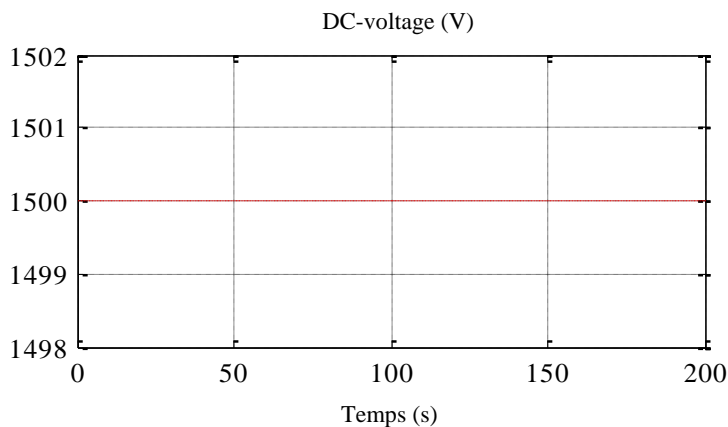


FIGURE IV 14: Tension du bus-DC

La figure (VI 15, a, b) donne la tension et le courant du réseau avec une forme d'onde sinusoïdale à fréquence constante, l'utilisation de la station de pompage et turbinage a permis de maintenir la puissance active du réseau électrique autour de sa référence et de compenser les fluctuations de l'énergie éolienne en contrôlant la tension et la fréquence (50Hz) du réseau électrique.

La figure (VI 16, a, b) présente la puissance active et la puissance réactive côté réseau, respectivement. La puissance active du réseau reste constante à 1,6 MW et la puissance réactive du réseau est égale à zéro, ce qui correspond au fonctionnement à facteur de puissance unitaire (Figure VI 16, c).

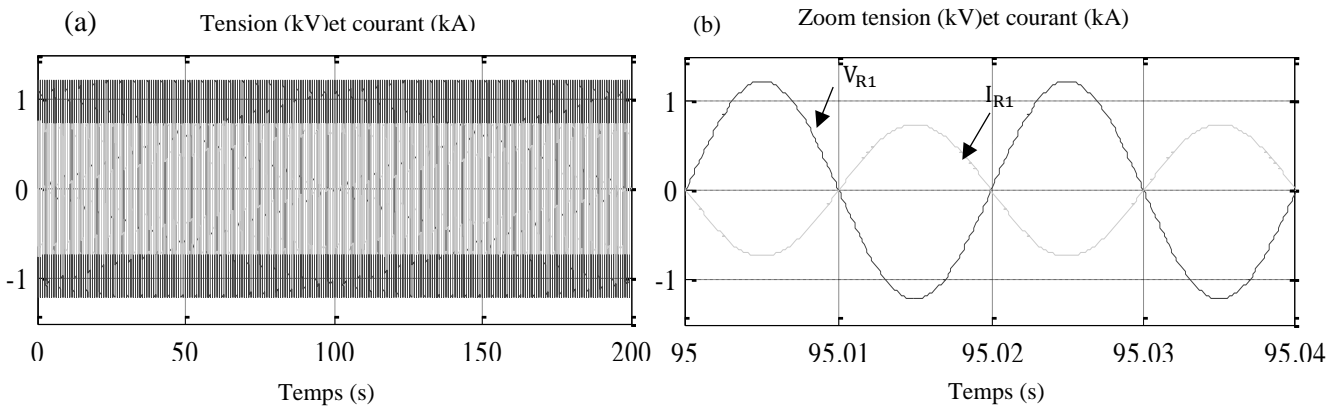


FIGURE IV 15: Tension et courant d'une phase côté réseau : (a) : Tension et courant d'une phase ; (b) : Zoom de la tension et du courant

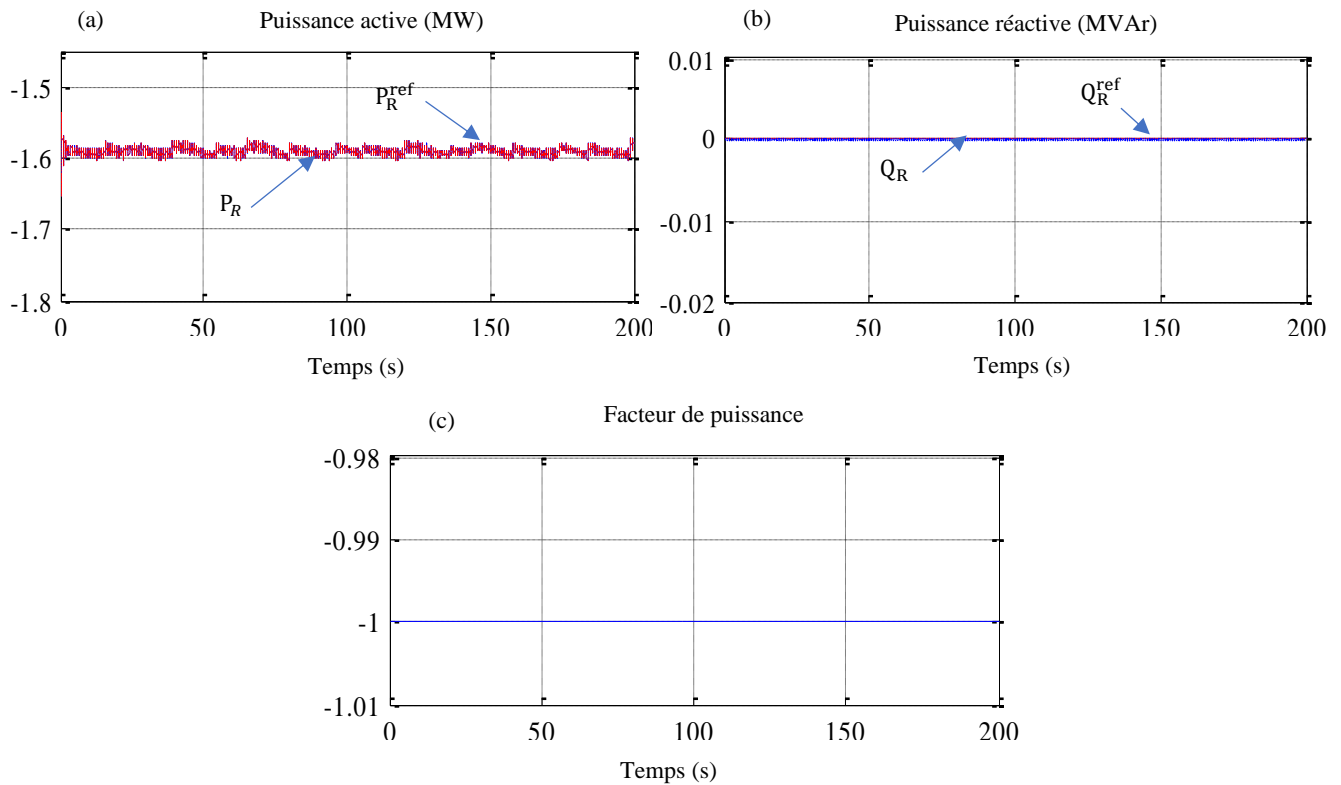


FIGURE IV 16: Puissances actives, réactive et facteur de puissance du côté réseau (a) : Puissance active ;(b) : Puissance réactive ; (c) : Facteur de puissance

## 4 CONCLUSION

Une topologie à vitesse variable pour une petite station de transfert d'énergie par pompage basée sur une pompe-turbine réversible couplée directement à une machine synchrone à aimants permanents est utilisée comme un système de stockage d'énergie associée à un SCEE afin d'équilibrer les fluctuations de puissance dans un réseau électrique.

Les résultats de simulation ont confirmé le fonctionnement réversible pompe-turbine dans la mesure où la technologie à vitesse variable permet une transition rapide entre les deux modes de fonctionnement. Cet avantage du système de stockage d'énergie hydroélectrique pompée offre une haute performance pour la compensation de la fluctuation de puissance des sources d'énergie renouvelables.

Avec la topologie proposée, la STEP utilise une seule machine à vitesse variable pour les deux modes de fonctionnement (pompage-turbinage). Cela permet de réduire également le coût du système également grâce à la simplification de la procédure d'inversion du sens de rotation.

La technologie à vitesse variable dans les pompes-turbines permet le stockage avec une réactivité rapide (secondes), la régulation de la fréquence du réseau (dans les deux régimes pompage et turbinage) et l'optimisation du rendement des centrales hydrauliques. Cet avantage offre une haute performance pour la compensation de la fluctuation de la puissance du réseau ou des sources renouvelables tel que l'éolienne ou le photovoltaïque dans le cadre d'un réseau local.



# CONCLUSION GENERALE

## CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans cette thèse ont porté sur la maîtrise et la qualité du contrôle commande des systèmes de génération d'énergie électrique à base d'éolienne et d'hydraulique à vitesse variable et de faciliter l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique en s'appuyant sur des analyses portant sur les impacts des éoliennes et sur des mesures de gestion du fonctionnement, de pilotages afin de faire face aux intermittences de ce type d'énergie.

Dans un premier temps, nous avons donné une brève situation de l'énergie éolienne et hydroélectrique dans le monde en mettant en avant l'intérêt de la vitesse variable. Les statistiques présentées dans le premier chapitre de ce travail montrent l'importante évolution des capacités éolienne et hydraulique installées dans le monde. De plus, les prévisions à longs termes laissent présager une progression permanente des installations éolienne et hydraulique. L'analyse des structures hybrides a permis de montrer les avantages des systèmes de stockage en termes de fiabilités, coût d'exploitation et la capacité du système nécessaire.

Dans le 2<sup>ème</sup> chapitre, une modélisation et une commande des systèmes de conversion d'énergie éolienne et hydraulique est présentée. Le système de conversion d'énergie éolienne basée sur une GSAP à attaque directe permet une meilleure exploitation de l'énergie primaire disponible. La stratégie de contrôle de la puissance éolienne a montré son efficacité à travers le pilotage vectoriel-MPPT de la GSAP via un redresseur MLI et l'injection d'une puissance active au réseau avec un facteur de puissance unitaire. Dans un fonctionnement autonome d'un SCEE à faible puissance, l'utilisation d'un redresseur à diodes et d'un hacheur est le plus adapté. Dans ce cas, l'optimisation de la puissance est réalisée du côté DC au niveau du convertisseur DC/DC. Cette structure est convenable pour les systèmes autonomes du point de vue économique et simplicité de construction.

Une analyse détaillée des stratégies de contrôle commande de la chaîne de conversion d'énergie hydraulique couplée à une MSAP à attaque directe connectée au réseau électrique a été présentée. Une stratégie MPPT est utilisée pour l'extraction du maximum de puissance et garantit une efficacité énergétique lors du fonctionnement à flux d'eau libre contrairement aux techniques classiques qui présentent des oscillations en régime permanent et cela avec un minimum de capteurs.

Une structure hybride éolien/hydraulique/GD/ SSE est étudiée et développée au 3<sup>ème</sup> chapitre et plusieurs modes de fonctionnement du système hybrides sont analysés par simulation numérique sous Matlab\Simulink. Les résultats obtenus montrent la validité du système et

prouvent sa faisabilité technique pour l'électrification des habitations isolées du réseau électrique conventionnel, mais du point de vue économique il est très couteux.

Dans le 4<sup>ème</sup> chapitre, nous avons étudié un système éolien /stockage hydraulique à accumulation par pompage et turbinage connecté au réseau électrique. L'incorporation de la station de pompage et turbinage à vitesse variable dans SCCE a permis l'amélioration de la qualité de la puissance envoyée au réseau électrique et de valoriser l'utilisation de l'énergie éolienne injectée au réseau et de mettre en valeur l'importance de la gestion optimisée d'un tel système. L'utilisation d'une station de pompage et de turbinage à vitesse variable permet une transition rapide entre les deux modes de fonctionnement. Les résultats obtenus montrent la validité du système et prouvent sa faisabilité technique pour l'intégration de la filière éolienne au réseau électrique, l'électrification des habitations isolées du réseau conventionnel et l'alimentation d'un micro réseau, alimentant un village rural isolé.

En perspectives, nous envisageons d'étendre les travaux sur divers axes à savoir :

- ❖ Une validation expérimentale sur un banc d'essai du système hybride ;
- ❖ Conception des modules de superviseurs, il est possible d'optimiser les techniques permettant de choisir les paramètres de la commande ;
- ❖ Un dimensionnement optimal du système de stockage pour un site spécifique en tenant compte du gisement éolien du site considéré ;
- ❖ La prise en compte d'éventuels défauts de fonctionnement ;
- ❖ Développement des stratégies de contrôle et supervision pour l'association de l'ensemble hybride Mini-centrale hydroélectrique / centrale éolienne ;
- ❖ Association de la minicentrale hydroélectrique avec d'autre sources d'énergie renouvelable.
- ❖ Etudié la faisabilité de réhabiliter les centrales hydroélectriques déclassées ;
- ❖ Etude du potentiel des fleuves et des cours d'eau avec des Microcentrales hydroélectriques

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Bp Statistical Review of World Energy, 2020 | 69th edition, «The Statistical Review of World Energy analyses data on world energy markets from the prior year. The Review has been providing timely, comprehensive and objective data to the energy community since 1952.
- [2] Global Monitoring Laboratory; Earth system Research Laboratories; Réf: 2020.05.04.
- [3] Cahier d'information sur l'énergie 2019-2020, ISSN 2370-3113, No de cat. M136-1F (Imprimé) M136-1F-PDF (en ligne).
- [4] Ministre de la Transition Ecologique Français ; « Chiffres clés des énergies renouvelables Édition 2020 », Juillet 2020
- [5] ENGIE « Un Monde d'Énergie Édition 2019 », Publiée en avril 2019.
- [6] Le baromètre 2020 des énergies renouvelables électriques en France, 11eme édition.
- [7] ADEME N ; « Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 », Brochure réf. 010305 ISBN : 979-10-297-0921-0 - Août 2017.
- [8] Document d'enregistrement universel 2020, Group Renault.
- [9] IRENA: International Renewable Energy Agency, « Global Renewables Outlook »; « Energy transformation 2050 » ; Edition 2020.
- [10] IRENA: « Renewable capacity highlights », Edition 2020.
- [11] Statista Research Department; « Part de l'énergie renouvelable dans la production mondiale d'électricité en 2018, par source d'énergie renouvelable » ; Aout 2019.
- [12] REN21; Renewable now; «renewables 2020 »; Global Status Report;2020.
- [13] IRENA: International Renewable Energy Agency; « Renewable Energy and Jobs »; Annual Review 2020.
- [14] IRENA: International Renewable Energy Agency; « POWER GENERATION COSTS IN 2019 ».
- [15] REN21; Renewable now; « perspectives on the global renewable energy transition»; perspectives on the global renewable energy transition;2019.
- [16] Agora; Energiewende; « European Energy Transition 2030: The Big Picture»; 153/01-I-2019/EN; Publication: March 2019
- [17] IRENA: International Renewable Energy Agency.; « Global Energy Transformation»; 2018.
- [18] H. DAAOU NEDJARI, ; « L'énergie éolienne en Algérie » ; Division Energie Eolienne - CDER ; Bulletin des Energies Renouvelables N°46-2018, pp : 7-9.
- [19] O. GUERRI ; « L'Énergie éolienne en Algérie : Un bref aperçu » ; Recherche et Développement ; Directrice de la Division Energie Eolienne ; pp :6-7.
- [20] « Énergies nouvelles et renouvelables » ; Ministère de l'Énergie, Algérie ; <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>.  
Copyright © Ministère de l'énergie 2019.

- [21] « Bulletin des Energies Renouvelables » ; Publication du Centre de Développement des Energies Renouvelables ISSN 1112-3850.
- [22] J.H. GUAY ; « Perspective Monde » ; École de politique appliquée Faculté des lettres et sciences humaines ; Université de Sherbrooke, Québec, Canada ; Outil pédagogique des grandes tendances mondiales depuis 1945 ;  
<https://perspective.usherbrooke.ca/bilan/servlet/BMTendanceStatPays?codePays=DZA&codeTheme=6&codeStat=EG.ELC.HYRO.ZS>, Mai 2021.
- [23] H.H MOLINARO ; B. MULTON. ; « Énergie électrique : génération éolienne » ; Culture Sciences de l'Ingénieur ; Ecole normale supérieure Paris-Saclay, juillet 2020.
- [24] B.GUY ; B. MULTON. ; « Production d'électricité éolienne : de la caractérisation du gisement éolien aux technologies d'aérogénérateurs » ; Article :088 ; Janvier 2016.
- [25] GWEC. Global Wind Energy Council.; « Global Wind Report 2019 »; mars 2020.
- [26] DIMENC : Direction de l'Industrie des Mines et de l'Energie de la Nouvelle-Calédonie. ; « Bulletin énergie n° 24 1er trimestre 2020 » ; 2020. Observatoire de l'énergie.
- [27] IRENA : International Renewable Energy Agency. ; « Coût de production des énergies renouvelables en 2019 » ; ISBN 978-92-9260-244-4 © IRENA 2020.
- [28] Y.U. JINPENG. and all.; «Position tracking control for chaotic permanent magnet synchronous motors via indirect adaptive neural approximation»; Neurocomputing, 2015, vol.156; pp:245-251.  
<https://doi.org/10.1016/j.neucom.2014.12.054>
- [29] Y.U. JINPENG. And all.; « Direct adaptive neural control of chaos in the permanent magnet synchronous motor» ;Nonlinear dynamics; 2012; vol 70; n°3; pp:1879-1887. Doi [10.1007/s11071-012-0580-2](https://doi.org/10.1007/s11071-012-0580-2)
- [30] D. BANG, and all.; « Review of generator systems for direct-drive wind turbines »; European Wind Energy Conf; pp. 1–11; 2008.
- [31] A. CHENNA.; « Etude et commande d'une centrale de cogénération basée sur une turbine à vapeur » ; Mémoire de Magister ; Université de Bejaia ; Algérie ;2010.
- [32] A. RAMLI; and all.; « Study and Control of Wind Energy Conversion System based Permanent Magnet Synchronous Generator connected to the Grid».; International Journal of Research and Reviews in Computing Engineering; 2011; vol.1; n°1; pp:31-34.
- [33] S. BELAKEHAL ; and all. ; « Modélisation et commande d'une génératrice Synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne » ; Revue des Energies Renouvelables ; 2010 ; Vol. 13 n°1 (2010) ; pp : 149 – 161.
- [34] A. RAMLI; and all.; « full electrical strategy control of wind energy conversion system based PMSG».; Journal of Electrical Engineering; 2013; vol. 13; no. 2; pp: 251-259.
- [35] H.H. Hossam Mousa; and all.; «Variable step size P&O MPPT algorithm for optimal power extraction of multi-phase PMSG based wind generation system»; Electrical Power and Energy Systems 108 (2019) pp:218–231.<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.12.044>

- [36] C. WENPING; and all.; « New Adaptive Control Strategy for a Wind Turbine Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG) »; Inventions 2021, vol.6, n°3.; pp: 2-16; <https://doi.org/10.3390/inventions6010003>.
- [37] A. BOUMASSATA. ; « Modélisation et simulation d'une chaîne de conversion éolienne » ; thèse doctorat : université des frères Mentouri de Constantine ; Algerie ; 2016.
- [38] A. TAMAARAT. ; « Modélisation et simulation d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA » ; thèse doctorat : Université Mohamed Khider-Biskra ; Algérie ; 2015.
- [39] A. BOUMASSATA. ; « Contribution à l'amélioration de la qualité d'énergie d'une source de production décentralisée » ; thèse doctorat : université d'Oran Science Technologie Mohamed Boudiaf ; Algérie ; 2019.
- [40] F. POITIERS. ; « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne - Machine asynchrone à cage autonome - Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau » ; thèse doctorat : Université de Nantes ; France ; 2003.
- [41] B. ROBYNS; and all. ; « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie » ; J3eA ; vol.5 ; Hors-Série 1(2006) ; pp :1-16.  
[DOI: 10.1051/j3ea:20060028](https://doi.org/10.1051/j3ea:20060028)
- [42] N. CHERFIA. ; « Etude d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne » ; thèse de doctorat : Université des Frères Mentouri de Constantine ; Algérie ; 2018.
- [43] M. DALI; and all.; « Hybrid solar-wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: Control and energy management e Experimental investigation »; Energy 35 (2010); pp:2587-2595.  
[doi: 10.1016/j.energy.2010.03.005](https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.005)
- [44] H. CHENNOUFI and all. ; « Contrôle d'une génératrice synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne par la commande directe du couple » ; Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza (2010) ; pp :115 – 124.
- [45] M.A. MOHAMED MLAJAO ; « contribution à la modélisation et a l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges » ; thèse de doctorat : Université de Lorraine ; France ; 2016.
- [46] C. N. BHENDE.; « Stand-alone wind energy supply system »; IEEE Int. Conf. Power Syst; 2009; pp.1-6.
- [47] O. CARRANZA; and all.; « Peak current mode control of three-phase boost rectifiers in discontinuous conduction mode for small wind power generators »; Appl. Energy 2010; vol. 87; no. 8; pp: 2728–2736.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.02.010>
- [48] A. RAMLI. ; « étude, commande et supervision d'un parc de sources d'énergie décentralisées » ; thèse doctorat : Université A/Mira de Bejaia ; 2017.
- [49] H. GENG and D. XU.; « Stability analysis and improvements for variable-speed multipole permanent magnet synchronous generator-based wind energy conversion system»; IEEE Trans. Sustain. Energy 2011; vol. 2; no. 4; pp: 459–467. [DOI: 10.1109/TSTE.2011.2146285](https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2146285)

- [50] O. BOUHALI ; « contribution des convertisseurs multiniveaux au raccordement de la production d'origine éolienne sur un réseau électrique » ; thèse de doctorat : Ecole Nationale Polytechnique Ecole Centrale de Lille ; France ; 2007.
- [51] A.H. KASEM ALABOUDY; and all.; « Converter controls and flicker study of PMSG-based grid connected wind turbines»; Ain Shams Eng. J;2013; vol. 4; no. 1; pp:75–91.  
<https://doi.org/10.1016/j.asej.2012.06.002>
- [52] L. J. CAMURCA; and all.; « High efficiency wind energy conversion system based on the three-level delta-switch T-type converter and PMSG model-based loss minimization»; 13th IEEE Brazilian Power Electr; Conf; 2015; pp:1-6, 2015.  
[DOI: 10.1109 / COBEP.2015.7420160](https://doi.org/10.1109/COBEP.2015.7420160)
- [53] M. SEIXAS; and all; «Three-level converter in offshore wind energy systems: new strategy for unbalancing in capacitors voltage »; Procedia Tech;2014; vol. 17; pp: 452-460.  
<https://doi.org/10.1016/j.protecy.2014.10.254>
- [54] A. BENACHOUR. ; « Le convertisseur matriciel et son intégration dans les systèmes éoliens » ; Division Energie Eolienne – CDER ; Recherche et Développement.
- [55] ERN: European Rivers Network.; « hydroélectricité : La position de Européen Rivers Network ». ; février 2018.
- [56] Hydropower : Chapter8 : « Pumped Storage Hydropower »; 2018 pages 73-78;  
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812906-7.00008-9>
- [57] Li. JINGHUA; and all.; «The optimal planning of wind power capacity and energy storage capacity based on the bilinear interpolation theory »; Department of Electrical Engineering, Guangxi University, Nanning, People's Republic of China; Copyright © 2019 Elsevier Inc. All rights reserved;pp: 411-445; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812154-2.00018-3>
- [58] IRENA: International Renewable Energy Agency.; « innovative operation of pumped hydropower storage». ; ISBN 978-92-9260-180-5; IRENA 2020.
- [59] IHA: International Hydropower Association.; « 2020 Hydropower Status Report ».
- [60] G. ARDIZZON; and all.; «A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges »; Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews (2014); 2014; pp:746–761. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.043>
- [61] VOITH, Siemens Company., « Pumped storage machines Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators »; Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG Alexanderstraße 11 89522 Heidenheim, Germany.
- [62] T. MA; and all.; « Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong»; Journal Renewable Energy 69 (2014); pp: 7-15. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.028>
- [63] N.E.M. ROZALI; and all.; « Optimisation of Pumped-Hydro Storage System for Hybrid Power System Using Power Pinch Analysis »; Chemical Engineering Transactions; 2013; vol. 35; pp: 85-90; ISSN 1974-9791.  
[10.3303 / CET1335014](https://doi.org/10.3303/CET1335014)



- [64] S.V. PAPAETHYMIU; S.A. PAPATHANASSIOU; « Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power station in island systems »; *Renewable Energy*; vol.64 (2014); 2014; pp:187-196. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.047>
- [65] PEJOVIC S., and all.; « Analysis of Pump-Turbine S Instability and Reverse Waterhammer Incidents in Hydropower Systems »; proceeding of the 4th International Meeting on « Cavitation and Dynamic Problems in Hydraulic Machinery and Systems»; Belgrade, Serbia; 26-28 oct .2011; pp:1-16.
- [66] S. REHMAN; and all.; « Pumped hydro energy storage system: A technological review »; *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2015); vol. 44; pp:586-598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
- [67] P. CSTAING. ; « Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) » ; Conférence STEP 2015.
- [68] J. LIANG; and all.; « Pumped Storage Hydro-Plant Models for System Transient and Long-Term Dynamic Studies »; National Science Foundation (2009); USA; 2009; School of Electrical and Computer Engineering; Georgia Institute of Technology; Atlanta; GA 30332; USA. [DOI: 10.1109 / PES.2010.5589330](https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589330)
- [69] T. KUWABARA; and all.; « design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for ohkawachi power station»; *IEEE Transactions on Energy Conversion*; 1996; Vol.11; n° 2; pp:376-384; ISSN 0885-8969. [DOI: 10.1109 / 60.507649](https://doi.org/10.1109/60.507649)
- [70] C. NICOLET; and all.; « Transient behavior of variable speed pump-turbine units»; IAHR 24th Symposium on Hydraulic Machinery and Systems; 2008; FOZ DO IGUASSU; Brazil; 27-31 OCTOBER.2008; pp:1-14.
- [71] S. A. DERAZ; and F. E. A. Kader.; « A new control strategy for a stand-alone self-excited induction generator driven by a variable speed wind turbine»; *Renew. Energy*;2013; vol. 51; pp:263–273. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.010>
- [72] A. BOYETTE. ; « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne » ; thèse de doctorat : Université Henri Poincaré, Nancy 1 ; France ; 2006.
- [73] Z. GUOPENG; and all.; « Modelling and control of doubly fed variable-speed pumped storage units for grid power regulation»; the 6<sup>th</sup> International Conference on renewable Power Generation (RPG) 2017. <https://doi.org/10.1049/joe.2017.0430>
- [74] M. BOUTOUBAT; and all.; « Control of a wind energy conversion system equipped by a DFIG for active power generation and power quality improvement»; *Renew. Energy*;2013; vol. 50; pp: 378–386. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.058>
- [75] T. GHENNAM; and all.; « Advanced control system of DFIG based wind generators for reactive power production and integration in a wind farm dispatching»; *Energy Conv Manag*;2015; vol. 105; pp: 240–250.

- <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.07.058>
- [76] F. SANANI. ; « La Machine Asynchrone à Double Alimentation : Stratégies de Commande et Applications » ; thèse doctorat : Université Des Frères Mentouri de Constantine 1 ; Algérie ;2018.
- [77] L. RIACHY. ; « Contribution à la commande d'un onduleur multiniveaux, destinée aux énergies renouvelables, en vue de réduire le déséquilibre dans les réseaux électriques » ; thèse doctorat : Normandie Université ; France ; 2018.
- [78] F. BLAY « Machines et inventions : le mythe et la technique » ; Paris Annales de l'APLAES 2015 ; livre électronique ; ISSN: 2271-4693; <http://revues.aplaes.org/index.php/annales>
- [79] IRENA: International Renewable Energy Agency.; « Renewable energy technologies: cost analysis series»; Volume 1: Power Sector; Issue 2/5; June 2012.
- [80] E. BETTEGE. ; « Le barrage et l'usine hydro-électrique du Pont-du-Loup sur Drac » ;2017.
- [81] B. BHANDARI, and all.; « Optimization of Hybrid Renewable Energy Power system: A review»; Int. J. Precis. Enginnering Manuf. Technol; 2015; vol. 2; n°. 1; pp: 99–112. [10.1007/s40684-015-0013-z](https://doi.org/10.1007/s40684-015-0013-z)
- [82] « L'hydroélectricité Bases et présentation générale » ; Présentation – Module “Turbomachines – Energies éolienne et hydraulique” Département Energie & Fluides ;Mines Nancy ; [quentin.morel@mines-nancy.org](mailto:quentin.morel@mines-nancy.org).
- [83] Hydro Electricité ; «la petite hydroélectricité » ; Février 2018 ; <https://www.france-hydro-electricite.fr/>; 2020 France.
- [84] T. A. EDISON and C. T. PORTER.; « Description of the Edison steam dynamo» J.Franklin Inst;2003; vol. CXIV;n°. 2; pp: 153–157, 2003. [https://doi.org/10.1016/0016-0032\(82\)90217-4](https://doi.org/10.1016/0016-0032(82)90217-4)
- [85] C. GOUBET-MILHAUD ; and all. ; « L'hydroélectricité à la croisée des chemins : donnons un nouvel élan à la première des énergies renouvelables » ; Livre blanc de l'hydroélectricité 2017.
- [86] M. TEODORANI, Tesla L'éclair du génie ; « L'histoire et les découvertes du plus grand inventeur du XXe siècle » ; 1<sup>ère</sup> édition ; vol. 52, n°. 1. 2011.
- [87] C. YE; and all. ; « Spatial and temporal dynamics of nutrients in riparian soils after nine years of operation of the Three Gorges Reservoir, China»; Science of the Total Environment 664 (2019); pp: 841–850. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.02.036>.
- [88] L. BELHADJ ; « Optimisation du contrôle commande d'un système hydraulique réversible à vitesse variable » ; Thèse doctorat : Université de Grenoble ; France ; 2013.
- [89] French.CHINA.ORG.CN ; « La centrale hydroélectrique des Trois Gorges bat le record du monde de production d'électricité » ; Janvier 2021.
- [90] IRENA: International Renewable Agency ; « Renewable capacity statistics 2020 » ; communiqué de presse ; Secrétariat de l'IRENA IRENA Headquarters, Masdar City.
- [91] IRENA : Internationale Renewable Agency ; « Les énergies renouvelables représentent presque les trois quarts des ajouts de capacité en 2019 » ; communiqué de presse ; Secrétariat de l'IRENA IRENA Headquarters, Masdar City.

- [92] Statista Research Department; « Capacité hydroélectrique mondiale par pays en 2018 selon le pays (en gigawatts) » ; Aout 2019.
- [93] IEA: International Energy Agency.; « Clean Energy Transitions in North Africa »; September 2020.
- [94] F. ODDOUX ; R. AIRDIASOL. ; EDF ; « La production d'électricité d'origine hydraulique » ; Note d'information ; Février 2017.
- [95] K. GHOSH TUSHAR, A. PRELAS MARK.; «Energy Resources and Systems »; Volume2: Renewable Resources; Springer; Netherlands; 2011 (chapiter3).
- [96] A. CHOULOT; and all.; « Integration of Small Hydro Turbines into Existing Water Infrastructures »; Hydropower-Practice and Application; Mars 2012; [DOI:10.5772/35251](https://doi.org/10.5772/35251).
- [97] M. PEREZ-SANCHEZ; and all.; « Energy Recovery in Existing Water Networks: Towards Greater Sustainability»; Journal Water; 2017; pp:1-20. [doi:10.3390/w9020097](https://doi.org/10.3390/w9020097); [www.mdpi.com/journal/water](http://www.mdpi.com/journal/water)
- [98] D. BASTIEN. ; « Centrale hydroélectrique dans les pays en développement » ; guide d'évaluation environnementale d'un projet de petite ; centre universitaire de formation en environnement université de Sherbrooke ; juin 2011.
- [99] M. THIRY ; M. NIEVES LIRON. ; « Micro-zones humides tourbeuses des platières gréseuses du Massif de Fontainebleau (77) : hydrologie et biodiversité floristique » ; Le fil de l'eau 200 ; Edité et distribué par : Association Scientifique pour la Géologie et ses Applications ; pp : 157-167.
- [100] « Petites centrales hydrauliques Turbines hydrauliques » ; Journées de formation pour ingénieurs ISBN 3-905232-54-5 1995 ; 134 pages ; Aout 1995.
- [101] ESHA 2005 ; « Petite Hydroélectricité : Guide Technique Pour La Réalisation De Projets ».
- [102] J.E. GRAESER. ; « Abaque pour turbines hydrauliques » ; Bulletin technique de la Suisse romande ; Juin 1974 ; <http://doi.org/10.5169/seals-72111> ; <http://www.e-periodica.ch>
- [103] J. MATHIEU. ; « Turbomachines -énergies hydraulique et éolienne » ; Mines Nancy ARTEM ; Module ENRS8AC ; 2018-2019
- [104] R. VERMEULEN ; V. KELNER. ; « Conception d'une turbine hydraulique de type Pelton à axe vertical » ; Revue Scientifique des Ingénieurs Industriels n°32, 2018 ; pp : 2-14.
- [105] R.C. COLLET. ; « Turbines Francis haute chute ou Pelton » ; Bulletin technique de la Suisse romande ; décembre 2020 ; <http://doi.org/10.5169/seals-57414> ; <http://www.e-periodica.ch>
- [106] J.D. ANDRADE; and all.; « Numerical Investigation of the Internal Flow in a Banki Turbine»; International Journal of Rotating Machinery; 2011; Volume 2011; Article ID 841214, pp: 1-12. [http://doi :10.1155/2011/841214](http://doi.org/10.1155/2011/841214)
- [107] A. SIMONE ; O. GIUSTOLISI. ; « Turbine Banki-Michell PRS pour la récupération d'énergie et la réduction de pertes d'eau » ; Technique de L'Ingénieur ; Réf : BM4290 v1 ; Février 2021.
- [108] G. BLOMMAERT. ; « Etude du comportement dynamique des turbines Francis : contrôle actif de leur stabilité de fonctionnement » ; Thèse de doctorat : École Polytechnique Fédérale De Lausanne ; Suisse ; 2000.
- [109] J.A. ARPE ALCA. ; « Analyse du champ de pression pariétale d'un diffuseur coudé de turbine Francis » ; Thèse doctorat : Ecole Polytechnique Fédérale De Lausanne ; Suisse ; 2003.

- [110] P. DERIAZ. ; « Etude comparative des turbines Kaplan et Dériaz » ; La Houille Blanche ; N°4 (Juin 1960) ; pp : 331-343. <https://doi.org/10.1051/lhb/1960042>
- [111] J. L. MÀRQUEZ; and all.; «Dynamic modeling, simulation and control design of an advanced micro-hydro power plant for distributed generation applications »; International Journal of Hydrogen Energy; 2010; vol 35 (2010); pp:5772-5777. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.02.100>
- [112] M. GRIGORIU.; « Operation modeling of a large scale reversible hydraulic system»; Proceedings of the 1<sup>st</sup> WSEAS International Conference on VISUALIZATION; IMAGING and SIMULATION (VIS'08); ISSN: 1790-2769; pp:101-104. ISBN: 978-960-474-022-2.
- [113] L. BELHADJ. ; “Optimisation du contrôle commande d’un système hydraulique réversible à vitesse variable”, Thèse doctorat, Ecole Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique & Traitement du signal, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble ; France ; 2013.
- [114] J.A. SUUL.; «Variable speed pumped storage hydropower plants for integration of wind power in isolated power systems »; Renewable Energy; 2009; pp:554-580. [DOI: 10.5772/7354.](https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.05.014)  
M. VALAVI and A. NYSVEEN.; «Variable-Speed Operation of Hydropower Plants »; IEEE Industry Applications Magazine; 2018; pp:18-27. [DOI: 10.1109 / MIAS.2017.2740467](https://doi.org/10.1109/MIAS.2017.2740467)
- [115] B.GUO; and all.; « Variable speed micro-hydro power generation system: Review and Experimental results »; SYMPOSIUM DE GENIE ELECTRIQUE (SGE 2018), 3-5 JUILLET 2018, NANCY, FRANCE.
- [116] I. KOUGIASA; and all.; « Analysis of emerging technologies in the hydropower sector »; Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.113 (2019) 109257; pp: 1-18. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109257>
- [117] J. FRAILE-ARDANUY; and all.; « Variable-Speed Hydro Generation: Operational Aspects and Control »; IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION; Juin 2006; VOL. 21; n°. 2; pp: 569-574.  
[DOI: 10.1109 / TEC.2005.858084](https://doi.org/10.1109/TEC.2005.858084)
- [118] T.I. REIGSTAD; K. UHLEN.; « Optimized Control of Variable Speed Hydropower for Provision of Fast Frequency Reserves »; Electric Power Systems Research 189 (2020) 106668; September 2019; pp:1-7.  
[https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106668.](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106668)
- [119] F. MANZANO-AGUGLIARO and all.; « On overview of research and energy evolution for small hydropower in Europe»; Renewable and Sustainable Energy Reviews (75); pp: 476–489. [http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.013](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.013)
- [120] D. BORKOWSKI.; «Analytical Model of Small Hydropower Plant Working at Variable Speed »; IEEE Transactions on Energy Conversion 1; 2018; pp:1-9. [DOI 10.1109/TEC.2018.2849573.](https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2849573)

- [121] B.GUO; and all.; « LADRC applied to variable speed micro-hydro plants: Experimental validation »; Control Engineering Practice Vol. 85; April 2019; pp: 290-298.  
<https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2019.02.008>
- [122] A.M. ANDREICA. ; « Optimisation énergétique de chaînes de conversion hydroliennes – modélisation, commandes et réalisations expérimentales » ; Thèse de doctorat : Institut National Polytechnique de Grenoble ; France ; juillet 2009.
- [123] M. NASSER. ; « Supervision de sources de production d'électricité hybrides éolien/hydraulique dans les réseaux d'énergie interconnectés ou isolés » ; Thèse doctorat : l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers ParisTech ; France ; 2011.
- [124] M. A. VALLET, and all.; « Management and control of operating regimes of cross-flow water turbines »; IEEE Trans Industrial Electronics; May 2011; vol. 58; n°. 5; pp: 1866–1876. DOI [10.1109 / TIE.2010.2058073](https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2058073)
- [125] S. BREBAN. ; « Etude du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable » ; Thèse doctorat : l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers ParisTech ; France ; 2008.
- [126] I. MUNTEANU; and all.; « Hardware-in-the loop- based simulator for a class of variable-speed wind energy conversion systems: design and performance assessment » IEEE Trans. Energy Conversion; 2010; vol. 25; n°. 2; pp: 564-576.  
[DOI: 10.1109 / TEC.2010.2042218](https://doi.org/10.1109/TEC.2010.2042218)
- [127] T, GHENAM; and all.; «A Novel Space-Vector Current Control Based on Circular Hysteresis Areas of a Three-Phase Neutral-Point-Clamped Inverter»; IEEE Transactions on Industrial Electronics; 2010; Vol. 57; Issue: 8 pp: 2669 – 2678.  
[DOI: 10.1109 / TIE.2009.2035458](https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2035458)
- [128] L. STOYANOV. ; « Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables » ; thèse de doctorat : Université de Corse Pasquale Paoli et Université Technique De Sofia; France ; 2011.
- [129] Y. SAWLE; and all.; « PV-wind hybrid system: A review with case study »; Cogent Engineering (2016); vol. 3: 1189305; 2016; pp: 1-31.  
<http://dx.doi.org/10.1080/23311916.2016.1189305>
- [130] A.M.M. YASIN.; « Distributed Generation Systems Based on Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell »; Thèse doctorat: Università degli Studi di Catania Scuola Superiore di Catania; Italie; 2011.
- [131] S.K. TIWARI; and all.; « Control of Wind–Diesel Hybrid System With BESS for Optimal Operation »; IEEE Transactions on Industry Applications ; March-April 2019; Vol. 55, Issue: 2; pp:1-9. [DOI:10.1109/TIA.2018.2874593](https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2874593).
- [132] T. M. WEIS and A. ILINCA.; « The utility of energy storage to improve the economics of wind – diesel power plants in Canada »; Renew. Energy; 2008; vol. 33; pp. 1544–1557.  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.07.018>

- [133] A. KSENTINI; A. BENSALÉM.; « Management and control of a wind-diesel hybrid system for isolated site electrification»; *Journal of Electrical Engineering*; 2018; ISSN: 2289-8131; Vol. 12; n°4; pp:1-12.
- [134] A. KSENTINI; A. BENSALÉM.; « Wind-Diesel hybrid system: energy storage system selection method »; *The 12th International Conference on Energy Storage*; 2012; pp:1-10.
- [135] H. IBRAHIM; and all.; « Optimization of diesel engine performances for a hybrid wind e diesel system with compressed air energy storage»; *Energy*; 2011; vol. 36; n°. 5, pp: 3079–3091. [DOI 10.1016 /j. energy.2011.02.053](https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.02.053)
- [136] P.D. NGUYEN NGOC.; « Optimisation de systèmes de production intermittents non conventionnels couplés au réseau électrique » ; thèse de doctorat : Université de Grenoble ; France; 2011.
- [137] X. XIAO; and all.; «Optimized sizing of a standalone PV-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system »; *Renewable Energy* 147 (2020); pp: 1418-1431. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.099>.
- [138] MWH Americas.; « Technical Analysis of Pumped Storage and integration with Wind Power in the Pacific Northwest»; Final Report; 2009.
- [139] G. AL ZOHBI; and all.; «Wind-hydro pumped storage systems to meet lebanese electricity demand »; *Revue des Energies Recoverable*; 2015; Vol. 18; n°. 3; pp: 375- 397.
- [140] J. KLAIMI. ; « Gestion multi-agents des smart grids intégrant un système de stockage : cas résidentiel » ; thèse de doctorat : Université Libanaise Beyrouth-Liban ; 2017.
- [141] L. BRIDIER. ; « Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente » ; Thèse de doctorat : Université de la Reunion ; France ; 2016.
- [142] M. DALI; and all.; « Hybrid solare wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: Control and energy management experimental investigation »; *Energy* 35 (2010); pp:2587-2595. [doi: 10.1016/j.energy.2010.03.005](https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.005)
- [143] K.C. DIVYA; J. Ostergaard.; « Battery energy storage technology for power systems-An overview »; *Electric Power Systems Research* 79 (2009); pp: 511–520. [doi: 10.1016/j.epsr.2008.09.017](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017)
- [144] F. JARRAYA. ; « Étude et modélisation d'un convertisseur double pont actif triphasé pour application chargeur de batterie d'un véhicule électrique » ; mémoire présenté à l'école de technologie supérieure comme exigence partielle à l'obtention de la maîtrise en génie électrique ; 2019.
- [145] M. KHALID; A.V. SAVKIN.; « An optimal operation of wind energy storage system for frequency control based on model predictive control »; *Renewable Energy* 48 (2012); pp: 127-132. [doi: 10.1016/j.renene.2012.03.038](https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.038)
- [146] M. KHALID; A.V. SAVKIN.; « Minimization and control of battery energy storage for wind power smoothing: Aggregated, distributed and semi-distributed storage »; *Renewable Energy* 64 (2014) ; pp:105-112. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.043>

- [147] L. ORTIZ; and all.; « Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode »; Heliyon 5 (2019) e02862 ; pp:1-21. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02862>
- [148] A. RAMLI; and all.; « Flywheel Energy Storage System Associated To The WECS Based PMSG »; International Conference on Electrical Engineering (CiGe'13); Bechar University, 2013.
- [149] H. BEN AHMED; and all.; « Le stockage inertiel électromécanique »; Revue 3EI n°48; mars 2007; pp: 18-29
- [150] C. ABBEZZOT. ; « Système inertiel de stockage d'énergie couplé au générateur photovoltaïque et piloté par un simulateur temps réel » ; Thèse doctorat : Université De Corse-Pascal Paoli ; France ; 2014.
- [151] V. SHRIVASTAVA.; « Research on Structure for Flywheel Energy Storage System in Long Lifetime UPS »; Vikas Shrivastava. Int. Journal of Engineering Research and Application; ISSN: 2248-9622; Vol. 7; Issue 11; (Part -3) November 2017; pp.16-21.  
[Doi 10.9790/9622-0711031621](https://doi.org/10.9790/9622-0711031621)
- [152] M. E. AMIRYAR; K.R. PULLEN.; « A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications »; Appl. Sci;2017, Vol. 7; n°. 286; pp:1-21.  
[doi:10.3390/app7030286](https://doi.org/10.3390/app7030286).
- [153] K.R. PULLEN.; « The Status and Future of Flywheel Energy Storage »; Joule 3; 2019 Published by Elsevier Inc; pp:1394–1403. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.04.006>
- [154] M. DE SAINT JEAN, and all. ; « Procédé de fabrication de Gaz Naturel de Synthèse par couplage d'une méthanation avec une électrolyse de vapeur d'eau à haute température » ; Récents Progrès en Génie des Procédés ; n°. 104 – 2013 ; ISSN : 1775-335X ; ISBN : 978-2-910239-78-7 ; Ed. SFGP ; Paris, France; pp :1-9.
- [155] Y. ZHANG; M. HAN.; « Energy storage and syngas production by switching cathode gas in nickel-yttria stabilized zirconia supported solid oxide cell »; Applied Energy; 2019; Vol. 241; P: 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.065>
- [156] L.LEI; and all.; « Efficient syngas generation for electricity storage through carbon gasification assisted solid oxide co-electrolysis »; Applied Energy; 2016; Vol. 173; pp: 52-58.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.116>
- [157] I. HANNULA; and all.; «Preparation of Synthesis Gas from CO2 for Fischer–Tropsch Synthesis—Comparison of Alternative Process Configurations »; Journal of Carbon Research; C 2020; vol. 6; n°. 55; pp: 1-23. [doi:10.3390/c6030055](https://doi.org/10.3390/c6030055)  
R.N. ERNIZA-MOHAMMAD; and all.; « Optimisation of Pumped-Hydro Storage System for Hybrid Power System Using Power Pinch Analysis»; Chemical Engineering Transactions 2013., vol. 35; pp. 85-90. DOI [10.3303 / CET1335014](https://doi.org/10.3303/CET1335014)
- [158] STEFANOS VP, STAVROS AP.; «Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power station»; island systems»; Renewable Energy, 64 (2014); pp:187-196.  
DOI [10.1016 / j. renene.2013.10.047](https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.047)

- [159] A Voith and Siemens Company.; «Pumped storage machines Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators»; www.voith.com; 2021
- [160] S. REHMAN; and all.; «Pumped hydro energy storage system: A technological review»; Renewable and Sustainable Energy Reviews 44 (2015); pp:586-598.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
- [161] Scottish Renewables; «The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK»; 2016, scottish\_Renewables\_PSH\_SEA.docx.[DOI 10.13140 / RG.2.2.18778.13768 / 1](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18778.13768/1)
- [162] J. LIANG, R.G. HARLEY.; « Pumped Storage Hydro-Plant Models for System Transient and Long-Term Dynamic Studies»; National Science Foundation; USA; 2009.  
[DOI: 10.1109 / PES.2010.5589330](https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589330)
- [163] T. KUWABARA; and all.; « Design and dynamic response characteristics of 400 mw adjustable speed pumped storage unit for ohkawachi power station »; IEEE Transactions on Energy Conversion; 1996; Vol. 11 (No. 2); pp: 376-384. [DOI: 10.1109/60.507649](https://doi.org/10.1109/60.507649)
- [164] H. IBRAHIM; and all.; « Optimization of diesel engine performances for a hybrid wind-diesel system with compressed air energy storage»; Energy;2011; vol. 36; n°. 5, pp: 3079–3091.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.02.053>
- [165] H. IBRAHIM; and all.; « Study and design of a hybrid wind – diesel-compressed air energy storage system for remote areas » Appl. Energy; 2010; vol.87; n°. 5; pp: 1749–1762.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.10.017>
- [166] J.F. TOURNERY. ; « Les stations de pompage (STEP) »; Encyclopédie de l'énergie ; Article :080 ; décembre 2015.
- [167] X. URSAT ; and all. ; « Expérience d'EDF dans l'exploitation des STEP » ; SHF : « Pumped storage Powerplants » ; Lyon ; 23-24 novembre ; 2011 - X. Ursat et al. - Expérience EDF
- [168] X. HUANG; and all.; « Benefit evaluation of pumped storage power station in electricity marketization environment»; 2nd International Conference on Oil & Gas Engineering and Geological Sciences;2020; IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 558 (2020) 052036. [doi:10.1088/1755-1315/558/5/052036.](https://doi.org/10.1088/1755-1315/558/5/052036)
- [169] A. MORABITO; and all.; « Underground Pumped Storage Hydropower Case Studies in Belgium: Perspectives and Challenges »; Energies 2020,  
[https://doi.org/10.3390/en13154000.](https://doi.org/10.3390/en13154000)
- [170] M. AYADI; and all. « Blade Pitch Angle Control for a Direct Drive Wind Turbine Based DTC-PMSG»; 3rd International Conference on Automation, Control, Engineering and Computer Science 2016, Proceedings of Engineering & Technology (PET), pp. 810-816.
- [171] G. CRELLET, G. CLERC. ; « Actionneurs électriques » ; Editions Eyrolles, Paris, France, 1997
- [172] IFC International Finance Corporation, « Hydroelectric Power »; A Guide for Developers and Investors.



- [173] INFO ENERGIE en BRETAGNE ; « Micro hydraulique » ; Fiches pratiques, [www.bretagne-energie.fr](http://www.bretagne-energie.fr) 2020
- [174] Organisation internationale de la francophonie, Les énergies renouvelables n°7, « La petite hydroélectricité », institut de l'énergie et de l'environnement de la francophonie IEPF.
- [175] Petites centrales hydrauliques, Journées de formation pour ingénieurs, Programme d'action PACER – Energies renouvelables, Office fédéral des questions conjoncturelles, ISBN 3-905232-54-5.1995.
- [176] J. MATHIEU. ; « turbomachines - énergies hydraulique et éolienne », MINESNANCY ARTEM, Département énergie et fluides. 2017-2018.
- [177] G. N. KARINIOTAKIS. ; « Modélisation dynamique des systèmes électriques insulaires incluant des énergies renouvelables : hydraulique et éolienne » ; Ecole des Mines de Paris, Centre d'Energétique, 1999. <http://dx.doi.org/10.1051/lhb/1999003>.
- [178] Y. CHIN CHOO; and all.; « Modelling of hydraulic governor-turbine for control stabilization»; ANZIAM J. 49 (EMAC2007); pp.C681-C698; 2008; pp:C681-C698.  
[DOI:10.21914 / anziamj. v49i0.333](https://doi.org/10.21914/anziamj.v49i0.333)
- [179] J. ZHAO, and all.; « Dynamic Model of Kaplan Turbine Regulating System Suitable for Power System AnalysisA »; Mathematical Problems in Engineering; 2015; vol.2015; pp: 1-13.<http://dx.doi.org/10.1155/2015/294523>
- [180] TOMMY ; « Contribution à la mise en œuvre et à la commande d'un micro réseau de cogénération modulaire (injection de puissance et stabilisation de fréquence) », thèse de doctorat, L'université du Québec à Chicoutimi (UQAC), 2019.
- [181] A. FAOUZI; A.J. RAHMAN.; « Influence of Speed Governors of Hydropower Stations on Frequency Stabilization of Fixed-Speed Wind Farm » International Journal of Emerging Electric Power Systems, 2013. [doi 10.1515/ijeeps-2012-0051](https://doi.org/10.1515/ijeeps-2012-0051).
- [182] AY. HATALA, and all, « A feasibility study of small hydro power for selected locations in Egypt », Energy Strategy Reviews, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.04.013>
- [183] R. A. NANAWARE; and all.; « Modeling of Hydraulic Turbine and Governor for Dynamic Studies of HPP », International Conference in Recent Trends in Information Technology and Computer Science, Proceedings published in International Journal of Computer Applications® (IJCA); pp:0975 – 8887.
- [184] Q. DIANWEI; and all.; « Load Frequency Control for Micro Hydro Power Plants by Sliding Mode and Model Order Reduction »; AUTOMATIKA 56(2015) 3; pp:318–330.  
[DOI 10.7305/automatika.2015.12.816](https://doi.org/10.7305/automatika.2015.12.816).
- [185] J.L. MARQUEZ; and all.; « Dynamic modeling, simulation and control design of an advanced micro-hydro power plant for distributed generation applications», International Journal of hydrogen energy 35 (2010) 5772-5777. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.02.100>.
- [186] S. AZZOUZ ; and all ; « A Novel Hybrid MPPT Controller Using (P&O)-neural Networks for Variable Speed Wind Turbine Based on DFIG » ; Modelling, Measurement and Control A; Vol. 92; n° 1, March, 2019; pp: 23-29. [https://doi.org/10.18280/mmc\\_a.920104](https://doi.org/10.18280/mmc_a.920104)

- [187] N. LAVERDURE. ; « Sur l'Intégration des Générateurs Eoliens dans les Réseaux Faibles ou Insulaires », Thèse de Doctorat, INPG, France, 2005
- [188] A. MIRECKI. ; « Etude Comparative de Chaines de Conversion d'Energie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance », Thèse de Doctorat, INPT, France, Avril 2005.
- [189] P. ACHARYA.; « Small Scale Maximum Power Point Tracking Power Converter for Developing Country Application »; Master of Engineering; Electrical and Computer Engineering at the University of Canterbury, Christchurch, New Zealand; 2013.
- [190] K. ALLALI.; « Modélisation et analyse de l'intégration d'un jumelage Éolien-Diesel dans un réseau électrique autonome»; thèse de doctorat : UNIVERSITE BADJI MOKHTARANNABA ; Algérie ;2015.
- [191] T. THEUBOU, and all.; « Dynamic model of diesel generator set for hybrid wind-diesel small grids applications »; 25th IEEE Canad. Conf. Electr. Computer Enginee;2012; pp: 1-4. DOI: [10.1109 / CCECE.2012.6334849](https://doi.org/10.1109/CCECE.2012.6334849)
- [192] H. HORSIN; B. MULTON.; « Technologies des systèmes de stockage de l'énergie électrique»; Culture sciences de l'Ingénieur ; Avril 2019.
- [193] ORCA: Observation Régional de l'Énergie, du Climat et de l'Air ;« Evaluation du potentiel de stockage et production énergétique par l'utilisation de Datations de transfert d'Énergie par Pompape (STEP) » ; Provence-Alpes-Côte d'Azur ; Avril 2017.
- [194] O. MAISONNAVF ; « Contrôle et optimisation énergétique d'une chaîne multimachines multi-pompes à vitesse variable pour le stockage d'énergie par air comprimé » ; thèse de doctorat : Université Bretagne Loire Mathstic et Université de Nantes ;2019.
- [195] A.CHENNA; and all.; « Study and Control of a Pumped Storage Hydropower System Dedicated to Renewable Energy Resources »; Journal Européen des Systèmes Automatisés ;2020; Vol.53; n°.1; pp:95-102. <https://doi.org/10.18280/jesa.530112>
- [196] A.CHENNA; and all.; « Study and control of the hybrid renewable generation system supplying standalone load »; International Conference on Electrical Engineering (EEIC'2019 University of Bejaia) Bejaia Université, 2019.
- [197] R.A. NANAWARE ; and all. ; « hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies » ; IEEE Transactions on Power Systems ; 1992;vol. 7; no. 1; pp: 167-179.
- [198] O. H. SOUZA; and all.; « Study of hydraulic transients in hydropower plants through simulation of nonlinear madel of penstock and hydraulic turbine model»; IEEE Transactions on Power Systems; 1999; vol. 14; no. 4; pp:1269-1272. DOI: [10.1109 / 59.801883](https://doi.org/10.1109/59.801883)
- [199] H. FANG; and all.; « Basic Modeling and Simulation Tool for Analysis of Hydraulic Transients in Hydroelectric Power Plants»; IEEE Transactions on Energy Conversion ; 2008 ; vol. 23 ; no. 3 ; pp :834-841. DOI: [10.1109 / TEC.2008.921560](https://doi.org/10.1109/TEC.2008.921560)

- [1] A.CHENNA; D. AOUZELLAG; K.GHEDAMSI.; « Study and Control of a Pumped Storage Hydropower System Dedicated to Renewable Energy Resources »; Journal Européen des Systèmes Automatisés ;2020; Vol.53; n°.1; pp:95-102.  
<https://doi.org/10.18280/jesa.530112>
- [2] A.CHENNA; D. AOUZELLAG; K.GHEDAMSI.; « Study and control of the hybrid renewable generation system supplying standalone load »; International Conference on Electrical Engineering (EEIC'2019 University of Bejaia) Bejaia Université, 2019.

# ANNEXES

## CALCUL DES REGULATEURS ET MODELISATION DE LA MSAP

La fonction de transfert d'un régulateur PI classique est donnée par l'expression suivante :

$$C(s) = K_p + K_i \frac{1}{s} \quad (\text{A. 1})$$

Avec :

$K_p$  : Gain proportionnel du correcteur ;

$K_i$  : Gain intégral du correcteur ( $s$  est l'opérateur de Laplace).

L'expression (A.1) peut se mettre aussi sous la forme suivante :

$$C(s) = K_p \frac{1 + T_i s}{T_i s} \quad (\text{A. 2})$$

Tel que :  $T_i = \frac{K_p}{K_i}$  est la constante de temps du régulateur.

Le schéma bloc du correcteur PI correspondant aux deux expressions (A.4) et (A.5) est donné sur la figure (A 1).

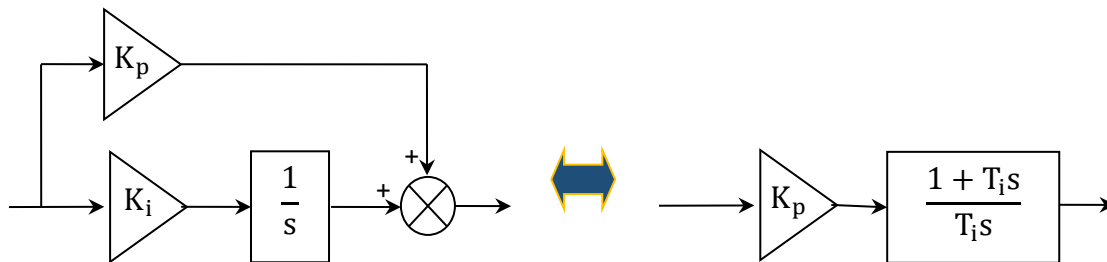


FIGURE A 1: Schéma bloc d'un régulateur PI

On considère un processus dont la fonction de transfert est de la forme :

$$G(s) = \frac{k}{1 + \tau s} \quad (\text{A. 3})$$

Tel que :  $k$  est le gain statique,  $\tau$  est la constante de temps du processus.

La régulation du processus en utilisant un correcteur PI est présenté par la figure (A 2).

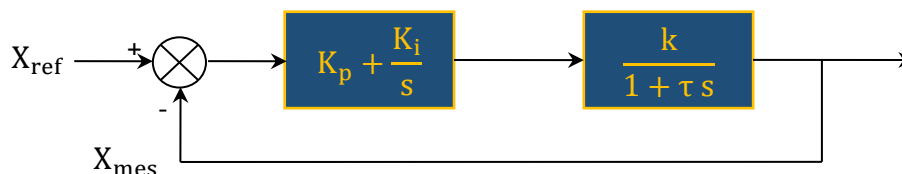


FIGURE A 2: Schéma bloc d'un régulateur PI

Afin de calculer les régulateurs de vitesse, on a considéré une fonction de transfert de second ordre. En effet, la fonction de transfert en boucle fermée relative au schéma de la figure (A 2) est exprimée par :

$$H(s) = \frac{1 + T_i s}{1 + T_i \frac{1 + kK_p}{kK_p} s + \frac{T_i \tau}{kK_p} s^2} \quad (\text{A. 4})$$

$$H(s) = \frac{1 + T_i s}{1 + T_i \frac{1 + kK_p}{kK_p} s + \frac{T_i \tau}{kK_p} s^2} \quad (\text{A. 5})$$

Le dominateur de la fonction de transfert  $H(s)$  (de second ordre) est de la forme :

$$D(s) = 1 + \frac{2\zeta}{\omega_n} s + \frac{1}{\omega_n^2} s^2 \quad (\text{A. 6})$$

Tel que :  $\zeta$  est le coefficient d'amortissement,  $\omega_n$  est la pulsation propre.

$$\begin{cases} K_i = \frac{\tau \omega_n^2}{k} \\ K_p = \frac{2\zeta K_i}{\omega_n} - \frac{1}{k} \end{cases} \quad (\text{A. 7})$$

Les paramètres  $\zeta$  et  $\omega_n$  sont choisis pour avoir une réponse stable, rapide et précise, en effet :

Pour  $\zeta = 0.7$ , on a  $t_r \omega_n = 3$  ( $t_r$  est le temps de réponse choisi), alors  $\omega_n = \frac{t_r}{3}$ .

Pour le calcul des autres régulateurs, on a considéré une fonction de transfert en boucle fermée du premier ordre qui s'exprime par :

$$F(s) = \frac{1}{1 + T_f s} \quad (\text{A. 8})$$

D'autre part :

$$F(s) = \frac{C(s) G(s)}{1 + C(s) G(s)} \quad (\text{A. 9})$$

On en déduit alors l'expression de  $C(s)$  qui s'identifie à un régulateur PI :

$$C(s) = \frac{1 + \tau s}{k T_f s} = \frac{\tau}{k T_f} \frac{1 + \tau s}{\tau s} \quad (\text{A. 10})$$

En comparant les expressions (A-2) et (A-9), on déduit :

$$\begin{cases} T_i = \tau \\ K_p = \frac{\tau}{k T_f} \end{cases} \quad (\text{A. 11})$$

## MODELISATION DE LA MS

### A.1. EQUATIONS DES TENSIONS

Sous forme matricielle, les tensions statoriques s'expriment par :

$$[V]_{abc} = R_s [i]_{abc} + \frac{d}{dt} [\Phi]_{abc} \quad (\text{A.12})$$

Avec :

$$[V]_{abc} = [v_a \ v_b \ v_c]^t, \quad [i]_{abc} = [i_a \ i_b \ i_c]^t, \quad [\Phi]_{abc} = [\Phi_a \ \Phi_b \ \Phi_c]^t$$

La tension d'excitation est donnée par l'équation :

$$v_f = R_f i_f + \frac{d}{dt} \Phi_f \quad (\text{A.13})$$

### A. 2. EQUATIONS DES FLUX MAGNETIQUES

Les équations des flux s'écrivent :

$$[\Phi]_{abc} = [L_s][i]_{abc} + [M_{sf}]i_f \quad (\text{A.14})$$

$$\Phi_f = L_f i_f + [M_{fs}][i]_{abc} \quad (\text{A.15})$$

Dans une machine à pôles saillants, la matrice des inductances propres statorique est une fonction de la position  $\theta$  du rotor, elle est de la forme :

$$[L_s] = [L_{s0}] + [L_{s2}(\theta)] \quad (\text{A.16})$$

- La matrice  $[L_{s0}]$  (à coefficients constants) a pour expression :

$$[L_{s0}] = \begin{bmatrix} L_{s0} & M_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & L_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & M_{s0} & L_{s0} \end{bmatrix} \quad (\text{A.17})$$

- Les termes de la matrice  $[L_{s2}(\theta)]$  sont fonction de l'angle  $2p\theta$ , elle est donnée par :

$$[L_{s2}](\theta) = L_{s2} \begin{bmatrix} \cos(2p\theta) & \cos\left(2p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(2p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(2p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(2p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(2p\theta) \\ \cos\left(2p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(2p\theta) & \cos\left(2p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{A.18})$$

Le terme  $L_{s2}$  est constant.

La matrice de couplage stator-rotor a pour expression :

$$[M_{fs}] = [M_{sf}]^t = M_0 \left[ \cos(p\theta) \quad \cos\left(p\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad \cos\left(p\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{A.19})$$

### A.3. EQUATION MECANIQUE

L'équation mécanique dépende de la charge. Son expression la plus simple est :

$$C_{em} = J \frac{d}{dt} \Omega + C_m + F\Omega \quad (\text{A.20})$$

Où  $J$  est l'inertie totale des parties tournante,  $F$  coefficient de frottement,  $C_m$  le couple de charge,  $C_{em}$  le couple électromagnétique de la machine et  $\Omega$  est la vitesse mécanique du rotor.

#### A.4. TRANSFORMATION DE PARK

La représentation schématique de la machine synchrone équivalente au sens de Park est donnée sur la figure (B.2).

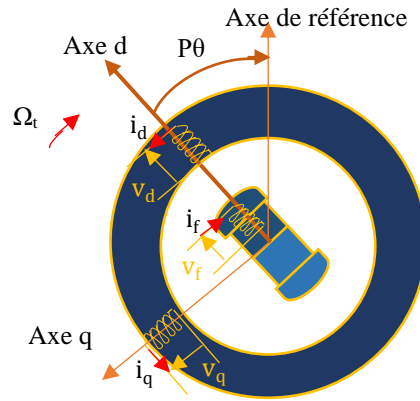


FIGURE A 3: Machine équivalente au sens de Park

##### A.4.1. MATRICE DE PARK ET RELATIONS DE PASSAGE

On note le vecteur  $[X]$  comme suit ( $[X]$  peut être le vecteur des tensions, des flux ou des courants) :

$[X]_{dq} = \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}$  : Dans le repère tournant de Park lié au rotor.

La matrice de Park est donnée comme suit :

$$P(\varepsilon) = C R(\varepsilon) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\varepsilon) & -\sin(\varepsilon) \\ \cos\left(\varepsilon - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\varepsilon - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\varepsilon + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\varepsilon + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (A.21)$$

Le passage du repère initial au repère de Park ou l'inverse se fait à l'aide des relations suivantes :

$$\begin{cases} [X]_{dq} = P^t(\varepsilon) [X]_{abc} \\ [X]_{abc} = P(\varepsilon) [X]_{dq} \end{cases} \quad (A.22)$$

##### A.4.2. EQUATIONS DE LA MACHINE DANS LE REPERE DE PARK

###### A) EQUATIONS DES FLUX

Les expressions des flux s'obtiennent en partant des équations (A.14) et (A.15) et en utilisant les relations de passage (A.22) (on prend  $\varepsilon = p\theta$ ) :



$$\begin{cases} \Phi_d = \left( L_{s0} - M_{s0} + \frac{3}{2} L_{s2} \right) i_d + M i_f \\ \Phi_q = \left( L_{s0} - M_{s0} - \frac{3}{2} L_{s2} \right) i_q \\ \Phi_{ind} = M i_d + L_f i_f \end{cases} \quad (A.23)$$

$$\text{Avec } M = \sqrt{\frac{3}{2}} M_0$$

On constate que le découplage entre les axes est réalisé et l'angle  $\theta$  n'apparaît plus dans les équations des flux. Les expressions des inductances directe et quadratique ( $L_d$  et  $L_q$ ) sont exprimées par les relations suivantes :

$$\begin{cases} L_d = (L_{s0} - M_{s0}) + \frac{3}{2} L_{s2} \\ L_q = (L_{s0} - M_{s0}) - \frac{3}{2} L_{s2} \end{cases} \quad (A.24)$$

## B) EQUATIONS DES TENSIONS

A l'aide des équations (A.12), (A.13) et des relations de passage (A.22), on obtient les équations des tensions comme suit :

$$\begin{cases} v_d = R_s i_d - p\Omega \Phi_q + \frac{d}{dt} \Phi_d \\ v_q = R_s i_q + p\Omega \Phi_d + \frac{d}{dt} \Phi_q \\ v_f = R_f i_f + \frac{d}{dt} \Phi_f \end{cases} \quad (A.25)$$

## C) EXPRESSION DU COUPLE ELECTROMAGNETIQUE

La puissance est conservée lors du passage du repère initial au repère de Park, son expression est la suivante :

$$P = v_f i_f + (v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c) = v_f i_f + (v_d i_d + v_q i_q) \quad (A.26)$$

Le développement de cette expression donne les différents termes, qui correspondent aux pertes Joule, à la puissance électromagnétique emmagasinée dans les bobinages et la puissance mécanique convertie, qui a pour expression :

$$P_{mec} = p\Omega (\Phi_d i_q - \Phi_q i_d) \quad (A.27)$$

L'équation du couple électromagnétique est exprimée par :

$$C_{em} = \frac{P_{mec}}{\Omega} = p (\Phi_d i_q - \Phi_q i_d) \quad (A.28)$$

Ou encore :

$$C_{em} = p [(L_d - L_q) i_d + M i_f] i_q \quad (A.29)$$

En introduisant l'équation (A.19) dans l'équation mécanique (A.20), on obtient :

$$J \frac{d}{dt} \Omega = p [(L_d - L_q) i_d + M i_f] i_q - C_m \quad (A.30)$$

### D) EQUATIONS FINALE DE LA MSAP

Dans le cas de la machine synchrone à aimants permanents (excitation constante), La troisième expression (tension d'excitation) du système d'équations (A.25) est inutile. Il suffit de poser :

$$M i_f = \Phi_f \quad (\text{A.31})$$

Ainsi les équations des flux direct et quadratique deviennent :

$$\begin{cases} \Phi_d = L_d i_d + \Phi_f \\ \Phi_q = L_q i_q \\ \Phi_f = \text{constant} \end{cases} \quad (\text{A.32})$$

En introduisant les expressions des flux (A.31) dans les équations de tensions (A.32), on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + p\Omega \begin{bmatrix} 0 & -L_q \\ L_d & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.33})$$

Tel que :  $[e]_{dq}$  représente les forces contre électromotrices directe et quadratique, proportionnelles à la vitesse  $\Omega$  :

$$\begin{cases} e_d = 0 \\ e_q = p\Phi_f\Omega \end{cases} \quad (\text{A.34})$$

Le choix de  $i_d$  et  $i_q$  comme variables d'état dans l'équation (III-22), nous permet d'écrire :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_d = -\frac{R_s}{L_d} i_d + p \frac{L_q}{L_d} i_q \Omega + \frac{1}{L_d} v_d \\ \frac{d}{dt} i_q = -\frac{R_s}{L_q} i_q - p \frac{L_d}{L_q} i_d \Omega - p \frac{\Phi_f}{L_q} \Omega + \frac{1}{L_q} v_q \end{cases} \quad (\text{A.35})$$

Nous considérons une machine à rotor lisse, à cet effet la matrice  $[L_{s2}(\theta)]$  est nulle et  $L_d = L_q$ , l'équation du couple (A.29) se simplifie en :

$$C_{em} = p\Phi_f i_q \quad (\text{A.36})$$

En tenant compte de l'équation mécanique (A.30), l'équation différentielle en vitesse mécanique sera :

$$\frac{d}{dt} \Omega = \frac{1}{J} (p\Phi_f i_q - C_m) \quad (\text{A.37})$$

La vitesse mécanique du rotor est exprimée en fonction de la position du rotor par l'équation :

$$\Omega = \frac{d}{dt} \theta \quad (\text{A.38})$$

Sous forme matricielle, les équations de la MSAP s'expriment comme suit :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \\ \Omega \\ \theta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_s}{L_d} i_d + p \frac{L_q}{L_d} i_q \Omega \\ -\frac{R_s}{L_q} i_q - p \frac{L_d}{L_q} i_d \Omega - p \frac{\Phi_f}{L_q} \Omega \\ \frac{1}{J} p\Phi_f i_q - \frac{1}{J} C_m \\ \Omega \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} \quad (\text{A.39})$$

## MODELISATION DE LA TURBINE HYDRAULIQUE ET CALCUL DES REGULATEURS

### B.1. FORMULATION DE BASE SUR LA MICROCENTRALE HYDROELECTRIQUE

Les équations fondamentales d'un circuit hydraulique sont [198] :

1. Équation différentielle du mouvement de l'eau dans la conduite.

$$\frac{\delta h}{dx} + \frac{1}{gA} + \frac{\delta q}{\delta t} + \frac{f|q|}{2gdA^2} q = 0 \quad (\text{B. 1})$$

2. Equation de continuité :

$$\frac{\delta q}{\delta x} + \frac{gA}{A^2} + \frac{\delta h}{\delta t} = 0 \quad (\text{B. 2})$$

Avec :

$h$  : Hauteur piézométrique à un point précis du tube (m);  $x$  : Déplacement (m);  $Q_v$  : Débit de l'eau ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) ;  $g$  : Accélération de la gravité ( $g = 9.8 \text{ m/s}^2$ ) ;  $A$  : Section du tube ( $\text{m}^2$ ) ;  $t$  : temps (s);  $f_r$  : coefficient de friction;  $a$  : vitesse de propagation de l'onde du fluide dans le tube;  $d$  : diamètre du tube (m).

$$A_f \frac{\delta h_f}{\delta t} = q_R - q_w - q_T \quad (\text{B. 3})$$

Avec :

$A_f$  : Surface du réservoir amont ;  $Q_r$  : Débit d'eau en entrée ;  $Q_w$  : Débit d'eau sortant ;  
 $Q_t$  : Débit d'eau acheminé vers la turbine.

Pour une capacité infinie du réservoir, on considère  $Q_w$  est nul.

$$A_s \frac{\delta h_s}{\delta t} = q_T - q \quad (\text{B. 4})$$

$A_s$  : Surface ;  $h_s$  : Hauteur en sont respectivement la surface et la hauteur ;  $Q_t$  : débit à l'entrée du bassin.

On définit la constante de temps  $T_s$  :

$$T_s = \frac{A_s H_0}{q_0} \quad (\text{B. 5})$$

$Q_0$  et  $h_0$  étant les valeurs nominales utilisées pour la conversion en unité réduite.

La variation de débit crée par le réservoir est exprimée par :

$$\Delta q = T_s \frac{\delta h}{\delta t} \quad (\text{B. 6})$$

Pour les conduites forcée et d'amenée respectivement, des équivalents électriques sont définis à partir des équations fondamentales des circuits hydrauliques [199]:

$$\begin{cases} R = \Delta_x \cdot \frac{f q_0^2}{2 g d A^2 h_0} \\ L = \Delta_x \cdot \frac{1}{g A} \frac{q_0}{h_0} \\ C = \Delta_x \cdot \frac{g A}{a^2} \frac{q_0}{q} \end{cases} \quad (\text{B. 7})$$

La résolution des équations (B.1) et (B.2), dans le cas spécifique d'une conduite forcée permet d'établir l'équation dynamique non linéaire liant la hauteur relative à l'admission de la turbine au débit [199-200] :

$$\frac{h}{q} = -2 \left( \frac{T_w}{T_r} + \frac{h_f a}{L_s} \right) \tanh \left( \frac{T_s s}{2} + \frac{T_r h_f}{2 T_w} \right) \quad (\text{B. 8})$$

$$\tanh(f(s)) \approx f(s) = \frac{T_s s}{2} + \frac{T_r h_f}{2 T_w} \Rightarrow \frac{h}{q} = T_w s - h_f \quad (\text{B. 9})$$

Avec :

$T_w$  et  $h_f$  étant respectivement la constante de temps et la constante de perte de charge de la conduite.

## B.2. MODELE ANALYTIQUE DU CIRCUIT HYDRAULIQUE

La figure (B 1) présent un circuit électrique équivalent du circuit hydraulique permet d'écrire les équations du modèle petits signaux, utilisant la forme normalisée des différentes variables (B.10).

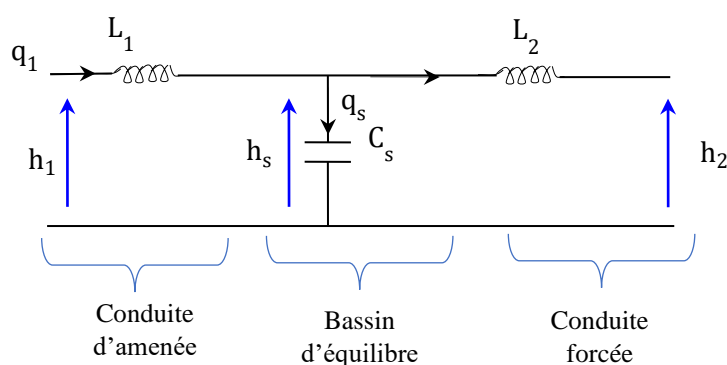


FIGURE B 1: Circuit électrique équivalent simplifier du circuit hydraulique

$$\begin{cases} \delta q_1 - \Delta q_2 = s \cdot C_s \Delta h_s \\ \delta h_1 - \Delta h_s = s \cdot L_1 \Delta q_1 \\ \delta h_s - \Delta h_2 = s \cdot L_2 \Delta q_2 \end{cases} \quad (\text{B. 10})$$

L'équation (B.10) permet d'écrire le modèle d'état utilisé pour la simulation du circuit hydraulique :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \Delta h_s \\ \Delta q_1 \\ \Delta q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1/C_s & 1/C_s \\ -1/L_1 & 0 & 0 \\ 1/L_2 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta h_s \\ \Delta q_1 \\ \Delta q_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 1/L_1 & 0 \\ 0 & -1/L_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta h_1 \\ \Delta h_2 \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} \Delta q_1 \\ \Delta q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta h_s \\ \Delta q_1 \\ \Delta q_2 \end{pmatrix} \end{cases} \quad (\text{B. 12})$$

$h_s$  : Hauteur du bassin d'équilibre ;  $h_1, h_2$  : Hauteur à l'admission de la turbine ;  $C_s$  : Capacité équivalente du réservoir d'équilibre ;  $L_1$  et  $L_2$  : Inductances équivalentes.

### B.3. LINEARISATION DU MODELE LA TURBINE HYDRAULIQUE

La puissance mécanique à la sortie de la turbine hydraulique est exprimée par :

$$\begin{cases} P_{hy.m} = A_{hy} \cdot h \cdot (Q_v - Q_N) - D \cdot G \cdot \Delta \Omega_{hy} \\ Q_v = G\sqrt{h} \end{cases} \quad (\text{B. 13})$$

Partant de l'équation (B.10), et par une linéarisation autour du point de repos ( $q = 0, g = 0$ ), on écrit (l'équation est valable pour des grandeurs en unités réduites (B.14)) :

$$h = \left(\frac{h}{g}\right)^2 \Rightarrow \delta h = 2(\delta q - \delta g) \quad (\text{B. 14})$$

Si on néglige l'influence des pertes de fonctionnement à vide représentées par  $Q_{n1}$  et des pertes dues à la déviation de vitesse, la variation de la puissance mécanique est obtenue en unité réduite est exprimée par :

$$\delta P_{hy.m} = A_t \cdot (\delta h + \delta q) \quad (\text{B. 15})$$

Avec :

$Q_{n1}$  : Débit minimal, utilisé pour quantifier les pertes à vide dans la turbine ;

Les grandeurs  $h$  et  $q$  sont vues à l'admission de la turbine, le lien avec le circuit hydraulique est effectué à partir de l'équation (B.12), on a :

$$\delta q = - \frac{1 + S^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{S \cdot L_1 \cdot \left(1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s\right)} \delta h + \frac{1}{S \cdot L_1 \cdot \left(1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s\right)} \delta h_1 \quad (\text{B. 16})$$

Pour :  $\delta h_1 = 0$

$$\delta q = - \frac{1 + S^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{S \cdot L_1 \cdot \left(1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s\right)} \delta h \quad (\text{B. 17})$$

Avec l'équation (B.15), on écrit :

$$\delta P_{hy.m} = A_t \cdot \left( 1 - \frac{1 + S^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{S \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)} \right) \delta h \quad (B.18)$$

De même avec (B.14) :

$$\delta h = 2 \cdot \left( - \frac{1 + S^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{S \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)} \delta h - \delta g \right) \quad (B.19)$$

$$\Rightarrow \delta h = - \frac{1}{\frac{1}{2} + \frac{1 + S^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{S \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)}} \delta g \quad (B.20)$$

Ce qui permet d'obtenir :

$$\delta P_{hy.m} = A_t \cdot \frac{1 + S^2 \cdot L_1 \cdot C_s - S \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)}{1 + S^2 \cdot L_1 \cdot C_s + \frac{1}{2} S \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + S^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)} \delta h \quad (B.21)$$

On se rend bien compte qu'en considérant un système hydraulique sans réservoir d'équilibre ( $C_s = 0$ ), on obtient le modèle simplifié classique du système hydraulique [35, 36] :

$$\frac{\delta P_{hy.m}}{\delta G} = A_t \cdot \frac{1 - T_w \cdot S}{1 + \frac{1}{2} T_w \cdot S} \quad (B.22)$$

Avec :

$$T_w = L_1 + L_2$$

#### B.4. REGULATEUR DE VITESSE

La fonction de transfert en boucle ouvert du régulateur de vitesse est exprimée par :

$$G_{bo}(s) = \frac{\Delta \Omega_{hy}}{\Omega_{hy.m}} = G_{bo}(s) \frac{K_m}{1 + sT_m} \frac{1 - sT_w}{1 + sT_w/2} \quad (B.23)$$

$$G_{bo}(s) = \frac{\bar{G}}{\Delta \Omega_{hy}} = \frac{\frac{1}{sT_G} \frac{1}{1 + sT_p}}{1 + \left( \frac{1}{sT_G} \right) \left( \frac{1}{1 + sT_p} \right) \left( R_p + \frac{sR_T T_R}{1 + sT_R} \right)} = \frac{\frac{1}{sT_G(1 + sT_p)}}{1 + \frac{R_p + s(R_p + R_T)T_R}{sT_G(1 + sT_p)(1 + sT_R)}}$$

$$G_{bo}(s) = \frac{1 + sT_p}{R_p + sT_G(1 + sT_p)(1 + sT_R) + s(R_p + R_T)T_R}$$

$$G_{b0}(s) = \frac{1}{R_p} * \frac{1 + sT_p}{1 + s \left( \frac{R_p}{R_T} \right) T_R + s^2 T_G \left( \frac{T_p + T_R}{R_p} + s^3 \frac{T_G T_p T_R}{R_p} \right)}$$

$$G_{b0}(s) = \frac{K_m}{R_p} * \frac{(1 + sT_p)(1 - sT_w)}{\left( 1 + s \left( \frac{R_p}{R_T} \right) T_R + s^2 T_G \left( \frac{T_p + T_R}{R_p} + s^3 \frac{T_G T_p T_R}{R_p} \right) \right) (1 + T_m) \left( 1 + s \frac{T_w}{2} \right)}$$

$$G_{bf}(s) = \frac{G_{b0}(s)}{1 + G_{b0}(s)}$$

$$G_{bf}(s) = \frac{G_{b0}(s)}{1 + \frac{G_{b0}(s)}{R_p/K_m}} = \frac{1}{1 + \frac{R_p}{K_m}} = \frac{1}{1 + \gamma} \quad (\text{B. 24})$$

Avec :

$$\gamma = \frac{R_p}{K_m}$$

La fonction de transfert du Contrôleur PID est exprimée par :

$$G_{PID}(s) = K_p + \frac{K_I}{s} + K_D \frac{s}{1 + sT_D} \quad (\text{B. 25})$$

Avec :

$$T_D \approx 0$$

$$G_{PID_{con}}^{PID}(s) = K_p \frac{1 + sT_I + s^2 K_D/K_I}{sT_I(1 + sT_D)}$$

Avec :

$$T_I = \frac{K_P}{K_I}$$

$$G_{PID_{con}}^{PID}(s) = \frac{1}{R_p} * \frac{1 + sT_I + s^2 K_D/K_I}{1 + s \left( \frac{1}{R_p K_I} + T_I \right) + s^2 \frac{T_D + T_p + R_p K_D}{R_p K_I} + s^3 \frac{T_D T_p}{R_p K_I}}$$

$$G_{PID_{con}}^{PID}(s) = \frac{1}{R_p} * \frac{1 + sT_I}{1 + s \left( \frac{1}{R_p K_I} + T_I \right) + s^2 \frac{T_p}{R_p K_I}} \quad (\text{B. 26})$$

Avec :

$$\begin{cases} K_P \approx 0,8 \frac{T_m}{T_w} \\ K_I \approx 0,24 \frac{T_m}{T_w^2} \\ K_D \approx 0,27 T_m \end{cases} \quad \text{ou} \quad \begin{cases} K_P \approx 0,5 \frac{T_m}{T_w} \\ K_I \approx 0,125 \frac{T_m}{T_w^2} \\ K_D = 0 \end{cases}$$

## ملخص

ركز عمل بحث الدكتوراه المقدم في هذه الأطروحة على إتقان وجودة التحكم في أنظمة توليد الطاقة الكهربائية القائمة على توربينات الرياح والمكونات الهيدروليكية بسرعات متغيرة وعلى تسهيل دمج الطاقة توربينات الرياح في شبكة الكهرباء، بناءً على تحليلات تأثير توربينات الرياح وعلى الإدارة التشغيلية وتدابير التحكم من أجل التعامل مع تقطع هذا النوع من الطاقة. الفصل الثاني مخصص لنظام تحويل طاقة الرياح على أساس مولد مغناطيسي دائم متزامن يعمل بالدفع المباشر. تم تصميم الهيكلين ومحاكاته تحت Matlab \ Simulink. الفصل الثالث مخصص لدراسة ومحاكاة نظام هجين هوائي / هيدروليكي مع نظام تخزين بطارية يزود شبكة كهرباء في المقام الأول وحمل تيار متردد. تمت دراسة مزرعة الرياح / نظام التخزين الهيدروليكي عن طريق الضخ والتوربينات المتصلة بشبكة الكهرباء ويتم تحليل تشغيل النظام تحت Matlab \ Simulink \ Sim-power. أدى دمج الضخ المتغير السرعة ومحطة التوربينات في نظام تحويل طاقة الرياح إلى تحسين جودة الطاقة المرسل إلى شبكة الكهرباء. يسمح استخدام محطة ضخ وتوربين متغير السرعة بالانتقال السريع بين وضعي التشغيل. تظهر النتائج التي تم الحصول عليها صحة النظام وإثبات جدواه الفنية لدمج قطاع طاقة الرياح في شبكة الكهرباء، وكهربية المساكن المعزولة عن الشبكة التقليدية وتزويد شبكة صغيرة، وإمداد قرية ريفية معزولة.

**الكلمات الرئيسية:** تتبع أقصى نقطة للطاقة، نظام تحويل الطاقة توربينات الرياح، مولد متزامن مغناطيسي دائم، محطة طاقة هيدروليكية صغيرة، إدارة الطاقة، تخزين بالضخ، مولد

## ABSTRACT

The doctoral research work presented in this thesis focused on the mastery and control quality of electrical energy generation systems based on wind turbines and hydraulics at variable speed and to facilitate integration. from wind energy to the electricity grid, based on analyzes of the impact of wind turbines and on operational management and control measures in order to deal with intermittences of this type of energy. The second chapter is devoted to SCEE and SCEH based on a GSAP with direct attack. The two structures are modeled and simulated under Matlab \ Simulink. The third chapter is dedicated to the study and simulation of a hybrid wind / hydraulic system a with a battery storage system supplying an electricity grid in the first instance and an AC load. A wind farm / hydraulic storage system by pumping and turbinage connected to the electricity network is studied and the operation of the system is analyzed under Matlab \ Simulink \ Sim-power. The incorporation of the variable speed pumping and turbine station in SCCE has improved the quality of the power sent to the electricity grid. The use of a pump station and variable speed turbine allows a rapid transition between the two modes of operation. The results obtained show the validity of the system and prove its technical feasibility for the integration of the wind energy sector into the electricity network, the electrification of dwellings isolated from the conventional network and the supply of a micro network, supplying an isolated rural village.

**KEYWORDS:** MPPT, SCEE, GSAP, Mini hydropower, energy management, pumped storage, generator

## RESUME

Le travail de recherche doctoral présenté dans cette thèse a porté sur la maîtrise et la qualité du contrôle commande des systèmes de génération d'énergie électrique à base d'éolienne et d'hydraulique à vitesse variable et de faciliter l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique en s'appuyant sur des analyses portant sur les impacts des éoliennes et sur des mesures de gestion du fonctionnement, de pilotages afin de faire face aux intermittences de ce type d'énergie. Le deuxième chapitre est consacré aux SCEE et SCEH basés sur une GSAP à attaque direct. Les deux structures sont modélisées et simulées sous Matlab\Simulink. Le troisième chapitre est dédié à l'étude et simulation d'un système hybride éolien/hydraulique a avec un système de stockage par batterie alimentant un réseau électrique en premier cas et une charge AC. Un système éolien /stockage hydraulique à accumulation par pompage et turbinage connecté au réseau électrique est étudié et le fonctionnement de système est analysé sous Matlab\Simulink\Sim-power. L'incorporation de La station de pompage et turbinage à vitesse variable dans SCCE a permet l'amélioration de la qualité de la puissance envoyée au réseau électrique. L'utilisation d'une station de pompage et turbine à vitesse variable permet une transition rapide entre les deux modes de fonctionnement. Les résultats obtenus montrent la validité du système et prouvent sa faisabilité technique pour l'intégration de la filière éolienne au réseau électrique, l'électrification des habitations isolées du réseau conventionnel et l'alimentation d'un micro réseau, alimentant un village rural isolé.

**MOTS CLES :** MPPT, SCEE, GSAP, Mini-centrale hydraulique, gestion d'énergie, pompage turbinage, générateur