

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Ibn Khaldoun de Tiaret

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique



Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

Doctorat en sciences

Spécialité : Electrotechnique

Thème

**CONTRIBUTION A LA COMMANDE AVANCEE ET A
L'AMELIORATION DE LA STABILITE ET LE FONCTIONNEMENT
D'UNE MICROCENTRALE HYDROELECTRIQUE**

Présenté par : Mr BOUDALI Abdelkader

Soutenu le 23/09/2021 devant le jury composé de :

Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Mr ALLAOUI Tayeb	Pr	Univ. Tiaret	Président
Mr YOUSFI Abdelkader	MCA	Univ. Khemis Meliana	Examinateur
Mr NEGADI Karim	MCA	Univ. Tiaret	Rapporteur
Mr BOUDIAF Mohamed	MCA	Univ. Djelfa	Co-Rapporteur
Mr EL KEBIR Abdelkader	MCA	Univ. Mascara	Examinateur
Mr BELABES Belkacem	MCA	Univ. Tiaret	Examinateur

Remerciements

Mes remerciements vont tout premièrement, à ALLAH le tout puissant qui, nous a donné la foi, le courage et la patience de parvenir à réaliser ce modeste travail.

Ce travail n'allait pas prendre sa forme finale sans l'assistance de plusieurs personnes, Qu'elles trouvent à travers ces modestes lignes, l'expression de nos sincères gratitude.

C'est avec une profonde reconnaissance et une considération particulière, que je remercie mon encadreur, Dr NEGGADI Karim, de m'avoir accordé sa confiance pour réaliser ce travail, ainsi que pour son aide et son suivi permanent. Je le remercie également pour sa patience, ses encouragements et ses précieux conseils.

Mes vifs remerciements s'adressent également à tous les membres du jury qui m'ont honorés par leurs présences et d'avoir acceptés d'examiner et d'évaluer mon travail.

Mes sincères remerciements et ma gratitude pour, Pr. ALLAOUI Tayeb et toute l'équipe de recherche du laboratoire de Génie énergétique et génie informatique pour m'avoir facilité l'accès au laboratoire afin de réaliser ce travail.

Je ne peux omettre de remercier mes collègues M^{rs} : M.Guerri, B. Boumediene, M. Koulali, R. Araria, M. Boudiaf, M. Bey ainsi que M^{elle} S. Bouradi pour leurs aides et leurs soutiens moraux pendant les moments les plus difficiles.

A tous ceux qui m'ont aidés de près ou de loin pour la réalisation de ce projet de fin d'études, qu'ils trouvent ici, l'expression de nos sincères remerciements.

Dédicace

Du fond du cœur je remercie notre grand seigneur Allah de m'avoir donnée la force, la santé, la persévérance et d'avoir illuminé mon chemin malgré toutes les difficultés Rencontrées.

Je dédié ensuite mon travail :

A la mémoire de mon père qui est la lumière de mes yeux et qui me comble d'amour ;

A ma mère qui m'a toujours soutenu dans les moments difficiles ;

A ma chère femme pour son aide et son soutien qu'elle m'a apporté ;

A mes anges Sarah, Hadjer, Ahmed et Khaledia ;

A mes chers frères, sœurs et leurs enfants chacun par son nom ;

A toute la famille Boudali, la famille Boufares et la famille Feghouli.

A tous ceux que j'aime, et à tous ceux qui m'aime.

SOMMAIRE

Sommaire

Introduction générale	1
------------------------------------	---

Chapitre 1 Généralités sur l'hydroélectricité

1.1.Introduction	7
1.2. L'énergie renouvelable	8
1.3. Sources d'énergie électrique en Algérie.....	9
1.4. L'hydro-électricité en Algérie	10
1.5. L'hydroélectricité dans le monde.....	12
1.6. Les centrales hydroélectriques	13
1.7. Classification des centrales.....	13
1.8. La petite centrale hydraulique.....	14
1.9. La constitution de la petite centrale hydroélectrique.....	16
1.10. Génératrices asynchrones à double alimentation (GADA).....	19
1.11. Génératrices synchrones à aimants permanents (GSAP).....	23
1.12. Principe de fonctionnement d'une petite centrale hydraulique.....	24
1.13. Les grandeurs caractéristiques des PCH.....	25
1.14. Production de l'énergie électrique dans une centrale hydraulique	25
1.15. Les moyens de stockage de l'énergie électrique	26
1.16. Recherche et développement pour la petite hydraulique	31
1.17. Ressemblance.....	32
1.18. Petite centrale hydraulique (vitesse fixe et vitesse variable)	33
1.19. Les avantages et les inconvénients de la petite centrale hydraulique	34
1.20. Conclusion.....	35

Chapitre 2

Modélisation de la chaîne de conversion hydroélectrique

2.1 Introduction	37
2.2 Différentes topologies de la chaîne de conversion d'énergie	38
2.3 Configuration du système de l'hydroélectrique proposée	40
2.4 Modélisation de la GADA.....	43
2.6 Modélisation de génératrice synchrone à aimants permanent	47
2.7 Modélisation des convertisseurs statiques.....	50
2.8 Principe de Fonctionnement du redresseur triphasé à trois niveaux	56
2.9 Modélisation d'un bus continu	57
2.10 Modélisation d'un onduleur à trois niveaux (convertisseur coté réseau)	58
2.12 Modélisation du réseau électrique.....	63
2.13 Conclusion.....	63

Chapitre 3

Contrôle d'une microcentrale hydroélectrique basée sur une GSAP

3.1 Introduction	66
3.2 Contrôle des générateurs à base d'onduleurs de puissance	67
3.3 Raccordement des générateurs hydroélectriques au réseau.....	71
3.5 Système de contrôle du convertisseur côté générateur.....	73
3.5.1 Système de contrôle du convertisseur latéral GSAP.....	73
3.5.1.1 Contrôle du couple maximal.....	73
3.5.1.2 Contrôle du facteur de puissance unitaire.....	74
3.5.1.3 Contrôle de tension constante du stator	75
3.5.2 Système de contrôle du convertisseur côté réseau	78
3.6 Conception et contrôle du convertisseur coté réseau (CCR)	83
3.6.1 Conception des éléments passifs.....	84
3.6.2. Détermination de la tension de référence du bus continu	84
3.6.3 Définition du facteur de puissance du réseau.....	85

3.7 Convertisseurs statiques de puissance.....	87
3.8 Conception du contrôleur backstepping	87
3.9 Résultats de simulation et interprétations	91
3.10 Etude de défaut dans un réseau raccordé à une centrale hydroélectrique.....	97
3.11 Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique en présence de défaut	97
3.12 Conclusion.....	104

Chapitre 4

Contrôles avancés de la chaîne hydroélectrique raccordée au réseau

4.1 Introduction.....	106
4.2 Configuration de conversions de puissance et objectifs de contrôle d'une hydroélectrique.....	107
4.3 Structure du convertisseur CCR dans les centrales hydroélectriques.....	108
4.4 Optimisation par le contrôleur de suivi du point de puissance maximum des hydroélectriques.....	112
4.4.1 Techniques MPPT indirectes.....	112
4.4.2 Techniques MPPT directes.....	113
4.4.3 Autres techniques.....	113
4.5 Maximisation de la Puissance avec asservissement de la vitesse.....	113
4.6 Algorithme MPPT P&O classique avec niveau de perturbation fixe	115
4.7 Commande du générateur.....	118
4.8 La GADA dans les centrales hydroélectriques.....	121
4.8.1 Principes du générateur à induction à double alimentation en vue de sa commande.....	121
4.8.2 Contrôle PQ du générateur à induction à double alimentation.....	123
4.9 Convertisseur côté réseau.....	124
4.10 Convertisseur côté rotor.....	126
4.11 Stratégie de contrôle GADA après la connexion au réseau.....	128
4.12 Contrôle avancé d'une centrale hydroélectrique dotée par une GADA.....	131

4.12.1 Commande du convertisseur côté rotor (RSC).....	131
4.13 Simulation à profil d'eau constant.....	134
4.14 Simulation à profil d'eau variable.....	139
4.15 Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique en présence de défaut..	146
4.16 Conclusion.....	155
Conclusion générale.....	156

Abréviations

2L-VSI	Onduleur de tension à deux niveaux
AC	Courant alternatif
BT	Basse tension
BTB-2L-VSI	Onduleur de tension à deux niveaux bidirectionnel
CCG	Contrôle côte générateur
CCR	Contrôle côte réseau
CGM	Contrôleur à mode glissant
DC	Courant continu
DCT	Contrôle direct de couple
DSP	Digital signal processing
FEM	Force électromotrice
FRT	Fault ride though
FSC	Convertisseur pleine échelle
GADA	Générateur asynchrone à double alimentation
GIRB	Générateur à induction à rotor bobiné
GSAP	Générateur asynchrone à aimant permanent
HVAC	Haute tension alternative
HVDC	Haute tension continue
MAS	Machine asynchrone
MCH	Micro-centrale hydraulique
MHPP	Micro-centrale hydroélectrique
MLI	Modulation à largeur d'impulsion
MPPT	Point de suivi de maximum de puissance
MT	Haute tension
PCC	Point de couplage commun
PCC	Point neutre commun
PE	Electronique de puissance
PI	Régulateur proportionnel- intégrale
PLL	Bloc qui mesure l'angle de phase de la tension
P&O	Perturbe et observe
PV	Photovoltaïque
RMS	Valeur efficace
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
THD	Taux de distorsion d'harmonique

Symboles :

Nom	Symbole	Unité
Angle électrique du rotor de la génératrice	θ_G	degré
Composante de tension statorique selon l'axe d	v_{sd}	V
Composante de tension statorique selon l'axe q	v_{sq}	V
Composante du courant de la génératrice -l'axe d	i_{dG}	A
Composante du courant de la génératrice l'axe q	i_{qG}	A
Composante du courant statorique selon l'axe d	i_{sd}	A
Composante du courant statorique selon l'axe q	i_{sq}	A
Couple	T	Nm
Couple de la pompe turbine	T_t	N.m ²
Courant dans le bus DC	i_{dc}	A
Courant statorique	i_s	A
Débit de l'eau	Q_w	m ³ /s
Densité volumique de l'eau	ρ	Kg/m ³
Flux inducteur	ϕ_{fs}	WB
Hauteur de la chute	H	m
Inductance statorique suivant l'axe d	L_d	H
Inductance statorique suivant l'axe q	L_q	H
Inertie	J	Kg/m ²
Puissance active	P	Watt
Puissance hydraulique	P_h	Watt
Puissance mécanique de la turbine	P_t	Watt
Puissance réactive	Q	Watt

Rendement	$\eta \%$	
Résistance de charge	R_{ch}	Ω
Résistance statorique	R_s	Ω
Tension du bus continu	u_{dc}	V
Tension du bus DC	u_{dc}	V
Vitesse de rotation	Ω	rad/s

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

La demande de la source d'énergie ne cesse de s'accroître vu que le développement industriel et économique est tributaire de ces besoins énergétiques.

Les réserves en charbon, pétrole et gaz suffiraient pour répondre aux besoins en énergie pendant plusieurs décennies encore. A l'horizon 2050, le monde ne sera certainement pas confronté à une pénurie en énergie[1]. Le problème réside dans le besoin de maîtriser les conséquences environnementales, économiques et sociales néfastes de l'exploitation incontrôlée de ces ressources.

Une part importante du flux des 8 milliards de tonnes/an de combustibles fossiles est brûlée sans que l'on se préoccupe de la composition des produits formés et les produits de combustion sont rejetés sans traitement dans l'environnement, essentiellement dans l'atmosphère.

Si cette problématique ne concernait auparavant qu'un groupe de pays développés, ce sont aujourd'hui les pays émergents qui investissent le plus dans les ENRe. Les 195 pays participant à la COP 2015 ont adopté un accord universel juridiquement contraignant sur le climat.

Actuellement les politiques visent un déploiement massif des énergies renouvelables ce qui soulève de nouveaux défis au niveau mondial.

Comment trouver le juste équilibre pour sauvegarder les réserves d'énergies fossiles tout en préservant l'environnement pour les générations futures ? Cette question est donc devenue la préoccupation de tous (politiciens, associations, chercheurs etc.). Face à ce défi, on a opté pour des solutions alternatives, à savoir le développement durable des sources non polluantes à base d'énergie renouvelable qui est sollicité par les producteurs d'énergie et les pouvoirs publics. Cette transition énergétique met en vigueur une réponse aux urgences climatiques et des progrès techniques remarquables dans le domaine des technologies de décarbonation de l'environnement.

L'hydroélectricité, qui existe depuis le début du vingtième siècle, représente à elle seule plus de 94 % de la production électrique mondiale à base d'énergies renouvelables [1], [2].

Les systèmes de conversion électromécanique utilisés couramment dans les microcentrales hydroélectriques possèdent une configuration simple peuvent assurer un

fonctionnement efficace seulement à l'aide des dispositifs de contrôle mécanique ou électrique.

Il est possible d'adjoindre des turbines hydrauliques à des installations destinées à une toute autre application. Par exemple dans le cas de stations de retraitement des eaux usées, le turbinage de l'eau permet de mettre à profit l'énergie qui auparavant était perdue et ceci, à des coûts relativement bas, tout en utilisant les infrastructures et les canalisations de l'équipement initial [3], [6]. Cette solution technique, valable pour tout système hydraulique dont on doit dissiper une partie de l'énergie, est appliquée, entre autres structures, sur le réseau d'eau potable et dans des centrales de dessalement de l'eau de mer pour des puissances de quelques dizaines à quelques centaines de kilowatts.

Les considérations ci-dessus démontrent que la petite hydroélectricité a et aura un rôle significatif dans le développement des sources à énergies renouvelables soit pour la fourniture de sites isolés, soit comme production d'appoint, rapidement mobilisable, dans les réseaux interconnectés.

Aujourd'hui la situation commence à changer car la production d'électricité à base d'énergie renouvelable peut avoir des conséquences négatives pour les réseaux et pour les consommateurs avec des :

- impacts sur les niveaux de tension,
- impacts sur la fréquence du réseau,
- impacts fonctionnelle des protections dues à la modification des transits de puissance,
- impacts sur la stabilité des réseaux et sur les temps d'élimination de défauts.

Ces problèmes ont poussé aux changements de la structure du réseau et conduit à la définition des règles ou des conditions techniques de raccordement de la production sur les réseaux. En effet, c'est un challenge à la fois nouveau et important pour les gestionnaires de réseau.

Plusieurs pistes de recherche complémentaires contribueront à lever ce verrou grâce aux convertisseurs d'électroniques de puissance et à l'utilisation de moyens de stockage dans le réseau.

Les convertisseurs d'électroniques de puissance permettent de connecter sur le réseau des dispositifs de production de technologies variées et d'introduire des possibilités de réglage qui amènent :

- À imaginer des structures adaptées pour les unités de production à base d'énergie renouvelable conduisant à de meilleurs rendements ;
- À influencer sur les flux de puissance et la répartition énergétique des différentes sources présentes dans un réseau électrique.

Cependant, leur exploitation nécessite de concevoir de nouvelles lois de commande, d'intégrer des services « systèmes » et de revoir les stratégies locales de supervision pour ces unités de productions auxquelles les convertisseurs d'électroniques de puissance sont raccordés.

L'ensemble de ces travaux à mener vise à rendre compatible les unités de production à base d'énergie renouvelable avec le système de gestion du réseau électrique de manière à lever les limitations actuelles à leur expansion. Ainsi, ce travail de thèse s'inscrit dans cette problématique.

Après une introduction générale, le premier chapitre est concentré sur des généralités sur l'hydroélectricité en présentant des statistiques sur la production de l'énergie hydraulique dans le monde par rapport aux autres procédés de production. Une présentation sur la microcentrale hydraulique à travers sa définition, son principe et son mode de fonctionnement ainsi que ses différents équipements. On introduira aussi la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) dans la première étape puis la génératrice synchrone à aimant permanent(GSAP), leurs structures et leurs principes de fonctionnement ainsi que leurs avantages et leurs inconvénients.

Le chapitre deux présente l'architecture globale du système, le rôle et le fonctionnement de chaque élément. La modélisation des composantes du système étudié est consacrée aux différents éléments de la chaîne de conversion hydroélectrique telle que la turbine, le multiplicateur de vitesse, la GADA, la GSAP, les convertisseurs statiques, le bus continu et le réseau. La mise en équation permettra de simuler son modèle dans le mode générateur.

Le troisième chapitre consolide sur la commande de la microcentrale hydraulique à vitesse variable basée sur l'intégration d'une GSAP afin de déterminer ces performances et la comparer à d'autres génératrices. Des différentes stratégies de contrôle ont été élaborées

tels que la commande MPPT de la turbine hydroélectrique, l'introduction de la commande vectorielle au système, la technique à mode glissant d'ordre supérieur. Cette commande est efficace face à la complexité et à la non linéarité du système étudié. En outre, elle a permis de réduire les chattering aux niveaux des grandeurs contrôlées et même une commande par mode glissant côté réseau devait être introduite.

Tandis que le chapitre quatre mène à bien l'intégration d'une GADA à la place de la GSAP pour voir de près les performances de chaque génératrice et faire une analyse comparative du point de vue rendement robustesse etc, en suivant les mêmes démarches que celles du troisième chapitre.

Les résultats de simulation sont définis en dernier de chaque essai pour mieux voir les paramètres influant sur la production des centrales hydroélectriques.

Le manuscrit est finalisé par une conclusion générale et des perspectives.

Chapitre 1

**GENERALITES SUR
L'HYDROELECTRICITE**

1.1 Introduction

Sous l'effet de la démographie et de la croissance économique, la demande énergétique mondiale est en forte croissance. Les énergies fossiles, dont le pétrole au premier rang, assure aujourd'hui plus de 80 % de l'offre mondial en énergie. Cette situation se traduit par une dépendance mondiale aux énergies carbonées. Ces dernières années, la hausse des prix du pétrole depuis 2002 est comparable à celle qu'avaient provoquée les chocs pétroliers de 1973 et 1979. Le prix du baril de Brent a été multiplié par 5, dépassant pour la première fois 100 dollars en janvier 2008. Les derniers rapports du GIEC2 (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) confirment et renforcent la certitude de l'existence d'une augmentation de l'effet de serre due à l'activité humaine. Il donne des prévisions d'augmentation de la température moyenne du globe et d'élévation du niveau moyen des mers sur le globe.

Le protocole de Kyoto, élaboré en 1997 pour servir de cadre international à la lutte contre le réchauffement de la Terre, avait fixé pour objectif la réduction moyenne de 5.2% des émissions des gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 pour les ramener à leur niveau de 1990.

La commission européenne a défini l'idée principale du développement durable comme « répondant aux besoins des générations présentes sans compromettre la capacité de l'avenir générations pour répondre à leurs propres besoins, autrement dit, une meilleure qualité de vie pour tous, maintenant et pour les générations à venir [1].

Actuellement, les sources d'énergies renouvelables font l'objet d'un regain d'intérêt. La cause principale de cet essor est l'épuisement des ressources énergétiques conventionnelles de la Planète (fuel, gaz naturel, charbon et uranium). Globalement, en 2009 il y avait 1230 GW installés en énergies renouvelables produisant de l'électricité, ce qui représente 18% de la capacité dans le monde. Cette énergie renouvelable peut être fournie par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux [2].

L'hydroélectricité est une source d'énergie renouvelable basée sur le cycle naturel de l'eau. Elle est considérée comme la plus mature, la plus fiable et la plus rentable technologie de production d'énergie renouvelable disponible. Elle est l'une des énergies renouvelables les plus développées dans le monde. Elle met à profit l'énergie de l'eau qui se déplace d'un point haut vers un point bas, essentiellement pour produire de l'électricité.

L'hydroélectricité est largement acceptée comme énergie propre et compatible avec les contraintes environnementales. Elle est l'énergie qui présente le meilleur délai d'amortissement énergétique, toutes énergies comparées, renouvelables et fossiles. Au cours de sa vie, une centrale hydroélectrique produit plus de 200 fois l'énergie nécessaire pour la construire, la maintenir et l'exploiter. Cet excellent résultat s'explique par la longévité des installations hydroélectriques.

Les centrales hydroélectriques présentent la particularité de ne pas avoir de durée de vie limitée, dès lors qu'elles font l'objet d'un entretien régulier [3].

1.2 L'énergie renouvelable

Fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux, les énergies renouvelables n'engendrent pas ou peu de déchets ou d'émissions polluantes. Elles participent à la lutte contre l'effet de serre et les rejets de CO₂ dans l'atmosphère [4].

Tableau suivant montre le bilan mondial de la production d'électricité de l'année 2018.

Désignation	Biomasse	Eolien	Hydro	Solaire	Géothermie	Nucléaire	Pétrole	Charbon	Gaz
Production électricité 10 ans	02	4.9	15.8	2.2	0.3	10.2	03	38.1	23.3
Évolution moy %/An sur 10ans	9	20	2.6	48	3.2	-0.1	-4.3	1.8	4.1

Tableau 1.1 Bilan mondial de la production d'électricité année 2018 [5].

Les énergies renouvelables comprennent une ressource qui se régénère plus rapidement. L'énergie hydroélectrique est une énergie de flux qui concerne l'écoulement de l'eau entre l'arrivée à terre des précipitations (pluies et neige) et le retour de l'eau en général à la mer. Cette énergie concourt donc à l'indépendance énergétique qui est une aspiration importante de la plupart des Etats. Elle représente de plus une énergie décentralisée, avec des régions de production sont principalement situées en zones montagneuses ainsi qu'en zones rurales.

L'hydroélectricité est une source d'énergie renouvelable basée sur le cycle naturel de l'eau. Elle est considérée comme la plus mature, la plus fiable et la plus rentable technologie de production d'énergie renouvelable disponible [5].

La petite hydraulique où la puissance est généralement inférieure à 10 MW, a un potentiel énorme dans le monde entier, ce qui lui permettrait une contribution significative

aux besoins énergétiques futurs. Dans le nouveau contexte du marché d'électricité, cette technologie représente une bonne solution en termes de coût et d'impact environnemental. Comme la principale ressource est continue et prévisible, ces systèmes peuvent constituer la base de futurs micro-réseaux en particulier dans les sites isolés [5].

Dans les systèmes hydroélectriques la technologie de génération à vitesse variable est bien établie et disponible à un intérêt important et à un coût raisonnable.

Dans le domaine de la petite centrale hydraulique des turbines à pales et distributeurs fixes remplacent les anciennes turbines à distributeur et pales réglables qui sont couteuses et demandent des entretiens périodiques ce qui a permis d'améliorer le rendement énergétique par le contrôle direct de la régulation de puissance. La chaîne de conversion électromécanique peut être simplifiée en supprimant le multiplicateur de vitesse. Les perturbations dues aux coups de bélier et les problèmes concernant la régulation sont considérablement simplifiés, ce qui entraîne un gain en espace et en équipement et enfin, un faible coût de maintenance. La grande majorité des petites et microcentrales hydroélectriques sont «au fil de l'eau» ce qui signifie qu'elles travaillent avec des basses chutes et de forts débits. Cela rend les turbines Kaplan et semi-Kaplan ou à hélice plus attractives pour de tels aménagements [5].

1.3 Les énergies renouvelables en Algérie

Quatre-vingt-dix-neuf pourcents de la production d'électricité en Algérie proviennent du gaz naturel. La prédominance du gaz naturel dans le mixte énergétique algérien est due au fait que le pays est un producteur majeur du combustible. Elle produit 20.000 MW pour couvrir la demande croissante au niveau national et les 33 stations de production d'électricité situées dans le Sud algérien travaillant avec du gaz naturel [9].

Comme le reste du monde, l'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire et éolienne. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030. Le programme des EnRs (Énergies Renouvelables) est défini ainsi pour les différentes phases :

- De 2011 à 2013, l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW.
- De 2013 à 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée,
- D'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW,
- D'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

La consistance du programme en énergie renouvelable a réalisé pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, répartie par filière dans le tableau 1.2.

	Phase 2015-2020 [MW]	Phase 2021-2030 [MW]	Total [MW]
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	5	10	15
TOTAL	4525	17475	22000

Tableau 1.2 Energie renouvelable à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030

1.4 L'hydroélectricité en Algérie

Les potentialités hydriques naturelles de l'Algérie sont estimées actuellement à 18 milliards de m³ par an répartis comme suit. 12,5 milliards de m³/an dans les régions Nord et 5,5 milliards de m³/an dans les régions sahariennes. L'irrigation occupe 62 % de la demande totale du pays. La demande en eau potable 35 % de la demande totale. Les besoins en eau du secteur industriel ne s'élève qu'à 3 %.

L'Algérie compte en 2013 neuf grandes stations de dessalement en exploitation. La mise en exploitation de deux autres stations portera la capacité de production totale à 2,1 millions de m³/jour.

Le Plan 2021 à l'horizon 2030 prévoit la réalisation de nouvelles stations de dessalement d'eau de mer. En Plus des 11 stations de dessalement avec une capacité de production de 770 millions m³ par an, quatre (4) nouvelles stations de dessalement sont en cours de réalisation avec une capacité totale de 770.000 m³/J.

L'eau souterraine dans le désert constitue un important réservoir hydrique qui sera utilisé et transféré vers les hauts-plateaux et les villes intérieures, soulignant que le secteur peut en exploiter six (6) milliards m³ par an.

Le secteur œuvre actuellement à l'adoption d'une stratégie de raccordement entre barrages dont certains enregistrent chaque année un surplus.

Le taux de remplissage des 65 barrages en cours d'exploitation a atteint plus de 63 %, relevant que 4 barrages étaient remplis à 100 %.

La prochaine phase verra le lancement de la mise en œuvre du programme de réalisation de petits barrages pour accompagner l'agriculture de montagne. Malheureusement toute cette capacité reste inexploitée au niveau de production d'énergie, et encore le 09/07/2014, le gouvernement a décidé de fermer à terme les centrales hydroélectriques du pays. Cette décision a été motivée par le fait que le niveau de production des centrales hydroélectriques reste « insignifiant », en contribuant très peu au bilan énergétique de l'Algérie, a noté la même source, précisant que la production de la filière hydraulique ne représente que 389,4 GWh des 28950 GWh produits par SPE, tandis que 28560 GWh, est assurée par le gaz. Le tableau ci-contre présente les centrales hydrauliques en Algérie.

Centrale	Darguina	Ighil Emda	Mansouria	Erraguene	Soukel Djemaa	Tizi Meden	Ighzernchbel
Puissance installée MW	71,5	24	100	16	8,085	4,458	2,712
Centrale	Ghrib	Gouriet	Bouhanifia	Oued Fodda	Beni Behde	Tessala	
Puissance installée MW	7	6,425	5,7	15,6	3,5	4,228	

Tableau 1.3 Les centrales hydrauliques en Algérie [10]

La figure ci-dessous présente la production annuelle de l'électricité à partir des centrales hydrauliques jusqu'à 2013 l'année de décision de la fermeture à terme des centrales hydroélectriques en Algérie [10].

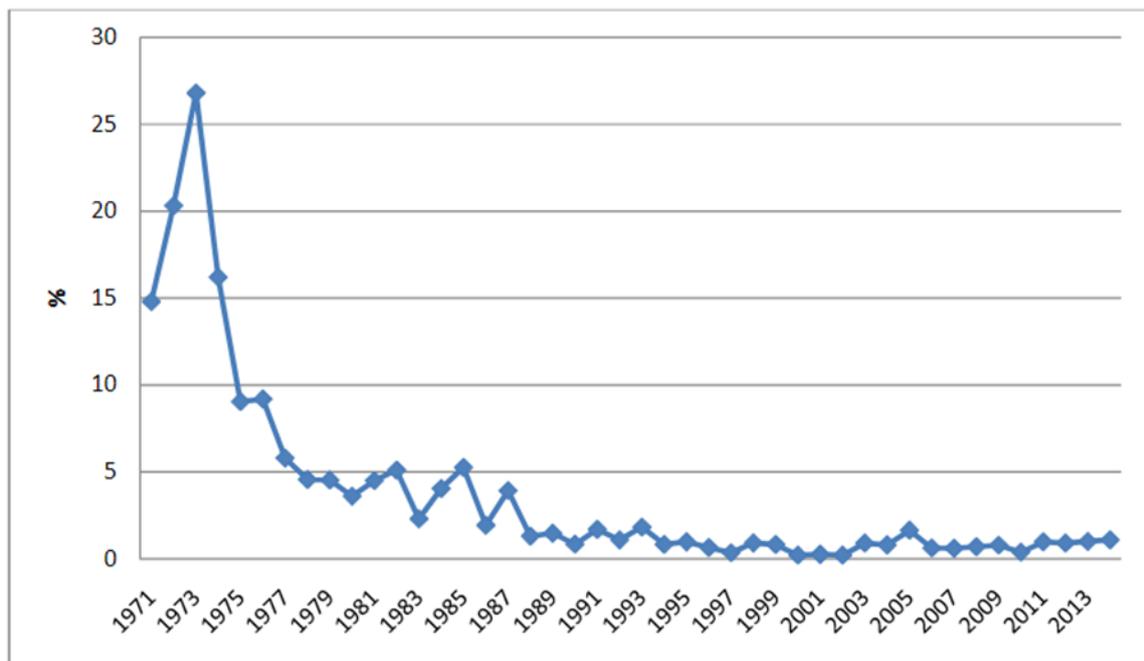


Figure 1.1 Production de l'électricité-hydroélectricité (% de la production totale) en Algérie

1.5 L'hydroélectricité dans le monde

Parmi toutes les énergies renouvelables, l'hydraulique est la seule à être exploitée à grande échelle pour produire de l'électricité, et ceci dans le monde entier. En 2018, elle assurait 16% de la production électrique mondiale, encore loin derrière le charbon (38.1%) et le gaz (23.3%). Quatre pays se partagent plus de la moitié de la production : la Chine fait la course en tête, avec un quart de la production mondiale, suivie du Brésil, du Canada et des États-Unis. Il existe plus de 15 pays dont le total d'électricité générée provient d'au moins 90% de la production hydraulique et près de 40 pays pour plus de 50%.

Dans le monde, on recense aujourd'hui quelque 10 000 grands barrages produisant de l'électricité. Parmi les plus impressionnants : le barrage d'Itaipu, à la frontière entre le Brésil et le Paraguay, ou encore celui des Trois-Gorges en Chine. Sa retenue d'eau s'étend sur 600 km de longueur. Le barrage lui-même est long de plus de 2 kilomètres, pour une hauteur de 140 mètres. Le barrage de la Grande-Dixence en Suisse est le plus haut barrage au monde. Il est situé dans les Alpes à 2.400 mètres d'altitude. L'eau chute d'une hauteur de 1 880 mètres, C'est la plus haute chute d'eau au monde. L'eau arrive dans la centrale à la vitesse phénoménale de 600 km/h, de quoi produire une belle quantité d'énergie [8].

1.6 Les centrales hydroélectriques

Ce sont des centrales qui génèrent de l'électricité en transformant l'énergie d'une chute d'eau en une énergie mécanique en faisant tourner une turbine, cette dernière entraîne un générateur qui produit une énergie électrique. C'est une forme d'énergie renouvelable, propre et non polluante.

La centrale hydroélectrique est composée essentiellement d'un générateur, d'une turbine, d'une conduite forcée et de portillons.

Le générateur et la turbine sont reliés par un arbre vertical. L'écoulement de l'eau traverse la conduite forcée et arrive à la turbine. Le débit d'eau dans la turbine est contrôlé par les portillons.

L'eau entraîne le groupe turbine-alternateur et le générateur produit de l'électricité. Une fois mise en mouvement, la turbine entraîne un générateur de courant qui à son tour transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

Le courant produit par le générateur doit être transporté jusqu'au point de livraison.

Cette énergie concourt à l'indépendance énergétique qui est une aspiration importante de la plupart des Etats. Elle représente de plus une énergie décentralisée, avec des régions de production qui sont principalement situées en zones montagneuses ainsi qu'en zones rurales.

Le tableau 1.4 ci-dessous présente les catégories hydroélectriques les plus répandues et le nombre de besoins en énergie électrique des maisons satisfaits pour mettre les choses en contexte [6].

Catégorie Hydro	Gamme de puissance	Nombre de foyers alimentés
Pico	0 KW -5 KW	0-5
Micro	5 KW -100 KW	5-100
Mini	100 KW -1 MW	100-1000
Moyenne	10 MW -100 MW	10000-100000
Grande	+100 MW	+100000

Tableau 1.4 Catégories d'une centrale hydroélectrique [7]

1.7 Classification des centrales

Les centrales sont classées à base de la conduite de l'eau vers la turbine, de l'emplacement de cette dernière et de la hauteur de chute ou dénivellation exploitée. On distingue deux classes principales de petites centrales :

- Le long d'un cours d'eau ou sur un canal de dérivation. L'ouvrage le plus important est le barrage qui fait détourner le débit nécessaire directement vers la turbine. La centrale est soit intégrée directement dans le barrage, soit placée à l'extrémité d'un canal.
- Sur des cours d'eau, des sources de montagne, des réseaux d'eau potable et dans des circuits hydrauliques industriels. Aux composants mentionnés pour la première catégorie s'ajoute une conduite forcée entre la prise d'eau, ou l'extrémité du canal de dérivation, et la centrale. La conduite est l'ouvrage le plus important de ce type de centrale. Dans leur principe, les petites centrales se distinguent peu des grandes installations. La différence se situe avant tout au niveau de la simplicité de conception et d'exploitation. En effet, les petites centrales doivent non seulement être peu coûteuses à la construction, mais doivent aussi pouvoir fonctionner automatiquement sans personnel permanent et avec un minimum de surveillance et d'entretien. En règle générale elles sont exploitées au fil de l'eau, sans réservoir d'accumulation.

1.8 La petite centrale hydraulique

1.8.1 Définition

La notion de petite hydraulique est variable selon les pays. A l'heure actuelle, il n'y a pas de définition internationale fixant les gammes de puissance des installations. Les notions de petite, mini et micro hydraulique sont présentes dans la littérature et certaines différences sont illustrées au tableau ci-dessous.

Pays	Micro (kW)	Mini (kW)	Petite (MW)
USA	<100	100-1000	1-30
France	20-500	500-2000	2-10
Chine	5-5000	-	-
Inde	<100	101-1000	1-15

Tableau 1.5 Catégories des centrales selon les pays

Une autre classification des centrales hydroélectriques est basée sur la différence de niveau d'eau entre l'entrée et la sortie, c'est-à-dire la tête d'eau, et les définitions ne sont pas non plus identiques. En pratique, la charge d'eau est un facteur important pour sélectionner la turbine hydraulique appropriée.

Quel que soit la taille de la centrale hydraulique La production d'énergie est une fonction entre le débit de l'eau et la hauteur de chute.

Les débits des microcentrales peuvent représenter quelques litres ou plusieurs mètres cubes à la seconde. A partir de deux mètres, une chute avec un débit suffisant est considérée comme exploitable. Par ailleurs, des hauteurs de quelques centaines de mètres peuvent produire une quantité intéressante d'énergie, même si le débit est faible.

I.8.2 Ressources d'énergie hydroélectrique

Une petite centrale hydraulique peut produire de l'énergie électrique à base de la transformation de la force hydraulique qui provienne généralement :

- D'un fleuve ou une rivière,
- D'un barrage d'irrigation,
- D'un réseau d'approvisionnement en eau potable,
- D'un réseau d'évacuation des eaux usées,
- De procédés industriels.

L'importance des petites centrales hydrauliques apparaît surtout au niveau local et plusieurs applications se partagent :

- Avec leur production quasi continue, elle peut jouer un rôle de régulation ou de secours important,
- Elles augmentent la sécurité d'approvisionnement,
- Elles permettent l'intégration des sources renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque).

La puissance de la centrale est proportionnelle au débit prélevé dans le cours d'eau et à la dénivellation.

En fonction de la hauteur des têtes d'eau, les centrales hydroélectriques peuvent être classées en trois catégories selon l'Association européenne des petites centrales hydroélectriques comme suit :

- Centrales à haute chute : 120 m et plus,
- Centrales à moyenne chute : 30 à 120 m,
- Centrales à basse chutes : 2 à 30 m [9].

Cette classification n'est pas rigide mais elle permet de définir la catégorie des sites. Elle correspond de plus à des types de machines différentes. Parmi les applications nous pouvons citer :

- Les centrales au fil de l'eau qui semblent les plus favorables pour la technologie à vitesse variable,
- Les centrales en pied de barrage,
- Les centrales intégrées dans un système d'approvisionnement en eau.

Dans les aménagements au fil de l'eau, la turbine produit de l'électricité à partir de l'eau disponible prélevé dans le cours d'eau. Lorsque le débit du cours d'eau soit inférieur au débit technique minimal nécessaire à son fonctionnement, la production cesse.

Les aménagements de moyennes et hautes chutes utilisent des seuils pour dériver l'eau, l'écoulement est alors piloté vers les turbines par une conduite forcée.

D'autres types d'aménagements peuvent être distingués tel que : l'aménagement au pied d'un barrage, les aménagements intégrés utilisant un canal d'irrigation, les aménagements intégrés dans un réseau d'eau potable, les aménagements pour le turbinage des eaux usées.

1.9 La constitution de la petite centrale hydroélectrique

La petite centrale hydroélectrique est constituée des équipements civils, électromécaniques et électriques.

- Les équipements civils

La turbine et l'installation de production du courant sont abritées dans une centrale. Le barrage ou le déversoir alimente le canal de dérivation en eau et amène son débit jusqu'à la centrale et le restitue au cours d'eau.

Un entretien simple peut rendre l'équipement d'une microcentrale plus robuste et plus fiable et les frais de son fonctionnement deviennent plus réduits [11].

- Les équipements électromécaniques

Le passage d'une puissance hydraulique en une puissance mécanique est assuré par une turbine qui est mise en rotation par le flux de l'eau de manière à faire tourner un alternateur. Le choix du type de turbine se fait en fonction du débit nominal Q_n et de la chute nette H_n . De plus, pour les petites centrales possédant un débit suffisamment constant tout au long de l'année, il est également possible d'utiliser des pompes travaillant en régime inversé. Il existe de nombreux types de turbines s'adaptant aux différentes contraintes imposées par chaque site, on peut les classer en deux catégories [12].

- ❖ **Turbines à action** : une turbine est dite à action si la pression du fluide à la sortie du distributeur P_e (soit la pression à l'entrée de la roue) et la pression à la sortie de la roue P_c sont identiques : $P_e = P_c =$ pression atmosphérique. Exemple : Pelton.
- **La turbine Pelton** : la turbine Pelton est une turbine à action dont la pression de l'eau est entièrement convertie en énergie cinétique avant d'entrer en contact avec la roue et de lui transmettre son énergie, elle est utilisée pour des hautes chutes. Elle est constituée d'une roue à augets sur lesquels un ou plusieurs injecteurs acheminent l'eau. Chaque injecteur est constitué d'une tuyère permettant de former un jet d'eau à haute vitesse, et d'un pointeau mobile permettant de contrôler le débit. Le réglage des pointeaux se fait par un asservissement hydraulique ou électrique. Pour les installations d'eau potable on préférera un asservissement électrique. [12].
- ❖ **Turbine 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 [13]. On peut citer comme exemple :
 - **La turbine Francis** : la turbine Francis est constituée d'une roue, d'un rotor, d'un tuyau d'admission et d'un châssis et d'éléments d'admission d'eau ayant, en général, une forme de spirale. La roue assure la fourniture en eau et d'un débit suffisant. Dans le rotor, l'énergie de l'eau est convertie en énergie mécanique. L'écoulement peut passer d'une direction radiale à une direction axiale à la sortie de l'eau. La forme du rotor et de ses pales dépend de la hauteur de chute. [9].
 - **Les turbines Kaplan** : les turbines Kaplan (hélice) sont les plus appropriées pour le turbinage des faibles chutes. Elles se particularisent par leur roue qui est similaire à une hélice de bateau, et dont les pales sont fixes ou réglables en marche [9].

Le tableau ci-dessous expose les différents types de turbines et leurs domaines d'utilisation.

Nom	PELTON	CROSSFLOW	FRANCIS	KAPLAN
Type	Turbine à action : l'eau est mise en vitesse max dans l'injecteur. Toute l'énergie dans le jet entraîne la rotation de la roue et de l'eau ressort de la pluie (énergie cinétique)		Turbine à réaction : l'eau est guidée par le distributeur pour rentrer sans choc dans la roue. Celle-ci se met en vitesse max à la sortie de la roue. Cette machine utilise à la fois l'énergie cinétique et la différence de pression	
Débit	20 à 1000 L/sec	20 à 7000 L/sec	100 à 6000 L/sec	300 à 10000 L/sec
Hauteur	50 à 400 m	10 à 150 m	5 à 100 m	2 à 10 m
Vitesse de rotation	500 à 1500 tr/ m	Faible	Jusqu'à 1000tr/ m	Faible
Caractéristique	Arrivée d'eau réglable par l'injecteur qui permet de conserver de bons rendements. Encombrement réduit par liaison directe turbine-générateur.	Construction simple mais rendement relativement faible. Multiplicateur encombrant entre turbine et générateur.	Excellent rendement si le débit varie entre 60 et 100 de son débit nominal. Fonctionnement sans multiplicateur.	Bon rendement. a utilisé pour les forts débits et les faibles chutes.

Tableau 1.6 Les différents types de turbines

La figure ci-dessous expose l'utilisation des différents types de turbines.

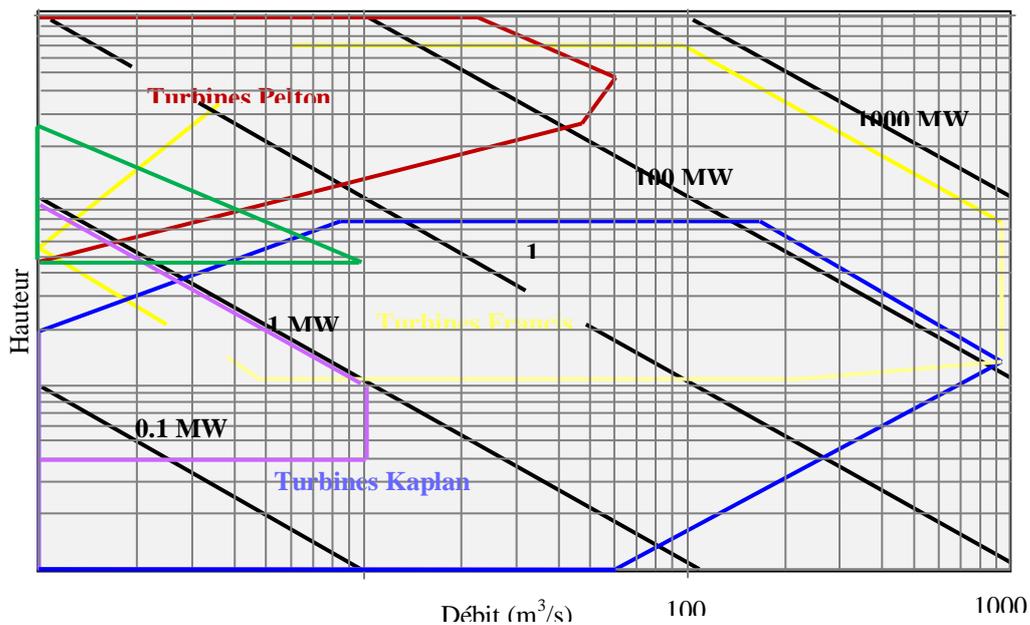


Figure 1.2 Domaine d'utilisation des différents types de turbines

- Equipements électriques

Conformés d'un générateur synchrone ou asynchrone utilisé dans les petites centrales hydroélectriques afin d'assurer la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique qui sera injectée au réseau interconnecté qui fixe la tension et la fréquence ou au réseau isolé auquel le producteur doit garantir une tension ainsi qu'une fréquence qui doivent être fixes et stables dans une fourchette admissible pour les appareils de l'utilisateur [12], et d'un transformateur de puissance qui permet de transformer une tension ou un courant d'une certaine fréquence en une autre tension ou un autre courant de même fréquence.

1.10 Génératrices asynchrones à double alimentation (GADA)

La Machine Asynchrone Doublement Alimentée (GADA) suscite un intérêt particulier, surtout en tant que génératrice dans le domaine de l'énergie hydraulique. Pour ce faire, la structure de cette machine, les différents modes de fonctionnement et les configurations les plus utilisés seront étudiées [5].

Les hydrauliques utilisant la GADA, ont le stator directement couplé au réseau alors que le rotor est connecté au réseau à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques. Ce type de machine asynchrone s'est développé, car la double alimentation permet une meilleure exploitation du potentiel de l'hydraulique avec un onduleur de taille réduite et une commande appropriée, on obtient une qualité de tension similaire à celle de la machine asynchrone classique [3].

1.10.1 Structure de la GADA

Cette machine possède un stator identique à celui d'une machine asynchrone classique. La différence réside dans le rotor qui est composé d'enroulements triphasés disposés, de la même manière que les enroulements statoriques, et connectés en étoile. Leurs extrémités sont reliées à des bagues conductrices sur lesquelles viennent frotter des ballais, ce qui permet d'accéder aux grandeurs rotoriques. La structure de cette machine, permet de considérer son comportement physique de façon analogue à une machine synchrone [10]. La différence réside dans le fait, que le rotor, n'est plus une roue polaire alimentée en courant continu ou un aimant permanent, est constitué d'un bobinage triphasé alimenté en alternatif.

1.10.2. Modes de fonctionnement de la GADA

En fonctionnement, le stator de la GADA est connecté directement au réseau et son rotor est alimenté par un convertisseur de puissance. Son fonctionnement est basé sur le

principe du contrôle de l'écoulement de la puissance de glissement. Sa puissance rotorique, au lieu d'être dépensée en pertes Joules, est récupérée et injecter dans le réseau. La difficulté est, que la fréquence des courants rotoriques est égale à g fois la fréquence du réseau. Durant des années, cette difficulté était surmontée grâce à un regroupement de machines [11]. Avec l'apparition des semi-conducteurs, une solution plus pratique a été mise au point. Une interface électronique composée d'un redresseur et d'un onduleur permet le passage de la puissance de glissement vers le réseau [7].

La GADA peut fonctionner en moteur ou en générateur. Les différents modes de fonctionnement de la GADA sont décrits ci- dessous [8]:

❖ Moteur en hypo synchronisme

L'énergie absorbée du réseau est transformée partiellement en énergie mécanique. L'autre partie est injectée au réseau à travers les contacts glissants du rotor. Pour les moteurs à cage, l'énergie de glissement est dissipée en pertes Joule dans le rotor.

❖ Moteur en hyper synchronisme

La puissance statorique est fournie par le réseau, ainsi que la puissance de glissement. Les machines à cage ne peuvent avoir ce type de fonctionnement, car celui-ci ne peut être obtenu qu'à l'aide d'un accès au rotor via un circuit électronique [11].

❖ Génératrice en hypo synchronisme

L'énergie mécanique est transmise à l'arbre de la machine, qui la fournit au stator, lequel la transmet au réseau. Afin de permettre un fonctionnement hypo synchrone, l'énergie de glissement, provenant du réseau, se doit d'être transmise au rotor. Ainsi pour le fonctionnement générateur hypo synchrone, une alimentation du circuit rotorique à fréquence variable permet de délivrer une fréquence fixe au stator même en cas de variation de la vitesse de rotation [11].

❖ Génératrice en hyper synchronisme

La totalité de la puissance mécanique fournie à la machine est transmise au réseau aux pertes près. Une partie de cette puissance correspondant à $(gP_{\text{méc}})$ est transmise par l'intermédiaire du rotor.

Les quadrants 3 et 4 sont intéressants pour une utilisation dans un système hydraulique. Lorsque la GADA fonctionne en génératrice, la turbine fournit une puissance mécanique P_m à la machine [11].

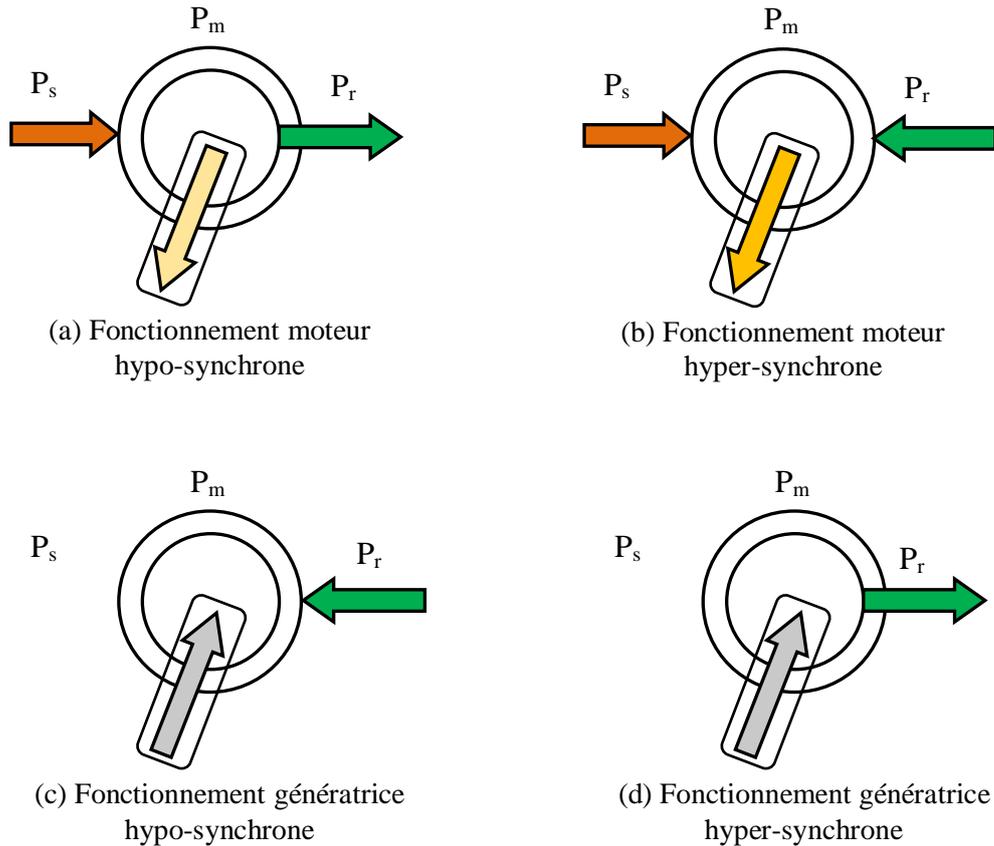


Figure 1.3 Les différents modes de fonctionnement de la GADA

1.10.3 Principe de fonctionnement de la GADA

Pour un fonctionnement normal de la machine asynchrone en régime établi, il faut que les vecteurs des forces magnétomotrices f.m.m du stator et du rotor soient immobiles dans l'espace l'un par rapport à l'autre. Du moment que le vecteur résultant de la f.m.m des enroulements statoriques tourne, dans l'espace, avec une vitesse angulaire ω_s et que le rotor tourne à la vitesse ω_r par conséquent, pour satisfaire à cette condition, il faut que le vecteur de la f.m.m de l'enroulement rotorique tourne par rapport au rotor avec la vitesse :

$$\omega_g = \omega_s - \omega_r = (1 - g) \omega_s = \omega_s g \quad (1.1)$$

Où :

g : est le coefficient de glissement,

ω_g : est la vitesse angulaire du glissement.

C'est-à-dire proportionnellement au glissement g , si la vitesse de la génératrice est inférieure à la vitesse de synchronisme, les sens de rotation sont identiques, dans le cas contraire, quand la vitesse est supérieure à celle de synchronisme les sens seront opposés.

Pour que la rotation du vecteur f.m.m par rapport au rotor se réalise, le courant dans l'enroulement doit avoir une fréquence f_r , définie à partir de $\omega_s \cdot g = 2\pi f_r$, c'est-à-dire $f = g \cdot f_s$ [13].

1.10.4 Avantages et inconvénients de la GADA

Comme les autres machines, la GADA présente quelques avantages et inconvénients qui sont liés à plusieurs facteurs, à savoir sa structure, sa stratégie de commande et ses applications.

a- Avantages de la GADA

Comme avantages de la GADA, on peut citer :

- ❖ L'utilisation d'une GADA permet de réduire la taille des convertisseurs en faisant varier la vitesse par action sur la fréquence d'alimentation des enroulements rotoriques. Ce dispositif est par conséquent économique et contrairement à la machine asynchrone à cage, il ne consomme pas la puissance réactive et peut même la fournir.
- ❖ En fonctionnement générateur, l'alimentation du circuit rotorique à fréquence variable permet de délivrer une fréquence fixe au stator même en cas de variation de vitesse.
- ❖ Ce fonctionnement présente la GADA comme une alternative sérieuse aux machines synchrones classiques dans de nombreux systèmes de production d'énergie décentralisée. [4]
- ❖ L'accessibilité au stator et au rotor offre l'opportunité d'avoir plusieurs degrés de liberté pour bien contrôler le transfert des puissances et le facteur de puissance avec toutes les possibilités de récupération ou l'injection d'énergie dans les enroulements de la machine [9].
- ❖ La capacité de pouvoir augmenter la plage de variation de la vitesse autour de la vitesse de synchronisme. De plus, l'application de la commande vectorielle associée à une technique de commande moderne permet d'obtenir un couple nominal sur une grande plage de vitesse.
- ❖ Dans la GADA, le circuit rotorique peut être piloté par un convertisseur de fréquence de puissance relativement faible par rapport au stator. Ce convertisseur rotorique de haute commutation est utilisé pour réaliser de hautes performances dynamiques en termes de temps de réponse, de minimisation des harmoniques et d'amélioration de rendement.
- ❖ Si l'un des deux onduleurs tombe en panne, un fonctionnement en régime dégradé pour les génératrices à double alimentation est plus souple que celles à simple alimentation.

❖ Son utilisation est préférée pour ses propriétés de réglage de vitesse par action sur des résistances placées dans le circuit rotorique, et encore sa possibilité de démarrer sans demander un courant important du réseau [12].

b- Inconvénients de la GADA

Tout d'abord, la GADA est une machine asynchrone, alors le premier inconvénient est que sa structure est non linéaire, ce qui implique la complexité de sa commande. En plus de ça, on peut citer les inconvénients suivants :

❖ Elle est plus volumineuse qu'une MAS à cage de puissance équivalente. L'aspect multi-convertisseurs, augmente le nombre de convertisseurs et par conséquent le prix [7].

❖ Un autre inconvénient apparaît lors de l'étude de cette machine, qui est la stabilité notamment en boucle ouverte. En effet, dans le cas de la machine asynchrone conventionnelle celle-ci est garantie par la relation fondamentale de l'autopilotage réalisant l'asservissement de la vitesse par la fréquence du stator. Par conséquent, les deux forces magnétomotrices du stator et du rotor deviennent synchronisées. Mais dans le cas de la machine asynchrone à double alimentation, la rotation des forces magnétomotrices devient fonction des fréquences imposées par les deux sources d'alimentation externes. De ce fait, une certaine synchronisation entre elles est exigée afin de garantir une stabilité à la machine [8].

1.11 Générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP)

L'avantage principal des machines synchrones à aimants permanents réside dans la haute vitesse et la génération des puissances très élevée. Les développements actuels sont dus à la baisse des coûts des composants semi-conducteurs de puissance, à l'apparition d'aimants permanents à haute performance et à faible perte fer. Le stator de la machine à un bobinage conventionnel identique à celui de la machine synchrone usuelle. Le champ magnétique d'excitation du rotor est fourni par des aimants permanents, contrairement à la machine conventionnelle.

1.11.1 Principe de fonctionnement d'une génératrice synchrone

L'inducteur de la génératrice synchrone, entraîné mécaniquement, crée un champ à répartition spatiale variable dans les bobinages statoriques. Les f.e.m induites dans ces bobinages provoquent la circulation de courants induits qui créent à leur tour un champ statorique dans l'entrefer, qui tourne à la même vitesse que celle du champ inducteur [7].

1.11.2 Avantages de la génératrice synchrone à aimants permanents

Comparée à la génératrice asynchrone et à courant continu, la génératrice synchrone à aimants permanents présente les principaux avantages suivants [13, 26,31] :

- ❖ Robustesse incontestée par rapport à la machine à courant continu.
- ❖ Augmentation de la constante de temps thermique et de la fiabilité grâce à l'élimination des bagues et des balais.
- ❖ Facteur de puissance et rendement plus élevés par rapport à la génératrice asynchrone.
- ❖ Cette structure donne à la génératrice l'avantage de réduire les dimensions et par conséquent un moindre moment d'inertie, ce qui augmente sa fiabilité et sa densité de puissance par unité de volume.
- ❖ L'utilisation d'aimant permanents au rotor permet d'éliminer les pertes électriques dans le circuit rotorique.

1.12 Principe de fonctionnement d'une microcentrale hydraulique

Rappelant que tout corps soumis à la gravité terrestre en tombant fournit de l'énergie est le principe fondamental qui explique le fonctionnement d'une microcentrale hydraulique ; il en est ainsi pour les chutes d'eau. La différence d'altitude génère une pression souvent trop élevée pour être supportée par les canalisations ; il est alors nécessaire de la dissiper, du moins partiellement, pour assurer la pérennité des réseaux. La méthode traditionnelle consiste à installer des réducteurs de pression sur les réseaux.

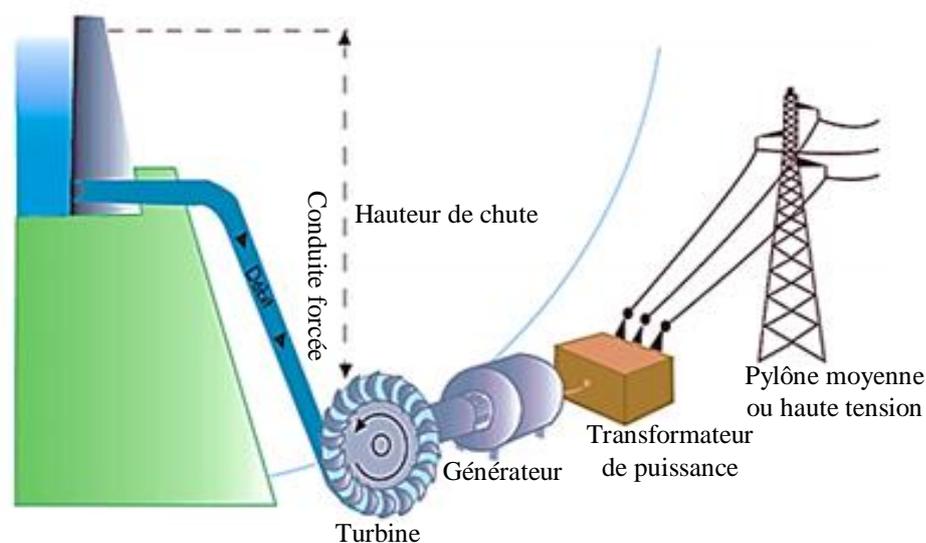


Figure 1.4 Principe d'une centrale hydraulique [15]

Or une pression est une énergie potentielle. Plutôt que de la dissiper à l'aide de ces réducteurs de pression et donc de perdre cette énergie, il est possible de la transformer en électricité par l'intégration de turbines hydrauliques sur le réseau d'eau [15].

1.13 Les grandeurs caractéristiques des PCH

Quatre grandeurs caractéristiques permettent d'évaluer l'importance d'un aménagement hydroélectrique :

- le débit d'équipement,
- la hauteur de chute,
- la puissance de l'aménagement,
- l'énergie électrique produite.

Le débit d'écoulement (Q_ω) est le débit maximum susceptible d'être turbiné par la centrale, c'est-à-dire le débit maximum absorbé par toutes les turbines lorsque celles-ci fonctionnent ensemble à pleine puissance. Il s'exprime en m^3/s .

La hauteur de chute (H) est la différence d'altitude, exprimée en mètre, entre le niveau de l'eau à sa prise d'eau (côté de surface libre en eaux moyennes) et le niveau de l'eau à l'endroit de la restitution. La puissance est une fonction combinée du débit d'équipement et de la hauteur de la chute. Elle est exprimée en kilowatts (kW) ou mégawatts (MW).

On distingue habituellement :

- La puissance maximale brute qui exprime la puissance potentielle de l'aménagement

$$P_h = \rho.g.H.Q_\omega \quad (1.2)$$

- La puissance installée qui représente la puissance effective de l'aménagement

$$P_{mec} = \eta.\rho.g.H.Q_\omega \quad (1.3)$$

η : le rendement de l'ensemble turbine-générateur, lequel varie principalement entre 0,6 et 0,9 selon la puissance.

1.14 Production de l'énergie électrique dans une centrale hydraulique

La centrale hydroélectrique est essentiellement composée d'un générateur, d'une turbine, d'une conduite forcée et de portillons. Généralement, deux types de turbines sont utilisés :

La turbine à impulsion par exemple la turbine Pelton Wheel et la turbine à réaction comme la turbine Francis et Kaplan. Le générateur et la turbine sont pour la plupart reliés directement par un arbre vertical L'existence d'une hauteur de chute élevée produit de l'eau à écoulement rapide qui traverse la conduite forcée et arrive à la turbine. Le débit d'eau dans la turbine est contrôlé par les portillons. Les portillons peuvent être réglés avec l'ouverture du pivot autour de la périphérie de la turbine pour contrôler la quantité d'eau qui s'écoule dans la turbine. Des servo-actionneurs, contrôlés par le régulateur, aident à régler ces portes.

L'eau entraîne le groupe turbine-alternateur et le générateur rotatif produit de l'électricité. Au stade initial, l'eau stockée à charge hydraulique claire possède une énergie potentielle. En traversant la conduite forcée, elle perd progressivement de l'énergie potentielle et gagne de l'énergie cinétique avant d'atteindre la turbine. Un regard critique sur le processus de production d'énergie par les centrales hydroélectriques montre que les modèles de centrales hydroélectriques sont fortement influencés par le système de conduite forcée-turbine, le générateur électrique et de nombreux systèmes de contrôle.

Une fois mise en mouvement, la turbine entraîne un générateur de courant qui va transformer l'énergie mécanique disponible sur son arbre, en énergie électrique.

Le courant produit à la sortie du générateur doit ensuite être transporté jusqu'au point de livraison .Lorsque la production d'énergie électrique est injectée au réseau local d'électricité. Cette action est réalisée par un transformateur qui permet d'élever la tension [9]. L'énergie en surplus devrait être stockée par des moyens adéquats.

1.15 Les moyens de stockage de l'énergie électrique

Le besoin de stockage est une réponse à des considérations d'ordre économique, environnemental et technologique.

L'électricité a pour première caractéristique de ne pas être stockable ce qui fait que la quantité d'électricité produite doit toujours être équivalente à la consommation.

Le stockage de l'énergie est au cœur des enjeux actuels. Il permet d'ajuster la « production » et la « consommation » d'énergie en limitant les pertes. Le surplus est stocké et peut être restitué au moment où la demande s'avère plus importante ce qui permet d'ajuster l'offre et la demande.

Le stockage de l'énergie reste un moyen de régulation des fluctuations des prix indexés sur les variations de l'offre et de la demande Pendant les heures de pointes. Une

énergie disponible, sans interruption ou hausse des prix inopinée, est une nécessité au regard des modes de vie actuels. Le stockage est aussi un moyen de limiter les pertes lors d'une surproduction.

Des nouvelles formes de stockage pour l'hébergement d'une forte densité d'énergie dans un volume limité et de la restituer aisément est une nécessité qui aide au développement des équipements portables et des véhicules électriques.

Les différentes technologies de stockage, répondant aux critères techniques et économiques varient considérablement selon la nature des applications et des besoins [29]. Les critères de choix d'une technologie de stockage dépendent du besoin, associé à un cahier des charges, des contraintes de réglementation, du coût et d'environnement [10].

La sélection d'un système de stockage, sur un site donné, dépend [11] :

- ❖ De la quantité et la nature de l'énergie disponible,
- ❖ Des puissances disponibles,
- ❖ De la densité de stockage en énergie et en puissance, qui conditionne le volume et le poids du système,
- ❖ Du coût et de la maintenance, qui sont liés à la maturité de la technologie,
- ❖ Du nombre de cycles et de la profondeur de la décharge,
- ❖ De la sécurité.

De nombreux moyens de stockage de l'énergie électrique existent avec des puissances allant jusqu'à quelques gigawatts. Chacun possède ses caractéristiques et ses contraintes [12].

Pour les installations hydrauliques de grande puissance, permettant de répondre aux pics de consommation sur le réseau de distribution d'électricité, les systèmes de stockage d'énergie Les plus performants sont : les super-condensateurs, les accumulateurs électrochimiques et STEP (station de transfert d'énergie par pompage).

a- Système de stockage électrostatique (supercondensateurs)

Le super-condensateur est un système de stockage de l'énergie sous une forme électrostatique. Il est constitué de deux électrodes poreuses, généralement en carbone activé, plongées dans un électrolyte liquide et scindées par un séparateur. Celui-ci laisse circuler uniquement les ions et pas les électrons [12]. Son principe est semblable à celui du condensateur, mais dont le film diélectrique est remplacé par un électrolyte conducteur ionique. Le déplacement des ions, positifs ou négatifs, dans l'électrolyte sous l'effet d'un

champ électrique appliqué entre les électrodes, permet de former à la frontière une accumulation de charges électriques, appelée double couche [13]. Théoriquement, les ions restent confinés dans l'électrolyte et n'interviennent pas dans la réaction électrochimique à l'interface avec les électrodes, contrairement à un accumulateur électrochimique [11]. Il en résulte une longévité et des cycles beaucoup plus importants. La Figure 1.6, illustre la formation de la double couche à l'interface électrode-électrolyte pour les états déchargé et chargé du super-condensateur. Toutefois, ce type de stockage est destiné à des applications à petite échelle. Son utilisation, à moyenne ou grande échelle, nécessite un branchement en série de plusieurs éléments pour obtenir la tension demandée [6]. Cela pourrait générer un risque de déséquilibre lors de la mise en série. Néanmoins, son coût unitaire est assez élevé, avec une faible densité énergétique et une autodécharge élevée (5% par jour). Toutes ces raisons réduisent la possibilité d'adopter des super-condensateurs dans des applications stationnaires [9].

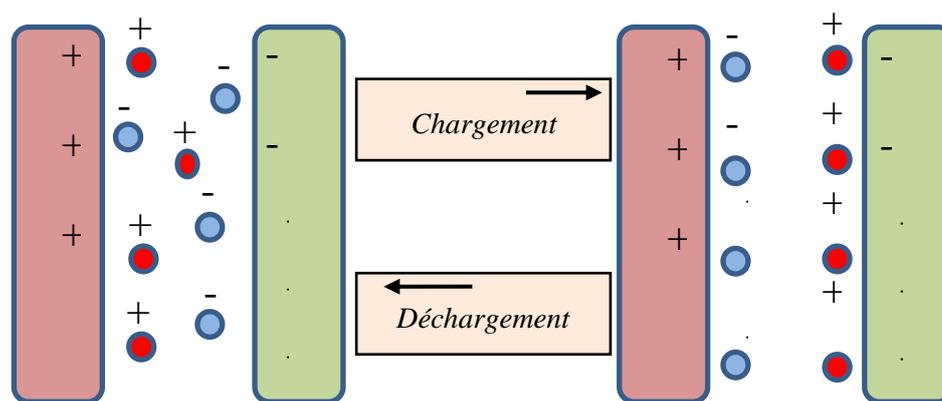


Figure 1.5 Schéma de principe du super-condensateur déchargé et chargé

b- Accumulateurs électrochimiques

Les batteries ou accumulateurs électrochimiques sont des dispositifs qui convertissent l'énergie électrique en énergie chimique pendant le chargement et l'énergie chimique en énergie électrique au cours du déchargement. C'est la modification chimique de l'électrolyte qui permet d'accumuler ou de restituer cette énergie. Une batterie est composée par l'assemblage de plusieurs éléments ou cellules unitaires. Une cellule est composée de trois éléments : une électrode positive, une électrode négative et un électrolyte [11].

Il existe de nombreux types d'accumulateurs :

- ❖ L'accumulateur au plomb,
- ❖ L'accumulateur Nickel-Cadmium,
- ❖ L'accumulateur nickel-hydrure métalliques,

❖ L'accumulateur Lithium-Ion (Li-ion).

c- STEP (station de transfert d'énergie par pompage)

L'hydroélectricité a la particularité de stocker de l'énergie par un moyen appelé STEP (station de transfert d'énergie par pompage).

Grâce à leur fonction de stockage, ces installations contribuent à maintenir l'équilibre entre production et consommation sur le réseau électrique, tout en limitant les coûts de production lors des pics de consommation. A l'heure actuelle, le transfert d'énergie par pompage hydraulique est la technique la plus mature de stockage stationnaire de l'énergie.

Une STEP est composée d'un bassin supérieur avec une retenue d'eau et d'un bassin inférieur entre lesquels est placé un groupe hydroélectrique réversible, dit « synchrone ». Ce dernier peut fonctionner comme un ensemble pompe-moteur ou turbine-alternateur. En mode pompe-moteur, il consomme de l'électricité pour pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. En mode turbine-alternateur, il produit de l'électricité lors du transfert d'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur.

Dans le monde, il existe plus d'une soixantaine de STEP en activité ou en construction d'une capacité supérieure à 1 000 MW. Celles-ci sont principalement situées en Chine, au Japon et aux États-Unis. Citons notamment la STEP de Bath County en Virginie (États-Unis) qui dispose d'une capacité supérieure à 3 000 MW, soit l'équivalent de la puissance moyenne de trois réacteurs nucléaires.

Il ne faut pas oublier que tous les lacs de barrage sont des stocks d'énergie qui se remplissent au rythme des saisons. Ces lacs apportent une flexibilité aux réseaux. C'est le cas de la gestion des lacs de barrage de Norvège qui permet d'adosser les renouvelables intermittents d'Allemagne.

Les STEP doivent donc utiliser de très importants volumes d'eau pour produire une quantité significative d'énergie. Dans les faits, elles sont privilégiées en montagne mais de nouveaux projets sont actuellement envisagés en bord de littoral (« STEP marines ») et entre des bassins souterrains.

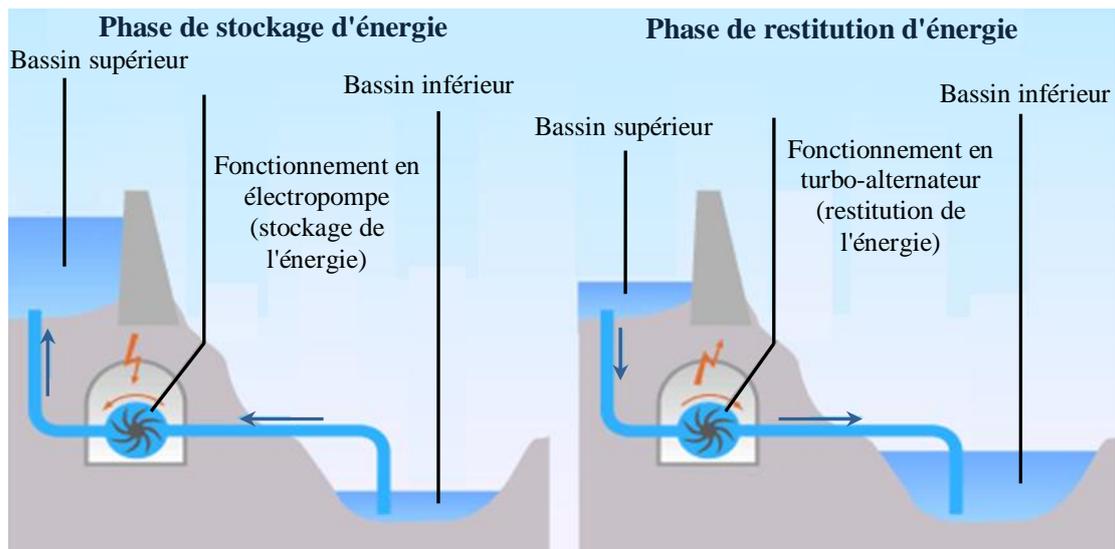


Figure 1.7 Principe de fonctionnement d'une station de transfert d'énergie par pompage



Figure 1.8 Station de transfert d'énergie par pompage en montagne

Les STEP disposent d'une bonne durée de vie. Toutefois, le nombre important de sollicitations de ces installations entraîne une usure plus rapide de certains matériaux (joints, transformateurs, etc.). La fiabilité du démarrage de ces installations est essentielle lors des pics de consommation et une attention particulière est donc portée à la maintenance de ces ouvrages. Le temps de réaction des STEP dépend de l'état de la turbine à l'instant de la demande. Si la turbine tourne sans charge, ce temps est de quelques dizaines de secondes. Si la turbine est à l'arrêt, il faut quelques minutes pour la lancer et la connecter au réseau. Si la turbine est dans l'air car la bête spirale a été vidée pour différentes raisons, un temps supplémentaire est nécessaire pour la remplir.

Les systèmes de stockage par pompage hydraulique totalisent une capacité de près de 127 GW dans le monde en 2011. A l'horizon 2050, l'AIE (L'Agence internationale de l'énergie) :

- ❖ prévoit une multiplication par 3 à 5 de ces capacités mondiales. A titre de comparaison, la puissance du parc nucléaire mondial avoisine 370 GW.
- ❖ suggère deux innovations pour faire progresser les technologies des STEP à noter :
 - l'utilisation de machines hydroélectriques à vitesse variable permettant un meilleur contrôle des volumes d'eau pompés ou turbinés. Une telle usine de 1000 MW a démarré en 2012 en Chine avec des ensembles à vitesse variable.
 - le développement de STEP marines, connectées à des unités de production offshore comme les éoliennes offshore ou énergies marines (entre 2020 et 2050). L'AIE identifie la Normandie et la Bretagne comme des sites propices à ce type de développement. Il existe également des possibilités sur les côtes méditerranéennes.

Les développements les plus probables sont des STEP utilisant une retenue existante comme réservoir bas. Le réservoir haut de petite taille peut avoir un impact environnemental faible et facilement acceptable.

Ce sont les tarifs d'achat et de vente d'électricité qui ont le plus d'impact sur le développement des STEP. La Belgique et la Suisse développent par exemple des STEP en vue d'exporter de l'électricité vers la France.

1.16 Recherche et développement pour la microcentrale hydraulique

La technologie de la petite hydroélectricité a progressée afin de réduire l'impact sur l'environnement et de fournir une protection adaptée pour les écosystèmes environnants.

Bien que la petite hydroélectricité n'inflige pas les mêmes impacts environnementaux que la grande hydraulique, elle souffre malgré tout de la même mauvaise image publique. La petite hydraulique devrait être valorisée comme une source d'énergie propre, une excellente alternative pour l'éclairage, et un système idéal pour l'électrification dans les emplacements éloignés adéquats.

Bien qu'il soit fondamental pour le développement des PCH d'assurer un faible impact environnemental, l'industrie doit continuer à réduire l'effet de la petite hydraulique et chercher de la technologie à moindre coût pour permettre aux sites écologiques de rester viables.

Un développement et une mise en valeur de nouveaux modèles économiques pour le développement durable de la petite hydraulique concernant l'électrification rurale devrait aussi être intégrée au niveau national et international.

L'utilisation d'un réseau de connaissance, les pratiques de partage de connaissances et la diffusion d'informations constituent une condition fondamentale pour le développement de la petite hydraulique.

L'un des avantages principaux de la petite hydraulique est le caractère prévisible des réserves, contrairement à d'autres sources d'énergie renouvelable, comme l'éolien ou le solaire.

Faire connaître les avantages de la petite hydraulique afin de réduire les perceptions négatives par le grand public et les investisseurs.

Promouvoir de nouvelles conceptions de PCH qui prennent en compte les nouvelles réglementations environnementales.

Les politiques et incitations financières adéquatement conçues pour d'autres sources d'énergie renouvelable devraient être étendues à la petite hydroélectricité, en mettant particulièrement l'accent sur la technologie verte et la production d'énergie.

L'introduction de nouvelles législations saisissant pleinement la contribution que la petite hydraulique peut apporter pour fournir de l'énergie propre et durable [15].

La priorité de l'obtention d'équipements adéquats simples et fiables, avec des coûts de maintenance réduits et un rendement global de l'installation en termes de production électrique.

Une vitesse de rotation variable de la turbine confère au système une marge d'adaptabilité non négligeable. Par ailleurs, la qualité d'énergie produite, les rendements, la gestion des modes dégradés font partie des objectifs. Tout cela amène naturellement à développer des structures de conversion et de commande avancées [5].

1. 17 Ressemblance

Les relations de ressemblance permettent d'effectuer des essais sur des turbines à échelle réduite pour les transposer sur des turbines réelles. Les progrès effectués dans les modèles de similitude ont permis d'améliorer très nettement les rendements des petites turbines. Le rapport qu'ils obtiennent entre les modèles réduits et les installations réelles leur permet de garantir des rendements et des puissances sur des installations intermédiaires pour un coût d'étude non excessif par rapport à l'investissement.

Une turbine de dimensions connues travaille sous une chute variable avec une ouverture géométrique de son distributeur donnée.

À l'aide de ses formules, il est possible de calculer les nouvelles caractéristiques d'une turbine construite pour un site donné et déplacée sur un autre, de chute différente. Tableau suivant représente les lois de similitudes en hydraulique pour une turbine.

Chute (m)	H ₁	H ₂
Débits (m ³ /s)	Q _{w1}	Q _{w2} = Q _{w1} (H ₂ / H ₁) ^{0.5}
Vitesse de rotation (tr/min)	Ω ₁	Ω ₂ = Ω ₁ (H ₂ / H ₁) ^{0.5}
Couple (N.m)	T ₁	T ₂ = T ₁ (H ₂ / H ₁)
Puissance (W ou kW)	P ₁	P ₂ = P ₁ (H ₂) ^{1.5} / (H ₁) ^{1.5}

Tableau 1.7 Lois de similitudes en hydraulique pour une turbine.

Les lois de similitude en hydraulique permettent de démontrer que les turbines peuvent être classées en fonction de leurs formes géométrique, indépendamment de leurs tailles. C'est ainsi qu'il est possible, à partir d'un modèle réduit, de connaître les performances de toutes les turbines géométriquement semblables au modèle.

Les caractéristiques de fonctionnement sont directement dépendantes d'un diamètre de référence mesuré sur la roue de la turbine :

Modèle : diamètre de référence D_m

Exécution : diamètre de référence D (turbine géométriquement semblable au modèle)

$$\text{Rapport des chutes : } \frac{H}{H_m} = \left(\frac{\Omega}{\Omega_m} \right)^2 \cdot \left(\frac{D}{D_m} \right)^2,$$

$$\text{Rapport des débits : } \frac{Q}{Q_m} = \left(\frac{\Omega}{\Omega_m} \right) \cdot \left(\frac{D}{D_m} \right)^3,$$

$$\text{Rapport des couples : } \frac{T}{T_m} = \left(\frac{\Omega}{\Omega_m} \right) \cdot \left(\frac{D}{D_m} \right)^5,$$

$$\text{Rapport des puissances : } \frac{P}{P_m} = \left(\frac{\Omega}{\Omega_m} \right)^3 \cdot \left(\frac{D}{D_m} \right)^5.$$

1.18 Petite centrale hydraulique (vitesse fixe et vitesse variable)

Les turbines qui fonctionnent à vitesse fixe sont dotées de vannes qui permettent la variation du débit d'écoulement de l'eau à l'entrée de la turbine afin d'avoir une vitesse de

rotation fixe. Cette vitesse doit obligatoirement rester constante pour avoir une fréquence fixe. Le système de vannage est constitué généralement des aubes directrices orientables, d'un servomoteur et d'un système de régulation qui accède à l'asservissement de l'angle d'ouverture des aubes directrices.

L'amélioration du rendement des turbines hydrauliques passe par la vitesse variable de la même façon que celle appliquée dans les générateurs éoliens.

Les microcentrales hydroélectriques à vitesse variable peuvent améliorer la stabilité du réseau par exemple en injectant de la puissance réactive.

1.19 Les avantages et les inconvénients de la petite centrale hydraulique

a- Les avantages de la petite centrale hydraulique

Contrairement aux grands barrages hydroélectriques, la petite centrale hydraulique fait appel à des installations de petites tailles. Un dimensionnement idéal pour une mise en régie locale de cette source d'énergie renouvelable.

Les principaux avantages sont les suivants :

- C'est une ressource renouvelable. En effet, l'eau utilisée est toujours intégralement restituée.
- C'est une ressource locale, et donc stratégique pour les questions d'indépendance énergétique.
- Elle n'est généralement pas émettrice de gaz à effet de serre (GES) durant sa phase d'exploitation. C'est toujours vrai pour les ouvrages "au fil de l'eau" (sans stockage), sur lesquelles se porte un intérêt particulier.
- Elle n'est pas intermittente à court terme, contrairement à l'énergie solaire et à l'énergie éolienne. La production hydraulique varie bien entendu suivant des cycles saisonniers.
- Le matériel ou les équipements sont robustes et ont fait leurs preuves avec une exploitation simple et une durée de vie longue [9].

B -Les inconvénients de petite centrale hydraulique

Les petites centrales hydrauliques sont mal intégrées et peuvent également présenter des impacts négatifs sur l'environnement en générant des perturbations de diverses natures :

- Atteinte au paysage par l'aspect peu esthétique de la centrale, de la prise d'eau et de la conduite forcée.

- Bruit généré par les turbines, le multiplicateur de vitesse de l'alternateur, le transformateur et l'écoulement de l'eau, pouvant provoquer une gêne pour le voisinage proche.
- Prise d'eau pouvant entraîner une perturbation du régime de l'eau et de la relation nappes aquifères - rivières.
- Installation pouvant constituer un obstacle à la migration des poissons [13].

1.20 Conclusion

Ce chapitre illustre le développement technologique des centrales hydrauliques avec la spécification des petites centrales hydroélectriques en exposant les éléments du système de production de ce type d'énergie ainsi que les différents types des turbines avec leurs principes et leurs modes de fonctionnement adopter. De plus L'accent a été mis sur les différentes topologies à vitesse variables qui peuvent être utilisées afin d'améliorer d'avantage le rendement de la centrale et le rendre près de son maximum à moindre coût.

Le chapitre suivant consiste à étudier la modélisation des éléments constituant la chaîne de conversion et les outils liés à la structure retenue.

Chapitre 2

**MODELISATION DE LA CHAINE DE
CONVERSION HYDROELECTRIQUE**

2.1 Introduction

La modélisation est l'un des outils mathématiques le plus utilisé dans le domaine du pré-dimensionnement en ingénierie. Ce domaine est très puissant, très flexible pour tenir compte des aspects multi-physique et économique aux contraintes et aux besoins d'optimisation.

La modélisation est la compréhension d'un système étudié dans le but de le contrôler. Elle permet d'obtenir un résultat souhaité à partir d'un problème existant et pour se faire il est nécessaire de disposer d'hypothèses simplificatrices.

La connaissance de la structure du système du point de vue électromécanique, électrique et mécanique est nécessaire pour la compréhension et l'analyse des performances statiques et dynamiques du système.

Les premières applications des techniques d'identification des paramètres ont commencé avec les machines asynchrones.

Le traitement du passage d'un système triphasé réel à un système biphasé est effectué au moyen d'un modèle mathématique de la génératrice asynchrone à double alimentation. Des hypothèses simplificatrices peuvent être adoptées dans l'élaboration des modèles mathématiques, ce qui permet, d'une part, la mise en équations spécifiquement simples et d'autre part, de pousser jusqu'à la limite, la résolution de certains problèmes par des méthodes purement analytiques. L'étude du système d'entraînement complet du couplage convertisseur- machine est indispensable sachant que la GADA est couplée à deux convertisseurs, à travers lesquels, se fait le transfert d'énergie entre une source alternative et la génératrice.

La mise en évidence des notions de force électromotrice (FEM) a été proposée à l'aide des modèles dynamiques des générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP) avec leurs circuits équivalents. Pour produire un couple constant, une GSAP possédant une FEM sinusoïdale avec des courants statoriques sinusoïdaux est nécessaire.

Les génératrices synchrones à aimant permanent comme leurs noms l'indique ont des aimants permanents sur le rotor et pour produire un couple constant, il est nécessaire d'avoir des courants alternatifs sur le stator.

Le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents est développée pour prévoir par exemple les défauts de court-circuit, l'enclenchement et le délestage de charge.

Les onduleurs de tension triphasés sont une fonction indispensable de l'électronique de puissance. On les retrouve dans les domaines d'application les plus divers, les plus connus de l'industrie et sans aucun doute dans le domaine des moteurs électriques à vitesse variable. Les convertisseurs statiques utilisent actuellement des composants semi-conducteurs qui fonctionnent à des fréquences de commutation élevées avec des pertes de commutation très faibles par rapport aux

capacités impliquées dans les systèmes à contrôler. Il existe plusieurs structures d'onduleurs, chacune correspondant à un type d'application spécifique. Pour les puissances faibles et moyennes, des onduleurs à deux niveaux sont utilisés tandis que pour les applications à haute puissance et ou à haute tension, des onduleurs multi-niveaux sont utilisés.

Ces nouvelles structures permettent d'avoir des tensions de sorties plus élevées et avec un meilleur taux de distorsion harmoniques.

La commande d'un phénomène physique peut être correctement représentée par une formulation mathématique. Elle est une phase très importante dans l'asservissement des systèmes. Dans le but de concevoir une structure de commande, il est essentiel d'avoir un modèle mathématique représentant fidèlement les caractéristiques du processus. Ce modèle ne doit pas être trop simple pour ne pas s'éloigner de la réalité physique, et ne doit pas être trop complexe pour simplifier l'analyse et la synthèse des structures de commande. Sachant qu'une bonne commande doit faire face à la possibilité de changement du processus, on peut réaliser le modèle dynamique de la machine à partir d'une bonne approximation du processus réel pour les machines électriques [36].

2.2 Différentes topologies de la chaîne de conversion d'énergie

Une classification des topologies de puissance représentatives pour le système de production d'électricité d'une micro-hydroélectricité à vitesse variable est présentée dans la figure 2.1.

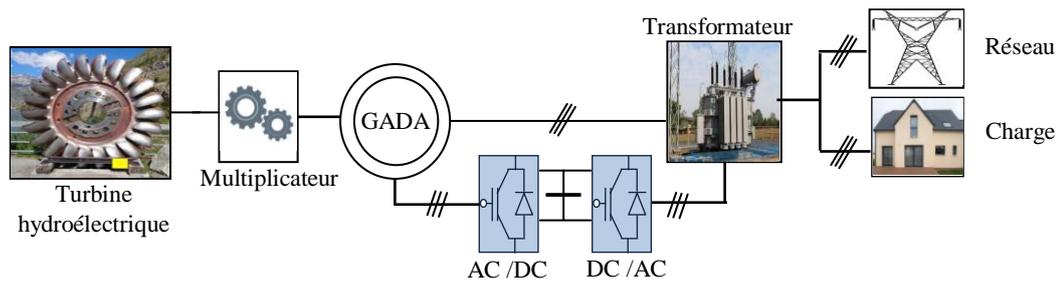
Les aspects des différentes topologies sont : Les générateurs utilisés, le système de couplage mécanique et la connexion de l'électronique de puissance.

Les unités de génération peuvent être équipées soit d'un générateur d'induction doublement alimenté (GADA) ou d'un générateur synchrone à aimant permanent (GSAP). La GSAP peut être remplacé par un générateur synchrone d'excitation électrique (GSEE).

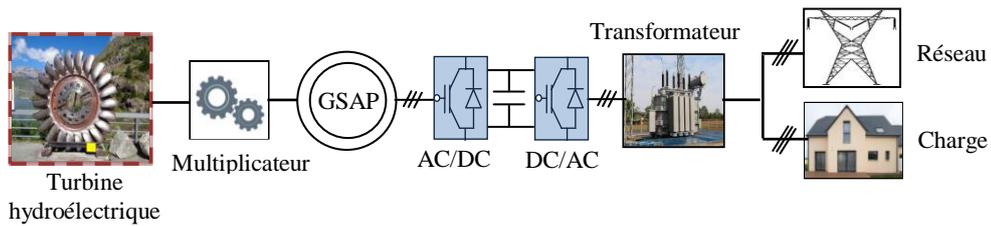
En ce qui concerne la connexion mécanique, une boîte de vitesses est essentiellement nécessaire pour la GADA. Le système équipé d'une boîte de vitesses et d'un système d'entraînement direct est utilisé dans la GSAP. En outre, la connexion PE à de grandes différences pour diverses topologies GADA à une connexion directe entre stator et réseau et un convertisseur de source de tension (CST) connecté au rotor et au stator. Cet onduleur ne transporte qu'une fraction de la puissance à grande échelle en sacrifiant la capacité de contrôle. La GSAP a des unités PE connectées au stator et au réseau, le convertisseur découple le générateur du réseau. Un convertisseur d'excitation est nécessaire pour (GSEE) [37].

En termes de coûts et de maintenance, un entretien majeur pour la GADA est nécessaire pour la boîte de vitesses et les anneaux de glissement, en particulier pour les grandes capacités. De plus, les systèmes d'entraînement direct sont maintenant largement utilisés, car l'entraînement direct de la GSAP sans boîte de vitesses nécessite moins d'entretien, tandis que des vitesses de rotation

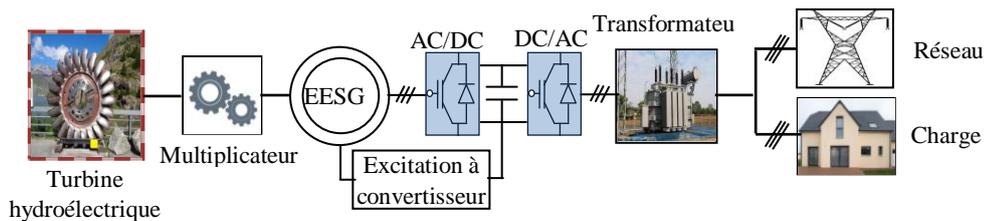
plus faibles se traduisent par plus de paires de pôles de générateur, ce qui entraîne une plus grande taille de générateur et un coût plus élevé [16].



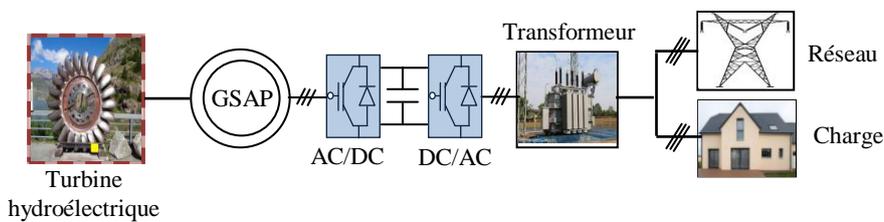
(a) Configuration de la GADA.



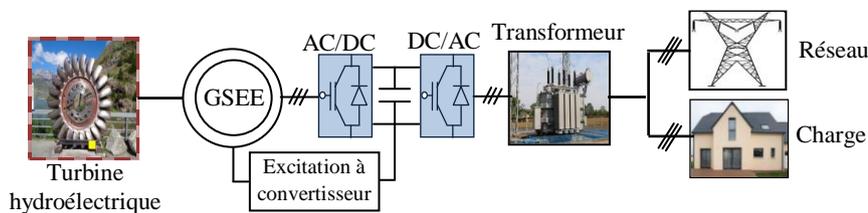
(b) Configuration de GSAP avec multiplicateur.



(c) Configuration de GSEE avec multiplicateur.



(d) Configuration de GSAP connecté directe.



(e) Configuration de GSEE connecté directe.

Figure 2.1 Configurations existantes pour une MHPP à vitesse variable.

2.3 Configuration du système de l'hydroélectrique proposée

Le système hydraulique à vitesse variable étudié dans notre cas est constitué principalement d'une GADA, d'une turbine et d'un multiplicateur porté sur la GADA. Cette dernière est reliée directement au réseau électrique par le rotor à travers des convertisseurs statiques triphasés à IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor. Celui-ci est muni de systèmes bagues/balais. Ces Convertisseurs Côtés GADA et réseau, notés respectivement CCM et CCR [7].

Au second lieu, une GSAP sera introduite à la place de la GADA pour mieux comprendre les performances de chacune des deux génératrices adaptées au système.

2.4 Modélisation de la partie mécanique

2.4.1 Modélisation de la turbine hydraulique

La modélisation de la turbine hydraulique consiste à exprimer la puissance extractible en fonction de la vitesse incidente des courants d'eau, des conditions de fonctionnement et en particulier de sa vitesse de rotation. Selon le coefficient de puissance C_p , la puissance hydroélectrique est calculée par [39] :

$$P_{hyd} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho S V_{eau}^3 \quad (2.1)$$

S = Surface balayée par la turbine en m^2 .

ρ = Masse volumique de l'eau en kg/m^3 .

V_{eau} = Vitesse du courant d'eau en m/s .

C_p = Coefficient de puissance (sans dimension).

λ = vitesse spécifique.

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V_{eau}} \quad (2.2)$$

Ω : la vitesse linéaire en rad/s .

R : est le rayon de la turbine [m].

La puissance mécanique P_{mec} à la sortie de la turbine hydraulique est obtenue à partir de la puissance hydraulique P_{hyd} et de son rendement η_t .

L'expression de la puissance mécanique est donnée par :

$$P_{mec} = \eta P_{hyd} = C_{turbine} \Omega_{arbre} \quad (2.3)$$

La puissance absorbée par la turbine hydraulique dépend de la chute d'eau nette et de son débit[16] :

$$p_h = \rho \alpha H Q_w \quad (2.4)$$

Le rapport entre la puissance mécanique transmise par l'arbre et l'énergie hydraulique absorbée définit l'efficacité de la turbine hydraulique, ce qui simule la puissance mécanique nette de sortie :

$$p_m = \eta \rho a H Q \omega \quad (2.5)$$

ρ [kg/m³] : est la densité de volume de l'eau,

a : est l'accélération due à la gravité [m/s²].

Le couple mécanique est donné par :

$$T_m = \frac{P_m}{\omega} \quad (2.6)$$

Où ω [rad/s] : représente la vitesse de rotation de la turbine.

Selon les équations du modèle de turbine, le tracé de ses caractéristiques est représenté par la figure 2.2. Ce tracé est une fonction de plusieurs valeurs de la puissance mécanique de la turbine et de sa vitesse.

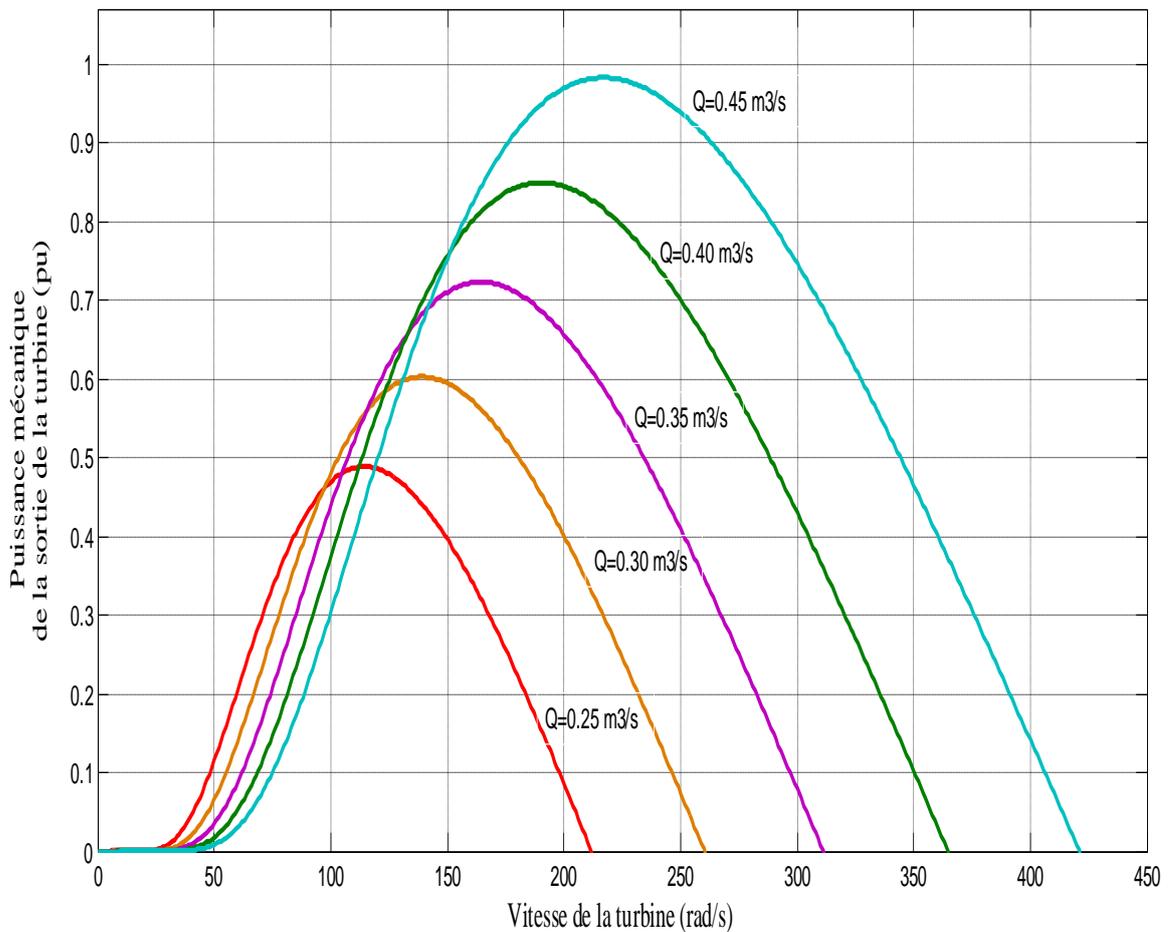


Figure 2.2 Caractéristiques de la turbine hydroélectrique

2.4.2 Modélisation du multiplicateur

La turbine de la centrale hydroélectrique est considérée comme identique, elle est fixée sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation ω_t , ce dernier est relié à un multiplicateur de gain G qui entraîne la génératrice électrique. De plus, on considère une répartition uniforme de la vitesse de l'eau et donc une égalité de toutes les forces de poussée. Ainsi, on peut modéliser la turbine comme un système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. Par ailleurs, la conception hydrodynamique de la turbine, le coefficient de frottement par rapport à l'eau est considéré très faible et peut être négligé. De même, la vitesse de la turbine étant très faible, les pertes par frottement seront négligeables devant les pertes par frottement côté génératrice. Sur la base de ces hypothèses, on obtient alors un modèle mécanique constitué de deux masses comme l'illustre la Figure 2.3 dont la validité, par rapport au modèle complet de la turbine, a déjà été vérifiée .

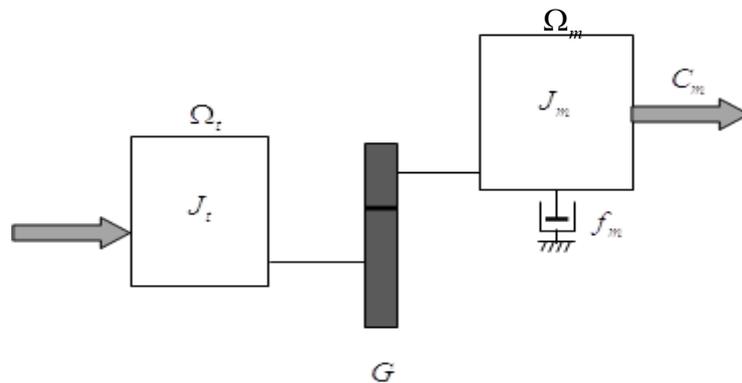


Figure 2.3 Modèle du multiplicateur mécanique.

avec :

J_t : moment d'inertie de la turbine hydraulique,

J_m : moment d'inertie de la GADA,

f_v : coefficient dû aux frottements visqueux de la GADA,

C_m : couple mécanique sur l'arbre de la GADA,

ω_m : vitesse de rotation de la GADA.

La vitesse de rotation de la turbine (arbre lent) est adaptée par le multiplicateur à la vitesse de rotation de la GADA (arbre rapide).

On suppose que le multiplicateur est idéal, ce qui implique que les pertes mécaniques sont à négliger. Il peut être modélisé par :

$$C_m = \frac{C_t}{G} \quad (2.7)$$

$$\Omega_m = G\Omega_t \quad (2.8)$$

Selon la figure 2.4, l'équation fondamentale de la dynamique du système mécanique sur l'arbre mécanique de la GADA est donnée par :

$$\left(\frac{J_t}{G^2} + J_m \right) \frac{d\Omega_m}{dt} + f_v \cdot \Omega_m = C_m - C_{em} \quad (2.9)$$

avec :

C_{em} : est le couple électromagnétique de la GADA.

La différence des vitesses de rotation entre la turbine et le générateur est un problème en soi. La vitesse de la turbine est définie par le débit et la hauteur nette de la chute d'eau alors que la vitesse de rotation du générateur est fournie par la machine. L'objectif est donc le contrôle de la vitesse de rotation transférée entre le générateur et son multiplicateur de vitesse.

D'après l'expérience, pour des projets similaires, le meilleur choix est le multiplicateur de vitesse à courroies plates qui présente des rendements élevés à faible coût et peu de difficultés techniques avec de faibles taux de maintenance. Ce type de multiplicateur est également une option très économique. Cependant, pour la turbine à vis hydrodynamique, il est obligatoire de choisir un multiplicateur de vitesse à engrenages, dont le rendement est au voisinage de 95%.

Le multiplicateur de vitesse choisi dans le cas de la turbine Banki est à courroie plate car il répond au mieux aux exigences techniques et économiques, et pour la turbine à vis hydrodynamique, le multiplicateur à engrenages convient le mieux [16].

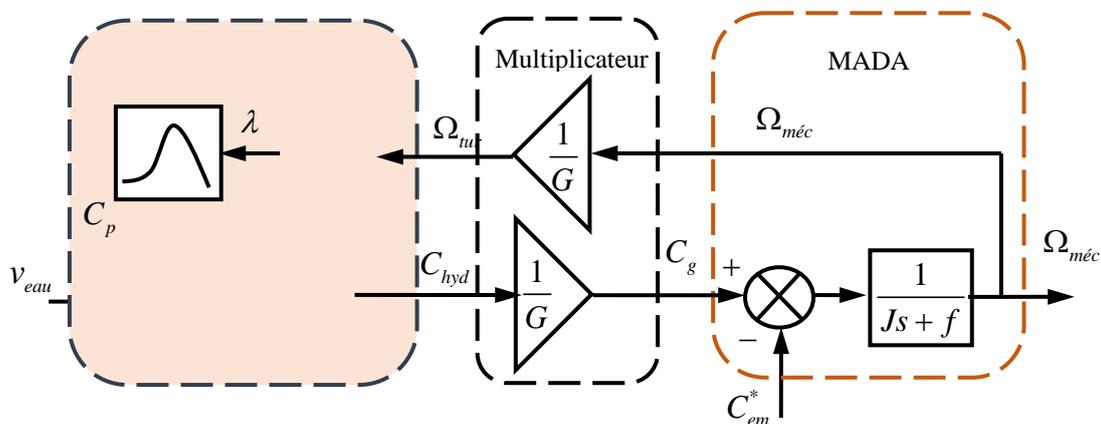


Figure 2.4 Schéma bloc du modèle de la turbine hydraulique

2.5 Modélisation de la GADA

Une analyse considérant une configuration exacte de la GADA avec ses répartitions de ses enroulements et sa géométrie propre est très complexe et ne peut être réalisée sans l'adoption des hypothèses simplificatrices suivantes pour pouvoir établir un modèle simple :

- La machine est symétrique et à entrefer constant,

➤ Le circuit magnétique n'est pas saturé et parfaitement feuilleté, il en résulte que les pertes fer et par hystérésis sont négligeables et que seuls les enroulements sont parcourus par des courants ;

➤ La f.m.m créée dans une phase au stator et au rotor est à répartition sinusoïdale le long de l'entrefer ;

➤ L'influence de l'effet de la température n'est pas prise en compte, il en résulte que tous les coefficients d'inductances propres sont constants et ceux d'inductances mutuelles sont fonction de la position de leurs axes magnétiques [14].

2.5.1 Modélisation de la GADA dans le repère triphasé

La modélisation de la machine asynchrone à double alimentation est représentée par six équations électriques et une seule équation mécanique qui concerne la dynamique du rotor.

➤ Equations générales de la GADA (électriques)

Les équations des tensions statoriques et rotoriques peuvent être exprimées en utilisant la notation matricielle suivante :

$$[V_s] = [R_s] [i_s] + \frac{d}{dt} [\psi_s] \quad (2.10)$$

$$[V_r] = [R_r] [i_r] + \frac{d}{dt} [\psi_r] \quad (2.11)$$

Avec :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}, [V_r] = \begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix}, [I_s] = \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix}, [I_r] = \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix}, [\psi_s] = \begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \end{bmatrix}, [\psi_r] = \begin{bmatrix} \psi_{ar} \\ \psi_{br} \\ \psi_{cr} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$[R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}, [R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

R_s, R_r : Résistances des enroulements statoriques et rotoriques.

ψ_s, ψ_r : Les flux statoriques et rotoriques instantanés par phase, sont donnés par :

$$[\psi_s] = [L_{ss}] \cdot [I_s] + [M_{sr}] [I_r] \quad (2.14)$$

$$[\psi_r] = [L_{rr}] \cdot [I_r] + [M_{rs}] [I_s] \quad (2.15)$$

tel que :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix}, [L_{rr}] = \begin{bmatrix} L_{AA} & L_{AB} & L_{AC} \\ L_{BA} & L_{BB} & L_{BC} \\ L_{CA} & L_{CB} & L_{CC} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Les inductances propres aux phases statoriques sont désignées par : L_{aa} , L_{bb} et L_{cc} .

Si on prend en considération l'induction de fuite des enroulements dans l'entrefer, l'inductance propre de chaque phase s'écrit comme suit :

$$L_{xx} = L_x + L_{fx} \quad (2.17)$$

avec : $x = a, b$ ou c .

Où :

L_x : L'inductance magnétisante propre de chaque phase,

L_{fx} : L'inductance de fuite propre de chaque phase.

Du moment où les enroulements statoriques sont pareils (de même inductance magnétisante et inductance de fuite) on peut définir l'inductance propre comme suit :

$$L_{xx} = M_s + L_{fs} \quad (2.18)$$

M_s : L'inductance magnétisante de l'enroulement statorique,

L_{fs} : L'inductance de fuite de l'enroulement statorique.

➤ Calcul des inductances du moteur

Les phases statoriques sont séparées dans l'espace d'un angle de $2\pi/3$ et les inductances mutuelles sont calculées comme suit :

$$\begin{cases} L_{ab} = L_{ba} = M_s \cos \frac{2\pi}{3} = -\frac{M_s}{2} \\ L_{bc} = L_{cb} = M_s \cos \frac{2\pi}{3} = -\frac{M_s}{2} \\ L_{ca} = L_{ac} = M_s \cos \frac{2\pi}{3} = -\frac{M_s}{2} \end{cases} \quad (2.19)$$

De la même manière, pour calculer les inductances mutuelles entre les enroulements rotoriques, chaque inductance propre de ces derniers s'écrit ainsi :

$$\begin{cases} L_{AB} = L_{BA} = M_r \cos \frac{2\pi}{3} = -\frac{M_r}{2} \\ L_{BC} = L_{CB} = M_r \cos \frac{2\pi}{3} = -\frac{M_r}{2} \\ L_{CA} = L_{AC} = M_r \cos \frac{2\pi}{3} = -\frac{M_r}{2} \end{cases} \quad (2.20)$$

Le système (II.18) devient donc :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} M_s + L_{fs} & -\frac{M_s}{2} & -\frac{M_s}{2} \\ -\frac{M_s}{2} & M_s + L_{fs} & -\frac{M_s}{2} \\ -\frac{M_s}{2} & -\frac{M_s}{2} & M_s + L_{fs} \end{bmatrix}, \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} M_r + L_{fr} & -\frac{M_r}{2} & -\frac{M_r}{2} \\ -\frac{M_r}{2} & M_r + L_{fr} & -\frac{M_r}{2} \\ -\frac{M_r}{2} & -\frac{M_r}{2} & M_r + L_{fr} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

La matrice des inductances mutuelles (matrice de couplage rotor-stator) s'écrit :

$$[M_{sr}] = [M_{rs}]^t = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r + \frac{4\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r + \frac{4\pi}{3}\right) & \cos(\theta_r) & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r + \frac{4\pi}{3}\right) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

M_{sr} : Inductance mutuelle entre stator et rotor.

En remplaçant les relations (2.14) et (2.15) respectivement dans les relations (2.10) et (2.11), on obtient les deux expressions suivantes :

$$\begin{cases} V_s = [R_s] \cdot [i_s] + [L_{ss}] \frac{d}{dt} [i_s] + \frac{d}{dt} [M_{sr}] \cdot [I_r] \\ V_r = [R_r] \cdot [i_r] + [L_{rr}] \frac{d}{dt} [i_r] + \frac{d}{dt} [M_{sr}]^t \cdot [I_s] \end{cases} \quad (2.23)$$

2.5.2 Modèle de la GADA dans le repère dq

Le modèle de la GADA décrit dans le référentiel (d, q) tournant à la vitesse du champ statorique est exprimé comme suit :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} - \omega_s \phi_{sd} \\ v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} - \omega_r \phi_{rd} \end{cases} \quad (2.24)$$

avec :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_s i_{sd} + M_{sr} i_{rd} \\ \phi_{sq} = L_s i_{sq} + M_{sr} i_{rq} \\ \phi_{rd} = L_r i_{rd} + M_{sr} i_{sd} \\ \phi_{rq} = L_r i_{rq} + M_{sr} i_{sq} \end{cases} \quad (2.25)$$

L'expression de couple électromagnétique de MADA est donnée par la relation suivante :

$$T_{em} = p (\phi_{sd} i_{sq} - \phi_{sq} i_{sd}) \quad (2.26)$$

Les puissances active et réactive sont exprimées comme suit :

$$\begin{cases} P_s = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \\ Q_s = V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs} \end{cases} \quad (2.27)$$

2.6 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanent

L'utilisation de la génératrice à aimants est sollicitée car elle ne manifeste pas de phénomènes transitoires remarquables, en outre, elle est plus facile à réaliser et possède un meilleur rendement. Ce type de machines fait partie de celles à champ tournant. De ce fait et suite à la nature tournante du champ, la modélisation vectorielle lui est très appropriée. En l'occurrence toutes les commandes dynamiques d'une génératrice synchrone sont des commandes vectorielles pour cette raison, des hypothèses simplificatrices sont considérées pour sa modélisation :

- Le bobinage statorique possède une distribution des conducteurs de sorte que la répartition du champ magnétique soit sinusoïdale pour chaque phase ;
- La régularité de l'entrefer avec une largeur constante ;
- Absence de saturation présentant la caractéristique linéaire du circuit magnétique ;
- La formation de système triphasé équilibré par les courants.

2.6.1 Modèle vectoriel dans un référentiel fixe

Afin de concorder aux hypothèses ci-dessus, un modèle équivalent de type Behn-Eschenburg est conforme pour présenter le principe du modèle vectoriel dans un référentiel fixe. En conséquence, chaque phase de la génératrice est représentée par la mise en série d'une résistance R_s , d'une inductance synchrone L_s et d'une force électromotrice. Ce qui donne un schéma spécifique montré dans la figure 2.5 avec φ_{fs} le vecteur du flux inducteur.

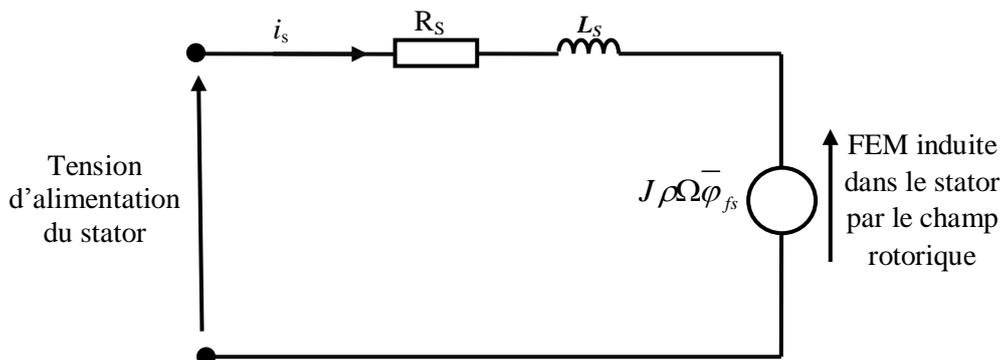


Figure 2.5 Schéma d'une phase de la génératrice synchrone à aimant de type Behn-Eschenburg

On définit un vecteur tournant par :

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + L_s \frac{d\bar{i}_s}{dt} + \frac{d\bar{\varphi}_{fs}}{dt} \quad (2.28)$$

L'équation du modèle de base donne les équations triphasées des trois tensions statoriques :

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + L_s \frac{d\bar{i}_s}{dt} + \frac{d\bar{\varphi}_{fs}}{dt} \quad (2.29)$$

où :

v_s : vecteur des tensions statoriques,

i_s : vecteur des courants statoriques.

Le couple électromagnétique est donné par la relation suivante :

$$T_{em} = p \cdot I_m g \left[\overline{i_s \cdot \varphi_{fs}} \right] \quad (2.30)$$

où :

T_{em} : couple électromagnétique ;

p : nombre de paires de pôles de la génératrice.

2.6.2 Modèle vectoriel en référentiel tournant

Les lignes de champ magnétique ne sont pas influencées par les aimants de la génératrice synchrone, d'où, l'entrefer doit être constant si ces derniers sont collés. En évidence, pour une machine rapide, il existe une certaine influence des aimants et l'entrefer magnétique n'est plus tout à fait constant. Des équations peuvent être écrites dans un référentiel tournant lié au rotor avec un passage au moyen d'une rotation de vecteurs (Modèle de Park). Ce modèle exprime le passage des variables triphasées aux variables transformées dans le repère (d,q) et vice versa :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_G & \cos \left(\theta_G - 2 \frac{\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta_G + 2 \frac{\pi}{3} \right) \\ -\sin \theta_G & -\sin \left(\theta_G - 2 \frac{\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta_G + 2 \frac{\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_G & -\sin \theta_G \\ \cos \left(\theta_G - 2 \frac{\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta_G - 2 \frac{\pi}{3} \right) \\ \cos \left(\theta_G + 2 \frac{\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta_G + 2 \frac{\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Le contrôle de la génératrice par le biais du contrôle de son modèle transformé s'effectue en temps réel. Les axes du référentiel (d , q), se mettent en rotation. Le stator se déplace par rapport à ce référentiel et l'axe (d) de ce dernier est orienté suivant la direction du vecteur φ_{fs} . Ainsi les équations (2.29) et (2.30) deviennent :

$$\left(\overline{v_{sd}} \right) = R_s \cdot \left(\overline{i_s} \right)_{dq} + L_s \cdot \frac{d \left(\overline{i_s} \right)_{dq}}{dt} + j \cdot \frac{d \theta_G}{dt} \cdot L_s \cdot \left(\overline{i_s} \right)_{dq} + \frac{d \left(\varphi_{fs} \right)_{dq}}{dt} + j \cdot \frac{d \theta_G}{dt} \cdot \left(\varphi_{fs} \right)_{dq} \quad (2.33)$$

$$T_G = p \cdot \text{Im} g \left[\left(\overline{i_s} \right) \cdot \left(\overline{\varphi_{fs}} \right)_{dq} \right] \quad (2.34)$$

De manière générale, si on projette un vecteur suivant les deux axes (d et q), on obtient :

$$\bar{x} = x_d + jx_q \quad (2.35)$$

Cela permet l'obtention d'un modèle de la génératrice nommé modèle de Park. Ce dernier peut prendre en compte les irrégularités éventuelles de l'entrefer dues au montage des aimants par l'introduction des deux inductances statoriques L_d et L_q de valeurs distinctes.

Par choix du référentiel :

$$\left| \bar{\varphi}_{fs} \right| = \varphi_{fsd} \quad \text{car} \quad \varphi_{fsq} = 0 \quad (2.36)$$

De plus, pour une génératrice synchrone à aimants, φ_{fsd} est constant. Le modèle de Park s'écrit :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + L_d \cdot \frac{di_{sd}}{dt} - \frac{d\theta_G}{dt} \cdot L_q \cdot i_{sq} \\ v_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + L_q \cdot \frac{di_{sq}}{dt} - \frac{d\theta_G}{dt} \cdot L_d \cdot i_{sd} + \frac{d\theta_G}{dt} \cdot \varphi_{sd} \end{cases} \quad (2.37)$$

$$T_G = p \cdot \varphi_{fsd} \cdot i_{sq} + (L_d - L_q) \cdot i_{sd} \cdot i_{sq} \quad (2.38)$$

Le produit $p\varphi_{fsd}$ s'appelle aussi constante de couple de la génératrice synchrone. La position mécanique du rotor, θ_{mG} , est en général obtenue à travers un capteur de position électrique, θ_G , ou $\theta_G = P \cdot \theta_{mG}$. Le même capteur est utilisé pour l'asservissement de la vitesse de rotation de la génératrice.

La position du vecteur du courant statorique i_s dans le référentiel tournant, qui est également la position du champ tournant statorique par rapport au champ tournant rotorique, s'appelle angle d'autopilotage σ . Pour $\sigma = \pi/2$, la composante i_{sd} est nulle (on ne se sert pas de la composante réluctante du couple électromagnétique). D'ailleurs, du point de vue industriel, cela est la seule valeur intéressante pour σ (entre autres, elle conduit à un couple électromagnétique maximal) ne dépendant pour son contrôle que du courant i_{sq} .

La position des vecteurs est fixe dans le référentiel pour le régime établi, ce qui implique des grandeurs transformées constantes. Les composantes sont en mode continue pendant le régime variable. De ce fait, le contrôle du couple de la génératrice se ramène au contrôle d'un courant continu (i_{sq}). Les puissances instantanées (p_s et q_s) s'obtiennent par :

$$p_s = v_{sq} \cdot i_{sq} \quad \text{et} \quad q_s = -v_s \cdot di_{sq} \quad (2.39)$$

On peut donc, exprimer la puissance mécanique convertie par la génératrice par :

$$P_G = T_{em} \Omega \quad (2.40)$$

Pour la simulation du comportement et l'élaboration de la commande, le choix approprié doit être le modèle de Park

2.7 Modélisation des convertisseurs statiques

Le réglage de l'amplitude et de la fréquence des tensions envoyées au rotor se fait par un onduleur à MLI (CCG) exigé par la commande de la GADA. Un redresseur à MLI (CCR) régule lui aussi l'alimentation continue dont a besoin le convertisseur MLI (CCG) [43].

2.7.1. Modèle mathématique du redresseur Vienna

Le redresseur triphasé trois niveaux à trois interrupteurs est développé en 1992 à l'université technique de Vienne par le Professeur Johann W. Kolar. Ce redresseur est basé sur la combinaison d'un pont de diodes triphasé et d'un hacheur élévateur [44].

Le redresseur Vienna est un redresseur CFP (correcteur du facteur de puissance) unidirectionnel avantageux avec moins de commutateurs de puissance actifs, un courant d'entrée sinusoïdal et une tension de liaison CC de sortie équilibrée, une faible tension sur les commutateurs, un fonctionnement de commutation élevé et un rendement élevé. Le redresseur de type boost est utilisé pour chute de l'eau, les micros turbines, la basse tension DC (LVDC), la distribution haute tension DC (HVDC) et le secteur AC à l'avant pour des tensions plus élevées de 400V-750V-1500V. Il se compose de 3 interrupteurs et de 18 diodes avec condensateur de liaison CC en sortie. Le courant traverse les trois MOSFET et les condensateurs est complètement chargé. Le courant de phase monte, à travers un MOSFET, pendant cette période d'impulsion, le condensateur sera chargé [7].

Le schéma de la figure 2.6.a. représente un redresseur triphasé de Vienna et en 3D dans la figure 2.6.b.

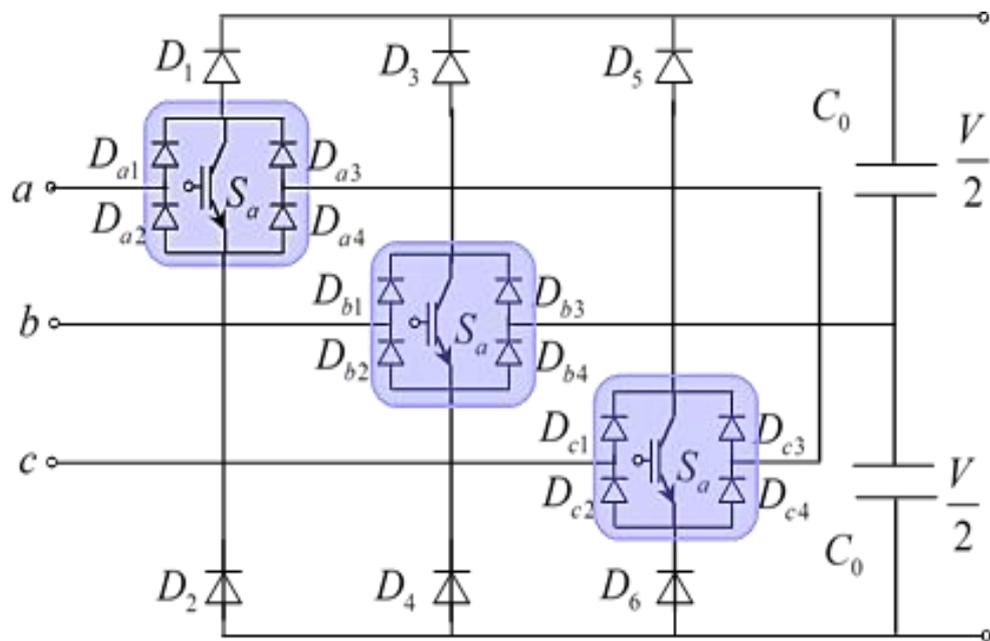


Figure 2.6.a. Topologie d'un redresseur triphasé de type Vienna

De toutes les configurations triphasées non-polluantes, le redresseur triphasé à trois niveaux (Vienna) s'avère comme le principal compétiteur du redresseur *MLI* à six interrupteurs présentés précédemment dans la figure 2.6 du point de vue technico-économique. Le redresseur Vienna offre l'avantage de réduire le nombre d'interrupteurs actifs à moitié, ce qui rend la commande plus simple. Il montre également des taux d'utilisation de diodes et des *IGBTs* plus élevés. Sa structure à point milieu capacitif permet une nette diminution des pertes par commutation, de plus, le dimensionnement des éléments inductifs est minimisé à moitié, offrant des économies additionnelles dans les coûts de réalisation. D'un point de vue fonctionnel, les performances en régime permanent sont très comparables pour les deux redresseurs, avec des efforts de mesure et complexité de commande moindre pour le redresseur Vienna. D'un autre côté, pendant l'évaluation objective dans la catégorie des topologies multiniveaux unidirectionnels, du point de vue contrôle, ondulation de courant et de tension en mode commun, le redresseur Vienna est le meilleur prétendant rendement/prix pour les applications de correction du facteur de puissance.

La configuration Vienna peut être intégrée dans diverses applications, dont les modules de télécommunications, les chargeurs de batteries, les moteurs intégrés, les convertisseurs AC/DC/AC utilisés dans les alimentations sans interruption de puissance, etc.

L'utilisation des convertisseurs AC/DC dans ce cadre a pour objectif d'alimenter divers types de charges continues, à partir d'un bus AC de fréquence variable entre 360 et 800 Hz. De tels convertisseurs doivent donc satisfaire des exigences spécifiques à ce genre d'applications, à savoir un faible volume, un rendement massique élevé, une haute fiabilité et une capacité à compenser les harmoniques de courants.

Le redresseur Vienna répond parfaitement à ces critères [45].

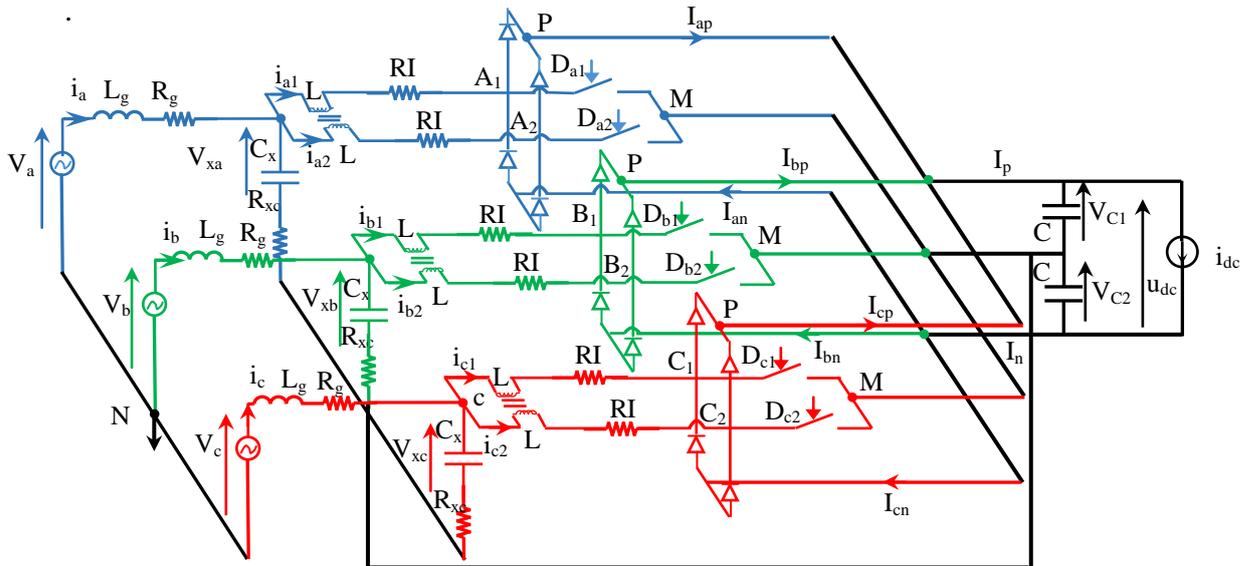


Figure 2.6.b. Schéma d'un redresseur Vienna triphasé en 3 D

2.7.2 Principe de fonctionnement du redresseur Vienna monophasé

La Figure 2.7 présente la structure du redresseur Vienna monophasé. La cellule de puissance présentée sur la Figure est un cas particulier où une inductance L_2 est présente entre le point B et le point milieu des condensateurs C_1 et C_2 .

Pour simplifier l'étude du redresseur, les semi-conducteurs sont supposés idéaux et le redresseur est non chargé. La pré-charge des condensateurs C_1 et C_2 , durant l'alternance positive et négative de la tension du réseau V_s , est faite respectivement à travers les diodes D_{p1} et D_{p2} (Figure 2.7). Le redresseur fonctionne en conduction continue et en mode PFC (Correction du Facteur de Puissance).

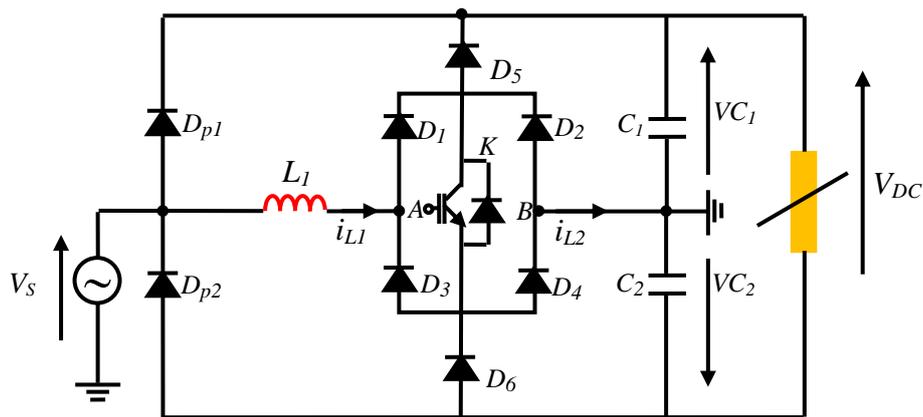


Figure 2.7 Redresseur unidirectionnel Vienna monophasé

2.7.2.1 Alternance positive

Lorsque l'interrupteur K est fermé (Figure 2.8.a), les diodes D_1 et D_4 conduisent et le courant I_{L1} passe à travers l'inductance L_1 , la diode D_1 , l'interrupteur K et la diode D_4 . Durant cette

phase de conduction, l'inductance L_1 emmagasine de l'énergie. Le système est régi par les équations suivantes :

$$v_s(t) = L_1 \frac{d}{dt} i_{L_1}(t) \quad (2.41)$$

$$i_{L_1} = i_{D_1}(t) = i_{D_5}(t) = i_k(t) \quad (2.42)$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert (Figure 2.8.b), les diodes D_1 et D_5 conduisent et le courant I_{L1} passe à travers l'inductance L_1 , la diode D_1 , la diode D_5 et le condensateur C_1 . L'énergie stockée précédemment dans l'inductance L_1 est transférée au condensateur C_1 .

Les équations suivantes en découlent :

$$v_s(t) - L_1 \frac{d}{dt} i_{L_1}(t) = v_{c_1}(t) \quad (2.43)$$

$$i_{L_1} = i_{D_1}(t) = i_{D_5}(t) \quad (2.44)$$

En utilisant les équations précédentes avec la prise en compte du rapport cyclique, le modèle monophasé en basse fréquence alternance positive est donné par :

$$\frac{v_{c_1}(t)}{v_{s\max} \sin(\omega t)} = \frac{1}{1 - \alpha_k} - \frac{L_1 i_{L_1\max} \omega \cos(\omega t)}{v_{s\max} (1 - \alpha_k) \sin(\omega t)} \quad (2.45)$$

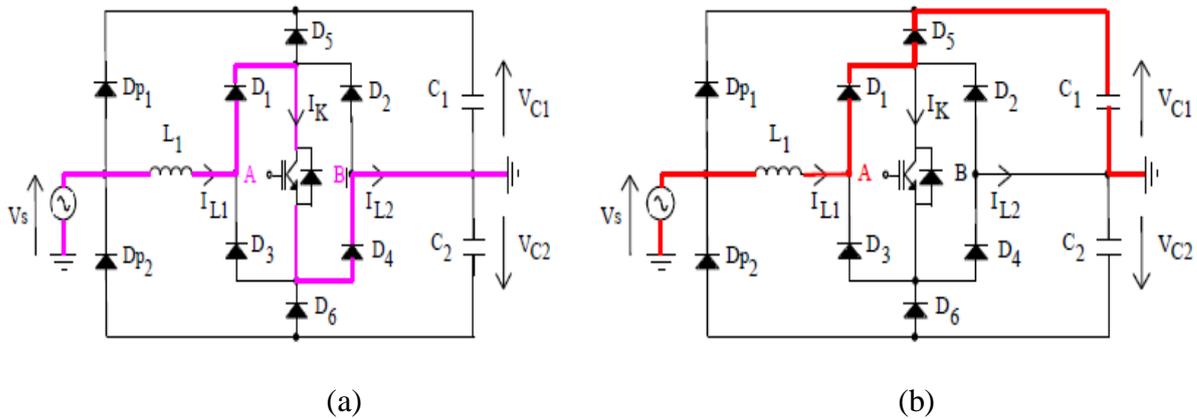


Figure 2.8 Principe de fonctionnement du redresseur Vienna pendant l'alternance positive

2.7.2.2 Alternance négative

Lorsque l'interrupteur K est fermé (Figure 2.8.a), les diodes D_2 et D_3 conduisent et le courant I_{L1} passe à travers l'inductance L_1 , la diode D_3 , l'interrupteur K et la diode D_2 . Durant cette phase de conduction de l'interrupteur K, l'inductance L_1 emmagasine de l'énergie. Les équations suivantes sont obtenues :

$$V_s(t) = L_1 \frac{d}{dt} i_{L_1}(t) \quad (2.46)$$

$$i_{L_1}(t) = -i_{D_2}(t) = -i_{D_3}(t) = -i_k(t) \quad (2.47)$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert (Figure 2.8.b), les diodes D_3 et D_6 conduisent et le courant I_{L1} passe à travers l'inductance L_1 , la diode D_3 , la diode D_6 et le condensateur C_2 .

L'énergie stockée précédemment dans l'inductance L_1 est transférée au condensateur C_2 .

Les équations suivantes en découlent :

$$v_s(t) - L_1 \frac{d}{dt} i_{L_1}(t) = v_{c_2}(t) \quad (2.48)$$

$$i_{L_1}(t) = -i_{D_3}(t) = -i_{D_6}(t) \quad (2.49)$$

En prenant compte du rapport cyclique et en utilisant les équations précédentes, le modèle en basse fréquence du redresseur Vienna monophasé pendant l'alternance négative est donné par :

$$\frac{v_{c_2}(t)}{v_{s,max} \sin(\omega t)} = \frac{1}{1 - \alpha_u} - \frac{L_1 i_{L_1,max} \omega \cos(\omega t)}{v_{s,max} (1 - \alpha_u) \sin(\omega t)} \quad (2.50)$$

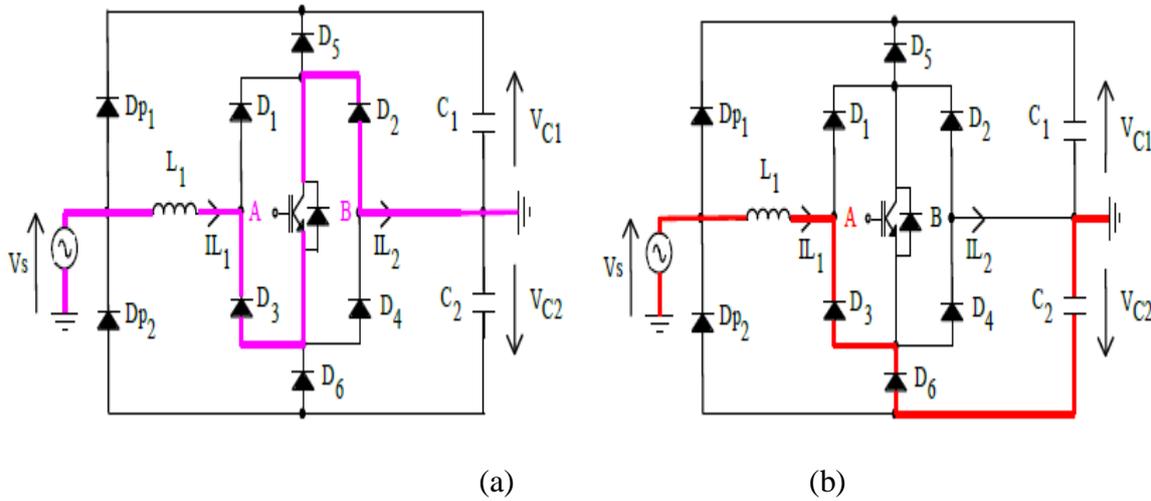


Figure 2.9 Principe de fonctionnement, alternance négative.

2.7.3 Modèle du redresseur Vienna monophasé en vue de la commande

La Figure 2.10 représente la structure de commande du redresseur Vienna monophasé contrôlé par un régulateur fractionnaire.

La synthèse du régulateur nécessite d'établir le modèle moyen en vue de la commande du redresseur en considérant les deux hypothèses suivantes :

$V_s(t)$ et $I_{L1}(t)$ sont en phase et l'alternance est positive.

$$v_{c_1} = -v_{c_2} = \frac{1}{2} v_{DC} \quad (2.51)$$

$$V_{AB}(t) = \frac{1}{2} (1 - T_K(t)) V_{DC} \text{sign}(i_{L_1}) \quad (2.52)$$

avec :

$T_K(t)$ la fonction de conversion du redresseur.

Si l'interrupteur K est ouvert $T_K(t) = 0$;

Si l'interrupteur K est fermé $T_K(t) = 1$.

Dans le cas d'une commande MLI où la commande est échantillonnée à chaque période de découpage, la valeur moyenne de $T_K(t)$ est donnée par :

$$T_k = \frac{1}{T_{MLI}} \int_{(\sigma-1)T_{MLI}}^{\sigma T_{MLI}} T_k(\tau) d\tau \quad (2.53)$$

avec : $\sigma=1,2, 3, \dots, +\infty$, T_{MLI} la période de découpage.

Au sens des valeurs moyennes, à chaque période de découpage, l'équation (2.52) devient :

$$V_{AB}(\sigma T_{MLI}) = \frac{1}{2}(1 - T_k(\sigma T_{MLI}))V_{DC} \text{sign}(i_{L1}) \quad (2.54)$$

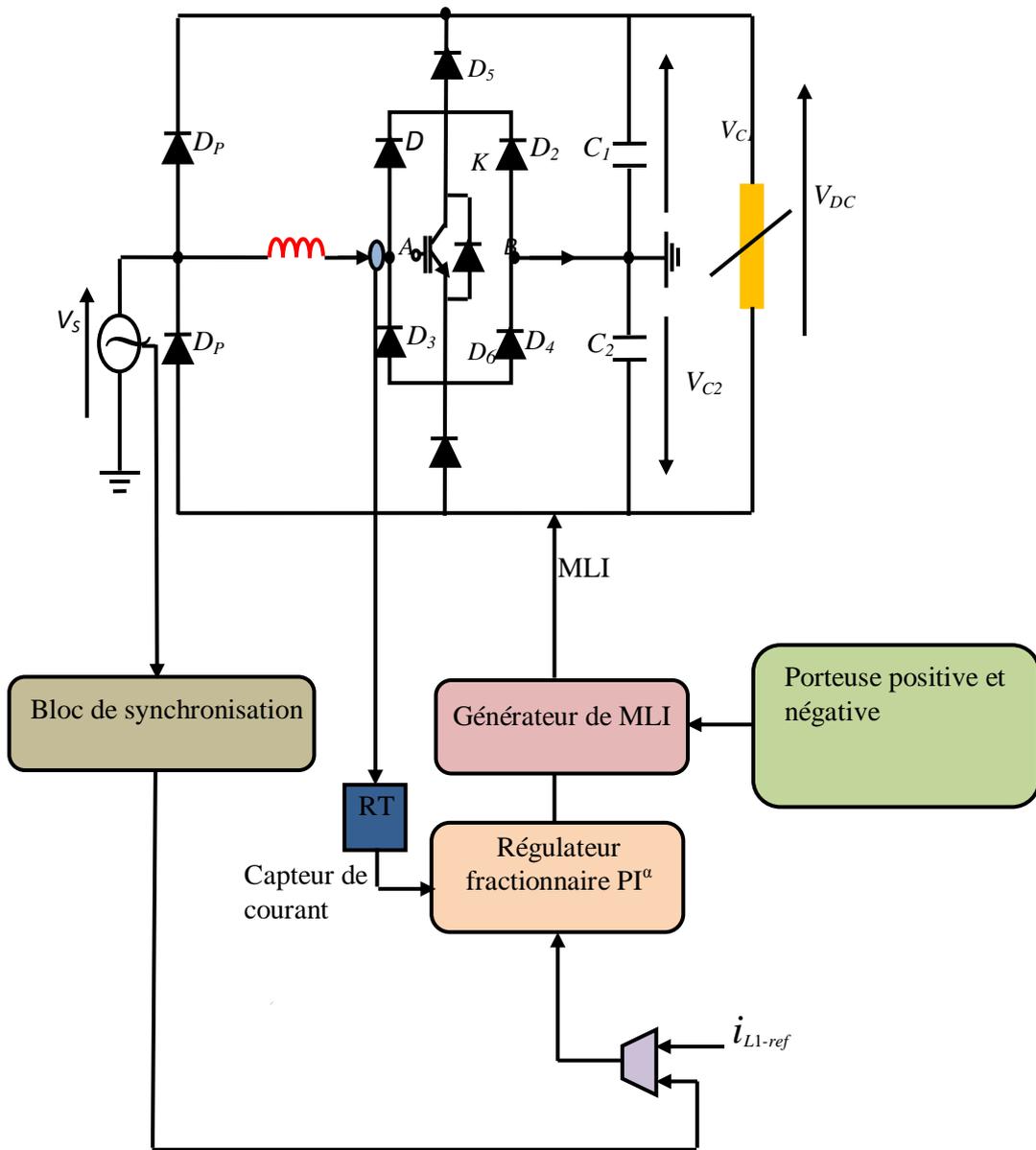


Figure 2.10 Structure de commande du redresseur Vienna monophasé

On montre que la valeur moyenne du signal V_{AB} dans une période de découpage T_{MLI} est donnée par :

$$V_{AB}(T_{MLI}) = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{V_{AB}^C}{\omega_m} \right) V_{DC} \text{sign}(i_{L_1}) \quad (2.55)$$

avec : V_{AB}^C le signal de commande et ω_m l'amplitude maximale de la porteuse.

L'équation (2 - 41) peut être réécrite :

$$V_{AB} = (G_R V_{AB}^C + \text{pert}) \text{sign}(i_{L_1}) \quad (2.56)$$

avec : $G_R = V_{DC}/2 \omega_m$ le gain du redresseur et $\text{pert} = 1/2 V_{DC}$ le terme de perturbation.

On constate que le modèle moyen du redresseur Vienna monophasé est un peu complexe à cause de la perturbation induite par la tension du bus continu. Pour calculer les paramètres du régulateur fractionnaire PI^α on ne tient pas compte du terme de perturbation et le modèle moyen du redresseur est vu comme un gain unitaire ($G_R = -1$, en prenant $V_{DC} = 2 \omega_m$, le signe (-) convention générateur).

2.8 Principe de fonctionnement du redresseur triphasé à trois niveaux

La branche d'un convertisseur est constituée d'un interrupteur bidirectionnel commandable K_i , associé à deux diodes de roue libre D_i et D_i qui assurent la conduction du courant vers la charge quand l'interrupteur est bloqué. La tension aux bornes d'un interrupteur K_i peut prendre trois valeurs différentes selon l'état de l'interrupteur et le signe du courant correspondant, soit $\{0 \text{ ou } \neq V_{dc}/2\}$.

On représente sur la figure 2.11, le schéma équivalent monophasé du redresseur, soit la phase « a ».

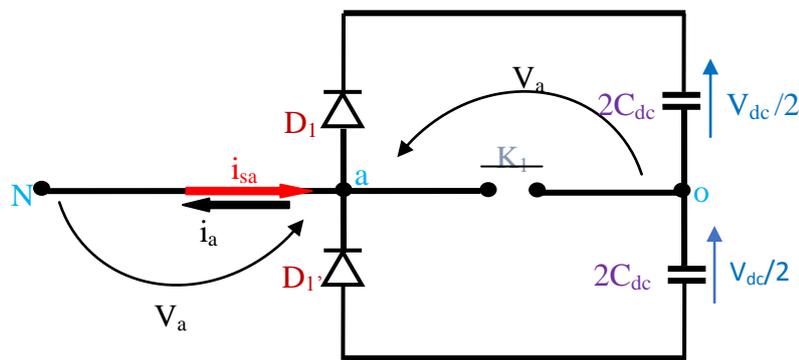


Figure 2.11 Schéma monophasé équivalent d'un redresseur de type Vienna

D'après le schéma de la figure 2.11, on peut déduire les équations suivantes :

$$v_a = \begin{cases} 0 & \text{Si } k_1 \text{ est fermé} \\ \frac{V_{dc}}{2} & \text{Si } K_1 \text{ est ouvert et } i_{sa} > 0 \\ -\frac{V_{dc}}{2} & \text{Si } K_1 \text{ est ouvert et } i_{sa} < 0 \end{cases} \quad (2.57)$$

$$v_a = \text{sign}(i_{sa})(1 - S_1) \frac{V_{dc}}{2} \quad (2.58)$$

avec :

S_1 désigne l'état de commutation de l'interrupteur K_1 (1 pour K_1 fermé et 0 pour K_1 ouvert)

$$v_a' = v_a + v_o \quad (2.59)$$

Les équations des autres phases « b » et « c » peuvent être déduites de la même manière.

Pour un système triphasé équilibré avec neutre isolé du point milieu du côté continu, nous pouvons aussi déduire l'expression de la tension v_o comme suit :

$$v_o = -\frac{(v_a + v_b + v_c)}{3} \quad (2.60)$$

2.9 Modélisation du bus continu

Le couplage des deux convertisseurs statiques (coté rotor et coté réseau) est fait par l'intermédiaire d'un bus continu, comme le montre la figure 2.8.

Il est donc nécessaire d'avoir le modèle mathématique de ce circuit. Dans la figure 2.12 est représenté en détail le bus continu et on peut voir qu'il est représenté par le condensateur ou sont connectés les deux convertisseurs [46].

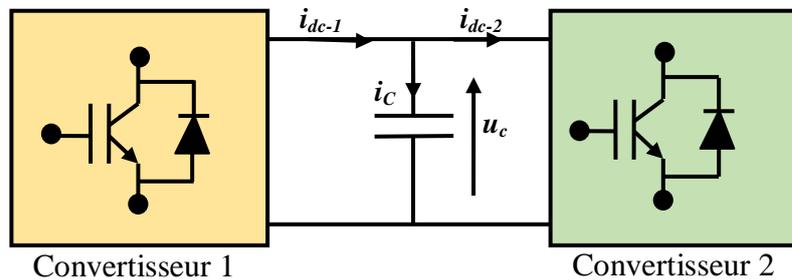


Figure 2.12 Schéma de bus continu

L'évolution temporelle de la tension du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant capacitif.

$$\frac{duc}{dt} = \frac{1}{C} i_c \quad (2.61)$$

$$i_c = i_{dc-1} - i_{dc-2} \quad (2.62)$$

$$U_C(t) = U_0 + \frac{1}{C} \int_{t_1}^{t_2} i_c dt \quad (2.63)$$

avec :

u_0 : est la tension initiale de condensateur.

Le réglage de bus continu est réalisé en boucle de régulation permettant de maintenir une tension constante de bus continu, avec un correcteur proportionnel intégrale générant la référence du courant à injecter dans le condensateur (i_{c-ref}).

La synthèse du régulateur est la même que celle présentée précédemment, dont on a Ki est très petit, donc le régulateur se réduit à un gain pur, il vaut :

$$K_P = \frac{C}{\tau_{U_C}} \quad (2.64)$$

τ_{uc} : est le temps de réponse désiré de la tension redressée.

Le contrôle de la tension du bus continu fixe la référence de la puissance active à transiter au réseau. La puissance active transitée au bus continu est :

$$P_{dc-1} = U_C i_{dc-1} \quad (2.65)$$

La référence de la puissance emmagasinée dans le condensateur s'exprime par :

$$P_{C-ref} = U_C i_{C-ref} \quad (2.66)$$

Si on néglige les pertes dans le condensateur, puis dans le convertisseur et dans le filtre devant la puissance transitée, la référence de la puissance active à transiter au réseau est :

$$P_{f-ref} = P_{dc-1} - P_{C-ref} \quad (2.67)$$

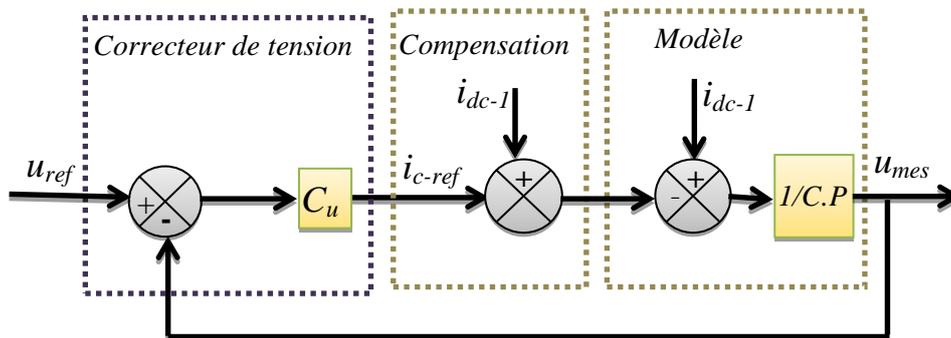


Figure 2.13 Régulation de la tension du bus continu

2.10 Modélisation d'un onduleur à trois niveaux (convertisseur côté réseau) (CCR)

Le convertisseur côté réseau a la même conception que le convertisseur côté machine présentée précédemment. Nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR, avec le

réseau électrique via le filtre RL.

L'onduleur à point neutre à trois niveaux a de nombreux avantages par rapport à l'onduleur à deux niveaux conventionnel, tels qu'une forme d'onde plus douce, moins de distorsion, moins de fréquence de commutation et un faible coût [7].

La topologie d'un onduleur NPC à trois niveaux est illustrée par la figure 2.14.

L'onduleur à trois niveaux à un total d'états de commutation. :

- Lorsque les commutateurs supérieurs S_{ak1}, S_{ak2} sont activés, cela correspond à l'état «1».
- Lorsque les commutateurs inférieurs S_{ak3}, S_{ak4} sont activés, cela correspond à l'état «-1».
- Lorsque les interrupteurs auxiliaires S_{ak2}, S_{ak3} sont activés, cela se traduit par l'état «0» [7].

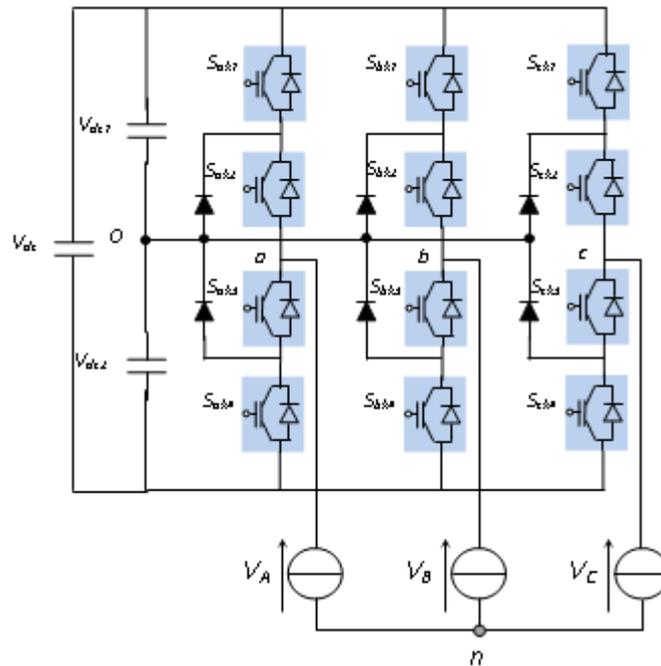


Figure 2.14 Schéma de principe d'un onduleur à trois niveaux

Les fonctions F_{km}^b de connexion sont données par:

$$\begin{cases} F_{k1}^b = F_{k1} \cdot F_{k2} \\ F_{k0}^b = F_{k3} \cdot F_{k4} \end{cases} \quad (2.68)$$

Où :

$m=1$ le demi-bras supérieur et: $m=0$ le demi-bras inférieur

Les tensions V_{AO}, V_{BO}, V_{CO} de phase peuvent s'écrire

$$\begin{cases} V_{AO} = F_{11}^b V_{c1} - F_{10}^b V_{c2} \\ V_{BO} = F_{21}^b V_{c1} - F_{20}^b V_{c2} \\ V_{CO} = F_{31}^b V_{c1} - F_{30}^b V_{c2} \end{cases} \quad (2.69)$$

Les tensions de sortie simples sont écrites comme suit

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} V_{c1} - \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} V_{c2} \right. \quad (2.70)$$

Le convertisseur côté réseau a la même conception que le convertisseur côté machine présentée précédemment. Nous intéressons à la modélisation de la connexion du CCR, avec le réseau électrique via le filtre RL. La figure 2.11 illustre l'ensemble de la liaison au réseau électrique constituée du bus continu, du CCR et du filtre d'entrée.

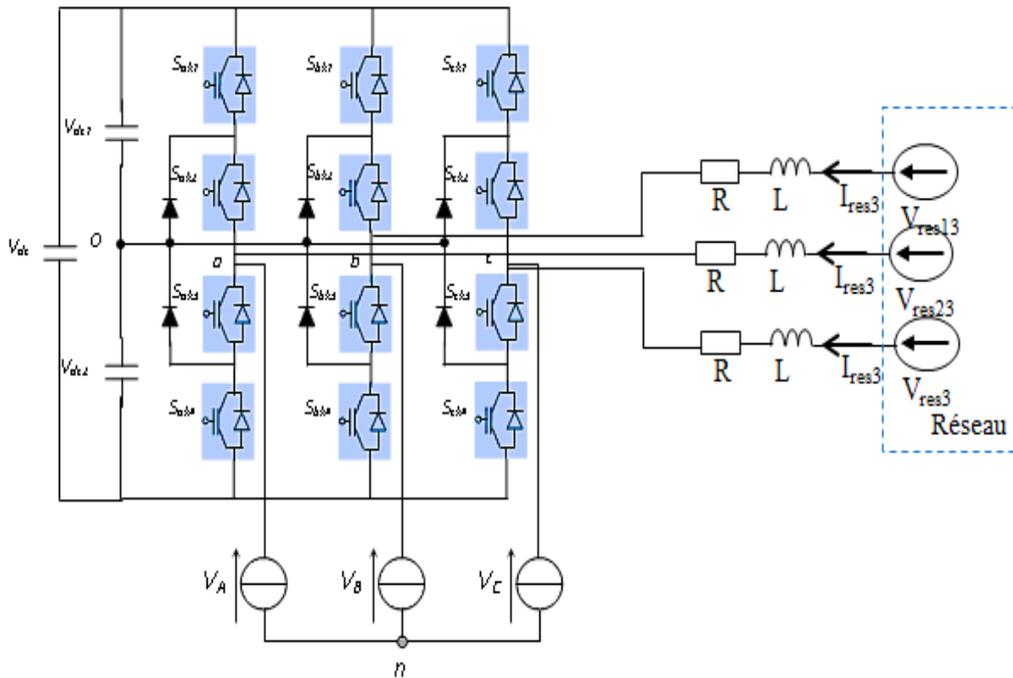


Figure 2.15 Structure de l'onduleur à trois niveaux connecté au réseau

2.11 Modèle mathématique du convertisseur boost

Le modèle mathématique d'un hacheur parallèle est obtenu par l'application des lois de Kirchhoff.

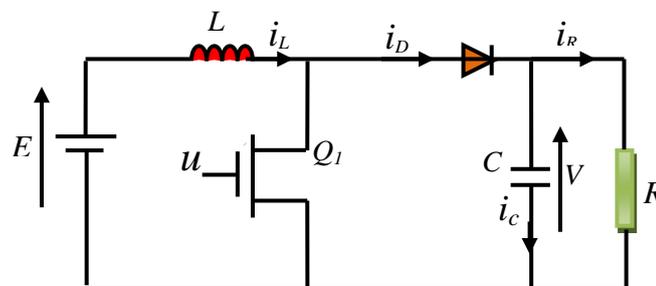


Figure 2.16 Convertisseur de type DC/DC boost

Ou :

u : Fonction de commutation,

$u=1$: Le transistor est passant alors étape charge,

$u=0$: Le transistor est bloqué alors diode passante, étape de décharge,

Interrupteur = diode +transistor

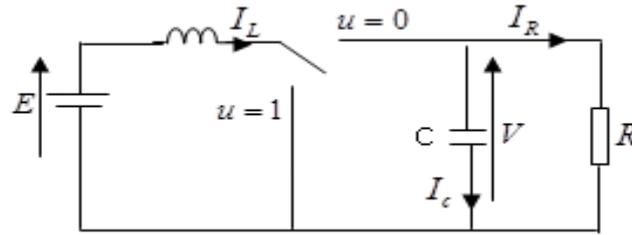


Figure 2.17 Schéma idéal du convertisseur boost

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = E \\ C \frac{dV}{dt} = -\frac{V}{R} \end{cases} \quad (2.71)$$

Lorsque la diode est passante, alors l'interrupteur est en position, ce qui nous donne :

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = -V + E \\ C \frac{dV}{dt} = i - \frac{V}{R} \end{cases} \quad (2.72)$$

2.11.1 Modèle commuté

En comparant les deux situations, on peut obtenir un seul modèle unifié, qui est :

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = -(1-u)V + E \\ C \frac{dV}{dt} = (1-u)i - \frac{V}{R} \end{cases} \quad (2.73)$$

2.11.2 Modèle moyen

Le modèle moyen peut être écrit sous la forme suivante :

$$\begin{cases} L \frac{di}{dt} = -(1-u_{av})V + E \\ C \frac{dV}{dt} = (1-u_{av})i - \frac{V}{R} \end{cases} \quad (2.74)$$

2.11.3 Point d'équilibre et caractéristique statique

A l'équilibre, les dérivées des états moyens sont nulles et la commande moyenne de U_{av} est égale à une valeur constante \bar{U}_{av} .

$$\begin{cases} 0 = -(1 - \bar{u}_{av})\bar{V} + E \\ 0 = (1 - \bar{u}_{av})\bar{i} - \frac{\bar{V}}{R} \end{cases} \quad (2.75)$$

En résolvant le système d'équations du point d'équilibre, on obtient les états moyens du convertisseur à l'équilibre :

$$\begin{cases} \bar{V} = \frac{E}{(1 - \bar{u}_{av})} \\ \bar{i} = \frac{1}{(1 - \bar{u}_{av})^2} \frac{E}{R} \end{cases} \quad (2.76)$$

A partir de cette équation, la caractéristique statique normalisée pour le convertisseur boost est donnée par :

$$\frac{\bar{V}}{E} = \frac{1}{(1 - \bar{u}_{av})} \quad (2.77)$$

2.11.4 Modèle linéarisé

Si la tension moyenne désirée à l'équilibre est $\bar{V} = D * E$, $D > 1$, alors nous avons :

$$\begin{cases} \bar{u}_{av} = \frac{(D-1)}{D} \\ \bar{i} = D^2 \frac{E}{R} \end{cases} \quad (2.78)$$

Le modèle moyen du convertisseur boost peut être décrit par la forme d'état suivante

$$\begin{bmatrix} \frac{dI}{dt} \\ \frac{dV}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{DL} \\ \frac{1}{DC} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I \\ V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} D \frac{E}{L} \\ -D^2 \frac{E}{RC} \end{bmatrix} u_{av} \quad (2.79)$$

La linéarisation du modèle moyen autour du point d'équilibre désiré donne :

$$e^{\cdot} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{DL} \\ \frac{1}{DC} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} e + \begin{bmatrix} D \frac{E}{L} \\ -D^2 \frac{E}{RC} \end{bmatrix} e_u \quad (2.80)$$

avec :

$$\begin{cases} e^{\cdot} = \begin{bmatrix} I & -\bar{I} \\ V & -\bar{V} \end{bmatrix} \\ e_u = u_{av} - \bar{u}_{av} \end{cases} \quad (2.81)$$

2.12 Modélisation du réseau électrique

Modèle Le dynamique de la connexion au réseau dans le cadre de référence tournant de façon synchrone avec la tension du réseau est donnée comme suit :

$$\begin{cases} v_{dg} = v_{id} - R_g i_{dg} - L_{dg} \frac{di_{gd}}{dt} + L_{qg} \omega_g i_{qg} \\ v_{qg} = v_{iq} - R_g i_{qg} - L_{qg} \frac{di_{gq}}{dt} + L_{dg} \omega_g i_{dg} \end{cases} \quad (2.82)$$

où :

V_{dg} , V_{dq} sont les composants directs et en quadrature des tensions du réseau, V_{id} , V_{iq} sont les composants des tensions de l'onduleur, R_g , L_{dg} , L_{qg} sont respectivement la résistance, l'inductance directe et en quadrature du réseau, i_{dg} , i_{qg} sont les composants directs et en quadrature des courants du réseau respectivement, V_{dc} est la tension du circuit intermédiaire, i_{dc} est le courant de la ligne de transmission côté réseau et est le condensateur du circuit intermédiaire.

Les équations de puissance dans le référentiel synchrone sont données par :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (v_{dg} i_{dg} + v_{qg} i_{qg}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (v_{dg} i_{qg} - v_{qg} i_{dg}) \end{cases} \quad (2.83)$$

Après avoir orienté le cadre de référence le long de la tension du réseau, est égal à zéro en alignant l'axe d . Ensuite, la puissance active et réactive peut être obtenue dans cette nouvelle référence à partir des équations suivantes [47] :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{dg} \\ Q_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{qg} \end{cases} \quad (2.84)$$

2.13 Conclusion

Les éléments de la structure de la microcentrale hydraulique à vitesse variable ont été modélisés pour permettre d'imaginer et de tester des lois de commande et de pilotage, le comportement du système reproduit en simulation.

Le modèle global obtenu est un modèle dynamique et des modèles moyens sont retenus pour la chaîne électrique, tandis que le modèle de la turbine hydraulique repose sur des hypothèses simplificatrices indispensables à cause de sa complexité du point de vue de la modélisation mathématique.

Des modèles dynamiques sont construits pour chaque élément composant la structure de la microcentrale et ce, afin que toute partie du système puisse être simulée, commandé les modèles de

la turbine hydraulique retenue pour la MCH, de la génératrice, de l'électronique de puissance associée et enfin de la connexion au réseau et à des charges. Les commandes et pilotages de la structure de la MCH, quant à eux, seront amplement présentés et validés dans les chapitres suivants.

Chapitre 3

**CONTROLE D'UNE MICROCENTRALE
HYDROELECTRIQUE BASEE SUR UNE
GSAP**

3.1 Introduction

Le générateur hydroélectrique à convertisseur pleine échelle (en anglais : Full Scale Converter FSC FSC) est connecté au réseau grâce à des convertisseurs AC/DC/AC à pleine puissance. Le FSC-HPP (en anglais : Hydro Power Plant) se compose de la turbine hydraulique, un générateur et FSC [17], et le système FSC peut être encore divisé en convertisseur côté générateur, en liaison continue et en convertisseur côté réseau. La sortie du FSC-HPP est rectifiée par le convertisseur côté générateur puis supporté par le condensateur, et l'énergie est alimentée au réseau via le convertisseur côté réseau. Le FSC-HPP peut atteindre un raccordement au réseau via le sur-convertisseur de contrôle, et en cas de défaut du réseau, le convertisseur peut également améliorer considérablement la contribution du courant réactif du HPP vers le réseau, en améliorant la capacité du HPP pour faire face aux perturbations du réseau [18].

La boîte de vitesses est optionnelle pour la turbine hydraulique FSC. Il existe de nombreux types de générateurs utilisés dans les FSC-HPP, comme le générateur à induction à cage d'écureuil (MAS), le générateur synchrone à aimant (GSAP), et le générateur synchrone à excitation électrique. La structure de base d'un FSC-HPP est illustrée à la Figure 3.1. Avec ses excellentes caractéristiques de fonctionnement, le FSC-HPP est devenu le plus utilisé, aux côtés du générateur asynchrone à double alimentation (GADA) HPP. En particulier, les FSC-HPP basés sur MAS et les technologies GSAP ont été largement étudiées et utilisées [19]. Ils sont donc les l'objet de ce chapitre.

Les FSC-HPP basés sur les GSAP ont une capacité FRT (Fault Ride Through) et donnent bonne connexion au réseau [20, 21]. Selon qu'il y a ou non une boîte de vitesses, ils peuvent être classés comme à entraînement direct, semi-direct ou à grande vitesse. Basé sur GSAP à entraînement direct, les centrales hydroélectriques utilisent les GSAP multipolaire, en omettant la boîte de vitesses, de sorte que le générateur est directement entraîné par la turbine hydraulique. L'application de la GSAP améliore l'efficacité du système, et l'omission de la boîte de vitesses réduit son taux de défaillance. La GSAP multipolaire à haute puissance présente des défauts, tels que le grand diamètre de la machine, et des difficultés dans la conception, la fabrication, l'installation et la maintenance. Basé sur la GSAP à entraînement semi-direct les centrales hydroélectriques utilisent une boîte de vitesses à faible rapport de démultiplication et la vitesse de rotation de la GSAP est de 120 à 450 tr/min. L'augmentation de la vitesse peut réduire le volume et le coût du générateur à aimant permanent et faciliter la

conception, la fabrication, l'installation et maintenance. Cependant, l'existence de la boîte de vitesses peut encore conduire à une détérioration de fiabilité. La centrale hydroélectrique à grande vitesse basée sur la GSAP est fondamentalement similaire à une centrale hydraulique basée sur un générateur à induction. La GSAP à grande vitesse munie d'une boîte de vitesses de rapport de démultiplication plus élevé facilite la production, l'installation, l'exploitation et la maintenance, et l'amélioration de l'efficacité. Cependant, la boîte de vitesses est un problème pour les entraînements directs des centrales hydroélectriques à base de GSAP sont les plus utilisées. Une GSAP à entraînement direct de la centrale hydroélectrique est illustrée sur la figure 3.5.

L'objectif de ce chapitre est de donner un aperçu général sur la technologie d'une centrale hydroélectrique à base GSAP dans le but d'expliquer en quoi consiste l'architecture hydroélectrique et de présenter sa structure de contrôle. La première section de ce chapitre traitera des généralités sur les stratégies de contrôles utilisées, puis nous allons évoquer l'application du contrôle non linéaire sur la chaîne de conversion hydroélectrique. Dans une deuxième étape, la stratégie de contrôle sera discutée et synthétisée. Enfin, pour valider la technique de contrôle proposée et d'analyser le comportement du système étudié, des essais de simulations seront effectués dans des différentes conditions de fonctionnement.

3.2 Contrôle des générateurs à base d'onduleurs de puissance

Les centrales hydroélectriques sont exploitées généralement en deux modes de fonctionnement, le premier mode est appelé «mode PQ » (puissance active et réactive commandée), il est possible de gérer de la puissance réactive avec les génératrices hydrauliques pilotées par des convertisseurs d'électronique de puissance. Nous pouvons profiter de cette propriété pour fournir un service de réactif au réseau sur lequel se trouve connecté la centrale.

Cependant la puissance réactive échangée avec le réseau n'est pas simplement la somme des puissances réactives de chacune des centrales hydroélectriques. Le bilan de la puissance réactive du réseau interne des centrales introduit une différence significative. Par ailleurs, les échanges de puissance réactive de chacune des centrales avec le réseau vont modifier le plan de tension des hydroélectrique.

Tandis que le second fonctionne en mode isolé, également appelé "mode VF " (contrôle de tension et de fréquence).

Pour implanter le contrôle en mode V_f sur un générateur basé d'un onduleur de tension, il est nécessaire d'utiliser une boucle de contrôle de tension, pour imposer ainsi la tension adéquate en amplitude, fréquence et phase (voir Figure 3.1).

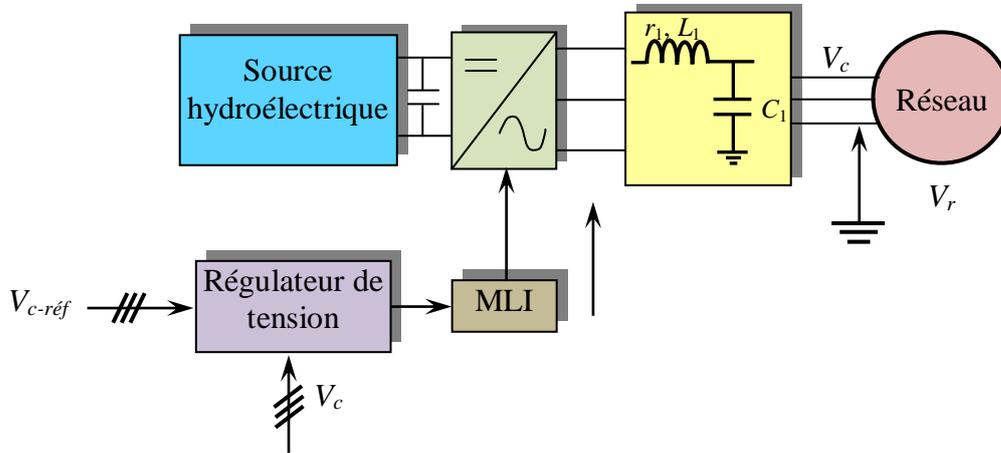


Figure 3.1 Structure de contrôle d'un générateur à base d'un onduleur de tension contrôlé en mode $V-f$.

Pour implanter un contrôle de type PQ sur un générateur basé sur un onduleur de tension, on utilise une boucle de contrôle de courant et une boucle externe de puissance qui calcule les consignes de courant pour cette boucle interne. En fonction de la nature du générateur, deux structures de contrôle externe sont différenciées. Dans le cas d'un générateur programmable, on impose les consignes de puissance active et puissance réactive désirées et la boucle externe traduit directement ces consignes externes de puissance en consignes de courant (Figure 3.2). La source primaire est responsable de répondre à cette demande de puissance de façon à maintenir la tension du bus constante [23].

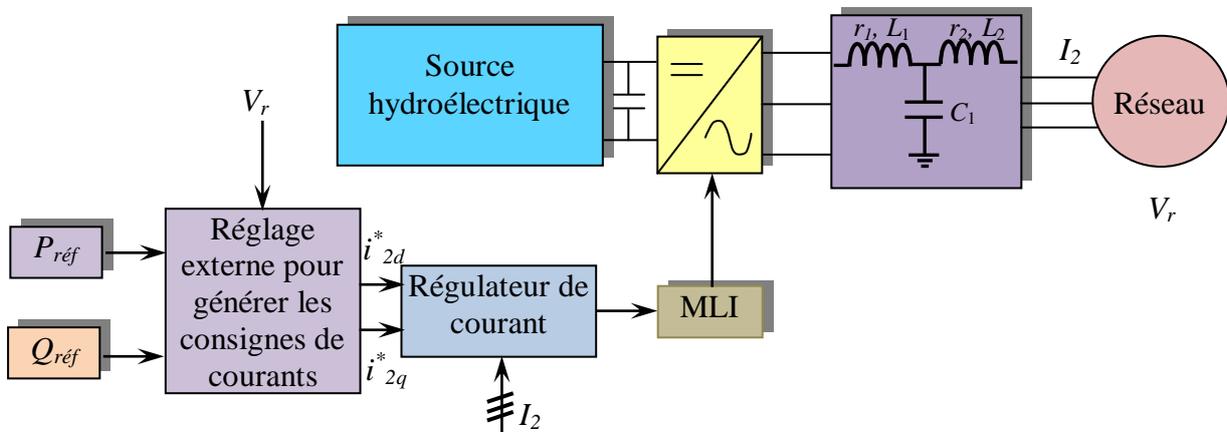


Figure 3.2 Structure de contrôle d'un générateur programmable à base d'un onduleur de tension contrôlé en mode PQ .

Dans le cas d'un générateur non programmable, la consigne de puissance active vient d'un correcteur de tension dont l'objectif est de maintenir la tension du bus continu de l'onduleur à une référence donnée. Ainsi, l'onduleur évacue la totalité de la puissance active provenant de la source primaire. La consigne de puissance réactive est imposée de l'extérieur en tenant compte de la puissance apparente maximale du convertisseur (Figure 3.3).

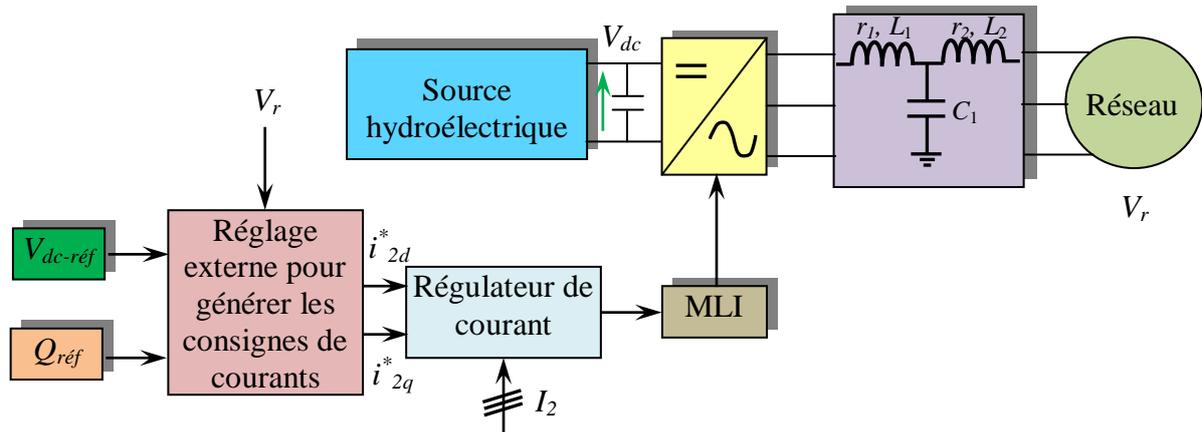


Figure 3.3 Structure de contrôle d'un générateur non programmable à base d'un onduleur de tension contrôlé en mode PQ

La Figure 3.4 montre la structure générale de contrôle d'un générateur à base d'un onduleur de tension contrôlé avec des courbes de statisme. Comme on peut l'observer, il consiste d'une boucle de contrôle direct qui calcule les consignes de tension à imposer à la sortie de l'onduleur à partir des mesures de puissance active et réactive injectées. En général, on introduit également une boucle de contrôle de tension interne avec un correcteur de tension.

La boucle de contrôle direct est constituée d'une boucle de contrôle des puissances active et réactive. La boucle de contrôle de la puissance active calcule l'angle instantané (θ_v) de la tension de sortie de l'onduleur et la boucle de contrôle de la puissance réactive calcule son amplitude (E). Les références des tensions de phase seront donc :

$$\begin{cases} V_{ca}^* = E \sin(\theta_v) \\ V_{cb}^* = E \sin\left(\theta_v - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{cc}^* = E \sin\left(\theta_v - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (3.1)$$

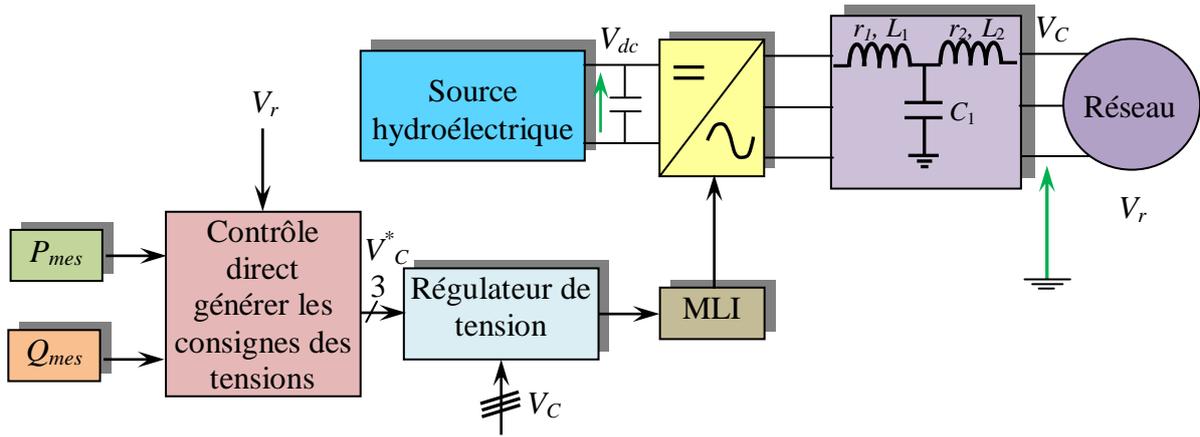


Figure 3.4 Structure générale de contrôle d'un générateur à base d'un onduleur de puissance contrôlé en tension

Le contrôle de la puissance active est basé sur l'équation suivante :

$$\omega = \omega_i - K_p (P - P_i) \quad (3.2)$$

Cette équation met en rapport la fréquence de la tension générée par l'onduleur et la puissance active fournie par ce même onduleur. L'angle instantané (θ_v) de la tension de sortie de l'onduleur est défini comme :

$$\Delta\theta_v = \int \Delta\omega dt \quad (3.3)$$

En conséquence :

$$\Delta\theta = K_p \varepsilon = -K_p (P_{mes} - P_i) \quad (3.4)$$

Pour le cas général, la valeur maximale de la différence entre la puissance mesurée et la puissance de l'origine est la puissance nominale de l'onduleur :

$$\varepsilon = P_n \quad (3.5)$$

Donc, K_p sera défini comme :

$$K_p = \frac{\Delta\omega}{P_n} = \frac{2\pi\Delta f}{P_n} \quad (3.6)$$

Il faut souligner que le paramètre K_p ne pourra pas avoir une valeur illimitée, puisqu'elle devra maintenir une corrélation avec l'inductance de connexion de l'onduleur pour garantir la stabilité du système [24].

Avec une stratégie de suivi du réseau, l'onduleur fonctionne en injectant dans le réseau la puissance disponible à la source principale car la tension du bus continu est constante. Pour les générateurs hydroélectriques, éoliennes ou les générateurs PV, cette puissance est fluctuante. Le système de stockage n'est pas disponible. Pour le système de stockage avec possibilités d'augmenter ou de diminuer la quantité de puissance primaire, la référence de puissance peut être utilisée par le contrôleur local ou le système de stockage pour rendre variable la puissance active générée. Ces types de système de stockage sont disponibles et leur système de contrôle est connu sous le nom de «contrôle PQ ».

Ce chapitre a donc pour objectif de déterminer la puissance réactive globale que peut fournir ou absorber une centrale hydroélectrique tout en restant dans les limites de tension acceptable dans le parc. Dans un premier temps, nous allons présenter le mode de contrôle proposé pour une microcentrale hydroélectrique basé d'une génératrice synchrone à aimants permanents. Ensuite, nous proposerons une autre stratégie pour élargir grandement la plage de réglage en puissance réactive. Ceci nous conduira à définir une méthodologie pour déterminer le diagramme PQ d'une centrale hydroélectrique.

3.3 Raccordement des générateurs hydroélectriques au réseau

Le FSC-HPP est connecté à un réseau alternatif via un FSC. Grâce à la commande de découplage du convertisseur, le HPP et le réseau sont complètement découplés. Par conséquent, les caractéristiques en régime permanent et transitoire du FSC-HPP dépendent principalement du système de la commande du convertisseur et de la stratégie de contrôle. Le système de contrôle d'un FSC-HPP comprend principalement le système de commande de la turbine hydroélectrique et le système de commande du convertisseur, ce dernier se composant du système de commande du convertisseur côté générateur et du système de commande du convertisseur côté réseau [25].

Le système de contrôle d'un FSC-HPP est le même que celui d'une GADA, il n'est donc pas décrit ici. Cette section décrit le système de contrôle FSC et les détails du principe de contrôle d'un FSC et le modèle de son système de contrôle. Le système de contrôle FSC-HPP vise à :

- Contrôler la puissance active du générateur pour suivre le point de fonctionnement optimal de la centrale hydroélectrique limiter sa puissance de sortie à des vitesses de chute d'eau plus élevée.
- Contrôler la puissance réactive échangée entre le HPP et le réseau.

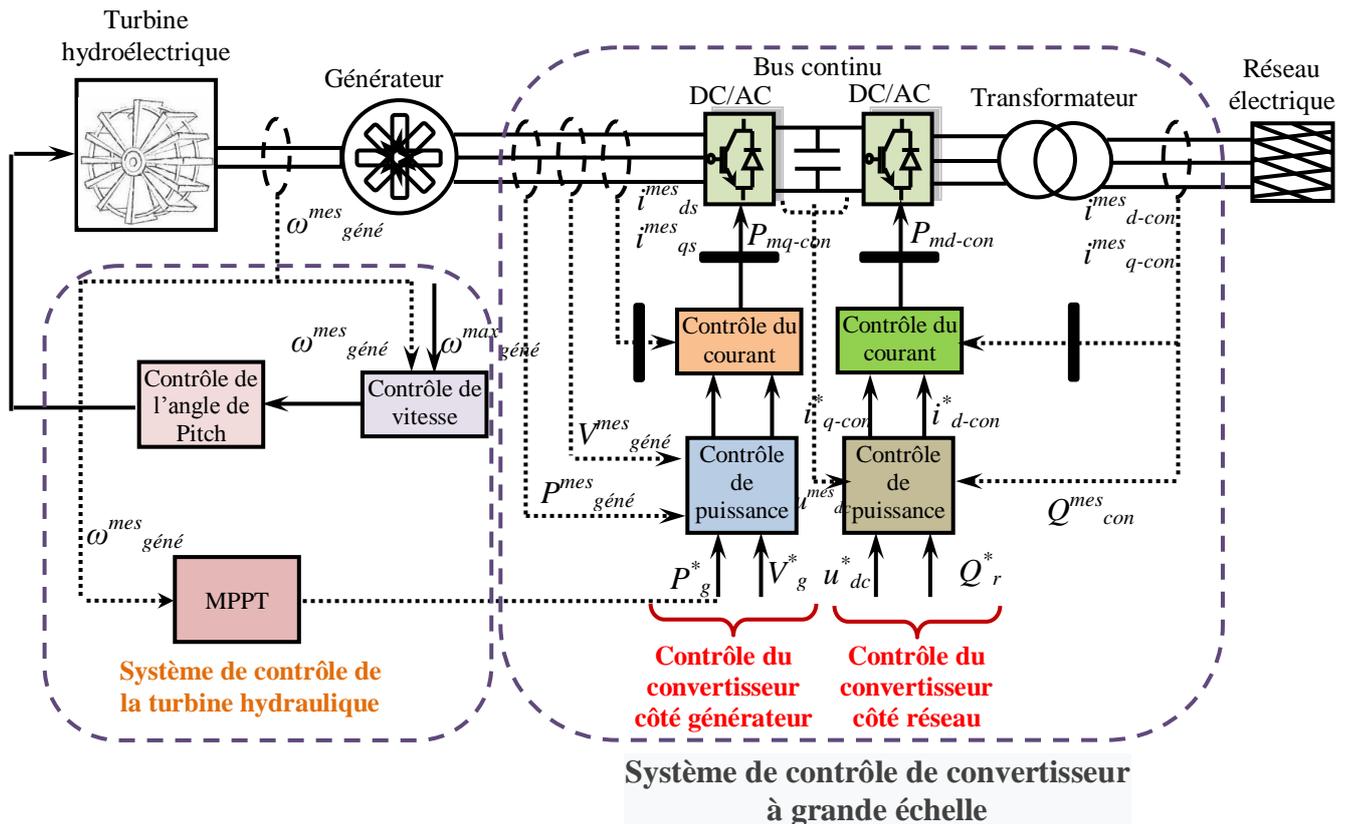


Figure 3.5 Système de contrôle d'un FSC-HPP : référentiel de tension statorique, (RRF) référence du rotor cadre (RRF)

Le schéma fonctionnel du système de contrôle d'un FSC- HPP est illustré par la Figure 3.5. Le système de contrôle de l'hydroélectrique comprend deux contrôleurs couplés : le contrôleur de vitesse et d'angle de tangage et le système MPPT [26, 27]. Le contrôleur d'angle de tangage fournit la valeur de référence de contrôle de cet angle au système d'entraînement de tangage, et le système MPPT fournit la référence de puissance active au convertisseur côté générateur pour obtenir un suivi maximal du point de puissance.

Le système de contrôle FSC contrôle le découplage de la puissance active et réactive de hydroélectrique, et comprend deux boucles de contrôle de découplage : le système de contrôle du convertisseur côté générateur et le système de contrôle du convertisseur côté réseau. Le

convertisseur côté réseau fonctionne comme un onduleur et sa fonction est de convertir le courant continu en courant alternatif d'une fréquence fixe.

Le convertisseur côté générateur est utilisé pour le redressement et peut comprendre des composants électroniques sans capacité d'arrêt, tels que les diodes, ou les composants avec arrêt tels que les IGBT et les thyristors de coupure de gâchette. Lorsque le convertisseur côté générateur a une capacité d'arrêt, le générateur sera contrôlé de manière optimale.

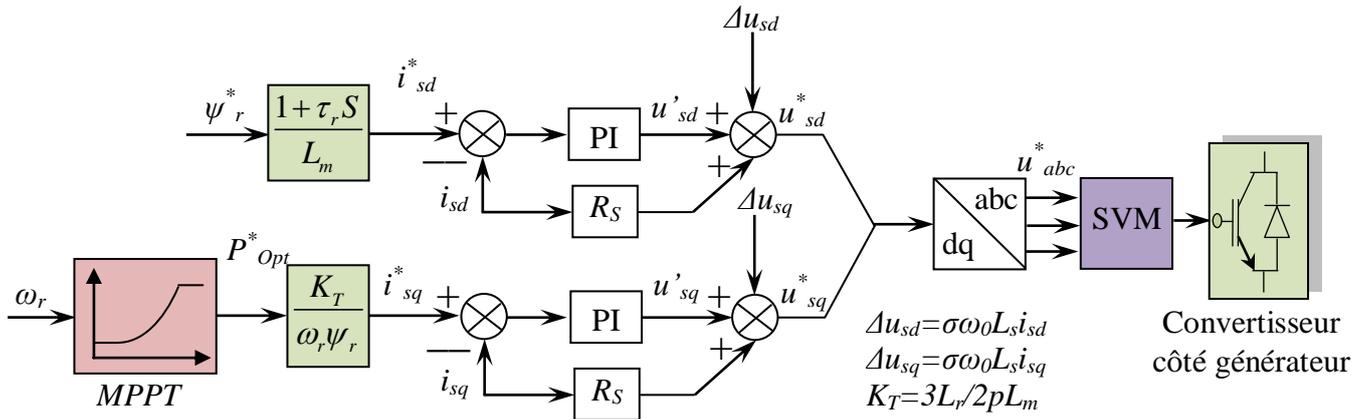


Figure. 3.6 Schéma de principe de la commande du convertisseur côté générateur

3.5 Système de contrôle du convertisseur côté générateur

Le modèle du système de commande d'un convertisseur côté générateur est certainement lié au type du générateur connecté. Les systèmes de contrôle des convertisseurs côté générateur seront décrits pour les systèmes MAS, GADA et GSAP largement utilisés.

3.5.1 Système de contrôle du convertisseur latéral GSAP

Pour le convertisseur côté générateur, trois stratégies de commande différentes peuvent être utilisées, comme indiqué dans la figure 3.7 :

3.5.1.1 Contrôle du couple maximal

Sous le RRF, l'équation du couple électromagnétique de la GSAP est le suivant :

$$\begin{aligned}
 T_e &= \frac{3}{2} n \cdot \text{Im} \left[\overline{\psi}_s^* \overline{i}_s \right] = \frac{3}{2} n \cdot \left[\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd} \right] \\
 &= \frac{3}{2} n \cdot \left[(L_d - L_q) i_{sd} i_{sq} - \psi_{PM} i_{sd} \right] \\
 &= \frac{3}{2} n \cdot \left[\psi_{PM} i_{sq} \right]
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Comme indiqué en équation (3.7), le couple électromagnétique de la GSAP ne dépend que de la composante de l'axe q du courant du stator. Si le courant du stator n'est contrôlé que par le Composant de l'axe q , la GSAP fournira le couple électromagnétique maximal. Dans ce

mode de contrôle, la puissance réactive du générateur n'est pas égale à 0 et la capacité nominale du convertisseur est augmentée.

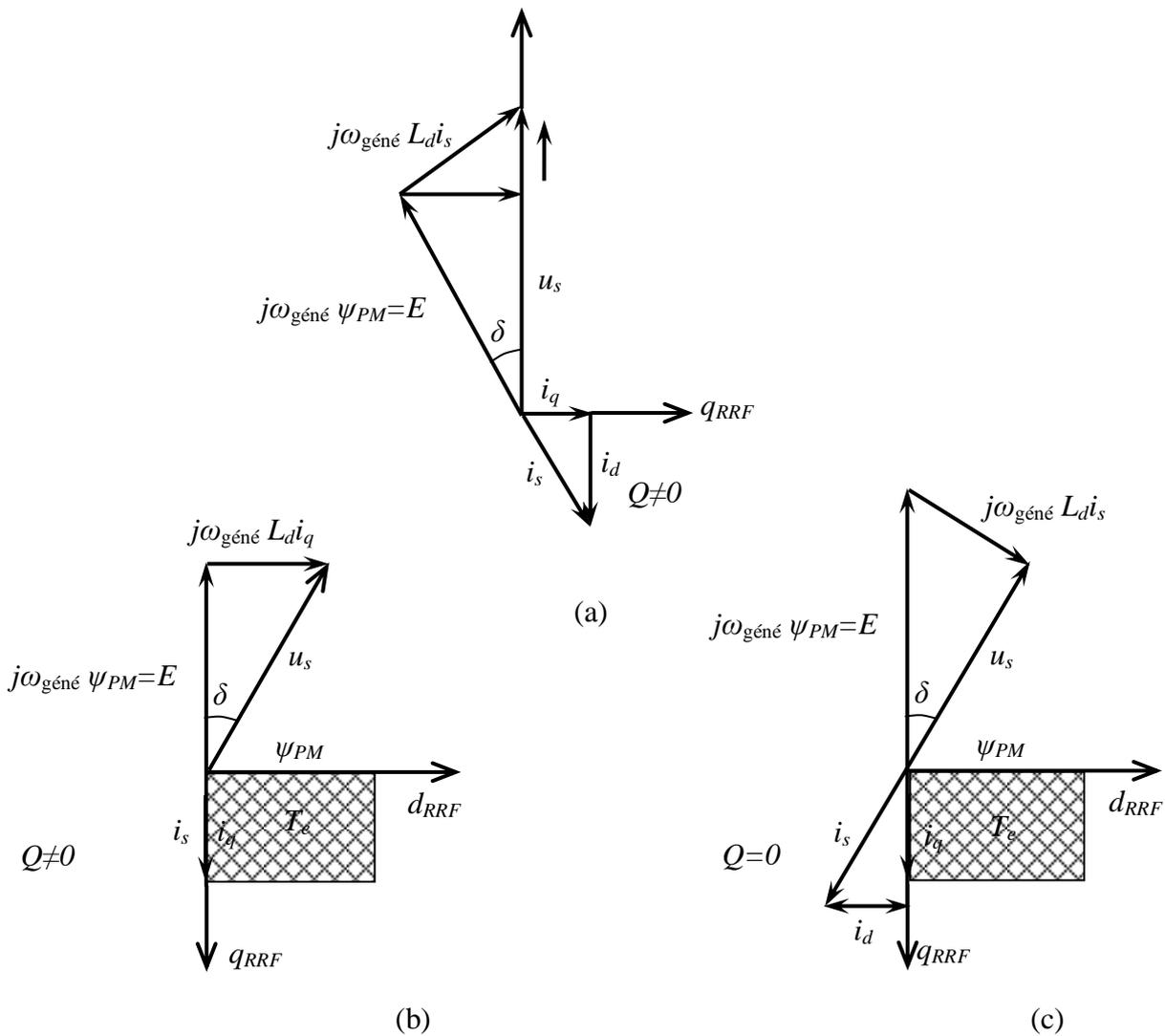


Figure 3.7 Diagramme vectoriel pour trois stratégies de contrôle du convertisseur côté générateur : (a) couple maximal, (b) facteur de puissance unitaire, (c) tension statorique constante

3.5.1.2 Contrôle du facteur de puissance unitaire

Si la composante de l'axe d du courant du stator est ajustée à la puissance réactive requise pour le générateur, le générateur pourra fonctionner à un facteur de puissance unitaire ($Q = 0$). Cette stratégie de contrôle peut réduire la capacité nominale du convertisseur. Cependant, la tension du stator variera avec la vitesse du générateur, qui peut entraîner une surtension du convertisseur et une survitesse du rotor du générateur. Depuis le réactif la puissance du générateur n'est pas nécessairement liée à la puissance réactive échangée entre le

HPP et le réseau, la stratégie de contrôle de la puissance réactive du générateur à peu d'importance.

3.5.1.3 Contrôle de tension constante du stator

Pour éviter la surtension du convertisseur causée par une survitesse du générateur, une stratégie de contrôle est appliquée pour contrôler directement la tension du stator du générateur.

L'objectif de contrôle est atteint au niveau du référentiel de tension du stator (SVRF), c'est-à-dire que la direction de l'axe d est considérée comme la direction vectorielle de la tension du stator. Dans ce cas, il n'y a pas de couplage entre la puissance active et la puissance réactive déterminées par les composantes des axes d et q du courant du stator respectivement :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} u_{sd} i_{sd} \\ P_s = -\frac{3}{2} u_{sd} i_{sq} \end{cases} \quad (3.8)$$

La puissance active du générateur dépend de la composante de l'axe d du courant du stator. La tension du stator peut être maintenue à la valeur nominale grâce au contrôle du composant de l'axe q . L'avantage de la stratégie de contrôle de tension constante du stator est que le générateur et le convertisseur peuvent continuer à fonctionner à la tension nominale, et le convertisseur a un rapport constant de u_{dc}/u_{ac} en éliminant la surtension et la saturation du convertisseur à une vitesse élevée. Cependant, le mode de contrôle augmente la capacité nominale du convertisseur.

En résumé, le contrôle de tension constante du stator c'est avéré être le meilleur des trois stratégies de contrôle. La commande vectorielle de courant du stator avec orientation de la tension du stator peut réaliser le découplage entre la puissance active et réactive d'une GSAP, et est généralement utilisé pour maintenir la tension statorique de la GSAP à la valeur nominale et à la puissance active à la valeur de référence, c'est-à-dire pour atteindre le MPPT du HPP.

La commande vectorielle repose sur l'orientation d'une composante de la tension statorique de l'axe q dans le sens inverse des aiguilles d'une montre de 90 le long de la direction de l'axe d , nous obtiendrons $u_{sd} = u_s$, $u_{sq} = 0$. Comme le rotor GSAP est symétrique, on suppose que les axes d et q ont la même réactance inductive :

$L_d = L_q = L$. Dans cette hypothèse, les équations de liaison de tension et de flux du stator pour la GSAP peuvent être simplifiées comme suit :

$$\begin{cases} u_{sd} = r_s i_{sd} + \frac{d\psi_d}{dt} - \omega_e \psi_q = u_s \\ u_{sq} = r_s i_{sq} + \frac{d\psi_q}{dt} + \omega_e \psi_d = 0 \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} \psi_{sd} = Li_{sd} + \psi_{PM} = 0 \\ \psi_{sq} = Li_{sq} = -\frac{u_s}{\omega_s} \end{cases} \quad (3.10)$$

Les équations (3.9) et (3.10) montrent :

$$\begin{cases} u_{sd} = r_s i_{sd} + L \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_e Li_{sq} \\ u_{sq} = r_s i_{sq} + L \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_e (Li_{sd} + \psi_{PM}) \end{cases} \quad (3.11)$$

La puissance active et réactive de la GSAP peut être simplifiée comme :

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} u_s i_{sd} \\ Q_s = -\frac{3}{2} u_s i_{sq} \end{cases} \quad (3.12)$$

Par conséquent, les courants actifs et réactifs sont complètement découplés dans le SVRF, et les vecteurs de tension de commande correspondants sont couplés.

Deux nouvelles entrées peuvent être définies comme suit :

$$\begin{cases} u'_{sd} = u_{sd} + \omega_e Li_{sq} \\ u'_{sq} = u_{sq} - \omega_e Li_{sd} \end{cases} \quad (3.13)$$

En remplaçant (3.11) en (3.13), nous pouvons obtenir :

$$\begin{cases} u'_{sd} = r_s i_{sd} + L \frac{di_{sd}}{dt} \\ u'_{sq} = r_s i_{sq} + L \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_e \psi_{PM} \end{cases} \quad (3.14)$$

À partir de là, une commande découplée du courant peut être obtenue grâce à une compensation par anticipation, c'est-à-dire que les entrées anticipées $\omega_e Li_{sq}$ et $-\omega_e Li_{sd}$ sont

ajoutées aux axes d et q contrôleurs de courant. Pour le convertisseur MLI, la relation entre les tensions AC et DC peut être exprimée comme suit :

$$\begin{cases} u_{sd} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} P_{md} U_{dc} \\ u_{sq} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} P_{mq} U_{dc} \end{cases} \quad (3.15)$$

où :

P_{md} et P_{mq} sont les composantes des axes d et q du facteur de modulation du convertisseur. En tant que tel, le découplage de la puissance active et réactive du générateur peut être réalisé grâce au contrôle du facteur de modulation du convertisseur.

Le schéma de principe du système de commande du convertisseur côté générateur est illustré dans le graphique 3.8. Il vise à modifier la puissance active envoyée au FSC depuis la GSAP selon la courbe de puissance optimale et maintenir la tension statorique à sa valeur de référence. Le système de commande du convertisseur côté générateur est divisé en contrôleur de boucle interne et contrôleur de boucle externe. Le contrôleur de boucle interne est utilisé pour contrôler les composantes des axes d et q du courant de convertisseur côté générateur, la boucle externe pour contrôler l'entrée de puissance active vers le convertisseur à partir du générateur et la tension statorique de la GSAP. Les valeurs de référence des composants actuels sont déterminées par le contrôleur de puissance active et de tension de la boucle externe, la valeur de référence de la puissance active dépend des caractéristiques MPPT, dans le but de faire fonctionner le générateur à tout moment à la vitesse de fonctionnement optimale garantissant une courbe de puissance optimale $C_p(\lambda)$. La valeur de référence de la tension statorique est généralement réglée sur sa valeur nominale.

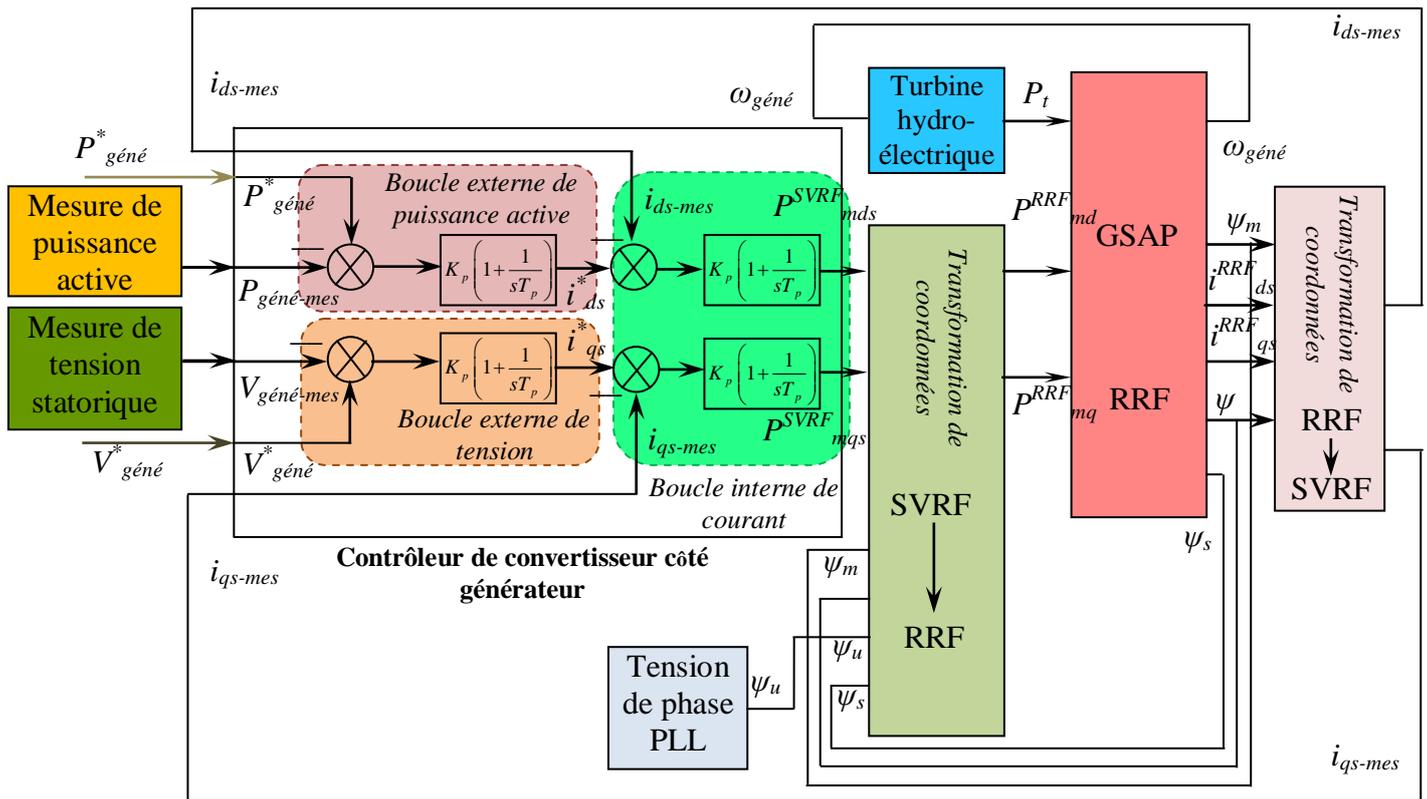


Figure 3. 8. Schéma fonctionnel du système de contrôle du convertisseur côté générateur.

3.5.2 Système de contrôle du convertisseur côté réseau

Le convertisseur côté réseau est contrôlé à l'aide d'un contrôle vectoriel orienté de tension pour obtenir une commande découplée de la puissance active et réactive entre le convertisseur côté réseau et le réseau électrique. Il est principalement utilisé pour réguler la tension du bus continu, et la puissance réactive entre la centrale hydroélectrique et le réseau. Ses objectifs de contrôle sont :

- Maintenir la tension continue constante.
- Maintenir la puissance réactive échangée entre le convertisseur côté réseau et le réseau à la valeur de référence.

Le schéma de structure du convertisseur de source de tension MLI côté réseau est montré dans la figure 3.9.

La figure 3.9 montre que :

$$\begin{bmatrix} u_{ra} \\ u_{rb} \\ u_{rc} \end{bmatrix} = R_r \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} + L_r \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{ca} \\ u_{cb} \\ u_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

où :

u_{rabc} : est la tension triphasée du réseau (en kV),

u_{cabc} : est la tension triphasé du convertisseur côté réseau (en kV),

i_{ra} , i_{rb} et i_{rc} sont les courants du triphasé convertisseur côté réseau (en kA),

R_r et L_r sont la résistance série (Ω) et l'inductance (H) du convertisseur côté réseau,

I_d et I_v sont les courants continus (en kA) du côté réseau et du côté générateur,

C : est le circuit capacitif intermédiaire.

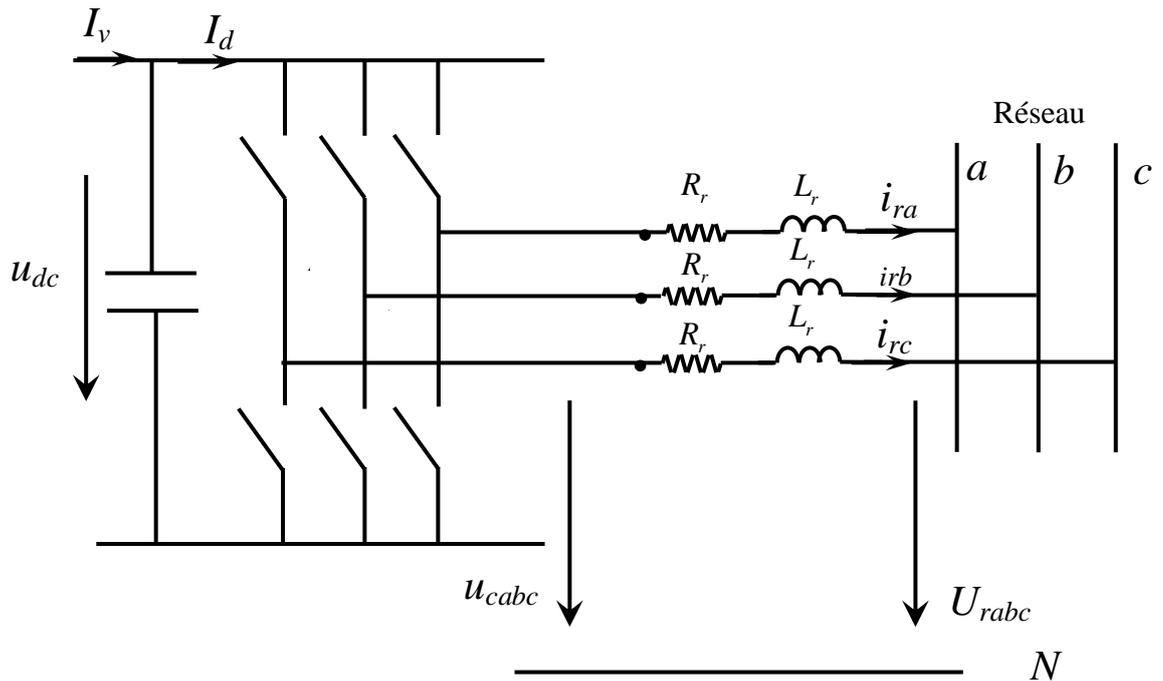


Figure 3.9 Schéma de structure du convertisseur de source de tension MLI côté réseau.

Grâce à une transformation de Park de l'équation (3.16), nous pouvons obtenir l'équation de tension dans le repère dq à rotation synchrone :

$$\begin{cases} u_{rd} = R_r i_{rd} + L_r \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_0 L_r i_{rq} + u_{cd} \\ u_{rq} = R_r i_{rq} + L_r \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_0 L_r i_{rd} + u_{cq} \end{cases} \quad (3.17)$$

où :

i_{rd} , i_{rq} , u_{rd} et u_{rq} sont les composantes des axes d et q du courant et de la tension du réseau,

et u_{cd} et u_{cq} sont les composantes des axes d et q de la tension du convertisseur au côté réseau.

La puissance active P_r et la puissance réactive Q_r échangées entre le convertisseur côté réseau et le réseau peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2}(u_{rd}i_{rd} + u_{rq}i_{rq}) \\ Q_r = \frac{3}{2}(u_{rq}i_{rd} - u_{rd}i_{rq}) \end{cases} \quad (3.18)$$

Dans cette section, le contrôle vectoriel orienté tension côté réseau est adopté, avec la direction de l'axe d comme direction de tension du réseau et l'axe q tournant de 90° le long de l'axe d . Dans ce cas, la composante de l'axe q du vecteur de tension du réseau $u_{rq} = 0$, et :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2}u_{rd}i_{rd} \\ Q_r = -\frac{3}{2}u_{rd}i_{rq} \end{cases} \quad (3.19)$$

Si la tension du réseau est considérée comme constante, u_{rd} est également constante. Puis la puissance active P_r et la puissance réactive Q_r échangées entre le convertisseur côté réseau et le réseau sont contrôlés respectivement par i_{rd} et i_{rq} .

La perte de commutation est une perte majeure du convertisseur et peut être équivalente à une résistance entre les pôles de la liaison continue. Comme la perte est relativement faible, elle peut être ignorée, et il en va de même pour la perte de la résistance série du convertisseur, être un convertisseur idéal, et l'équation suivante peut être dérivée :

$$U_{dc}I_{dc} + \sqrt{3}\operatorname{Re}(U_{ac}I_{ac}^*) = 0 \quad (3.20)$$

autrement dit:

$$U_{dc}I_{dc} = \sqrt{3}u_{rd}i_{rd} = P_r \quad (3.21)$$

La relation entre les tensions AC et DC du convertisseur MLI est réécrite comme suit :

$$\begin{cases} u_{rd} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}P_{md}U_{dc} \\ u_{rq} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}P_{mq}U_{dc} \end{cases} \quad (3.22)$$

Où : P_{md} et P_{mq} sont les facteurs de modulation MLI du convertisseur côté réseau :

$$I_d = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}P_{md}i_{cd} \quad (3.23)$$

Pour le condensateur C de la boucle continue, la formule suivante tient :

$$C \frac{dU_{dc}}{dt} = I_d - I_v \quad (3.24)$$

Nous pouvons obtenir la relation entre la tension continue U_{dc} et le composant du courant actif du réseau i_{rd} comme :

$$C \frac{du_{dc}}{dt} = \frac{3}{2\sqrt{2}} P_{md} i_{rd} - I_v \quad (3.25)$$

Par une transformée de Laplace de l'équation ci-dessus avec I_v comme variable de perturbation, nous pouvons obtenir la fonction de transfert avec la tension continue U_{dc} comme sortie et le composant du courant actif du réseau i_{rd} comme entrée:

$$\frac{u_{dc}(s)}{i_{rd}(s)} = \frac{3P_{md}}{2\sqrt{2}Cs} \quad (3.26)$$

L'équation 3.26 montre que la tension du circuit intermédiaire U_{dc} est contrôlée par i_{rd} . Donc le convertisseur est finalement contrôlé par la tension, il est nécessaire d'établir la relation entre la tension de l'onduleur u_{cabc} et les courants i_{rd} et i_{rq} .

Dans (3.17), nous supposons que :

$$\begin{cases} u'_{rd} = R_r i_{rd} + L_r \frac{di_{rd}}{dt} \\ u'_{rq} = R_r i_{rq} + L_r \frac{di_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (3.27)$$

L'équation (3.19) peut être transformée en :

$$\begin{cases} u_{cd} = u_{rd} - u'_{rd} + \omega_e L_r i_{rq} \\ u_{cq} = -u'_{rq} - \omega_e L_r i_{rd} \end{cases} \quad (3.28)$$

Grâce à la transformation de Laplace de l'équation (3.28), nous pouvons obtenir la fonction de transformation avec u'_r comme entrée et le courant du réseau i_r comme sortie :

$$\frac{di_{rd}(s)}{u'_{rd}(s)} = \frac{di_{rq}(s)}{u'_{rq}(s)} = \frac{1}{L_r s + R_r} \quad (3.29)$$

Pour établir une relation entre le courant du réseau i_r et la tension du convertisseur u_{cabc} , les liens d'anticipation $\omega_0 L_r i_{rq}$ et $-\omega_0 L_r i_{rd}$ doivent être introduits dans le système de contrôle.

Le convertisseur côté réseau vise à maintenir la tension du circuit intermédiaire à la valeur constante prédéfinie, et à assurer que la puissance réactive est la valeur de référence

préréglée selon l'exigence de la centrale hydroélectrique. Afin de profiter pleinement de la capacité de contrôle du convertisseur et générer autant de puissance active que possible, l'échange de puissance réactive entre le convertisseur côté réseau et le réseau est mis à 0. Cependant, sous certaines conditions de fonctionnement, si le réseau a besoin du HPP pour fournir un support de puissance réactive, la valeur de référence de la puissance réactive peut être fixée pour répondre aux besoins du réseau.

La figure 3.10 montre le système de conversion et le contrôleur côté réseau, comprenant les éléments composants suivants :

1) Module de mesure de tension continue, qui mesure la tension continue du circuit intermédiaire.

2) Module de mesure du courant du convertisseur, qui mesure le courant alternatif du convertisseur côté réseau.

3) Boucle à verrouillage de phase de tension (PLL), qui mesure l'angle de phase de tension du convertisseur côté réseau, et réalise une commande découplée du convertisseur côté réseau avec contrôle vectoriel orienté de la tension du réseau.

4) Liaison de mesure de puissance : mesure la puissance réactive du convertisseur côté réseau.

5) Module de transformation de coordonnées : car la tension et le courant côté réseau sont exprimé dans le système de coordonnées de référence stationnaire triphasé, et le convertisseur côté réseau est commandé selon le vecteur orienté de la tension du réseau vers les coordonnées de référence de tension du réseau, les signaux d'entrée / sortie du contrôleur du convertisseur côté réseau doivent être transformés.

6) Module de conversion côté réseau qui est le modèle du convertisseur IGBT.

7) Contrôleur de convertisseur côté réseau.

Le contrôleur du convertisseur côté réseau comprend deux contrôleurs *PI* en cascade (un contrôleur de boucle externe et contrôleur de boucle interne).

Une boucle externe lente utilisée pour contrôler la tension continue du circuit intermédiaire et la puissance réactive du convertisseur (ou de la tension alternative côté réseau du convertisseur), et une boucle interne rapide garantit que le courant atteint la valeur de référence déterminée par la boucle externe.

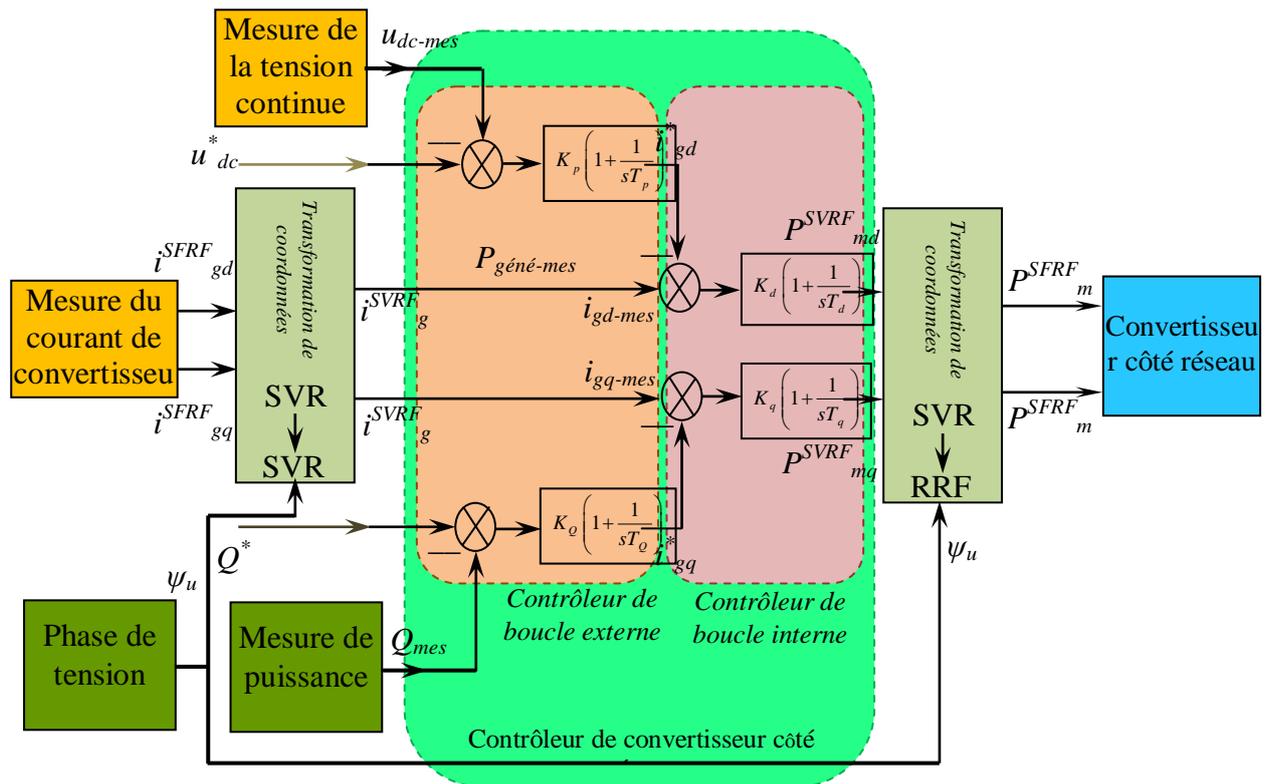


Figure 3.10 Schéma fonctionnel du système de contrôle du convertisseur côté réseau.

Les signaux de sortie du contrôleur du convertisseur côté réseau définissent l'amplitude et l'angle de phase de sortie de la tension sur le côté AC du convertisseur. Sous contrôle vectoriel orienté du réseau, le courant du convertisseur est divisé en deux composantes de courant perpendiculaires l'une à l'autre : la composante du courant de l'axe d est le courant actif et la composante de l'axe q est le courant réactif. Le courant actif sur l'axe d est utilisé pour contrôler la tension continue du circuit intermédiaire, et le courant réactif sur l'axe q est utilisé pour contrôler la puissance réactive du convertisseur (ou de la tension alternative au convertisseur côté réseau). Le facteur de modulation du convertisseur de sortie du contrôleur de boucle interne actuel du convertisseur côté réseau est dans le cadre de la tension de référence orienté du convertisseur côté réseau, et il doit être transformé en système de coordonnées de référence stationnaire triphasé par transformation de coordonnées pour le convertisseur côté réseau.

3.6 Conception et contrôle du convertisseur côté réseau (CCR)

Dans cette section, la conception et le contrôle de CCR sont discutés en ce qui concerne la conception de composants passifs (condensateurs de liaison continue et le filtre d'harmonique côté réseau), la détermination de l'amplitude de la tension de référence du bus continu et l'orientation de la tension du réseau (synchronisation du réseau).

3.6.1 Conception des éléments passifs

Le convertisseur côté réseau a besoin de composants passifs sur les côtés continus et alternatif pour effectuer des fonctions de stockage et de filtrage. Un condensateur est utilisé comme composant passif continu, et sa valeur est calculée selon l'expression suivante [28] :

$$C_{dc} = \frac{T_r \Delta P_{dc}}{2V_{dc} \Delta V_{dc}} \quad (3.30)$$

Où :

C_{dc} : est la capacité du condensateur de liaison continue,

T_r : est le retard de commande introduite en raison du filtrage de la tension du bus continu et du contrôle du courant alternatif,

ΔP_{dc} : est la variation maximale admissible de la puissance continue,

V_{dc} : est la tension nominale du bus continu,

ΔV_{dc} : est l'ondulation de la tension admissible du bus continu.

Les variables T_r , ΔP_{dc} , V_{dc} et ΔV_{dc} , ainsi que la réponse dynamique, la taille et le coût, sont utilisées comme compromis pour concevoir la valeur de la liaison continue du condensateur.

Les composants passifs AC ne stockent qu'une fraction ($\approx 5\%$) de l'énergie totale stockée du système. Le filtre d'harmonique côté alternatif peut être réalisé par un filtre inductif (L) ou inductif-capacitif-inductif (LCL). Comparé au filtre L , le filtre LCL offre une excellente qualité de courant de réseau. Cependant, ce filtre implique un problème critique de la résonance du filtre lors du changement d'étape dans les conditions de fonctionnement [29].

Dans ce chapitre, nous traitons principalement la conception et le contrôle CCR basés sur le filtre L . Dans les centrales hydroélectriques commerciaux basés sur 2L-VSC, la valeur L du filtre d'harmonique (combinée avec l'inductance de fuite du transformateur élévateur, le cas échéant) est choisie pour être dans la plage de 0,1 à 0,25 pu [30, 31], cette valeur diminue avec les convertisseurs multiniveaux lorsque la forme d'onde de sortie de l'onduleur contient plusieurs niveaux de tension.

3.6.2 Détermination de la tension de référence du bus continu

L'onduleur connecté au réseau fonctionne avec un indice de modulation m_a compris entre zéro et un. Pour garantir le bon fonctionnement de l'onduleur, la tension du bus continu

V_{dc} doit être supérieure à la tension crête ligne à ligne du réseau V_{rL-L} . La tension de référence du bus continu V_{dc}^* est sélectionnée en fonction de l'indice de modulation et de la tension de phase efficace du réseau V_r , comme illustré ci-dessous [8]:

$$V_{dc}^* = \frac{\sqrt{2}V_{rL-L}}{m_a} = \frac{\sqrt{6}V_r}{m_a}, \quad 0 < m_a \leq 1 \quad (3.31)$$

La tension de phase efficace V_r du réseau est égale à la valeur efficace de la composante de fréquence fondamentale de la tension de phase de l'onduleur. La sélection des V_{dc}^* appropriés doit tenir compte des variations des transitoires de la tension et du réseau pendant les conditions de fonctionnement dynamiques. Une valeur d'indice de modulation de 0,8 est raisonnable pour permettre une marge de réglage de 20% pendant les transitoires. Par conséquent, la V_{dc}^* est définie en termes de tension de phase du réseau comme suit :

$$V_{dc}^* = \frac{\sqrt{6}V_r}{m_a} = \frac{\sqrt{6}V_r}{0.8} = 3.062 V_r \quad (3.32)$$

Le schéma de contrôle du VSI doit garantir que la tension V_{dc} est maintenue à sa valeur de référence dans toutes les conditions de fonctionnement. Le contrôle de la tension du bus continu est généralement réalisé par un contrôleur *PI* dans la boucle de contrôle externe.

3.6.3 Définition du facteur de puissance du réseau

Le flux de puissance dans CCR est bidirectionnel : (1) du côté DC au côté AC, également appelé fonctionnement onduleur, (2) du côté AC au côté DC, également appelé opération de redressement. Pendant le fonctionnement normal, la puissance circule du côté DC au côté AC (c-à-d. Le fonctionnement de l'onduleur). Cependant, lors du démarrage du système, le fonctionnement du redresseur est utilisé pour pré-charger les condensateurs de bus continu et tirer le courant de magnétisation de la génératrice. Les puissances actives et réactives délivrées (ou absorbées) au réseau sont définies par les éléments suivants :

$$\begin{cases} P_r = 3V_r I_r \cos \varphi_r \\ Q_r = 3V_r I_r \sin \varphi_r \end{cases} \quad (3.33)$$

Où :

φ_r : est l'angle de facteur de puissance, c'est-à-dire l'angle entre la tension du réseau et les vecteurs de courant.

Le fonctionnement à quatre quadrants de CCR est illustré sur la figure 4.10, où les quadrants 1 et 4 correspondent au fonctionnement onduleur où la liaison continue agit comme une source et les quadrants 2 et 3 correspondent au fonctionnement du redresseur où la liaison continue agit comme une charge. Les formes d'onde de la phase a de la tension du réseau V_{ar} et du courant I_{ar} sont également illustrées à la figure 4.10. Un résumé des valeurs de facteur de puissance, de puissance active et de puissance réactive est donné comme suit pour les quatre quadrants :

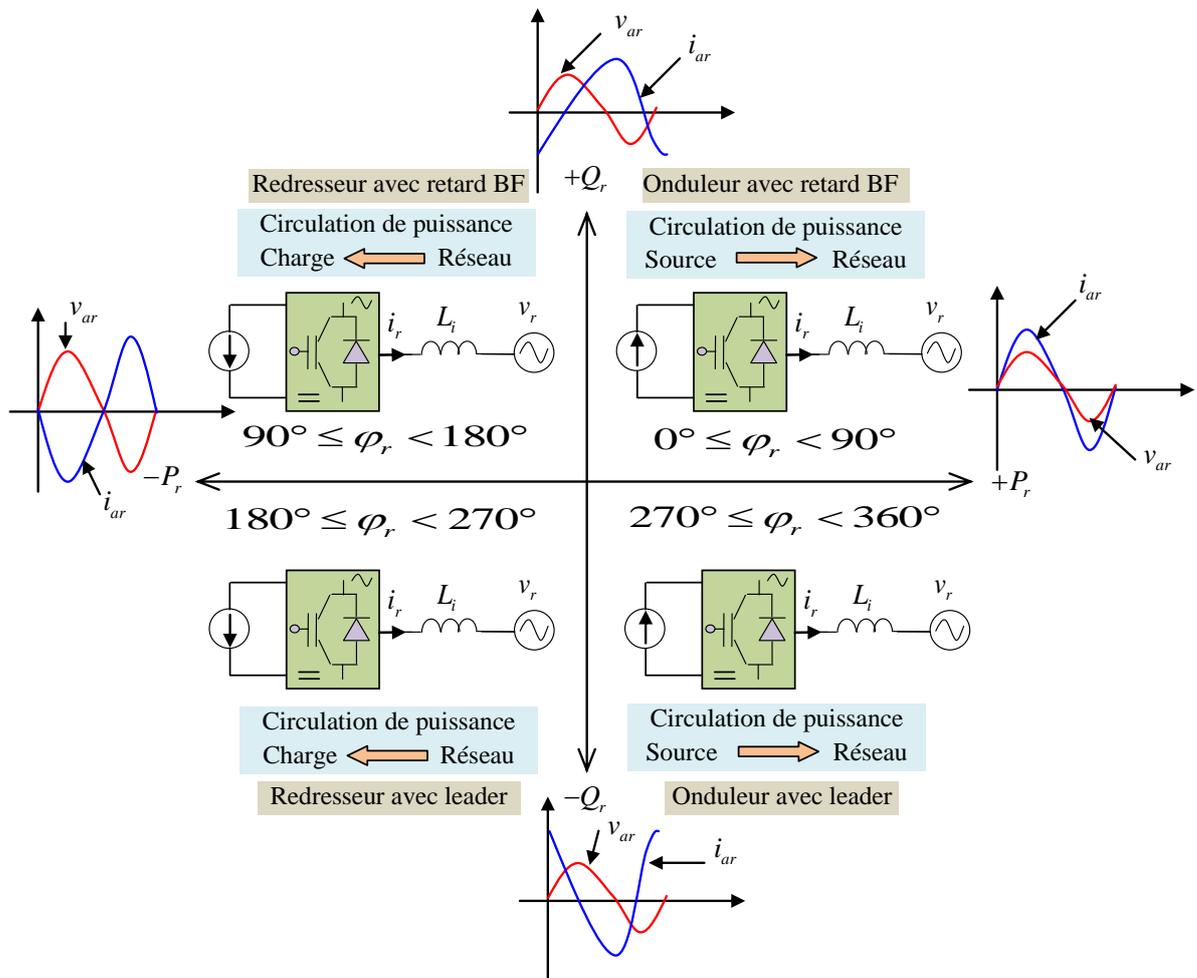


Figure 3. 11. Définition du flux de puissance entre la liaison continue et le réseau

- **Quadrant 1:** l'angle φ_r est $0^\circ \leq \varphi_r < 90^\circ$, $\cos \varphi_r$ est positif et $\sin \varphi_r$ est positif. Par conséquent, P_r est positif et Q_r est positif \Rightarrow «onduleur avec retard de phase».
- **Quadrant 4:** l'angle φ_r est $270^\circ \leq \varphi_r < 360^\circ$, $\cos \varphi_r$ est positif et $\sin \varphi_r$ est négatif. Par conséquent, P_r est positif et Q_r est négatif \Rightarrow «onduleur avec phase en avance».

- **Quadrant 2:** l'angle φ_r est $90^\circ \leq \varphi_r < 180^\circ$, $\cos \varphi_r$ est négatif et $\sin \varphi_r$ est positif. Par conséquent, P_r est négatif et Q_r est positif \Rightarrow «redresseur avec retard de phase».
- **Quadrant 3:** l'angle φ_r est $180^\circ \leq \varphi_r < 270^\circ$, $\cos \varphi_r$ est négatif et $\sin \varphi_r$ est négatif. Par conséquent, P_r est négatif et Q_r est négatif \Rightarrow «redresseur avec phase en avance».

3.7 Convertisseurs statiques de puissance

La configuration du convertisseur de puissance pour GSAP/GSRB avec redresseur à diodes triphasé et l'onduleur triphasé de tension à deux niveaux est illustrée sur la Figure.3.12. Cette topologie est économique et offre un poids plume. La tension alternative de sortie du générateur est convertie en courant continu par le redresseur à diodes. La tension continue est ensuite reconvertie en tension alternative par l'onduleur de tension. L'inductance du circuit intermédiaire permet de lisser le courant de sortie du redresseur à diodes. La tension de sortie de la turbine hydraulique et du redresseur à diodes change en fonction des conditions de débit d'eau. Cependant, la valeur maximale de la tension de sortie du redresseur à diodes est limitée par la vitesse nominale du générateur. Ainsi, la première liaison continue est appelée liaison continue non régulée. La tension de sortie du redresseur à diodes devient considérablement faible à faible vitesse d'écoulement d'eau. La tension du circuit intermédiaire doit être supérieure à la valeur de crête de la tension composée du réseau pour transférer la puissance générée au réseau. Pour garantir cette condition, le générateur doit être surestimé (c'est-à-dire que la tension nominale du générateur doit être supérieure à celle du réseau).

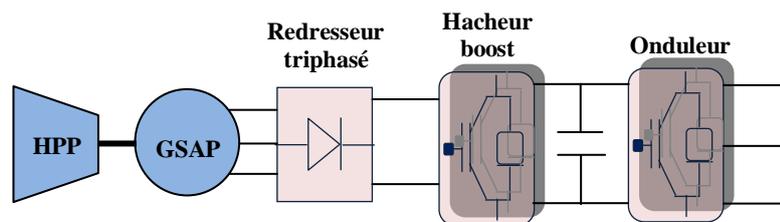


Figure 3. 12 Schéma fonctionnel du système de conversion d'énergie proposé pour la centrale hydroélectrique

3.8 Conception du contrôleur backstepping

Le contrôle par backstepping est basé sur une méthode multi-étapes de récurrence, et à chaque étape, une commande virtuelle est générée pour s'assurer que le système converge vers son état d'équilibre. La stabilisation de chaque étape de synthèse est assurée par la fonction de Lyapunov.

La synchronisation du courant avec les tensions du réseau et le réglage de la tension du bus

continu sont assurés par le convertisseur côté réseau, le contrôle récurent est utilisé pour contrôler la puissance active et réactive fournie au réseau [32, 33].

Les tensions de réseau triphasées sont représentées par les équations suivantes (3.34) :

$$\begin{cases} v_{ra} = v_{\max} \cos(\omega t) \\ v_{rb} = v_{\max} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{rc} = v_{\max} \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (3.34)$$

Les tensions dans le référentiel d - q sont représentées par les équations suivantes :

$$\begin{cases} v_{rd} = v_{id} - R_r i_{rd} - L_r \frac{di_{rd}}{dt} + \omega_r L_r i_{rq} \\ v_{rq} = v_{iq} - R_r i_{rq} - L_r \frac{di_{rq}}{dt} - \omega_r L_r i_{rd} \end{cases} \quad (3.35)$$

Les équations de puissance dans le référentiel synchrone sont données par [34] :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \\ Q_r = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{qr} - v_{qr} i_{dr}) \end{cases} \quad (3.36)$$

Les puissances active et réactive peuvent être obtenues après avoir orienté le référentiel le long de la tension du réseau à partir des équations suivantes :

$$\begin{cases} P_r = \frac{3}{2} v_{dr} i_{dr} \\ Q_r = \frac{3}{2} v_{dr} i_{qr} \end{cases} \quad (3.37)$$

Les courants de réseau dans le référentiel d - q peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{v_{id}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} i_{rd} + \omega_r i_{rq} - \frac{v_{rd}}{L_r} \\ \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{v_{iq}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} i_{rq} - \omega_r i_{rd} - \frac{v_{rq}}{L_r} \end{cases} \quad (3.38)$$

Le module de la tension et du courant total du réseau est établi par :

$$\begin{aligned} |v_r| &= \sqrt{(v_{rd})^2 + (v_{rq})^2} \\ |i_r| &= \sqrt{(i_{rd})^2 + (i_{rq})^2} \end{aligned} \quad (3.39)$$

Les puissances active et réactive dans le référentiel d-q sont données par :

$$\begin{aligned} P_r &= \frac{3}{2}(v_{rd}i_{rd}) = \frac{3}{2}(|v_r||i_{rd}|) \\ Q_r &= \frac{3}{2}(-v_{rd}i_{rq}) = -\frac{3}{2}(|v_r||i_{rq}|) \end{aligned} \quad (3.40)$$

La stratégie de contrôle appliquée au CCR repose sur la réalisation :

$$\begin{aligned} v_{rq} &= 0 \\ v_{rd} &= |v_r| \end{aligned} \quad (3.41)$$

Les équations des puissances deviennent :

$$\begin{aligned} P_r &= \frac{3}{2}(v_{rd}i_{rd} + v_{rq}i_{rq}) \\ Q_r &= \frac{3}{2}(v_{rq}i_{rd} - v_{rd}i_{rq}) \end{aligned} \quad (3.42)$$

La dynamique des puissances active et réactive est directement liée aux composantes du courant. Les erreurs quadratures du courant de réseau définies par les expressions suivantes :

$$\begin{cases} e_{rd} = i_{rd}^* - i_{rd} \\ e_{rq} = i_{rq}^* - i_{rq} \end{cases} \quad (3.43)$$

La dynamique d'erreur sera calculée comme suit :

$$\begin{cases} \dot{e}_{rd} = -\dot{i}_{rd} \\ \dot{e}_{rq} = -\dot{i}_{rq} \end{cases} \quad (3.44)$$

La fonction de Lyapunov en fonction des erreurs des courants de réseau calculées est déterminée comme suit :

$$V = \frac{1}{2}(e_{rd}^2 + e_{rq}^2) \quad (3.45)$$

La dynamique de la fonction de Lyapunov peut être dérivée comme suit :

$$\begin{aligned} \dot{V} = & -K_{rd}e_{rd}^2 - K_{rq}e_{rq}^2 \\ & + e_{rd} \left(\frac{v_{id}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} i_{rd} + \omega_r i_{rq} - \frac{v_{rd}}{L_r} + K_{rd} e_{rd} \right) \\ & + e_{rq} \left(\frac{v_{iq}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} i_{rq} - \omega_r i_{rd} - \frac{v_{rq}}{L_r} + K_{rq} e_{rq} \right) \end{aligned} \quad (3.46)$$

Pour obtenir la stabilité grâce à cette fonction de Lyapunov, une valeur positive doit être sélectionnée pour les gains K_{rd} et K_{rq} , et la fonction dérivée doit être négative. Par conséquent, nous devons choisir les tensions de référence comme suit :

$$\begin{cases} v_{id}^* = R_r i_{rd} - \omega_r L_r i_{rq} - L_r K_{rd} e_{rd} + v_{rd} \\ v_{iq}^* = R_r i_{rq} + \omega_r L_r i_{rd} - L_r K_{rq} e_{rq} + v_{rq} \end{cases} \quad (3.47)$$

L'équation (3.47) qui fournit le courant continu et en quadrature des références exprimées par les relations suivantes :

Le courant i_{rq}^* peut être obtenu à partir de la relation suivante :

$$i_{rq}^* = -\frac{2Q_r^*}{3v_{rq}} \quad (3.48)$$

Si la puissance réactive de référence est forcée à zéro $Q_r^* = 0$, le système fonctionnera avec un facteur de puissance unitaire.

Le calcul du courant de référence continu i_{rd}^* est obtenu par la régulation de la tension du bus continu. La tension du circuit intermédiaire est régulée à la valeur de référence v_{dc}^* , et si les pertes du convertisseur sont négligées, la puissance active transférée sera définie comme suit :

$$P_r = \frac{3}{2} (v_{rd} i_{rd}) = v_{dc} i_{dc} \quad (3.49)$$

Ainsi, le courant i_{rd}^* est obtenu à partir de l'équation (3.49) :

$$i_{rd}^* = \frac{2P_r^*}{3v_{rd}} \quad (3.50)$$

La structure de contrôle par backstepping pour le CCR et le contrôle de la tension du circuit intermédiaire est illustrée sur la figure 3.13.

Pour contrôler la tension du bus continu V_c , un régulateur doit être mis en place pour maintenir cette tension constante quel que soit le débit du courant sur le condensateur. L'équation du bus continu peut s'écrire comme suit :

$$P_c = cv_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = P_r - P_g \quad (3.51)$$

Pour contrôler la tension continue, nous contrôlons le P_c dans le condensateur en ajustant la puissance P_r à l'aide d'un contrôleur PI conventionnel.

Le schéma fonctionnel du système simplifié à contrôler est présenté sur la figure 3.13 :

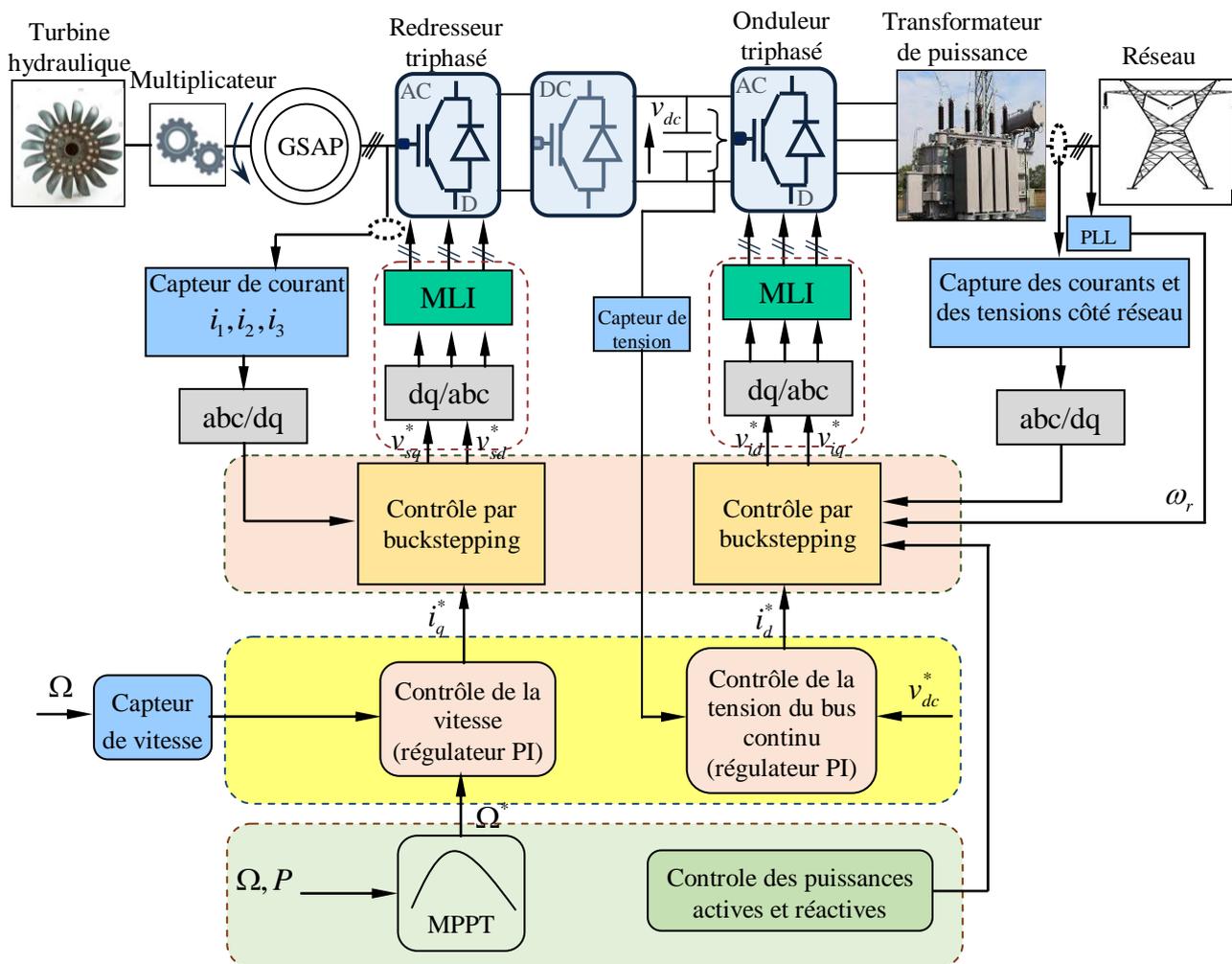


Figure 3. 13 Schéma de contrôle par backstepping

3.9 Résultats de simulation et interprétations

Comme l'indique la figure 3.14, nous proposons dans cette étude un débit d'évacuation d'eau variant entre $0,75 \text{ m}^3/\text{s}$ et $1 \text{ m}^3/\text{s}$. Des simulations de validation du schéma de contrôle global ont été effectuées sous MATLAB/Simulink, afin d'évaluer et de tester la technique de contrôle proposée pour un modèle complet de centrale hydroélectrique basée sur une GSAP avec

boucle de puissance de courant, puissance active et réactive et tension continue à l'aide de contrôleurs backstepping . Les paramètres sont répertoriés dans les tableaux 1 et 2 de l'annexe.

Par conséquent, il est nécessaire de régler les paramètres de sortie avec les limites admissibles. Il est proposé de mettre en œuvre un convertisseur AC-DC-AC qui est de type frontal actif pour améliorer la qualité de l'énergie du système afin qu'il puisse être connecté au réseau. La figure 3.15 montre la vitesse de rotation d'entrée du générateur et son couple mécanique développé, tant que le couple est négatif cela signifie que la machine fonctionne en mode générateur présenté dans la figure 3.16.

La figure 3.17 représente le couple électromagnétique de sortie fourni par le générateur. Sur les figures 3,18 on peut voir que le convertisseur élévateur produit une tension fixe de 1200 V pour alimenter l'onduleur. La tension du réseau et la tension du circuit intermédiaire s'avèrent également être maintenues dans les mêmes conditions de vitesses de générateur variables, comme illustré sur les figures 3.23 et 3.18 respectivement.

Les tensions du réseau chutent pendant la variation du débit d'eau qui correspond à l'instant $t=50$ s et elles sont améliorées à 600 V avec la stratégie de contrôle par buckstepping. Le problème de l'affaissement de la tension peut être éliminé à l'aide du contrôleur ou insertion d'un compensateur.

En raison des différentes entrées, des pics variables sont visibles à partir des tensions du générateur. Cependant, la tension du réseau et la tension du circuit intermédiaire sont maintenues constantes. La tension du bus continu suit parfaitement sa valeur de référence comme le montre la Figure 3.18, ce réglage est assuré par le régulateur buckstepping proposé. La figure 3.23 montre le zoom de la tension du réseau. Ils sont purement sinusoïdaux et bien équilibrés.

Les figures 3.21, 3.22, 3.24 et 3.25 montrent le courant et la tension du réseau avec leur zoom, ils sont purement sinusoïdaux ce qui montre l'efficacité de la stratégie de contrôle appliquée au convertisseur qui donne une meilleure qualité d'énergie au réseau.

A partir de la figure 3.25, on constate que les puissances active et réactive suivent leurs références avec un régime transitoire très rapide et sans dépassement. Comme on peut le voir sur la figure 3.25, la vitesse de la turbine hydraulique est supérieure au seuil, la puissance extraite est maintenue dans ses valeurs nominales.

On voit que le courant présente des variations de puissance ce qui montre que le courant est l'image des puissances.

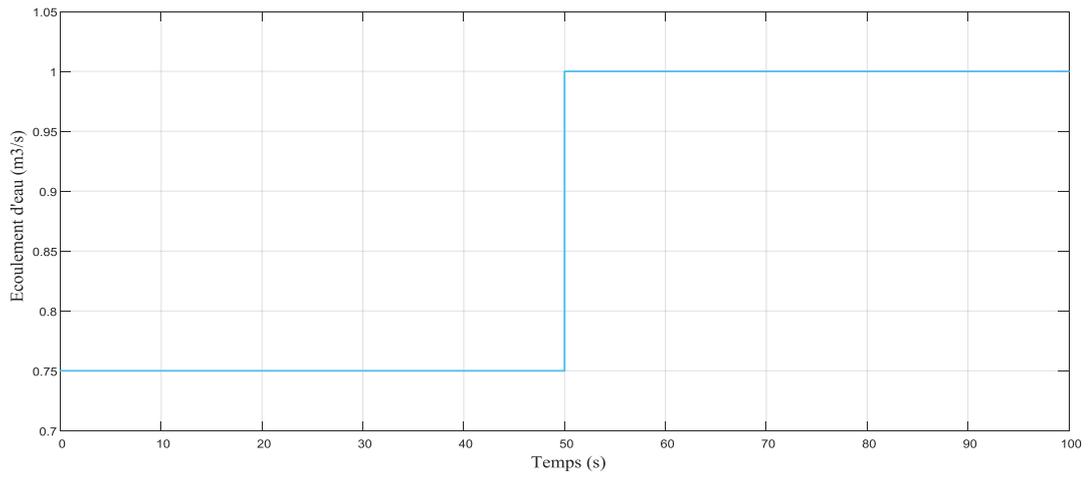


Figure 3.14 Profile variable d'écoulement d'eau

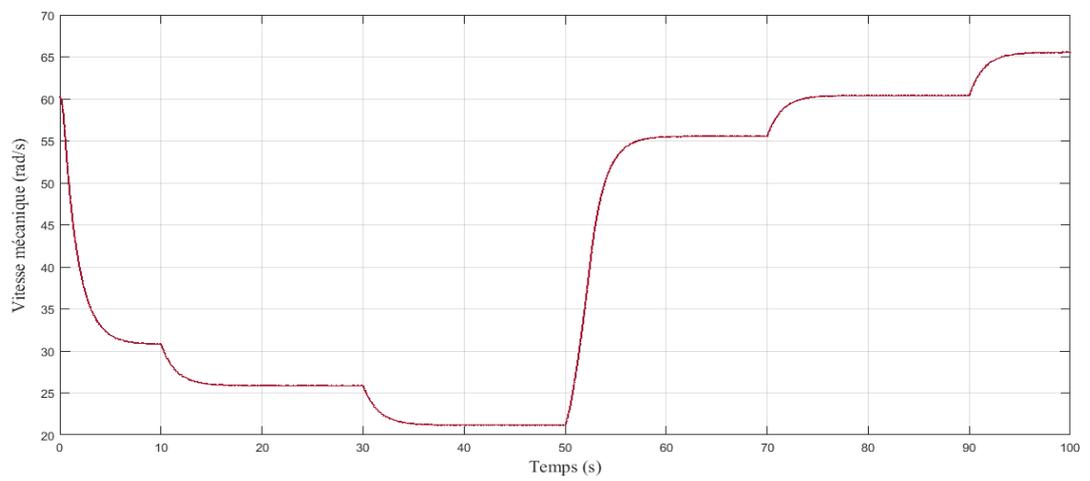


Figure 3.15 Vitesse mécanique développée par la turbine hydroélectrique

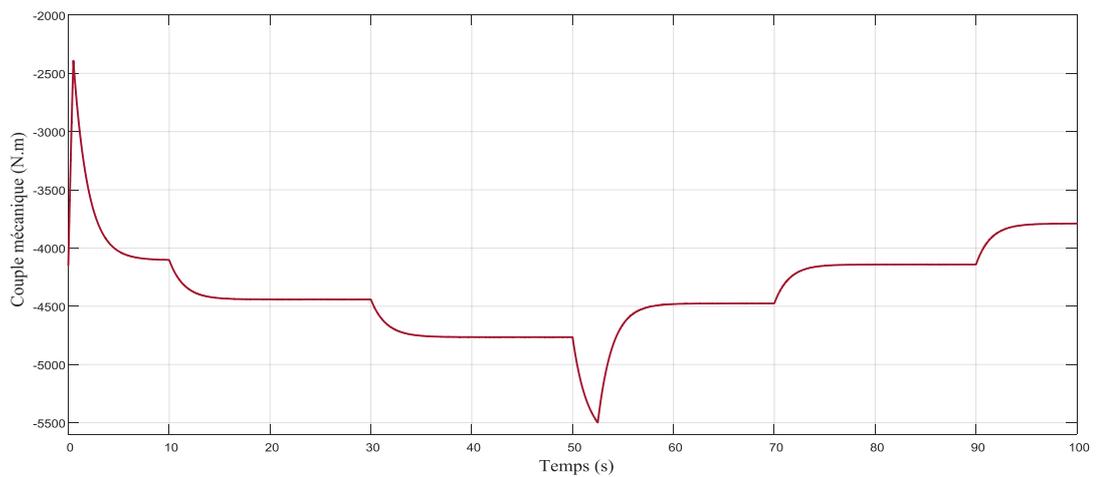


Figure 3.16 Couple mécanique de la turbine hydroélectrique

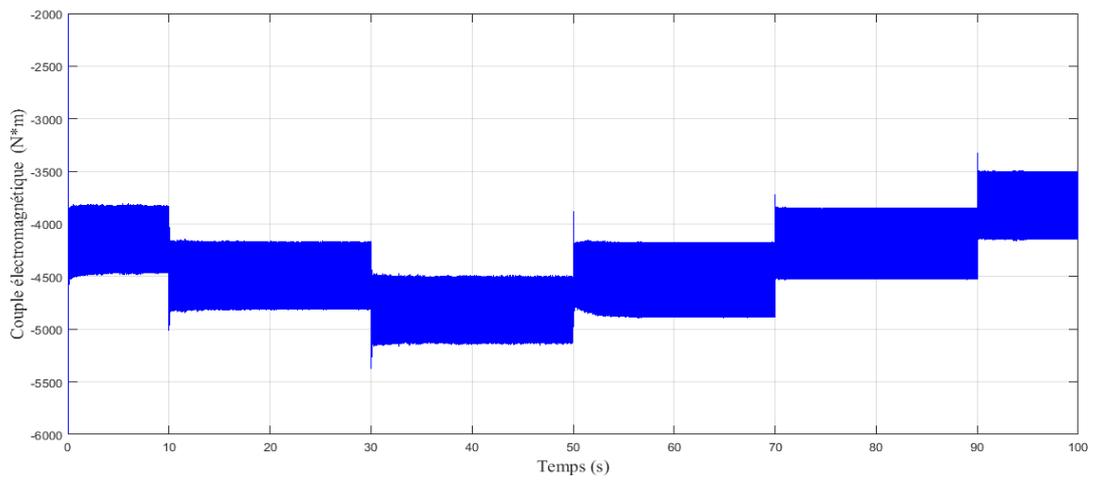


Figure 3.17 Couple électromagnétique de la génératrice GSAP

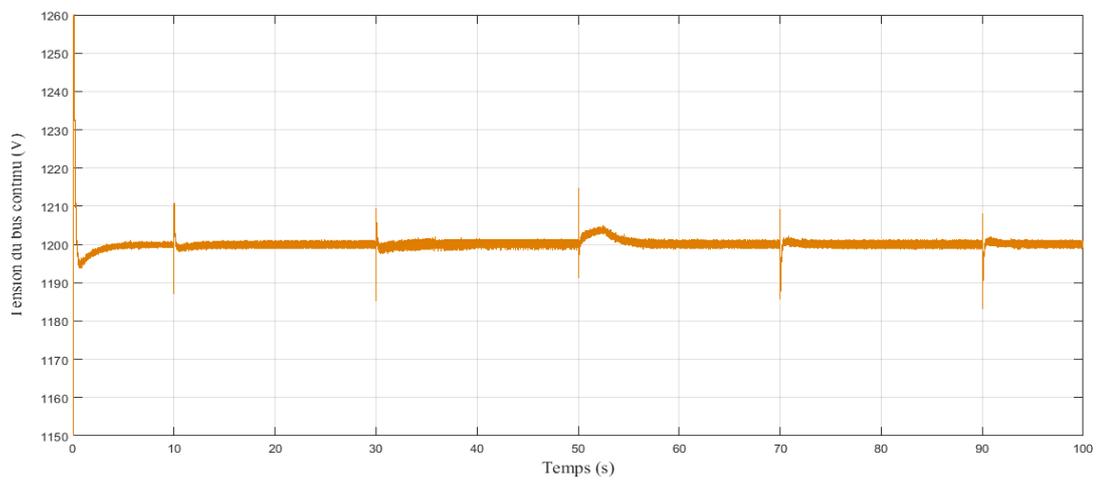


Figure 3.18 Tension continue du circuit intermédiaire

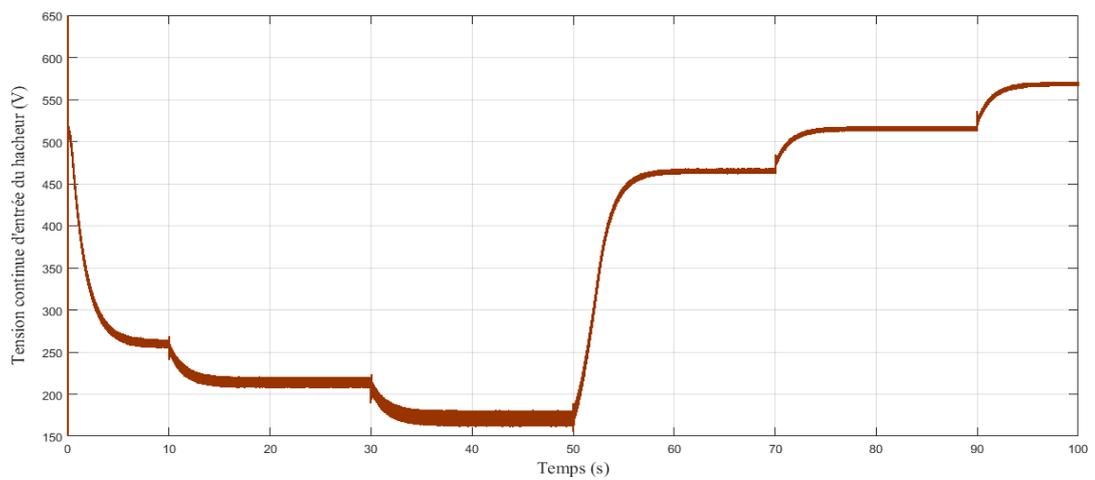


Figure 3.19 Tension continue à la sortie du redresseur

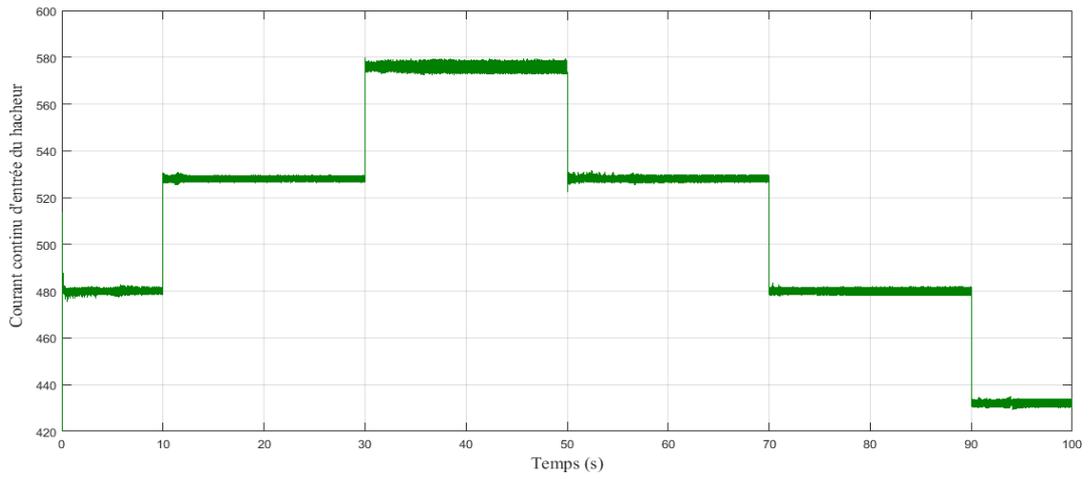


Figure 3.20 Courant continu à la sortie du redresseur

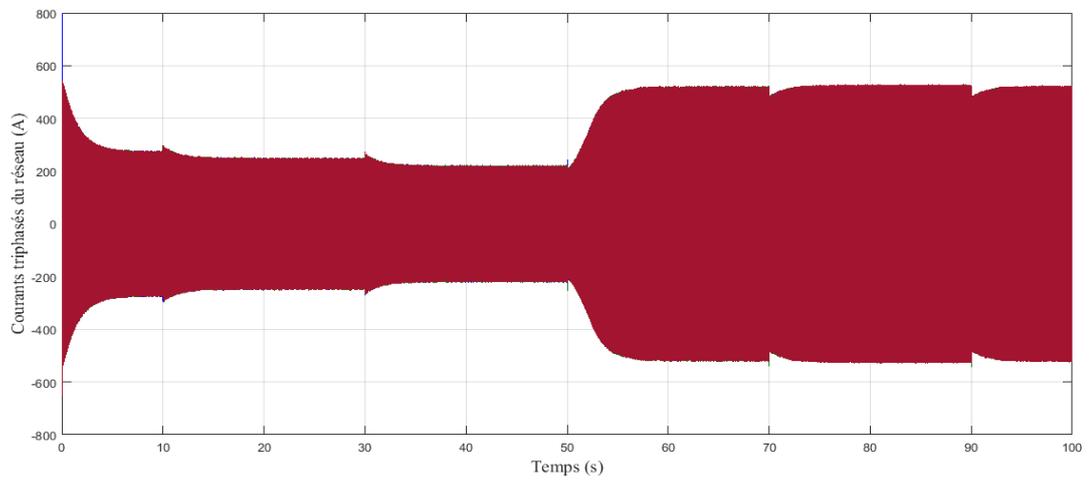


Figure 3.21 Courants triphasés côté réseau

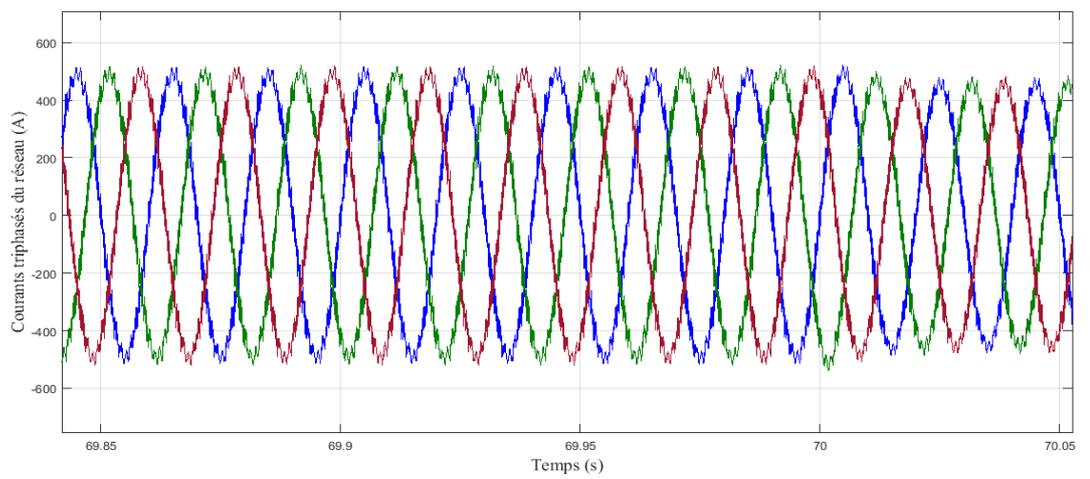


Figure 3.22 Zoom du courant de réseau

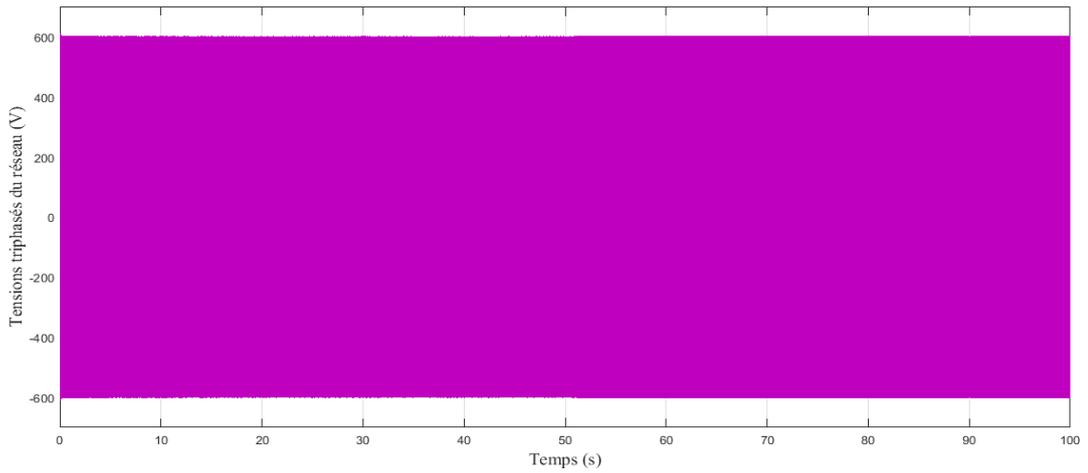


Figure 3.23 Tensions triphasées côté réseau

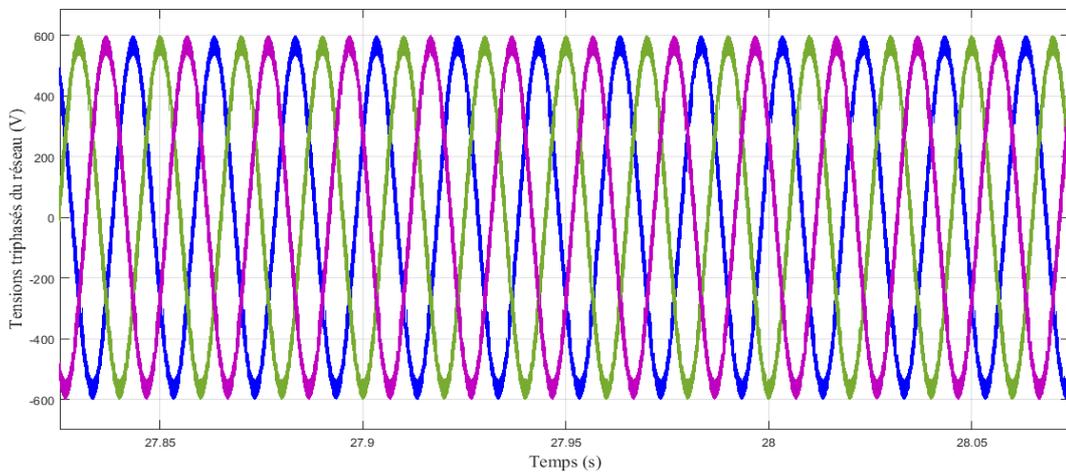


Figure 3.24 Zoom des tensions triphasées côté réseau

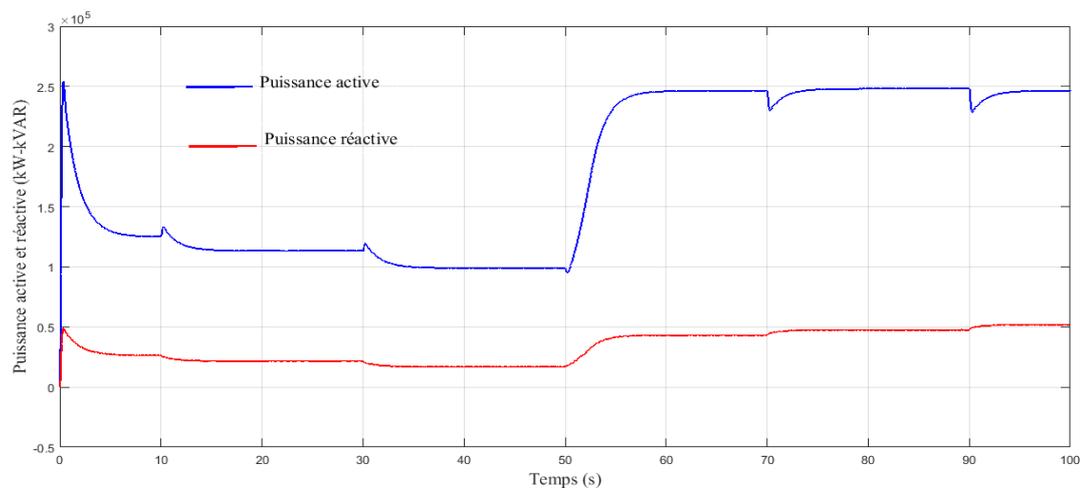


Figure 3.25 Evolution de la puissance active et réactive

3.10 Etude de défaut dans un réseau raccordé à une centrale hydroélectrique

Un défaut dans un réseau électrique est une condition qui entraîne un fonctionnement anormal. Lorsque des parties sous tension du système sont accidentellement connectées à la terre, deux conducteurs de phase sont connectés ensemble, ou un conducteur est cassé, le résultat est un réseau électrique défectueux. Par exemple, lorsqu'une ligne de transmission est accidentellement mise à la terre en raison des conditions météorologiques, telles que la foudre d'un orage électrique, le résultat est un éclatement de l'isolation et un flux de haut courant de défaut.

Lorsqu'un défaut ou un court-circuit se produit dans un réseau électrique, tous les générateurs synchrones apportent du courant directement à ce défaut jusqu'à ce que l'équipement de protection agisse pour isoler le défaut le plus rapidement possible. Si le courant de défaut n'est pas isolé, le système de protection du réseau électrique déclenchera (éteindra) les générateurs, et en conséquence, l'équilibre entre les charges du système et la production d'électricité est perdu et le réseau électrique est instable. La plupart des pannes sont la conséquence d'un réseau électrique instable. Le réseau électrique doit être conçu pour fonctionner correctement pour l'isolement des défauts aux niveaux de courant les plus élevés pouvant être anticipés pour le fonctionnement du réseau électrique. Si le courant de défaut dépasse la capacité des disjoncteurs pour l'éteindre et protéger le réseau, le résultat pourrait être une panne catastrophique, un incendie et des dommages permanents à des parties importantes de l'infrastructure du réseau électrique.

3.11 Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique en présence de défaut

Un modèle de simulation similaire au système étudié précédemment sera simulé en présence de défaut. La configuration du système est montrée sur la Figure 3.26, et les paramètres du système sont donnés dans le tableau de l'annexe.

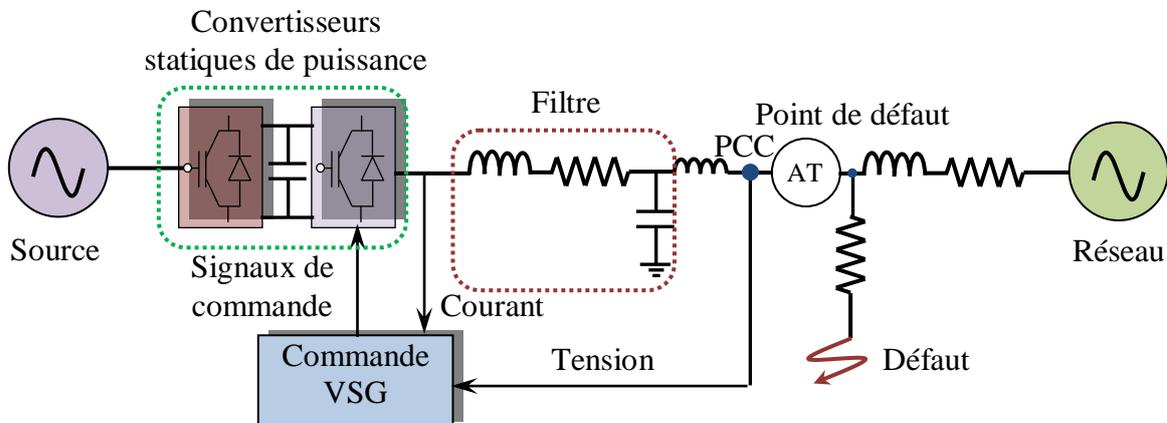


Figure 3. 26. Simulation de la chaîne hydroélectrique en présence de défaut

Dans la simulation, le système fonctionne à une tension nominale de 600 V. De plus, la résistance du chemin de défaut est choisie pour être 0.01Ω pour avoir de fortes baisses de tension. Pour voir le profil de tension en cas de défaut, l'onduleur VSG a été déconnecté du point de couplage commun (PCC), et le défaut triphasé établi pendant une période de 0.1 s. Les tensions phase-neutre du PCC affecté par le défaut sont illustrées par la Figure 3.38. La tension restante dans ce cas est de 45% de la tension nominale. Cependant, la chute de tension en présence du VSG est moindre en raison de sa compensation.

Les résultats montrés sur les figures 3.27 à 3.33 exposent les grandeurs de la GSAP, d'après ces résultats, on remarque qu'il n'existe pas une grande influence de défaut et même du profil d'écoulement d'eau variable sur ces grandeurs, ce qui explique la bonne dynamique de la GSAP et la bonne stabilité de ce type des génératrices dans la chaîne de conversion énergétique.

La tension efficace au PCC, le courant VSG et les formes d'onde de tension du circuit intermédiaire sont présentées dans les Figures 3.35, 3.36, 3.37, 3.38.

Comme on l'observe, le courant efficace augmenté immédiatement jusqu'à des valeurs énormes en cas de chute de tension au PCC. En outre, lorsque l'amplitude de la tension est récupérée, le courant transitoire est passé à un niveau négatif (courant inverse) et la tension du circuit intermédiaire a augmentée. Le transitoire pendant la chute de tension peut entraîner une panne de surintensité et le transitoire après le rétablissement de la tension peut entraîner une panne de surtension du circuit intermédiaire.

La montée de la tension du circuit intermédiaire illustrée sur la figure 3.34 est réduite de environ 20 % via la commande introduite.

Avec les commandes d'amplitude de la tension et de la puissance de sortie, bien que le pic du courant transitoire au moment du début de l'affaissement est réduit dans une certaine mesure. Cependant, en raison du retard dans le calcul de la tension efficace, la commande de l'amplitude de la tension ne peut pas appliquer, la référence de tension égale à la tension PCC rapidement, et les performances de prévention des surintensités sont limitées par ce délai.

Pendant la chute de tension et puisque la référence cette tension suit celle du réseau, la surintensité sera réduite avec une forte rampe.

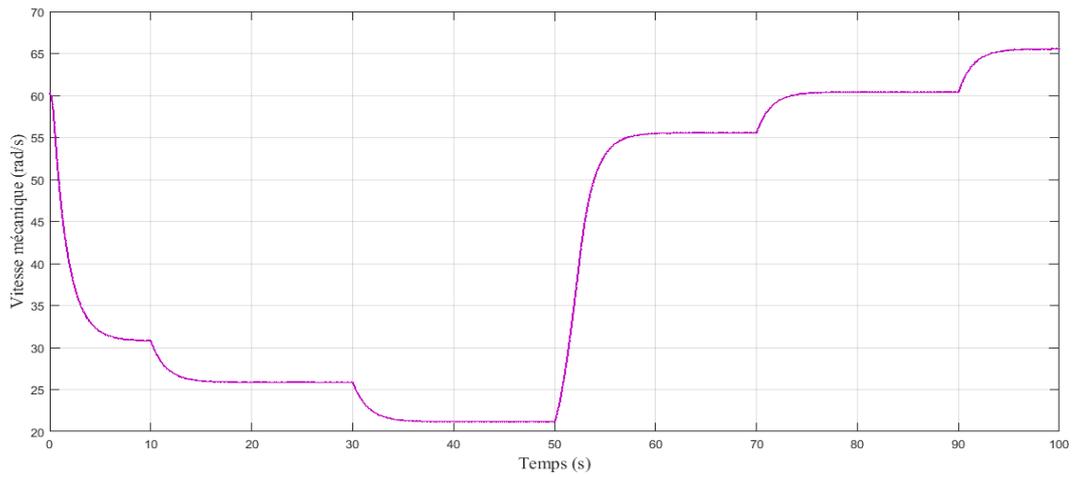


Figure 3. 27. Vitesse mécanique du générateur

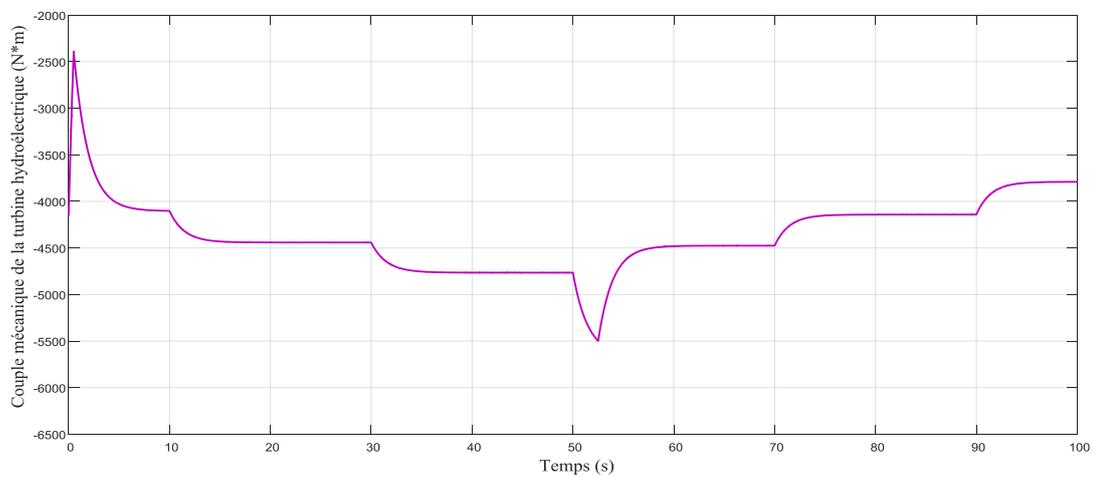


Figure 3. 28 Couple mécanique de la turbine hydroélectrique

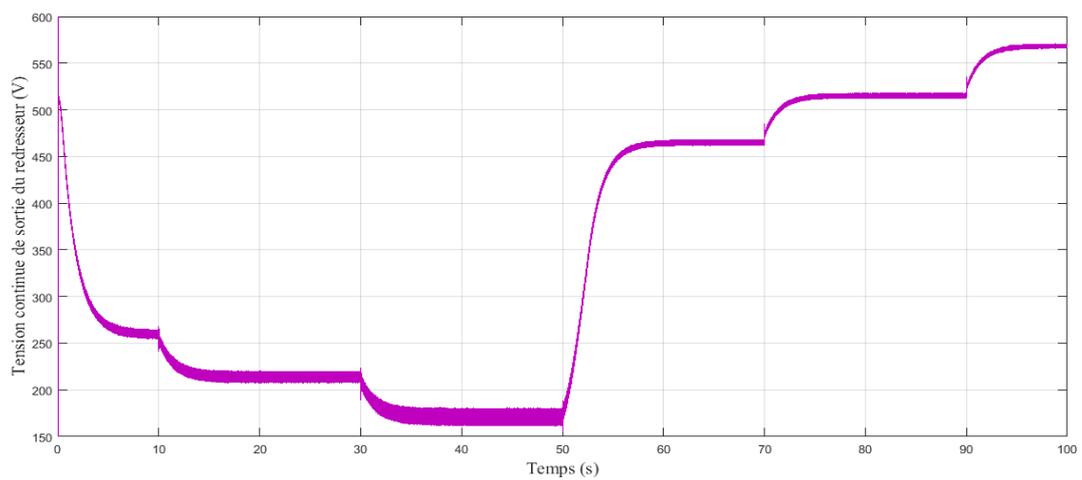


Figure 3. 29 Tension continue à la sortie du redresseur

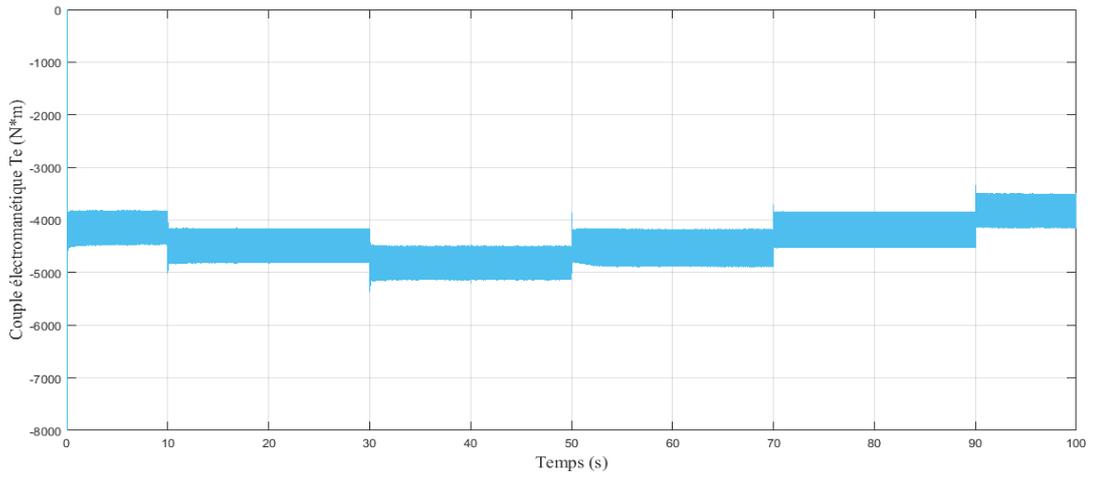


Figure 3. 30 Evolution du couple électromagnétique de la génératrice

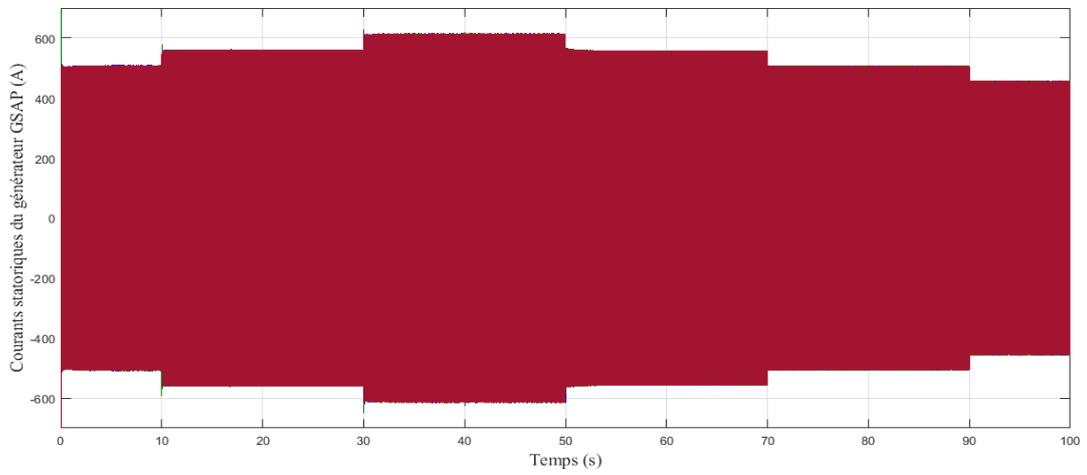


Figure 3. 31 Comportement des courants statoriques du générateur

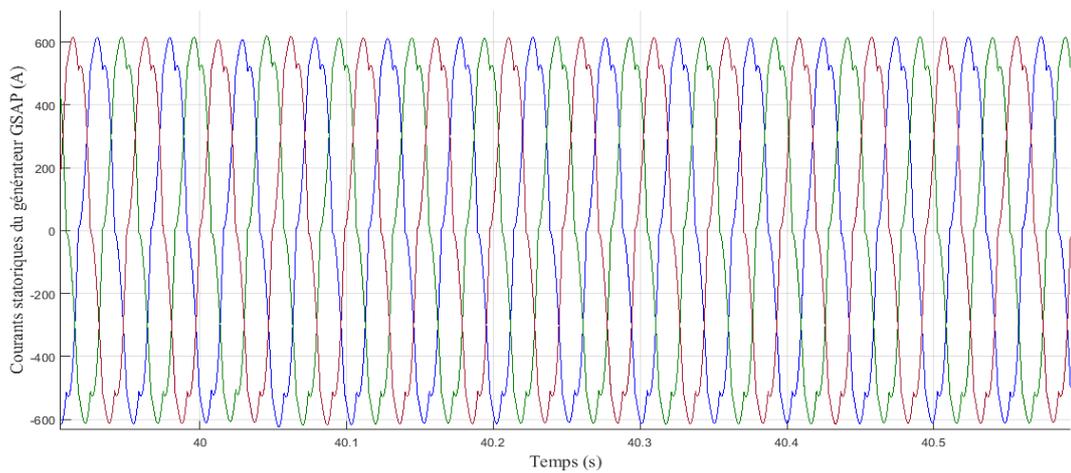


Figure 3. 32 Agrandissement des courants statoriques du générateur

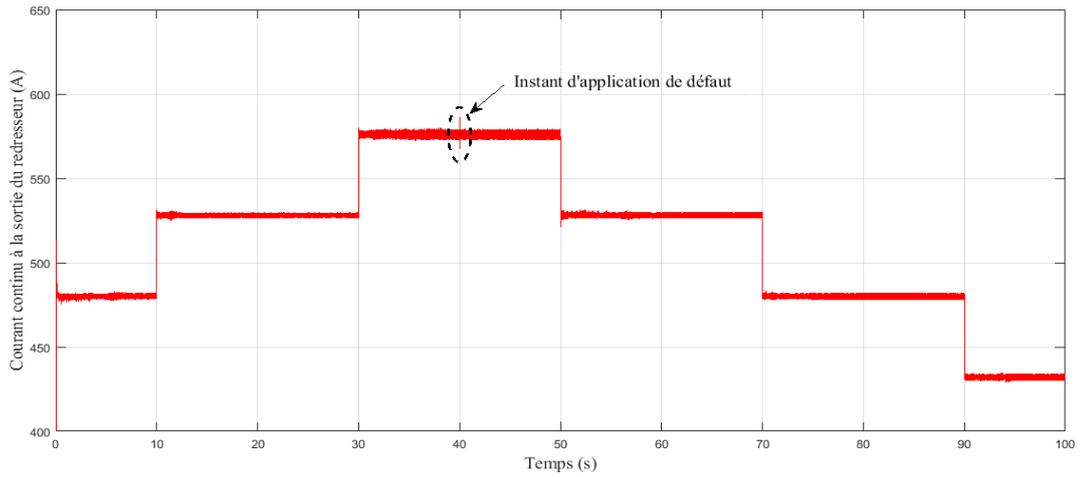


Figure 3. 33 Le courant continu à l'entrée du hacheur

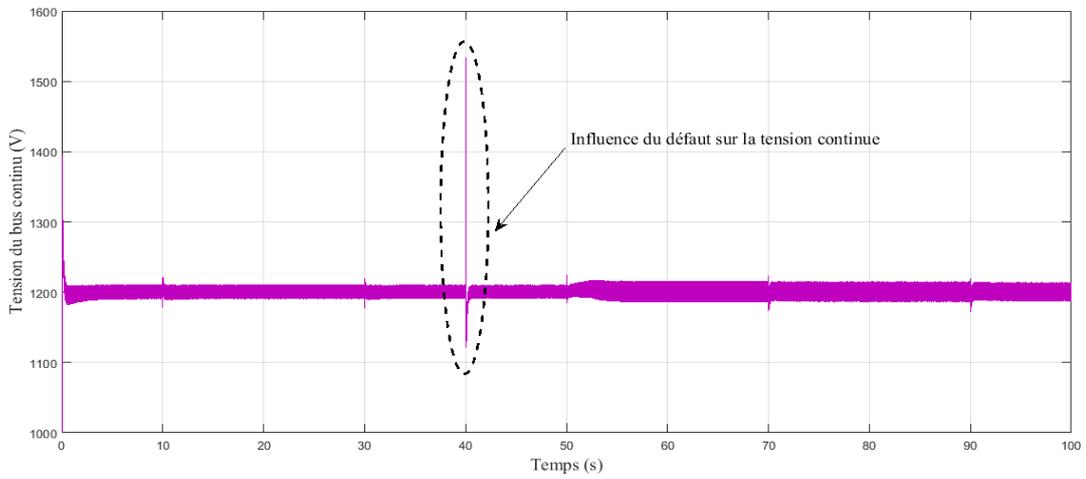


Figure 3. 34 La tension continue aux bornes du bus intermédiaire

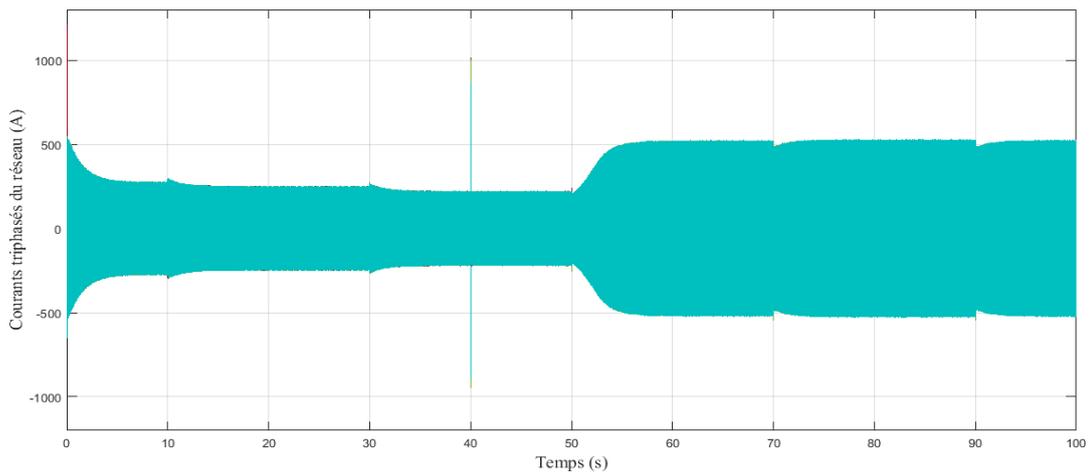


Figure 3. 35 Allure des courants triphasés du côté réseau.

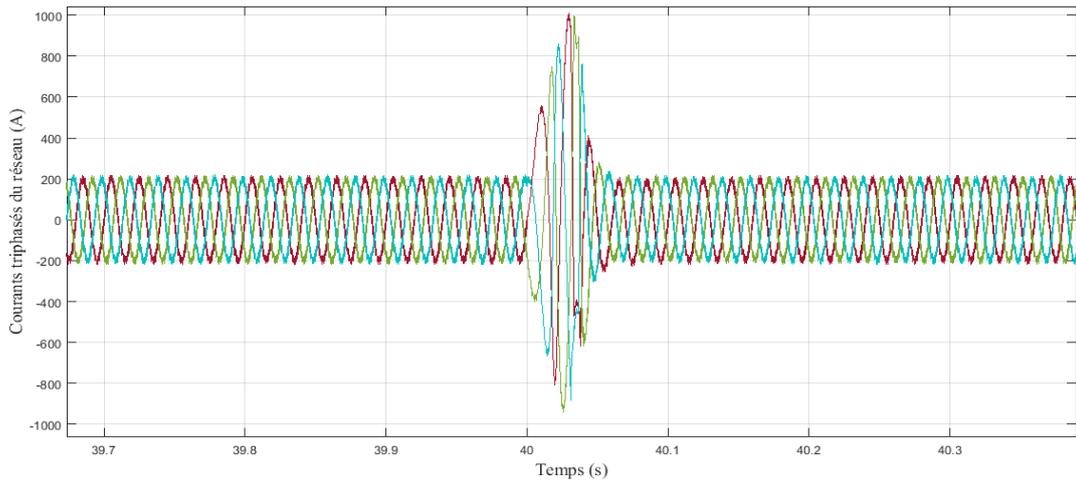


Figure 3. 36 Agrandissement des courants triphasés du côté réseau lors du défaut.

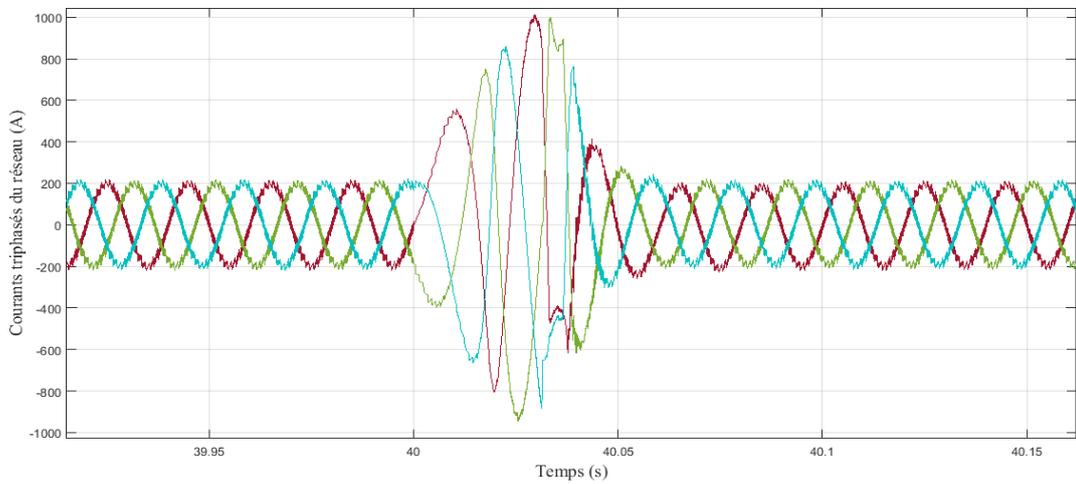


Figure 3. 37. Zoom des courants triphasés du côté réseau avant, après et lors du défaut.

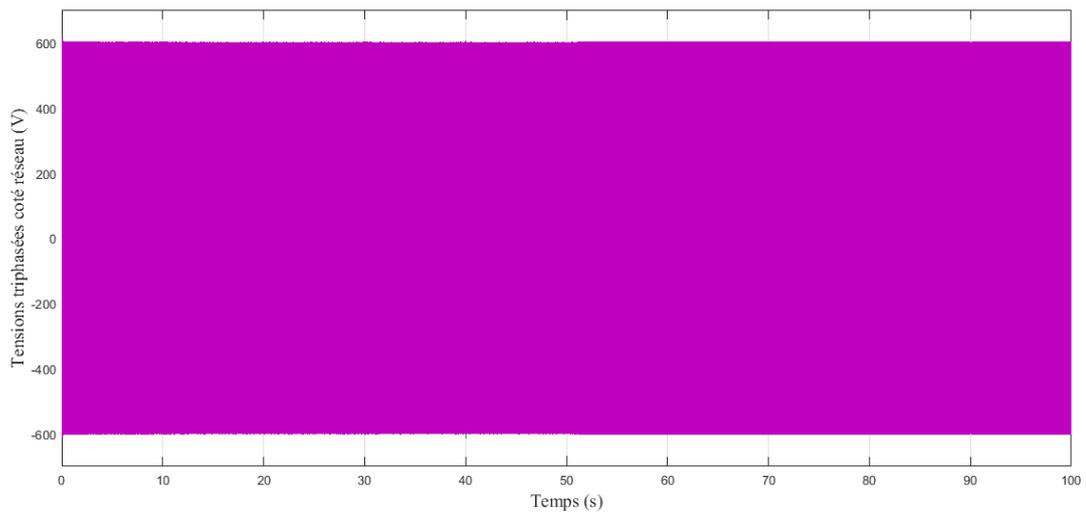


Figure 3. 38 Tensions triphasées du côté réseau

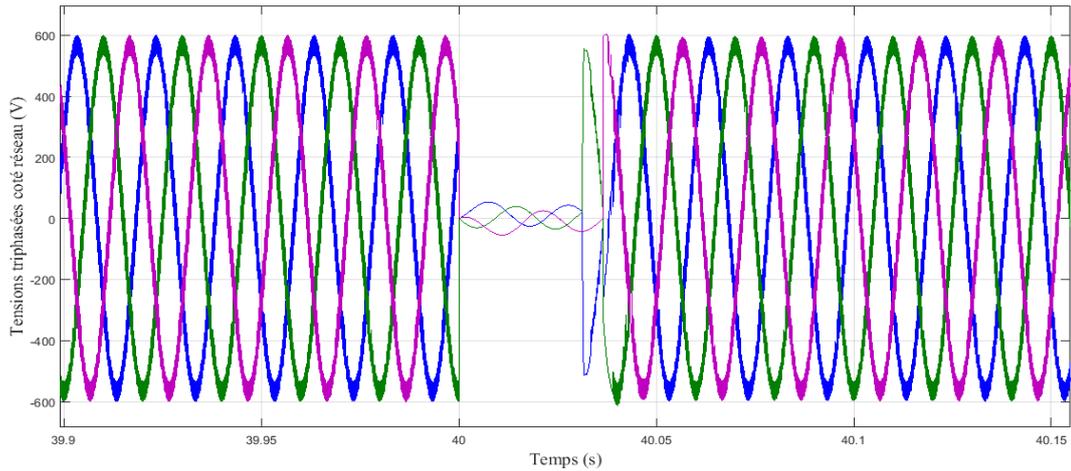


Figure 3. 39 Zoom de la tension triphasée du côté réseau lors du défaut

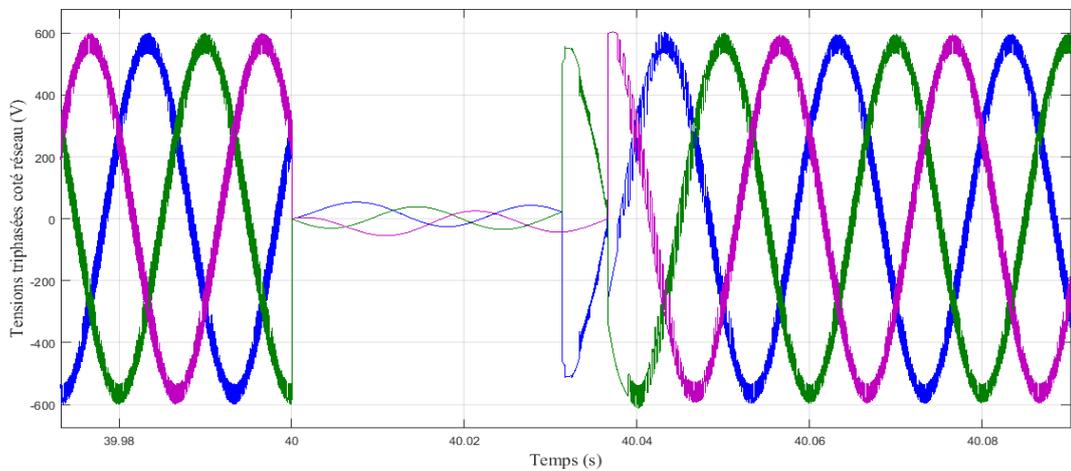


Figure 3. 40 Zoom de la tension triphasée du côté réseau avant, après et lors du défaut.

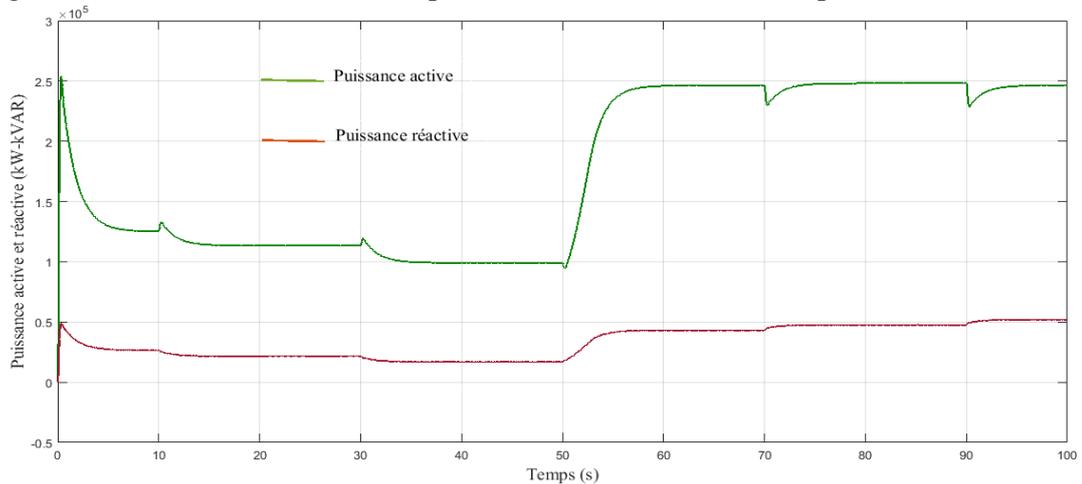


Figure 3. 41 Puissance active et réactive de côté du réseau.

Pour atténuer les pannes possibles, le contrôle d'amplitude de la tension proposé et le contrôle de la puissance de sortie est ajouté pour limiter le courant de surintensité pendant l'affaissement de la tension, et le contrôle d'inertie alternée est ajouté pour éliminer les transitoires après l'affaissement et empêcher la surtension de liaison continue.

3.12 Conclusion

Dans ce chapitre, un système de centrale hydroélectrique connecté au réseau électrique via des convertisseurs d'électroniques de puissance a été présenté. La modélisation dynamique, le contrôle et les simulations du schéma de structure proposé ont été effectués, en utilisant Matlab/Simulink. Le système énergétique a été développé et testé ainsi que son dispositif de contrôle-superviseur. La combinaison de la turbine hydraulique et de la GSAP, ainsi que le redresseur à pont de diodes, le convertisseur élévateur DC-DC et l'onduleur triphasé permettent de satisfaire la demande du réseau. La conversion de la sortie de la structure d'écoulement d'eau en sortie de courant alternatif est assurée par l'utilisation d'un onduleur triphasé à trois niveaux, ces convertisseurs de puissance sont contrôlés pour fournir une puissance de sortie maximale dans toutes les conditions de fonctionnement afin de répondre aux exigences du réseau.

Le contrôle par backstepping a également été pris en charge dans ce chapitre dans le but de maximiser l'extraction d'énergie de la centrale hydroélectrique, d'améliorer les performances de la GSAP et d'utiliser l'énergie excédentaire pour les charges internes et l'optimisation du fonctionnement de la centrale.

Les résultats montrent l'efficacité de la chaîne de conversion et de sa technique de contrôle. L'utilisation de systèmes de stockage ; à savoir les batteries et les super-condensateurs ; peut être associé au modèle étudié dans un éventuel travail. Les approches proposées peuvent être mises en œuvre facilement avec la plateforme DSP ou Dspace.

Chapitre 4

**CONTROLES AVANCES DE LA CHAINE
HYDROELECTRIQUE RACCORDEE AU
RESEAU**

4.1 Introduction

Afin d'optimiser la fonctionnalité d'un système de conversion d'énergie renouvelable, un contrôle spécifique est indispensable pour extraire le plus possible de l'énergie disponible dans l'eau, le vent ou le courant de marée. En d'autres mots, le contrôle d'un système d'énergie renouvelable est très important pour exploiter le système idéalement durant sa vie.

Récemment, des recherches menées dans le domaine des systèmes de production d'énergie hydraulique sont mentionnées au chapitre un. Mais la plupart de ces recherches et travaux concernent l'électricité couplage uniquement. Dans ce chapitre, le concept de conversion d'énergie hydroélectrique avec un système électromécanique accouplé sur un même arbre est traité et développé. La stratégie de contrôle avancé du générateur à induction à double alimentation est présentée. Ainsi que la notion de raccordement au réseau appelée aussi « mode connecté » est abordée afin d'améliorer les performances énergétique et assurer le fonctionnement d'une chaîne de conversion hydroélectrique connectée au réseau dans différentes conditions de travail.

La microcentrale hydraulique peut se retrouver dans des configurations d'exploitation différentes selon le récepteur sur lequel elle débite. Deux modes se détachent : le premier est dit 'mode connecté au réseau' (puissant ou local), ce mode est aussi appelé dans la littérature « mode P, Q » (Puissances Active et Réactive contrôlées), tandis que le deuxième mode est dit « mode îloté » appelé aussi « mode V, f » (Tension et fréquence contrôlées).

Lorsque la microcentrale hydraulique débite sur un réseau, le dispatcheur, soit demande au système d'assurer un niveau de puissance (active et réactive) ou bien permet d'exploiter le maximum de la ressource primaire disponible (fonctionnement en MPPT). Dans ce dernier cas, le convertisseur côté générateur doit assurer le contrôle de la vitesse de rotation pour rechercher le point de puissance maximale ; le convertisseur côté réseau assure quant à lui le contrôle de la tension du bus continu pour évacuer la puissance produite sous forme de courants de préférence sinusoïdaux.

La microcentrale hydraulique peut se retrouver îlotée (mode V, f) après un événement sévère apparaissant sur le réseau. Cette microcentrale alimente alors la poche de réseau ainsi isolée, uniquement bien sûr si la réglementation le permet ; le système doit alors être capable d'assurer le contrôle de l'amplitude et de la fréquence au point de raccordement. Dans ce cas, le redresseur assure la régulation de la tension du bus-DC, tandis que l'onduleur assure le réglage de l'amplitude et la fréquence de la tension au point de connexion.

Afin d'harmoniser le fonctionnement de la microcentrale hydraulique, un système superviseur se charge de la gestion des modes de fonctionnement et impose les transitions entre les modes, et de fait, assure le changement et la mise en marche/arrêt des boucles de contrôle.

La ressource primaire représentée par la gravitation est continue et prévisible. Cela permet à ce type d'aménagement d'assurer le rôle de source de secours (backup).

Ce chapitre est consacré à ces différents modes de fonctionnements : mode P , Q , mode V, f et transitions entre modes. Et ce, tout en respectant les principales contraintes intrinsèques au système et extrinsèques (liées aux charges et aux exigences du réseau). Par ailleurs, deux types de commande seront présentés : commande en vitesse et commande en puissance ; les contrôles commandes des composants seront également explicités. Enfin, les études théoriques se verront corroborées par des essais dans un environnement de simulation sur une chaîne de conversion hydroélectrique.

4.2 Configuration de conversions de puissance et objectifs de contrôle d'une hydroélectrique

Comme indiqué dans le premier chapitre, les centrales hydroélectriques à vitesse variable sont connectées au réseau électrique via des convertisseurs électroniques de puissance. La configuration générique des systèmes de conversion d'énergie hydroélectrique à vitesse variable est illustrée à la figure 4.1.

Les centrales hydroélectriques et les convertisseurs de puissance peuvent être conçus pour des opérations basses tension (BT) ou moyenne tension (MT). Parmi les différentes topologies de convertisseur de puissance possibles pour les systèmes de cette conversion hydroélectrique, le convertisseur côté réseau (convertisseur DC / AC ou CCR) est un élément commun et pivot non seulement pour fournir la puissance générée au réseau électrique mais également pour se conformer au codes de réseaux internationaux stricts. Par conséquent, la commande numérique des CCR est importante pour le fonctionnement efficace et réussi des hydroélectriques [34, 35].

La connexion au réseau est généralement effectuée via un filtre d'harmoniques (L_i, r_i) pour réduire la distorsion du courant sur le réseau, et un transformateur élévateur afin d'augmenter la tension de sortie de l'onduleur jusqu'au niveau de transmission.

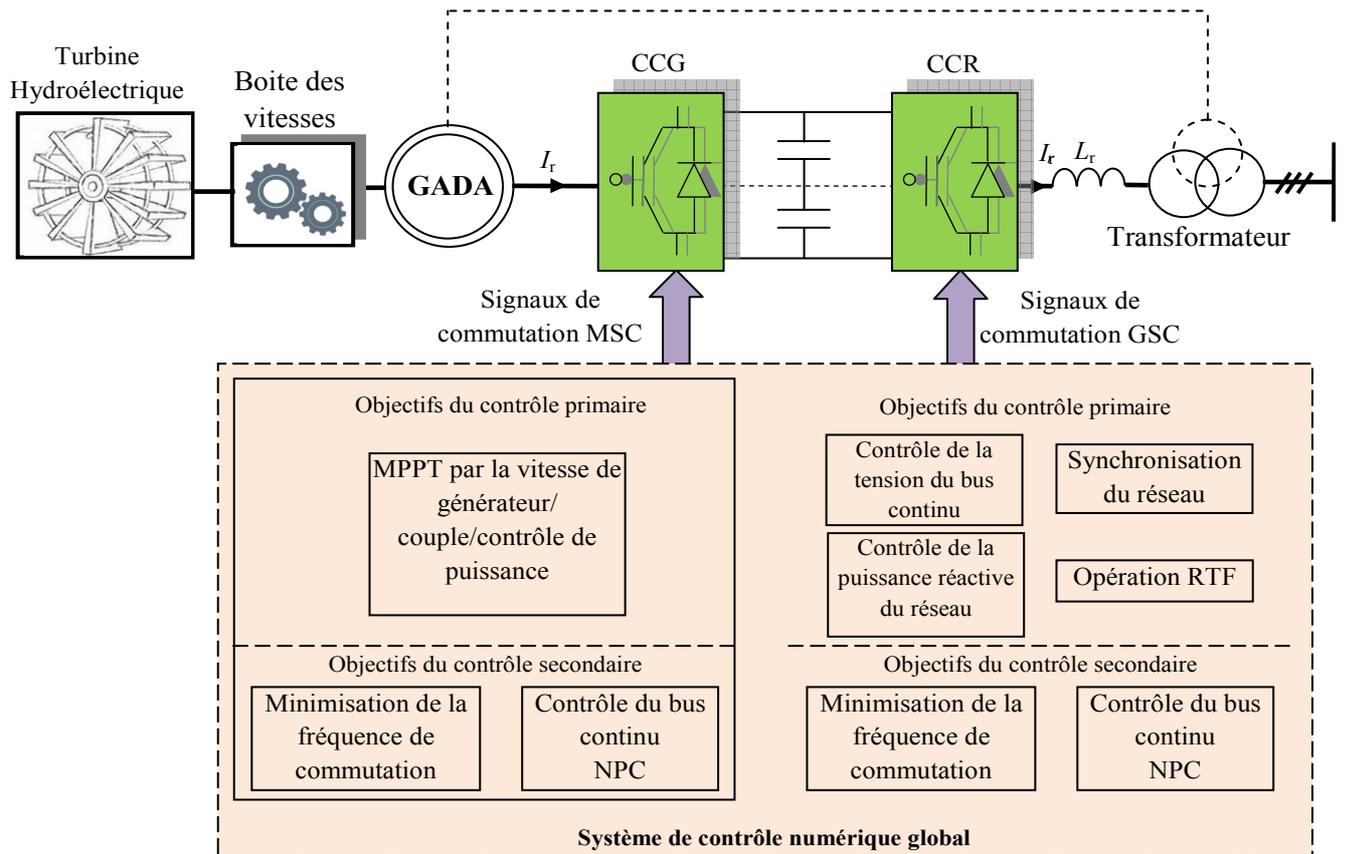


Figure 4. 1 Schéma fonctionnel d'une centrale hydroélectrique avec configuration de conversion de puissance et objectifs de contrôle [7]

Le contrôle de la tension du bus continu, le contrôle de la puissance réactive du réseau et la synchronisation du réseau sont effectués par le CCR [36, 37]. Pour les centrales hydroélectriques à haute puissance, le CCG et le CCR doivent fonctionner avec une fréquence de commutation faible pour minimiser les pertes de commutation. Pour les convertisseurs de puissance à plusieurs niveaux, la tension du point neutre de la liaison continue est contrôlée à la fois par CCM et CCR pour garantir une faible tension des interrupteurs semi-conducteurs.

Ce chapitre contient une analyse détaillée du fonctionnement des convertisseurs statiques liés au réseau. L'analyse présentée ici est valable pour les convertisseurs à deux niveaux.

4.3 Structure du convertisseur CCR dans les centrales hydroélectriques

Cette section traite la configuration de convertisseur de puissance pour un système de conversion éolien à vitesse variable. Les convertisseurs de source de tension (Voltage Source Converter) à 2 niveaux connectés en back to back (2 L-BTB) sont principalement utilisés dans les hydroélectriques à basse tension BT. Pour un fonctionnement fort puissance, de nombreuses configurations de convertisseur de puissance peuvent être utilisées, y compris les

convertisseurs matriciels, MT BTB 2L-VSC, convertisseur BT (3L-VSC NPC), convertisseur BT (BTB 3L-5LHB). Étant donné la grande variété de configurations de convertisseurs de puissance, les objectifs de commande électrique correspondants sont également différents. Les méthodes de régulation de la puissance hydraulique sont omises ici pour simplifier l'analyse.

La configuration BTB 2L-VSC est illustrée sur la figure (4.2). Le redresseur de source de tension 2L côté génératrice (2L-VSR) et le 2L-VSI côté réseau sont reliés par l'étage de liaison courant continu CC (condensateur). La liaison CC assure un découplage complet entre le générateur et le réseau, facilitant ainsi le contrôle découplé, en particulier dans des conditions de réseau anormales telles que des défauts de réseau. La connexion au réseau est généralement réalisée par un filtre harmonique inductif L_i (ou par un filtre inductif-capacitif-inductif, LCL) pour réduire la distorsion du courant du réseau, un transformateur élévateur est utilisé pour augmenter la tension de sortie 2L-VSI à un niveau de tension au point de collecte PCC de la chaîne hydroélectrique.

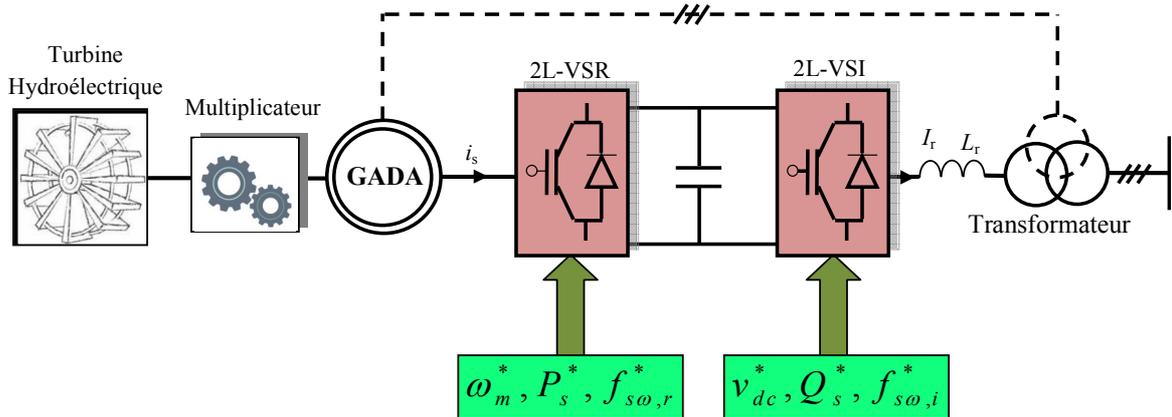


Figure 4. 1 Objectifs de configuration et de contrôle des centrales hydroélectriques avec BTB 2L-VSC

Le convertisseur CCG 2L-VSR est utilisé pour extraire l'énergie du vent, tandis que le convertisseur CCR 2L-VSI est utilisé pour rendre la puissance générée compatible avec le réseau électrique. Sur la base de la vitesse du vent mesurée, l'algorithme MPPT fournit la vitesse ou puissance de référence (ω_m^* ou P_s^*) au système de contrôle CCG. La référence de tension du bus continue (V_{dc}^*) et la référence de puissance réactive du réseau (Q_g^*) sont fournies au système de contrôle CCR 2L-VSI. Pour atteindre ces objectifs, les courants du génératrice et du réseau (i_s et i_r) sont régulés respectivement par les systèmes de commande

numérique CCG et CCR. Les fréquences de commutation des convertisseurs sont minimisées pour améliorer l'efficacité de conversion de puissance.

Pour les hydroélectriques à haute puissance, la capacité de gestion de puissance peut être augmentée de deux manières : (1) en utilisant plusieurs BTB 2L-VSC en parallèle et (2) en utilisant des convertisseurs de puissance MT. Cette dernière approche s'est avérée être une solution économique et efficace. Les convertisseurs BTB NPC avec liaison CC divisée sont couramment utilisés figure (4.3). Comparés aux VSC 2L, les convertisseurs NPC pour les éoliennes hautes puissances offrent de nombreux avantages tels que les opérations MT avec des tensions nominales de l'appareil réduites, des fréquences de commutation équivalentes accrues, des valeurs faibles pour le filtre côté réseau, des formes d'onde respectueuses du réseau et la conformité au code du réseau [38, 39]. Comparé au BTB 2L VSC, le redresseur et l'onduleur NPC exécutent une fonction de contrôle supplémentaire pour réguler la tension de point neutre du circuit intermédiaire.

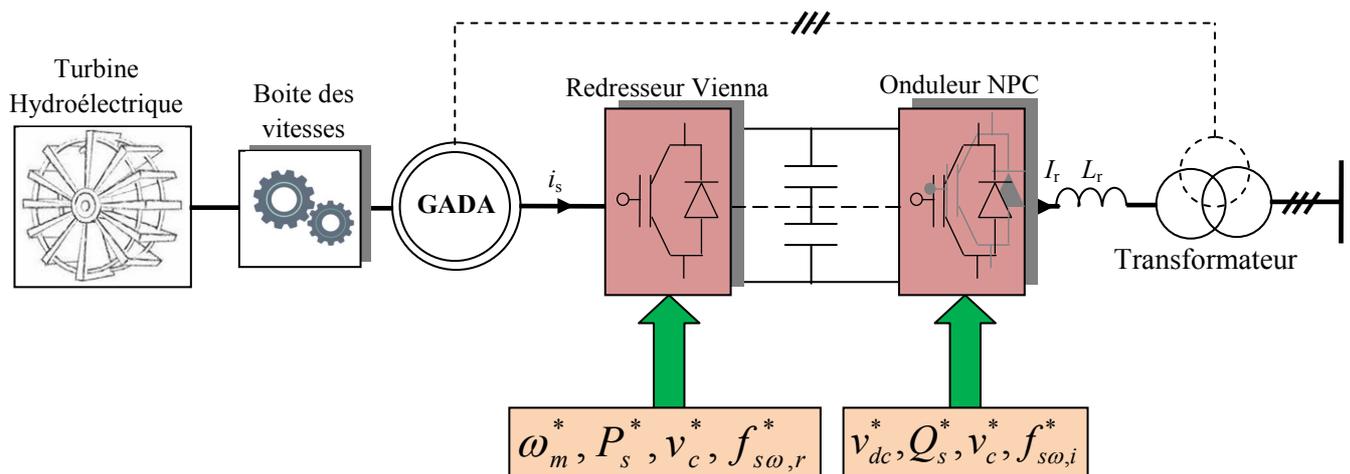


Figure 4. 2 Objectifs de configuration et de contrôle des hydroélectriques avec 3L BTB NPC

La commande des machines électriques est complexe. La difficulté réside dans le découplage entre les deux paramètres de commande : (flux magnétique et couple électromagnétique). La commande vectorielle de ces machines électriques devient un domaine de recherche très attractif. L'intérêt de cette méthode est justifié par le fait que ces dernières possèdent un actionneur peu encombrant et très peu coûteux pour les entraînements industriels [40].

Vue ces performances, la commande vectorielle par mode glissant appliquée sur la machine asynchrone double alimentée fonctionnant comme génératrice ou comme moteur reste une solution très attractive.

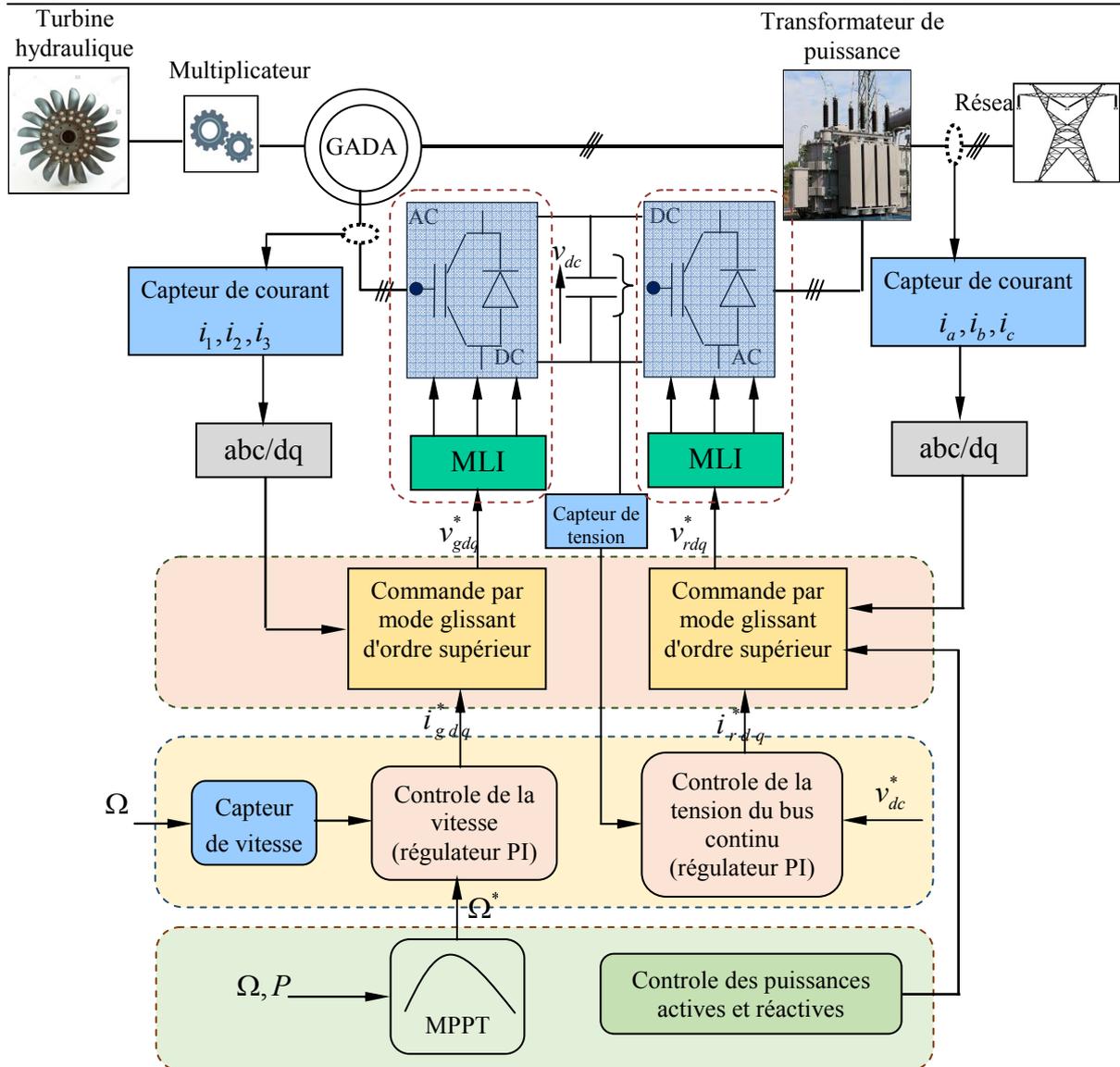


Figure 4.4 Schéma fonctionnel d'une centrale hydroélectrique avec configuration de conversion de puissance et objectifs de contrôle.

Le contrôleur MPPT est conçu et sélectionné de telle sorte qu'il ne nécessite aucun capteurs pour détecter les paramètres physiques tels que de la vitesse de chute de l'eau et la vitesse du rotor. Le contrôleur MPPT est mis en œuvre avec un convertisseur DC-DC buck. Le MPPT proposé est basé sur un ajustement direct du rapport cyclique du convertisseur en fonction du résultat de comparaison de la puissance des sorties de la GSAP successivement mesuré. La même mesure de la puissance active que dans le redresseur de suralimentation est utilisé ce qui réduit le temps de calcul dans le microcontrôleur. La méthode de montée la plus rapide donnée par l'équation 4.34 est utilisée pour maximiser la puissance de sortie [41, 42].

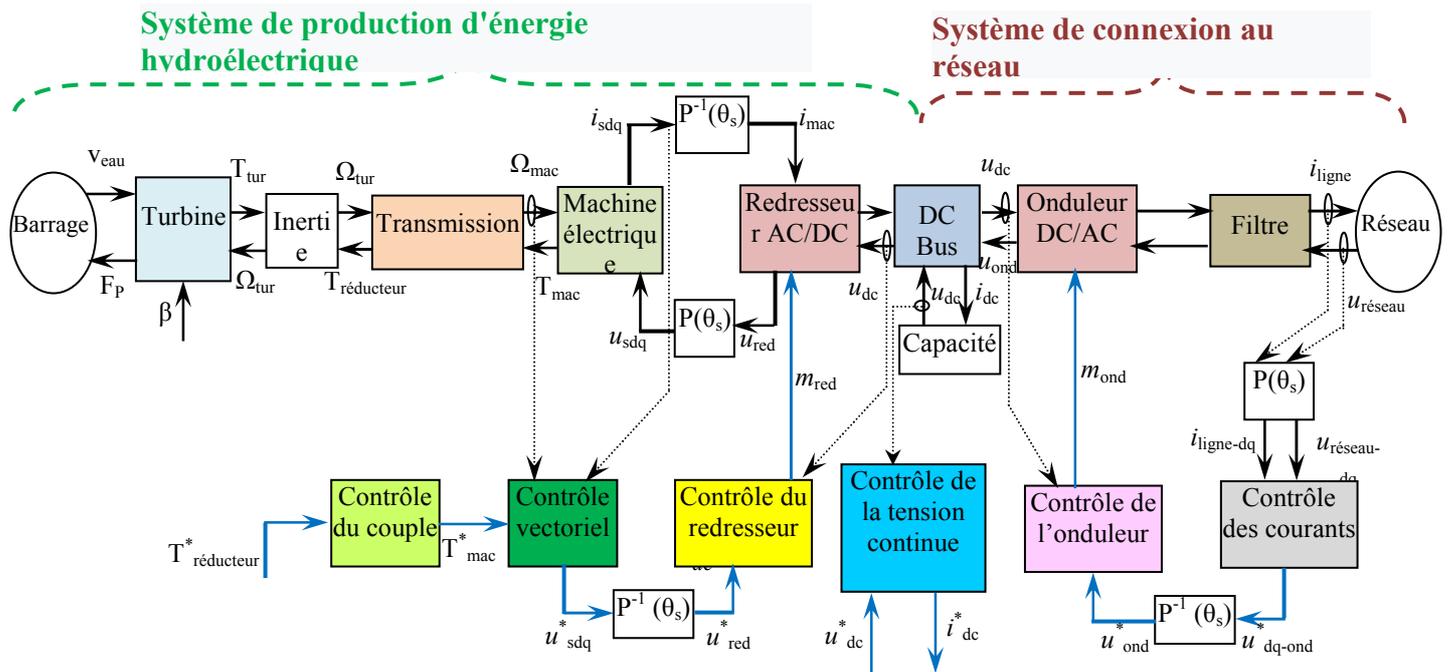


Figure. 4.5 Schéma de contrôle de l'ensemble du système de conversion de l'énergie hydroélectrique

4.4 Optimisation par le contrôleur de suivi du point de puissance maximum des hydroélectriques

L'efficacité d'une centrale hydraulique est sensible aux changements de vitesse de rotation dans diverses conditions hydrauliques, le fonctionnement à vitesse variable peut aider à trouver le meilleur point d'efficacité lorsque les conditions hydrauliques changent. Le suivi du point de puissance maximale (MPPT) vise à déterminer la vitesse optimale à cet effet. Les techniques MPPT peuvent être classifiées en contrôle indirect et en contrôle direct [43]. La plupart de ces méthodes ont été bien implémentées dans les systèmes hydrauliques [44].

4.4.1 Techniques MPPT indirectes

Les stratégies indirectes sont basées sur une table de données avec des caractéristiques hydrauliques ou des maquettes mathématiques. Les techniques les plus utilisées sont celles basées sur la table de correspondance [45]. Une table de correspondance est préprogrammée avec la vitesse de rotation optimale et la puissance maximale correspondante à diverses conditions hydrauliques. Cependant, la plupart des travaux considèrent les valeurs optimales enregistrées dans les tables de correspondance doivent être constantes. En effet, en raison du facteur de vieillissement, les efficacités non constantes des chaînes de conversion d'énergie, et diverses conditions hydrauliques, le point d'efficacité optimal pourrait être décalé [46].

4.4.2 Techniques MPPT directes

Les techniques directes comprennent différentes méthodes de recherche. L'avantage de ces techniques est qu'elles ne nécessitent pas la connaissance préalable du système ou des capteurs de débit supplémentaires. Un dégradé d'une approche de descente est proposée pour maximiser la puissance hydraulique dans [46]. Dans un autre travail [47], l'extremum cherchant le contrôle comme outil MPPT est implémenté dans l'hydro-électricité les plantes. De plus, la méthode Perturbed and Observed (P&O) a été couramment utilisée. La technique adaptative P&O MPPT est proposée dans [47, 48], où la vitesse de rotation de la turbine est perturbée autour de sa valeur précédente et les variations de puissance injectée sur le réseau sont analysées, ce qui permet d'obtenir un suivi de puissance maximale globale.

4.4.3 Autres techniques

Par ailleurs, une technique MPPT basée sur un modèle en temps réel est proposée dans [47], où la turbine la décharge est estimée en temps réel à l'aide d'un réseau de neurones. De plus, les chercheurs ont étendu un réseau de neurones artificiel (Artificial Neural Network) (ANN), logique floue vers le contrôle d'extraction de puissance maximale.

4.5 Maximisation de la Puissance avec asservissement de la vitesse

La nature fluctuante de l'eau engendre des perturbations dans le système de conversion hydroélectrique, et crée des variations continues de puissance. De cet effet, il est supposé que le couple électromagnétique développé par la machine est égal à sa valeur de référence quelque soit la puissance générée.

$$T_{em} = T_{em}^* \quad (4.1)$$

Selon L'équation fondamentale de la dynamique permettant de déterminer l'évolution de la vitesse mécanique à partir du couple mécanique total appliqué au rotor, on peut régler cette vitesse à une référence. Ceci est obtenu en utilisant un asservissement adéquat de vitesse pour avoir un couple électromagnétique de référence.

$$T_{em}^* = PI \left(\Omega_{méc}^* - \Omega_{méc} \right) \quad (4.2)$$

$$\Omega_{méc}^* = G \Omega_{tur}^* \quad (4.3)$$

PI: est le régulateur de la vitesse mécanique

$\Omega_{méc}^*$: est vitesse mécanique de référence.

La vitesse de rotation de la turbine est égale à :

$$\Omega_{tur} = \frac{\lambda V}{R} \tag{4.4}$$

La vitesse de référence de la turbine peut être obtenue à partir de la valeur optimale de la vitesse spécifique $\lambda_{optimale}$ qui correspond à la valeur de coefficient de puissance maximale C_{pmax} , elle s'exprime par la relation suivante :

$$\Omega_{tur}^* = \frac{\lambda C_{pmax} V}{R} \tag{4.5}$$

Dans ce cas l'asservissement de la vitesse est assuré par un régulateur intégrateur proportionnel, ce dernier est inséré dans le schéma bloc du modèle de la turbine dont le but est de contrôler la vitesse mécanique. Le schéma de principe est représenté sur la Figure 4.6.

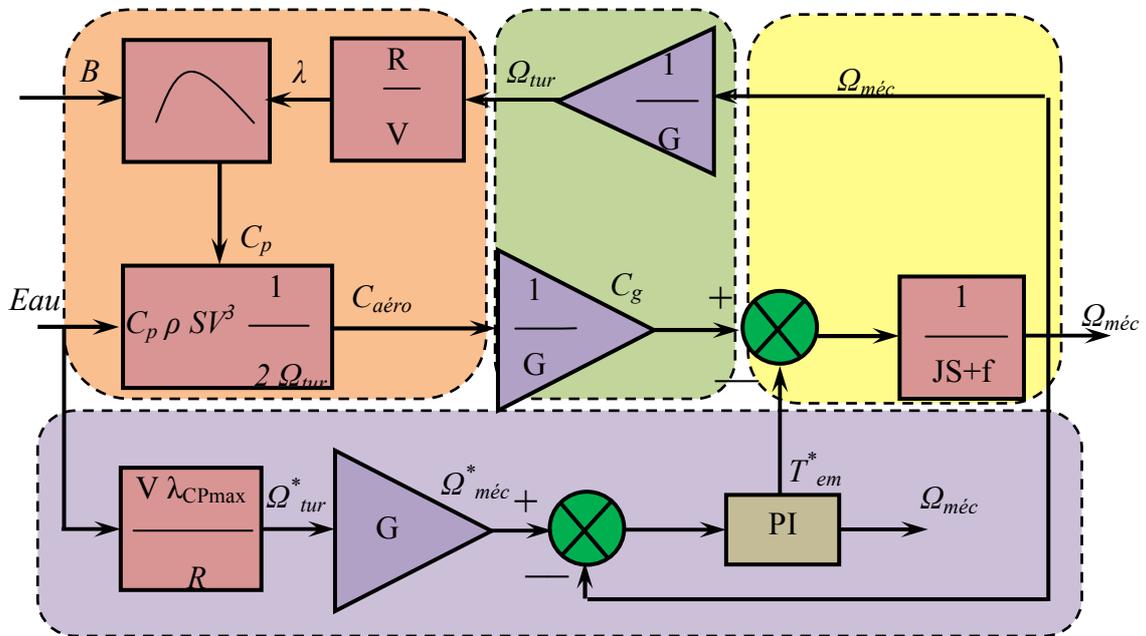


Figure. 4.6 Schéma bloc avec asservissement de la vitesse mécanique.

Le maximum de puissance se situe au sommet de la caractéristique puissance/vitesse (figure 4.7 (b)) qui change en fonction du débit de l'eau à l'entrée de la turbine. L'algorithme MPPT peut détecter ces changements en temps réel et maintenir alors la turbine à son rendement maximum.

Quand on se retrouve à gauche du point de fonctionnement, une augmentation de la vitesse de rotation implique une augmentation de la puissance. En conséquence, il faut augmenter la vitesse pour se rapprocher du point optimal. A droite du point optimal, une augmentation de la vitesse implique une diminution de la puissance. Ainsi, une diminution de la vitesse est nécessaire pour revenir au point optimal.

Figure ci-après présente le Principe de base de la poursuite du MPP.

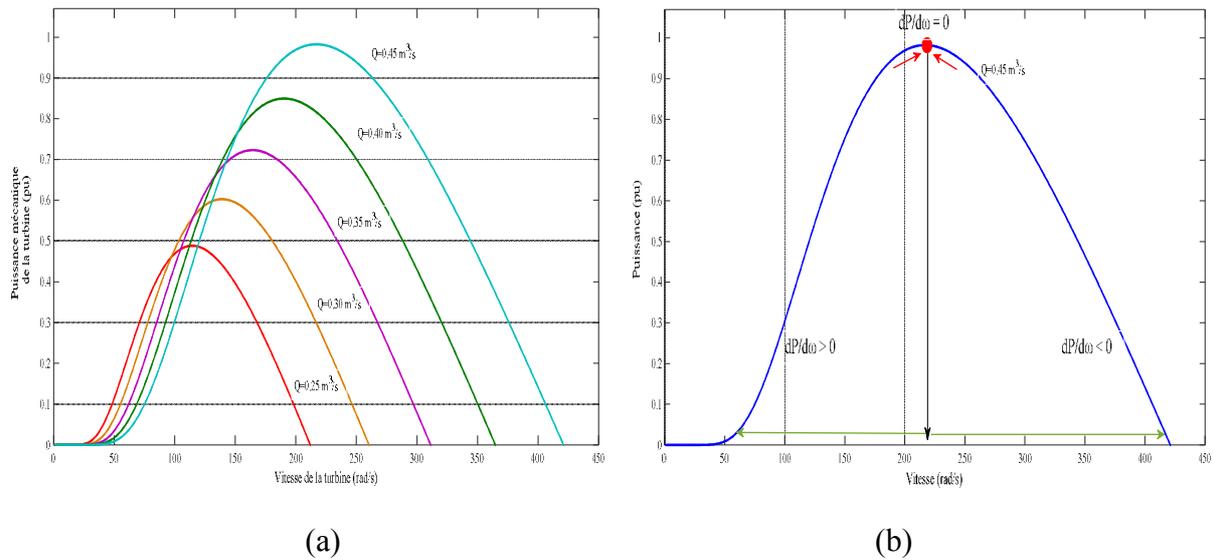


Figure 4.7 Principe de base de la poursuite du MPP

Puisque la variation du débit est très lente par rapport à la dynamique du système hydroélectrique, il faut tenir compte de la variation temporelle des deux grandeurs suivantes : la vitesse de rotation et la puissance.

4.6 Algorithme MPPT P&O classique avec niveau de perturbation fixe

L'algorithme P&O classique est basé sur la perturbation de la vitesse de rotation de la turbine hydraulique autour de sa valeur initiale, et sur l'analyse de la dynamique du système par la mesure de la variation de sa puissance. La perturbation injectée suivante, est prise de manière à amener le gradient $dP / d\omega$ vers une valeur théoriquement nulle (P est la puissance active injectée au réseau).

Les deux grandeurs mesurées (la vitesse de rotation ; et la puissance active P) sont échantillonnées à une période T_e . En s'inspirant de l'approche présentée dans [48], pour calculer la référence de la vitesse de rotation de l'ensemble génératrice-turbine et si on note $t_k = t_{k-1} + T_e$ l'instant d'échantillonnage actuel, la solution de maximisation est exprimée par l'équation (4.6) :

$$\Omega_{méc}^* = \begin{cases} t_{k-1} + T_e \\ t_{k-1} \end{cases} K\delta(t)dt \quad (4.6)$$

ou :

$$\delta(t) = \text{sign}(\Delta P) \text{sign}(\Delta \Omega)$$

et :

$$\begin{cases} \Delta P = P_k - P_{k-1} \\ \Delta \Omega = \Omega_k - \Omega_{k-1} \end{cases}$$

L'approche consiste à perturber la vitesse de rotation et à analyser le comportement de la puissance afin de connaître le signe de l'incrément de vitesse qui amène au MPP. Le coefficient de perturbation fixe est déterminé en fonction de la valeur de K , qui est fixé avec une approche empirique.

Par conséquent, la solution créée par cette approche n'est pas générique. Pour des petites valeurs de K , les oscillations autour du point de fonctionnement sont minimales. En revanche, on retrouve une dynamique de poursuite du MPP très lente. Dans le cas d'une grande valeur de K , une poursuite rapide est obtenue, mais avec des oscillations beaucoup plus importantes.

Par conséquent, la technique P&O avec coefficient de perturbation fixe souffre d'un compromis inhérent entre vitesse de poursuite et le problème des oscillations sur l'axe de rotation du générateur hydraulique. De plus, cette méthode présente des inconvénients en termes de réponse dynamique qui est fortement dépendante de deux paramètres, à savoir : la période d'échantillonnage T_e et le coefficient de perturbation K . Ceux-ci déterminent la vitesse de poursuite du MPP et l'amplitude des oscillations de vitesse qui apparaissent en régime permanent. Ces oscillations affectent le THD des courants de sortie du générateur en induisant des courants de basse fréquence (déformation de forme d'onde). Des vibrations indésirables de l'arbre mécanique sont aussi induites.

Le principe de fonctionnement du système de maximisation de puissance d'une centrale hydroélectrique est le suivant.

Étape 1 : lire la puissance active $P(k)$ et $\Omega(k)$, où k se réfère à l'instant présent de l'échantillon.

Étape 2 : calculez la variation de la puissance active et de la vitesse de rotation pour un temps d'échantillonnage.

$$\begin{cases} \Delta P = P_k - P_{k-1} \\ \Delta \Omega = \Omega_k - \Omega_{k-1} \end{cases}$$

Étape 3 : calculer le signal pilote δ

$$\delta(t) = \text{sign}(\Delta P) \text{sign}(\Delta \Omega)$$

Étape 4 : détection de la bascule à l'aide de l'opérateur logique exclusif ou entre la valeur réelle $\delta(k+1)$ et la précédente $\delta(k)$.

Étape 5 : incrémenter ou décrémenter le coefficient K en fonction de la sortie du OU exclusif, c'est-à-dire incrémenter si la sortie est définie sur un ($K = KK_{haut}$) et décrémenter si la sortie est définie sur zéro ($K = KK_{bas}$).

Étape 6 : mettre à jour la vitesse de référence :

Étape 7 : enregistrez les valeurs réelles de P et Ω pour le prochain temps d'échantillonnage

$$P_{k-1} = P_k, \quad \Omega_{k-1} = \Omega_k \quad \text{et} \quad \delta_{k-1} = \delta_k$$

Cet algorithme peut être représenté schématiquement par le schéma de la figure 4.8 :

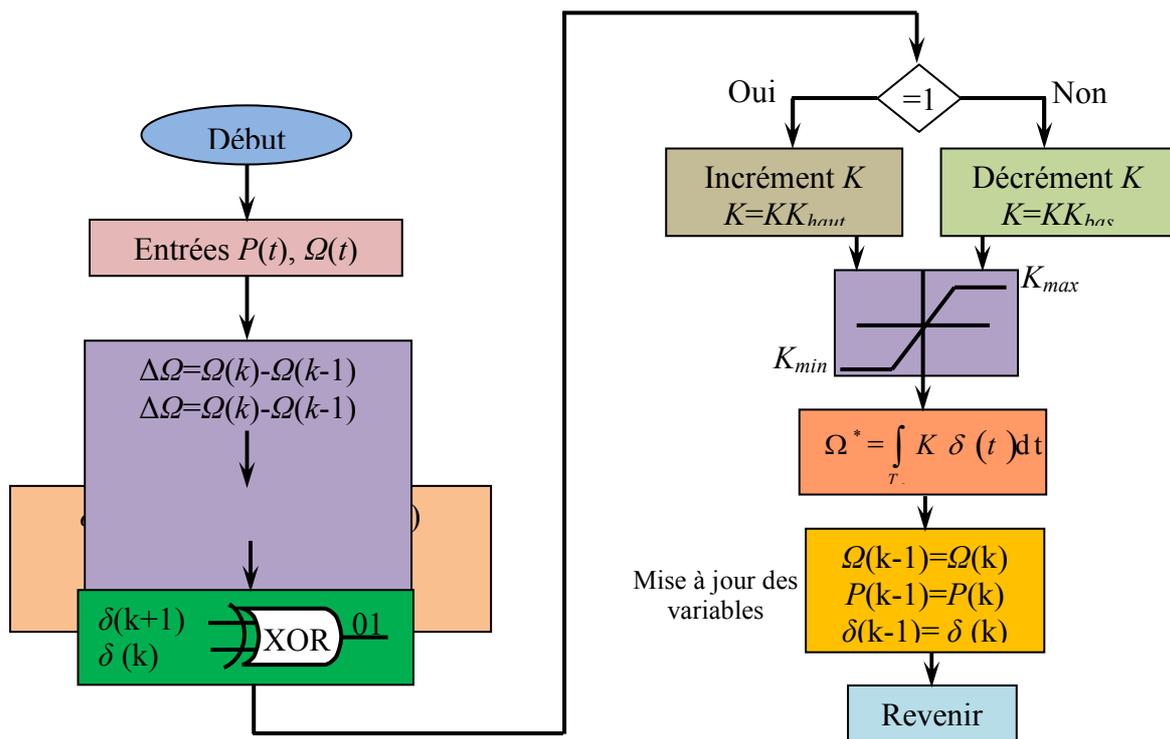


Figure 4.8 Algorithme détaillé de la technique MPPT

Pour une centrale hydroélectrique de type centrale au fil de l'eau qui par conséquent n'a pas de réservoir d'eau, seule une fraction du débit disponible à un moment donné est utilisée. Afin de permettre des fonctionnalités de contrôle étendues lorsqu'elles sont intégrées dans un réseau électrique, et offrir suffisamment de flexibilité pour s'adapter aux conditions spécifiques des rivières d'un débit à faible taux, une turbine à vitesse variable est proposée de manière similaire aux petites centrales hydroélectriques. Ainsi, par l'optimisation du point de fonctionnement de la turbine afin d'extraire la puissance maximale de l'eau qui coule par seconde, des rendements supérieurs par rapport aux turbines hydrauliques traditionnelles pourraient être obtenus.

De plus, en remplaçant les commandes mécaniques par des technologies avancées dans les dispositifs électroniques de puissance, une production d'énergie plus fiable avec de meilleurs rendements pourrait être atteinte.

Si la puissance de sortie est tracée par rapport au régime de la turbine pour une tête fixe, alors le type parabolique inversé de la courbe est obtenue telle qu'elle est obtenue pour les petites centrales hydroélectriques.

Pour différentes valeurs de débit d'eau, il y a toujours un point où la puissance maximale hors de la turbine peut être obtenue. Par conséquent, afin d'optimiser la puissance, la turbine doit être actionnée au régime particulier pour différentes valeurs de débit d'eau. La mesure du débit d'eau dans le rotor de la turbine hydraulique est difficile. Pour déterminer la vitesse optimale du rotor, une méthode indirecte est généralement mise en œuvre [49]. Un convertisseur DC-DC est ajuster directement pour obtenir une vitesse du rotor en fonction des mesures successives de la puissance est proposée pour une microcentrale Hydroelectrique [50]. La méthode itérative P&O (b) est une méthode efficace de suivi du MPP pour une large gamme de débits d'eau [51]. Puisque les principes impliqués dans les systèmes micro-hydrauliques ressemblent pour la plupart aux petits systèmes hydrauliques, la plupart des algorithmes MPPT utilisés pour les éoliennes pourraient également être utilisés pour la micro-hydraulique.

4.7 Commande du générateur

Le contrôleur du générateur doit régler la vitesse de la turbine hydraulique. Par conséquent, le couple électrique du générateur doit être contrôlé. Selon le type de générateur utilisé dans la chaîne hydroélectrique, la structure du contrôleur est différente. Elle peut mettre en œuvre différents algorithmes de commutations telles que la commande DTC, le contrôle vectoriel et ainsi l'introduction des techniques de commandes intelligentes.

La figure 4.9-a montre la représentation sous forme de schéma fonctionnel d'un contrôleur pour le convertisseur côté générateur. Pour capter un maximum de puissance de la chute d'eau, la vitesse de référence du générateur ω_g^* est calculée sur la base de la vitesse mesurée de la chute d'eau et le rapport optimal de vitesse de pointe. La vitesse de référence du générateur et la vitesse de la chute d'eau est liée par $\omega_g^* = \lambda_t v_t / R_t$ où v_t est la vitesse de la turbine hydroélectrique, λ_t est le rapport optimal de vitesse de pointe et R_t est le rayon de la turbine. La vitesse de référence est comparée à la vitesse du générateur mesurée et l'erreur est transmise à un contrôleur PI dont la sortie est le courant de référence du générateur de l'axe q (i_{qg}^*) et le courant de référence du générateur de l'axe d (i_{dg}^*) est proportionnel à la puissance

réelle de sortie du générateur et est spécifié en fonction de la puissance disponible de l'écoulement d'eau. Les courants du générateur de l'axe d et les références de l'axe q entrent dans un bloc qui contrôle le convertisseur côté générateur par modulation vectorielle spatiale [52].

De même, les algorithmes de contrôle peuvent être développés pour la GADA.

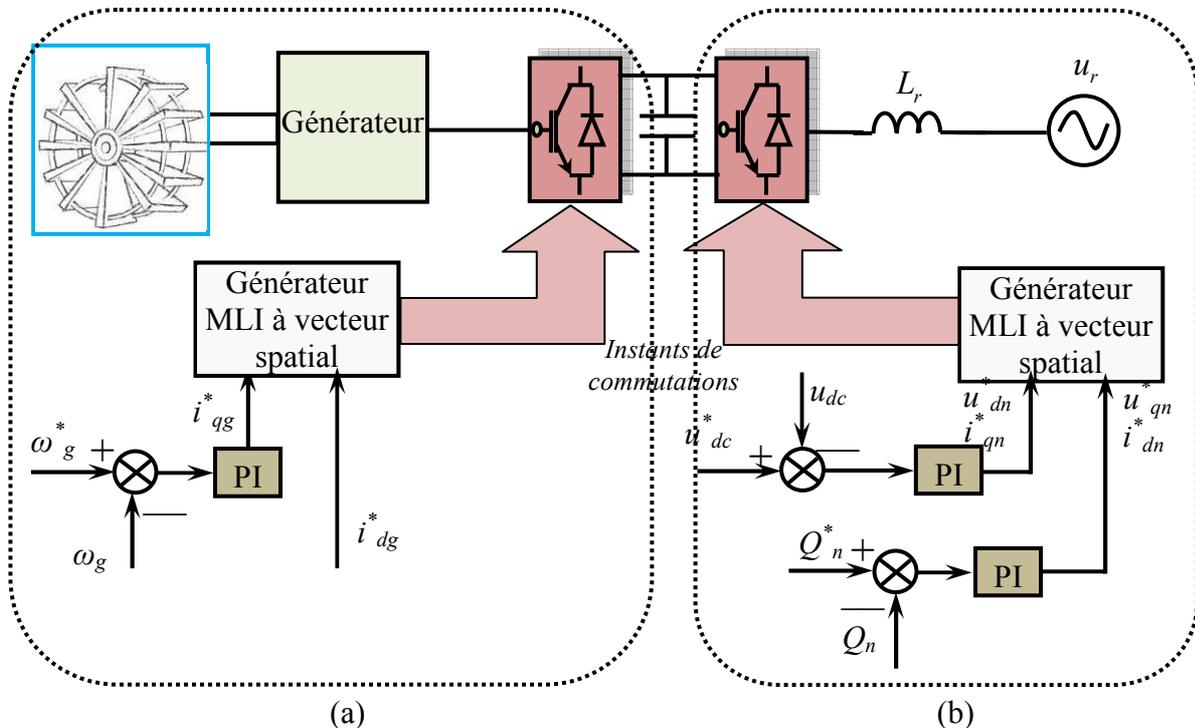


Figure 4.9 Système d'étude global, y compris les sous-systèmes d'alimentation et de contrôle

Dans les centrales hydrauliques à vitesse variable, le convertisseur électronique de puissance est affecté pour le conditionnement de puissance. Le convertisseur côté réseau régule la puissance active et réactive délivrées au réseau. Dans un système de conversion hydroélectrique, la tension du circuit intermédiaire peut avoir de grandes fluctuations en raison des changements de vitesse d'écoulement de l'eau et de la résultante des variations de la puissance de sortie du générateur. Par conséquent, le contrôle du convertisseur côté réseau doit assurer une tension constante sur le circuit intermédiaire en présence des fluctuations de tension et de puissance du générateur. Le convertisseur côté réseau doit également réguler l'échange de puissance réactive avec le réseau pour contrôler la tension de charge.

La figure 4.9-b montre la représentation sous forme de schéma fonctionnel d'un système de contrôle pour le convertisseur côté réseau pour la chaîne hydroélectrique doté d'une génératrice haute puissance. Les entrées sont u_{dc}^* qui est la tension du circuit intermédiaire de référence et Q_n^* qui est la puissance réactive de référence spécifiée par le

système de distribution. Les courants aux bornes du convertisseur et la tension de ligne sont mesurés et utilisés pour estimer la puissance réactive Q . En comparant la puissance réactive et la tension du circuit intermédiaire avec leurs références correspondantes, les contrôleurs PI fournissent des références pour les tensions d_q . Les références actuelles sont transformées en références abc correspondantes. Ils sont comparés avec les courants de phase mesurés et les erreurs entrent dans le signal de commutation du générateur.

Ce qui suit donne les équations clés utilisées pour concevoir le système de contrôle de (4.8). L'équation (4.7) représente un modèle dynamique pour le circuit côté courant continu du système de conversion. Le modèle est non linéaire puisque la variable d'état u_{dc} apparaît au dénominateur. Pour concevoir un contrôleur pour le convertisseur côté réseau, le modèle de (4.7) est linéarisé en utilisant la technique de linéarisation par rétroaction [53].

Le courant \hat{i}_{dc} est défini comme :

$$\hat{i}_{dc} = \frac{P_g}{u_{dc}} - \frac{P_n}{u_{dc}} \quad (4.7)$$

Le modèle linéarisé du circuit côté continu du convertisseur de la forme :

$$\hat{i}_{dc} = C \frac{du_{dc}}{dt} \quad (4.8)$$

Le modèle dynamique du premier ordre de (4.8) est utilisé pour concevoir le contrôleur qui est efficace pour toutes les conditions de fonctionnement du système [54]. Dans le contrôleur de la Figure. 4.9, les composantes de puissance active et réactive sur le réseau sont calculées à partir de :

$$P_n = \frac{3}{2} u_{dc} i_{dn} \quad (4.9)$$

$$Q_n = \frac{3}{2} u_{dc} i_{qn} \quad (4.10)$$

Notez que P_n et Q_n sont proportionnels à i_{dn} et i_{qn} , respectivement, puisqu'il s'agit supposé que la composante de l'axe q de la tension du réseau $v_{q\infty}$ est nulle.

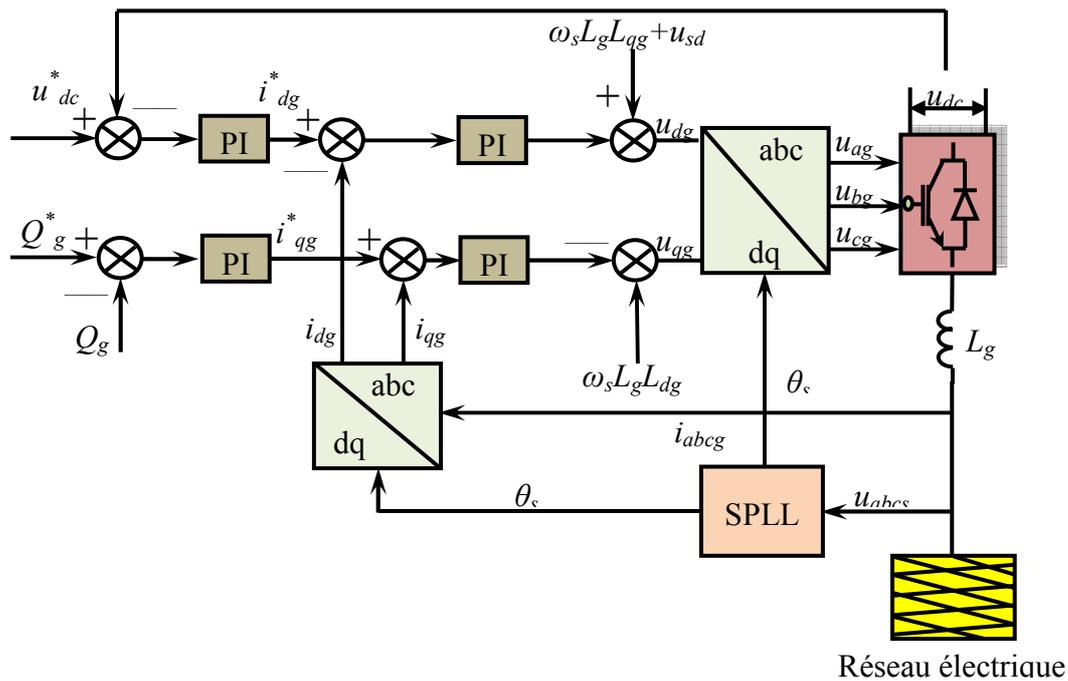


Figure 4.10 Stratégie de commande découplée PI de la GADA

4.8 La GADA dans les centrales hydroélectriques

Le générateur asynchrone à double alimentation (GADA) a un marché en croissance. Le terme «à double alimentation» fait référence au fait que la tension sur le stator est appliquée à partir du réseau et que la tension sur le rotor est induite par un convertisseur de puissance. Cela signifie également que le réseau est alimenté par le stator et le rotor. Ce système permet un fonctionnement à vitesse variable sur une plage large mais restreinte ($\pm 30\%$ de la vitesse synchrone). Le convertisseur compense la différence entre la fréquence mécanique et électrique en injectant un courant rotorique à fréquence variable. Tant en fonctionnement normal qu'en panne, le comportement du générateur est donc régi par le convertisseur de puissance et ses contrôleurs [55].

4.8.1 Principes du générateur asynchrone à double alimentation en vue de sa commande

La technologie de générateur asynchrone à double alimentation (GADA) est largement utilisée dans les applications hydroélectriques. Cela est principalement dû au fait que le convertisseur électronique de puissance ne doit gérer qu'une fraction (20-30%) de la puissance totale et est donc moins cher. La figure 4.11 montre un diagramme schématique d'un système de production d'énergie hydroélectrique basé sur une GADA [56].

Comme le montre la figure 4.11, la GADA se compose d'un générateur à induction à rotor bobiné (GARB) avec les enroulements du stator directement connectés au réseau

triphasé à fréquence constante et avec les enroulements du rotor montés sur un convertisseur de tension bidirectionnelle dos à dos. Le convertisseur de puissance se compose de deux parties : un convertisseur côté rotor et un convertisseur côté réseau.

L'une des tâches du convertisseur côté réseau de la figure 4.11 est de maintenir la tension de la liaison continue constante et de transmettre la puissance de glissement du rotor au réseau. Son rôle secondaire est de fournir une puissance réactive pour aider à la prise en charge de la tension du réseau. La stratégie de contrôle principale de la GADA est mise en œuvre sur le convertisseur côté rotor, régulant la puissance active et réactive du réseau [56].

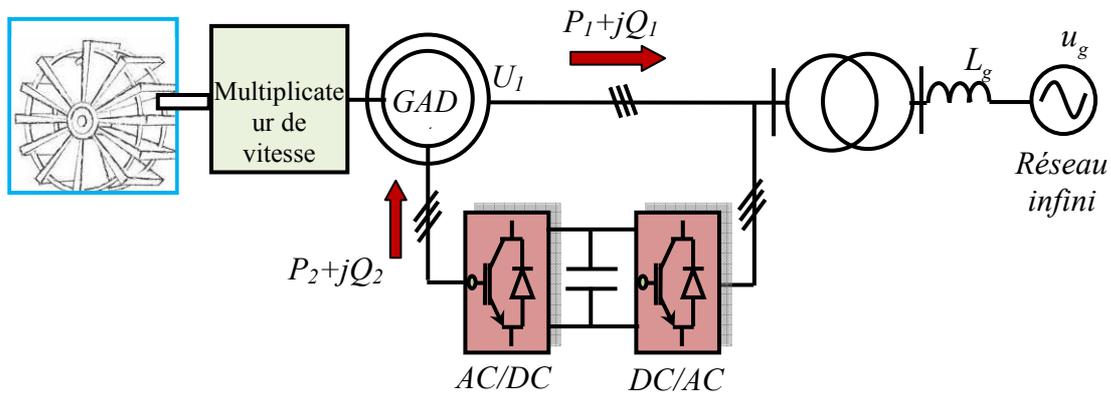


Figure 4.11 Schéma d'un système de production d'énergie hydroélectrique basé sur une GADA.

Le circuit équivalent de la GADA, y compris les pertes magnétisantes, peut être vu sur la figure 4.12. Il est similaire à celui du générateur synchrone, sauf que la tension d'excitation est différente, car elle est contrôlée à partir d'un circuit équivalent de rotor plus complexe.

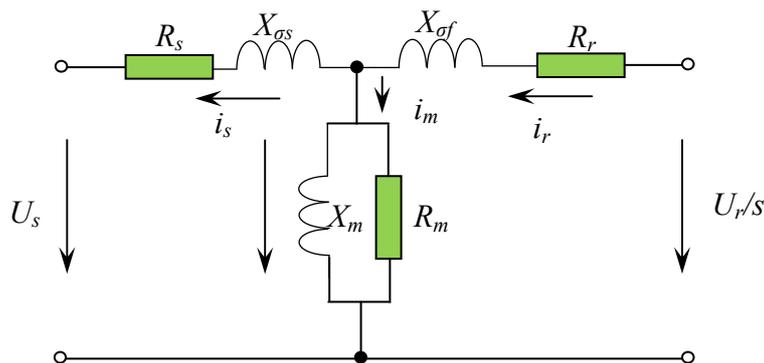


Figure 4.12 Circuit équivalent de la GADA

Ou :

I_s : vecteur du courant statorique,

R_s : résistance statorique,

$X_{\sigma s}$: réactance de fuite statorique,

- U_r : vecteur de tension du rotor,
 I_r : vecteur du courant du rotor,
 R_r : résistance du rotor,
 $X_{\sigma r}$, réactance de fuite du rotor,
 E_m : vecteur de tension magnétisant,
 I_m : vecteur du courant magnétisant,
 X_m : réactance magnétisante,
 R_m : résistance magnétisante.

4.8.2 Contrôle PQ du générateur asynchrone à double alimentation

Les hypothèses suivantes sont adoptées pour la modélisation de la GADA :

- Il s'agit d'une machine asynchrone triphasée symétrique, le potentiel magnétique de chaque courant de phase dans l'espace d'entrefer est de distribution sinusoïdale, et l'effet de crantage est ignoré.
- L'influence du changement de température et de fréquence sur les paramètres de la GADA n'est pas prise en compte.
- La saturation du circuit magnétique et la perte du noyau ne sont pas prises en compte.

Le modèle GADA est obtenu sous des coordonnées synchrones d_q . Les équations de tension et les équations de flux sont dérivées comme suit [57] :

$$\begin{cases} u_{ds} = -R_s i_{ds} + s\psi_{ds} - \psi_{qs} \omega_s \\ u_{qs} = -R_s i_{qs} + s\psi_{qs} + \psi_{ds} \omega_s \\ u_{dr} = R_r i_{dr} + s\psi_{dr} - \psi_{qr} \omega_r \\ u_{qr} = R_r i_{qr} + s\psi_{qr} + \psi_{dr} \omega_r \end{cases} \quad (4.11)$$

$$\begin{cases} \psi_{ds} = -L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = -L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr} - L_m i_{ds} \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} - L_m i_{qs} \end{cases} \quad (4.12)$$

où :

- s est l'opérateur différentiel
- les indices d et q représentent respectivement les composants d , q
- u_s , ψ_s , i_s , L_s et R_s sont respectivement la tension, le flux, le courant, l'inductance et la résistance du stator.

• u_r , ψ_r , i_r , L_r et R_r sont respectivement la tension, le flux, le courant, l'inductance et la résistance du rotor.

4.9 Convertisseur côté réseau

Le convertisseur côté réseau (CCR) est un convertisseur de source de tension (VSC) à modulation de largeur d'impulsion (MLI). La structure de la CCR est illustrée à la figure 4.13. Le CCR se connecte au réseau via une inductance et une résistance équivalentes. Selon la figure 4.13, les équations du côté alternatif du CCR sous le référentiel synchrone dq sont obtenues comme :

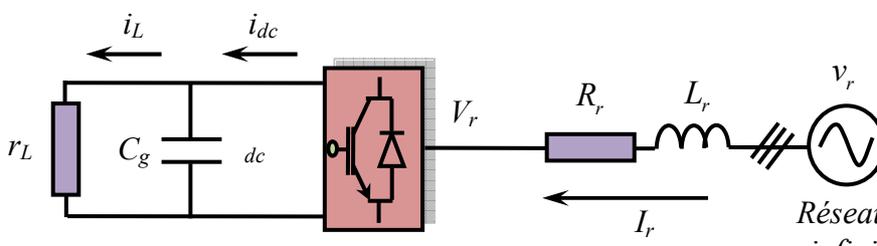
$$\begin{cases} p i_{dr} = -\frac{R_r}{L_r} i_{dr} + \omega_s i_{qr} + \frac{1}{L_r} (v_{ds} - v_{dr}) \\ p i_{qr} = -\frac{R_r}{L_r} i_{qr} - \omega_s i_{dr} + \frac{1}{L_r} (v_{qs} - v_{qr}) \end{cases} \quad (4.13)$$


Figure 4.13 Structure du convertisseur côté réseau

Où :

- u_{dr} et i_{dr} sont des composantes d de la tension et du courant du réseau, respectivement
- u_{qr} et i_{qr} , sont q composants de la tension et du courant du réseau, respectivement
- L_g est l'inductance équivalente du convertisseur au réseau. L'axe d du cadre de référence dq sera aligné avec la tension du réseau. Donc,

$$\begin{cases} u_{ds} = u_s \\ u_{qs} = 0 \end{cases} \quad (4.14)$$

En substituant (4.13) à (4.14), on obtient :

$$\begin{cases} p i_{dr} = -\frac{R_r}{L_r} i_{dr} + \omega_s i_{qr} + \frac{1}{L_r} (u_s - u_{dr}) \\ p i_{qr} = -\frac{R_r}{L_r} i_{qr} - \omega_s i_{dr} - \frac{1}{L_r} u_{qr} \end{cases} \quad (4.15)$$

L'équation (4.15) peut être réécrite comme suit :

$$\begin{cases} u_{dr} = -(R_r + L_r s) i_{dr} + \omega_s L_r i_{qr} + u_s \\ u_{qr} = -(R_r + L_r s) i_{qr} - \omega_s L_r i_{dr} \end{cases} \quad (4.16)$$

Les équations côté continu peuvent être exprimées comme suit :

$$C_r \frac{du_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_L \quad (4.17)$$

Pour une transformation abc / dq à puissance constante, la puissance active et réactive peuvent être exprimées comme suit :

$$\begin{cases} P_r = u_{ds} i_{dr} + u_{qs} i_{qr} \\ Q_r = u_{qs} i_{dr} - u_{ds} i_{qr} \end{cases} \quad (4.18)$$

En substituant (4.15) à (4.18), nous avons :

$$\begin{cases} P_r = u_s i_{dr} \\ Q_r = -u_s i_{qr} \end{cases} \quad (4.19)$$

Les équations ci-dessus montrent que la puissance active est proportionnelle à i_{dr} lorsque la tension du réseau u_s reste constante, tandis que la puissance réactive est proportionnelle à i_{qr} . Cela signifie que la puissance active et réactive peuvent être contrôlées indépendamment par i_{dr} et i_{qr} .

En négligeant les pertes du convertisseur, on obtient ce qui suit :

$$P_r = u_s i_{dr} = u_{dc} i_{dc} \quad (4.20)$$

Remplacer (4.20) par (4.18) :

$$C_r u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} + u_{dc} i_L = u_s i_{dr} \quad (4.21)$$

D'après ce qui précède, on peut voir que la tension du bus continu du convertisseur peut également être contrôlée par i_{dr} . Selon (4.18), (4.19) et (4.21), la stratégie de contrôle PQ découplé peut être représentée comme dans la figure 4.14.

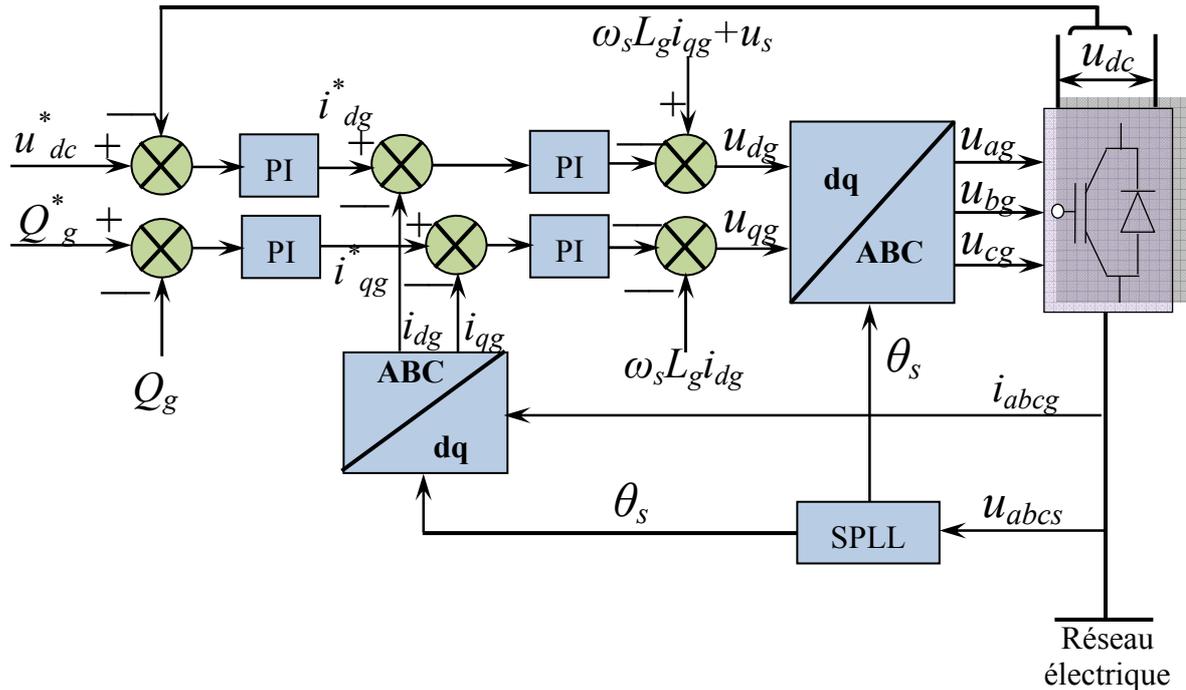


Figure 4.14 Stratégie de contrôle découplé PQ de la GADA

De la stratégie de contrôle ci-dessus, nous pouvons voir que l'objectif principal du convertisseur côté réseau est de contrôler la tension du circuit intermédiaire. Le contrôle du CCR se compose d'une boucle de contrôle de courant interne rapide, qui contrôle le courant à travers le filtre de réseau, et d'une boucle de contrôle externe plus lente qui contrôle la tension du circuit intermédiaire. Le cadre de référence de la boucle de contrôle du courant interne sera aligné avec la tension du réseau. Cela signifie que la composante d du courant du filtre placé côté réseau contrôlera la puissance active fournie par le convertisseur et que la composante q du courant du filtre contrôlera, en conséquence, la puissance réactive, ce qui implique que la boucle de commande de la tension de la liaison continue externe a pour agir sur la composante d du courant du filtre du réseau.

4.10 Convertisseur côté rotor

Stratégie de contrôle de la GADA avant de se connecter au réseau

Avant de se connecter au réseau, la tension de la GADA doit être réglée pour suivre le réseau. Ensuite, la GADA peut se connecter au réseau en douceur. Ce qui suit montre comment établir la tension du stator par le convertisseur côté rotor (CCR). Le courant statorique est nul, puis :

$$\begin{cases} i_{ds} = 0 \\ i_{qs} = 0 \end{cases} \quad (4.22)$$

En substituant (4.22) à (4.12), nous obtenons :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_m i_{qr} \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr} \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} \end{cases} \quad (4.23)$$

Ensuite, les deux dernières équations de (4.11) peuvent être simplifiées comme suit :

$$\begin{cases} u_{dr} = (R_r + L_r s) i_{dr} - \omega_r L_r i_{qr} \\ u_{qr} = (R_r + L_r s) i_{qr} + \omega_r L_r i_{dr} \end{cases} \quad (4.24)$$

De ce qui précède, nous savons que la tension du rotor peut être contrôlée par le courant du rotor.

En alignant l'axe d du référentiel dq avec le flux statorique, on a :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = \psi_s \\ \psi_{qs} = 0 \end{cases} \quad (4.25)$$

En combinant (4.25) et (4.23), nous obtenons :

$$\begin{cases} i_{dr} = \frac{\psi_s}{L_m} \\ i_{qr} = 0 \end{cases} \quad (4.26)$$

Le vecteur du flux est en retard de 90° par rapport au le vecteur de tension, de sorte que la relation entre θ_s (l'angle du vecteur de flux) et θ_u (l'angle du vecteur de tension) peut s'exprimer comme suit :

$$\theta_s = \theta_u - \frac{\pi}{2} \quad (4.27)$$

La tension du rotor et la fréquence du courant étant la fréquence de glissement, la transformation des coordonnées entre abc et dq nécessite donc un angle de rotation différentiel θ_{sr} . Ceci peut être calculé comme suit :

$$\theta_{sr} = \theta_s - \theta_r \quad (4.28)$$

Où θ_r est l'angle de position du rotor. Il peut normalement être obtenu via l'encodeur. Ainsi, avant de se connecter au réseau, nous pouvons obtenir la stratégie de contrôle de la GADA comme illustré dans la figure 4.15.

La figure 4.15 montre que l'amplitude, la fréquence et l'angle de phase de la tension du stator peuvent être régulés par le courant du rotor. Semblable à la connexion au réseau pour la machine synchrone, la GADA sera connecté au réseau lorsqu'il n'y a pas de différence entre le stator et les tensions du réseau. Le CCG peut contrôler le courant du rotor rapidement et avec précision. Par conséquent, la connexion au réseau pour le GADA sera effectuée sans courant d'appel.

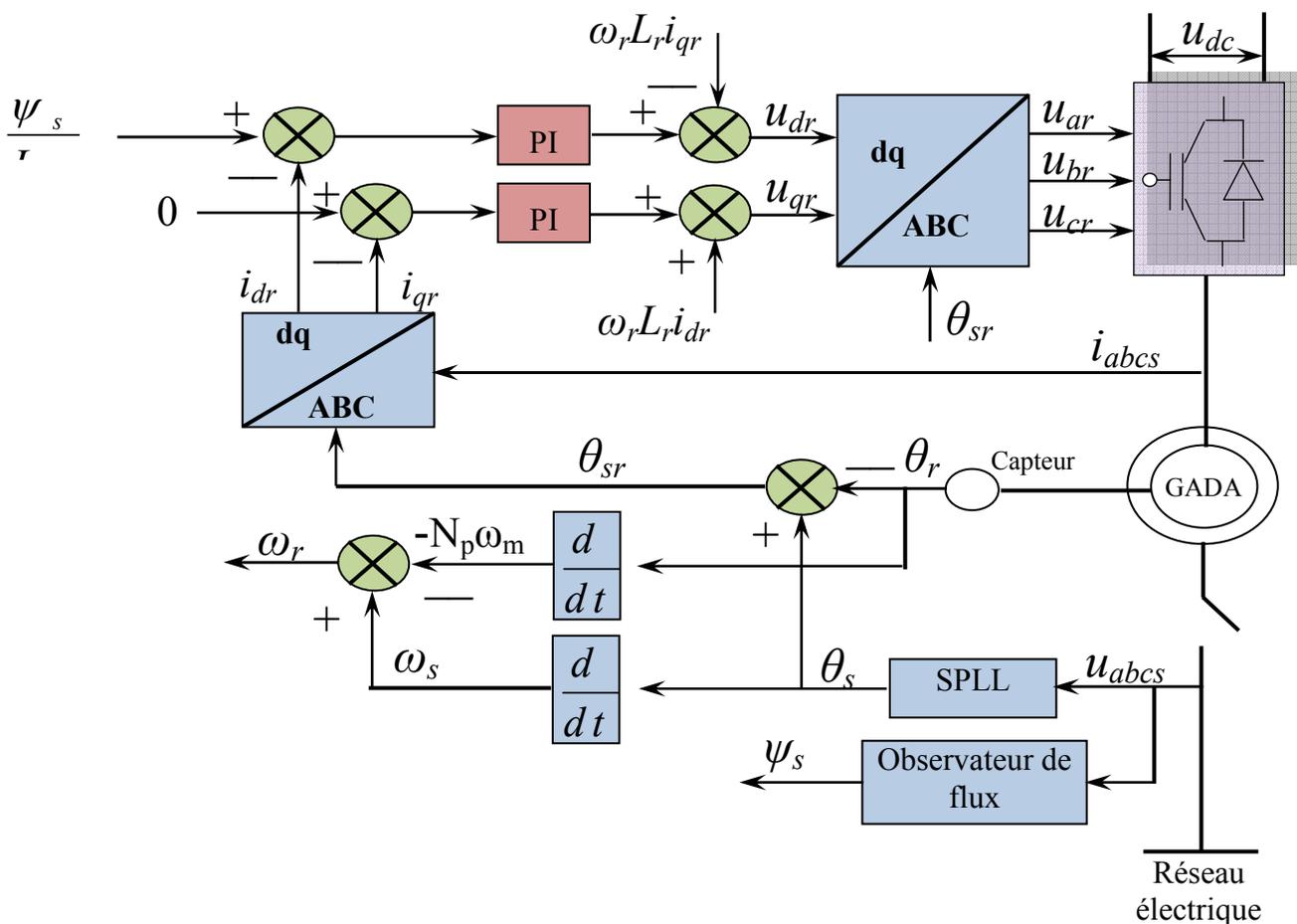


Figure 4.15 Diagramme de contrôle de la GADA avant de se connecter au réseau

4.11 Stratégie de contrôle de la GADA après la connexion au réseau

Après connexion au réseau, la GADA doit contrôler la puissance active et la puissance réactive du stator. Ces puissances sont exprimées comme:

$$\begin{cases} P_s = u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs} \\ Q_s = u_{qs} i_{ds} - u_{ds} i_{qs} \end{cases} \quad (4.29)$$

Négligeant le transitoire du flux et la résistance statorique, les éléments suivants peuvent être trouvés à travers (4.11) et (4.25) :

$$\begin{cases} u_{ds} = 0 \\ u_{qs} = \psi_s \omega_s = u_s \end{cases} \quad (4.30)$$

En substituant (4.30) à (4.29), on obtient :

$$\begin{cases} P_s = \psi_s \omega_s i_{qs} \\ Q_s = \psi_s \omega_s i_{ds} \end{cases} \quad (4.31)$$

Le courant statorique peut être trouvé à partir de (4.12) et (4.25) :

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{L_m i_{dr} - \psi_s}{L_s} \\ i_{qs} = \frac{L_m i_{qr}}{L_s} \end{cases} \quad (4.32)$$

Ainsi, la puissance active et réactive du stator peuvent être calculées comme suit :

$$\begin{cases} P_s = \frac{L_m \psi_s \omega_s}{L_s} i_{qr} \\ Q_s = \frac{L_m \psi_s \omega_s}{L_s} i_{dr} - \frac{\psi_s^2 \omega_s}{L_s} \end{cases} \quad (4.33)$$

De ce qui précède, on peut voir que la puissance active et réactive du stator sont proportionnelles aux composantes d et q du courant du rotor si le flux et la fréquence du stator restent constants.

D'après (4.12) et (4.32), nous avons :

$$\begin{cases} \psi_{dr} = \sigma L_r i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} \psi_s \\ \psi_{qr} = \sigma L_r i_{qr} \end{cases} \quad (4.34)$$

où :

$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$, représente le coefficient de fuite de la GADA.

Les équations de tension du rotor peuvent être exprimées par (4.11) et (4.34) comme :

$$\begin{cases} u_{dr} = (R_r + \sigma L_r s) i_{dr} - \sigma \omega_r L_r i_{qr} \\ u_{qr} = (R_r + \sigma L_r s) i_{qr} + \sigma \omega_r L_r i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} \psi_s \omega_r \end{cases} \quad (4.35)$$

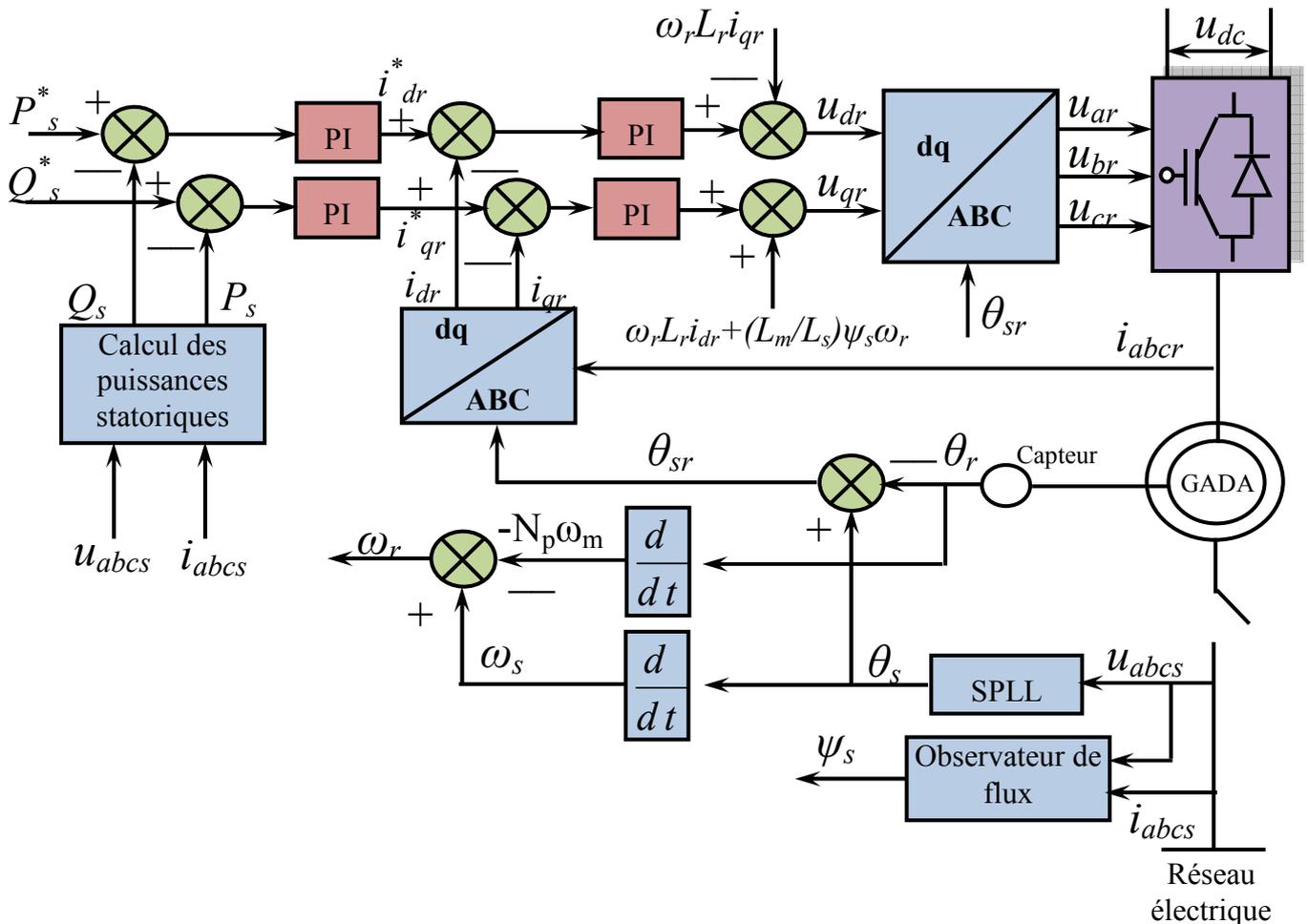


Figure 4.16 Diagramme de contrôle de la GADA après la connexion au réseau

Ensuite, la stratégie de contrôle de la GADA après la connexion au réseau est illustrée à la figure 4.16. Cette figure et les équations dérivées dans cette section montrent que la GADA peut être contrôlé en termes de puissance, de flux, de vitesse, de contrôle de courant, etc. L'angle de position du rotor et la vitesse peuvent être obtenus par le codeur, et certains contrôles sans capteur ont également été étudiés [8].

Ici, seules les commandes de courant en boucle fermée intérieure et extérieure sont décrites pour les convertisseurs côté réseau et côté rotor, et elles sont largement utilisées dans la pratique. Le contrôle du courant intérieur utilise un contrôle continu pour assurer les bonnes

réponses dynamiques de la GADA. Il existe cependant d'autres méthodes de contrôle, telles que le contrôle des proportions et de la résonance, le contrôle de l'hystérésis et le contrôle à mode glissant. Le plus populaire est le contrôle vectoriel spatial basé sur la proportion et l'intégration (PI) [58, 59]. Le contrôle découplé de la puissance active et réactive est réalisé en alignant l'axe d soit sur la liaison de flux statorique [60], soit sur la tension statorique [61].

4.12 Contrôle avancé d'une centrale hydroélectrique dotée d'une GADA

4.12.1 Commande du convertisseur côté rotor (générateur) (CCG)

Lorsque la GADA est raccordée à un réseau existant, cette connexion doit être établie selon les trois étapes suivantes :

- La première étape est la synchronisation des tensions statoriques avec les tensions du réseau, qui servent de référence.
- La deuxième étape est la connexion du stator à ce réseau. Après cela, la connexion peut être établie efficacement. Une fois cette connexion est établie.
- La troisième étape est la régulation du transit de la puissance entre la GADA et le réseau, un référentiel $d-q$ synchronisé avec le flux statorique est utilisé [61]. En définissant la composante quadratique du stator à la valeur nulle comme suit :

$$\begin{cases} \psi_{sd} = \psi_s \\ \psi_{sq} = 0 \end{cases} \quad (4.36)$$

La tension statorique dans l'équation (4.11) peut être simplifiée comme suit :

$$\begin{cases} v_{sd} = 0 \\ v_{sq} = v_s = \omega_s \psi_{sd} \end{cases} \quad (4.37)$$

Ensuite, par rapport à (4.12), les flux sont simplifiés comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{cases} \psi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \psi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} = 0 \end{cases} \quad (4.38)$$

L'adaptation des relations (4.18) au système d'axes choisi et l'hypothèse simplificatrice considérée dans notre cas, donne [62] :

$$\begin{cases} P_s = -v_s \frac{M}{L_s} i_{sq} \\ Q_s = \frac{v_s \psi_s}{L_s} - \frac{v_s M}{L_s} i_{sd} \end{cases} \quad (4.39)$$

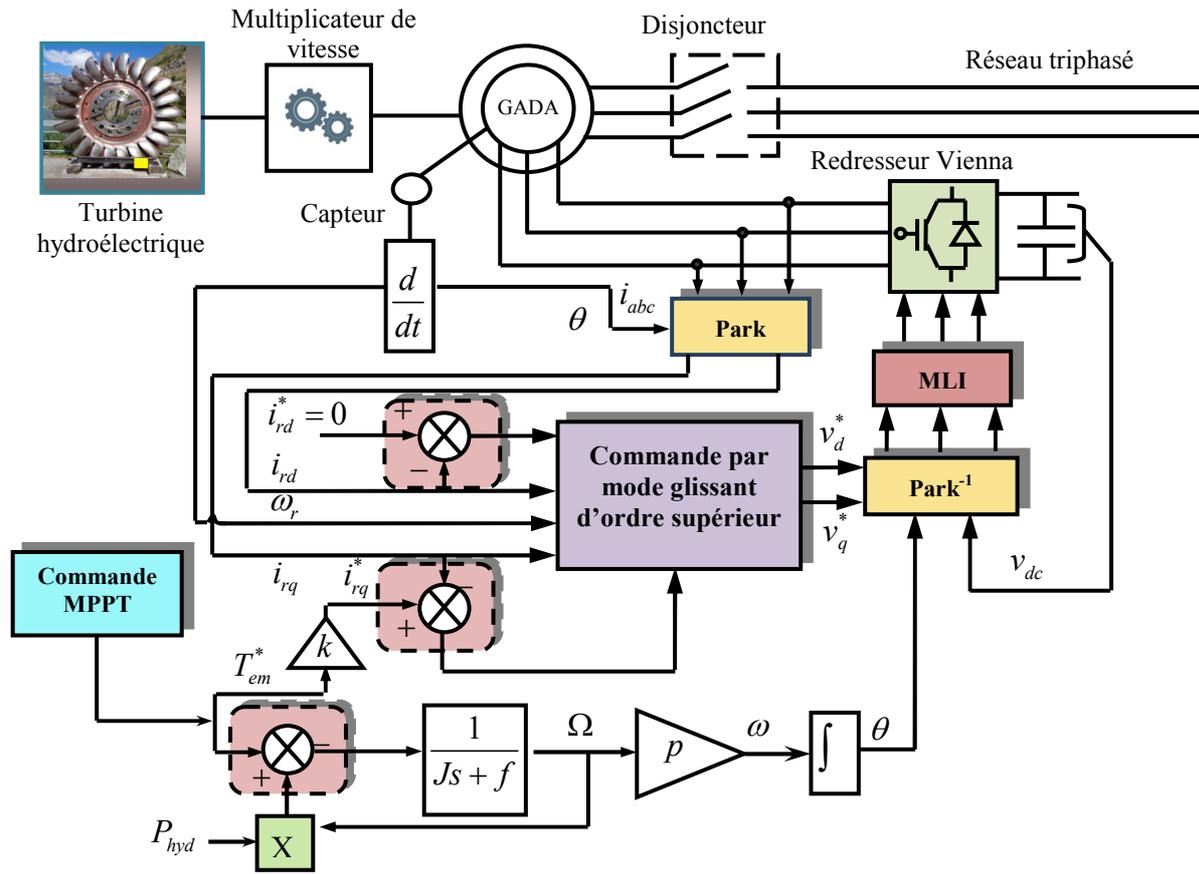


Figure 4.17. Schéma de la commande par mode glissant d'ordre supérieur du convertisseur côté rotor

Par conséquent, le contrôle de la puissance est obtenu en régulant les courants rotoriques d et q :

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} - L_r \omega_r \sigma i_{rq} + L_r \sigma \frac{di_{rd}}{dt} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + L_r \omega_r \sigma i_{rd} + \frac{M \omega_r}{L_s} \psi_{sd} + L_r \sigma \frac{di_{rq}}{dt} \end{cases} \quad (4.40)$$

Le schéma des boucles de régulation de courant est donné en (4.41) et basé sur les tensions de sortie du régulateur v_{rd}^* et v_{rq}^* :

$$F(s) = \frac{i_{rd}(s)}{v_{rd}^*(s)} = \frac{i_{rq}(s)}{v_{rq}^*(s)} = \frac{v_s M}{R_r L_s + s L_r L_s \sigma} \quad (4.41)$$

Les tensions de compensation du contrôleur sont données par :

$$\begin{cases} e_d = g\omega_s \frac{M}{L_s} \psi_s \\ e_q = \frac{v_s R_r}{\omega_s M} \end{cases} \quad (4.42)$$

Le schéma synoptique du système simplifié à contrôler est présenté à la figure 4.17.

4.12.2 Contrôle du convertisseur côté réseau (CCR)

Les tensions CCR dans ses composantes d - q sont obtenues par la configuration typique de la stratégie de contrôle donnée par [63] :

$$\begin{cases} \frac{di_{dr}}{dt} = -\frac{v_{dr}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} i_{dr} + \omega_s i_{qr} + \frac{v_{sd}}{L_r} \\ \frac{di_{qr}}{dt} = -\frac{v_{qr}}{L_r} - \frac{R_r}{L_r} i_{qr} - \omega_s i_{dr} + \frac{v_{sq}}{L_r} \end{cases} \quad (4.43)$$

L'application des transformations de Laplace aux deux équations précédentes est :

$$\begin{cases} v_{dr} = (R_r + sL_r) i_{dr} - \omega_s L_r i_{qr} + v_{sd} \\ v_{qr} = (R_r + sL_r) i_{qr} + \omega_s L_r i_{dr} + v_{sq} \end{cases} \quad (4.44)$$

et :

$$\begin{cases} v_d = (R_r + sL_r) i_{dr} \\ v_q = (R_r + sL_r) i_{qr} \end{cases} \quad (4.45)$$

L'installation des boucles de régulation de courant est donnée par :

$$F(s) = \frac{i_{qr}}{v_q} = \frac{i_{dr}}{v_d} = \frac{1}{(R_r + sL_r)} \quad (4.46)$$

i_{dr} et i_{qr} la demande étant dérivée respectivement de l'erreur de tension du circuit intermédiaire via un CLF et du facteur de déplacement du côté alimentation de l'inducteur.

En remplaçant (4.45) dans (4.44), les signaux de commande direct et en quadrature de référence peuvent être donnés comme :

$$\begin{cases} v_d^* = -v_d + \omega_s L_r i_{qr} + v_{sd} \\ v_q^* = -v_q - \omega_s L_r i_{dr} + v_{sq} \end{cases} \quad (4.47)$$

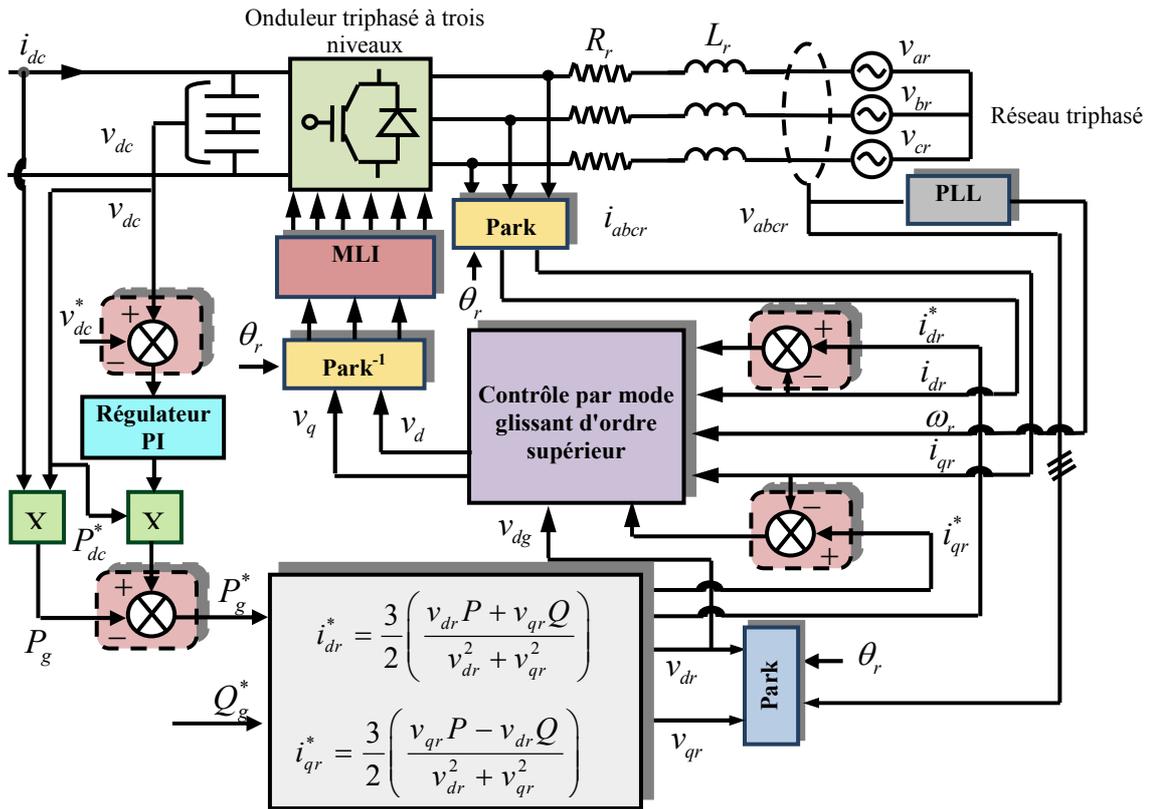


Figure 4.18 Schéma de la commande par mode glissant du convertisseur côté réseau

Pour contrôler la tension du bus continu V_{dc} , un régulateur doit être mis en place pour maintenir cette tension constante quel que soit le débit de courant sur le condensateur. L'équation du bus DC peut être écrite comme suit [64] :

$$P_c = cv_c \frac{dv_c}{dt} = P_r - P_g \quad (4.48)$$

où : P_r et P_g sont les puissances actives du côté CCR et CCG, respectivement.

Pour contrôler la tension continue, nous contrôlons P_c le dans le condensateur en ajustant la puissance P_r .

La structure du contrôleur proposé pour le CCR et la commande de tension du circuit intermédiaire est illustrée sur la figure 4.18.

4.13 Simulation à profil d'eau constant

Pour évaluer et tester la technique de contrôle proposée pour un modèle complet d'une centrale hydroélectrique basé sur une GADA avec une boucle de réglage des courants, de la puissance active et réactive et de la tension continue à l'aide de contrôleurs à mode glissant, une simulation a été réalisée sous MATLAB / Simulink.

La quantité d'énergie produite et fournie par la turbine hydroélectrique dépend du débit d'eau, le premier essai de simulation concerne un débit d'eau constant $Q = 0.7 \text{ m}^3/\text{s}$ entre l'instant $t = 0 \text{ s}$ à $t = 20 \text{ s}$ (Figure. 4.1).

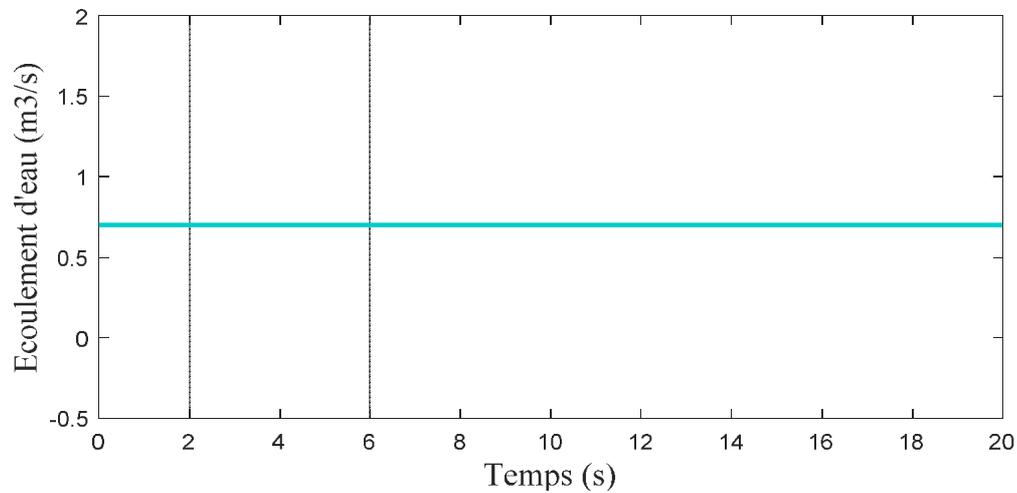


Figure 4.19 Profil d'écoulement d'eau constant

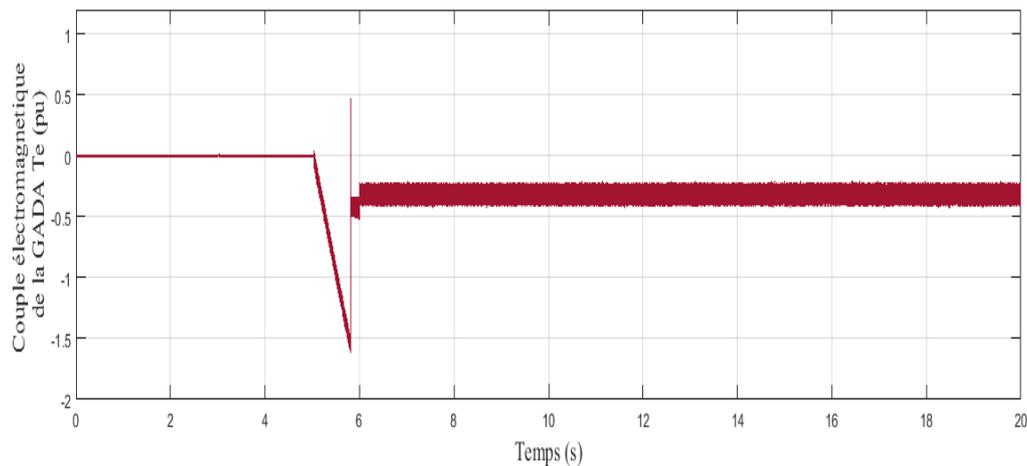


Figure 4.20 Couple électromagnétique développé par la GADA

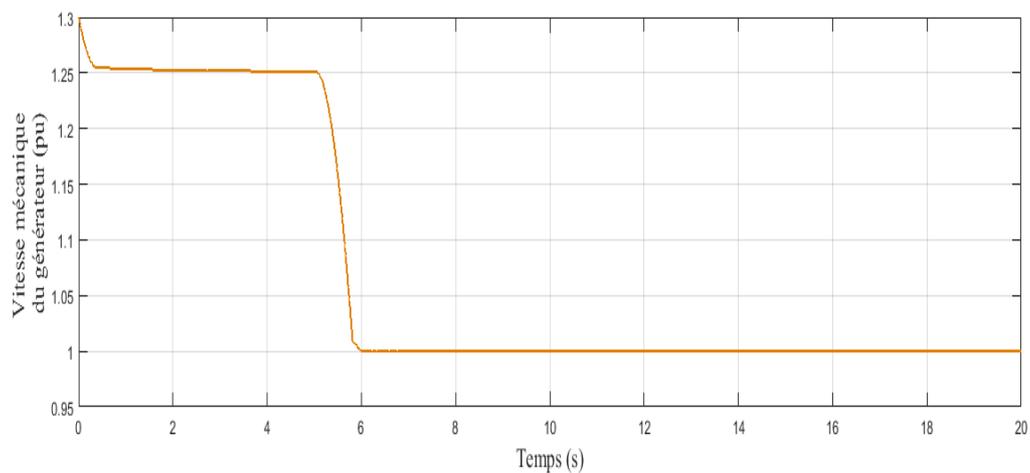


Figure 4.21 Vitesse mécanique de la GADA

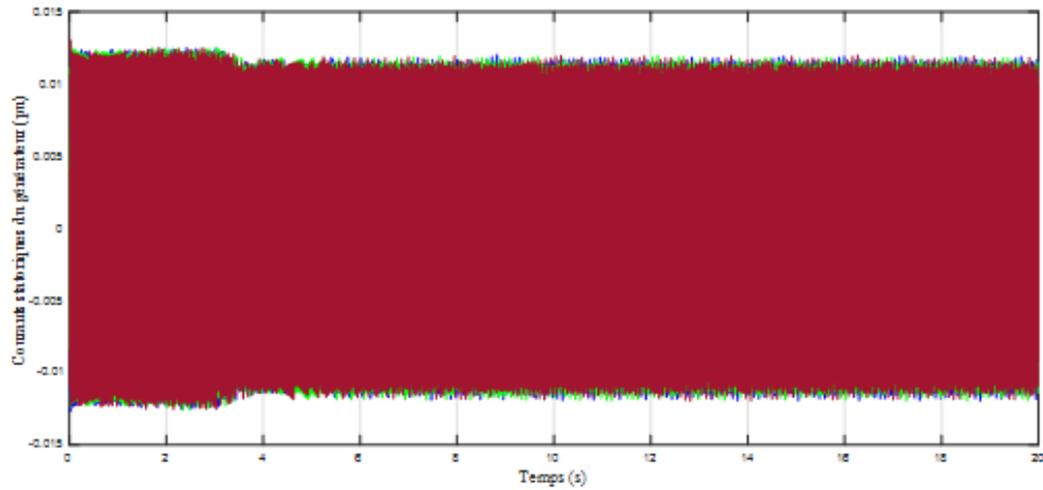


Figure 4.22 Courants triphasés statoriques de la GADA

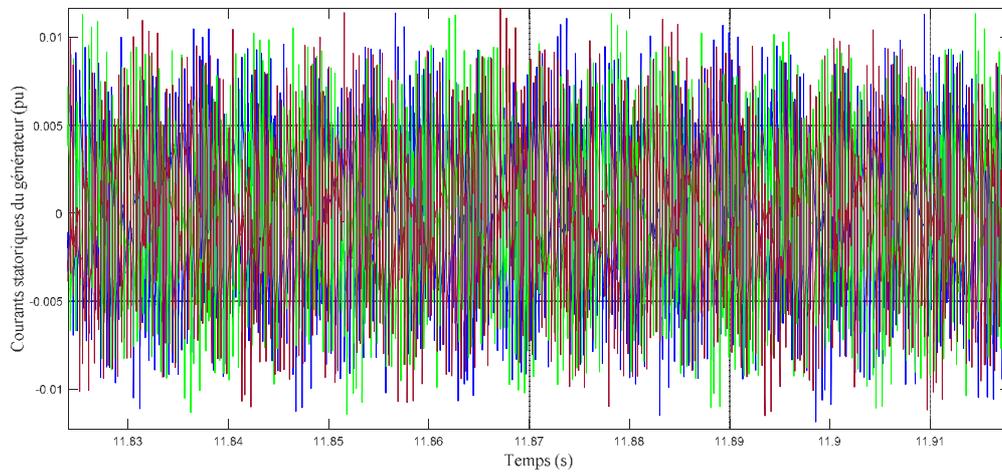


Figure 4.23 Zoom des courants triphasés statoriques de la GADA

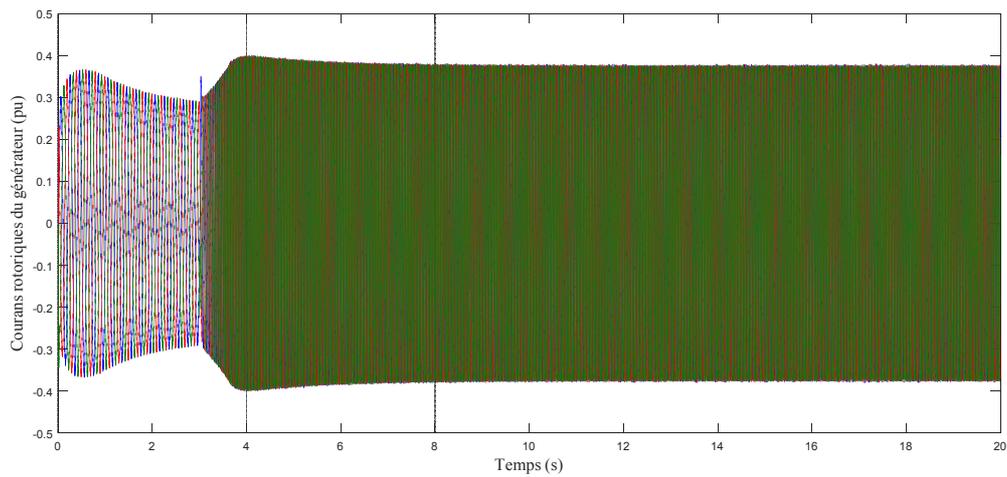


Figure 4.24 Courants triphasés rotoriques du générateur GADA

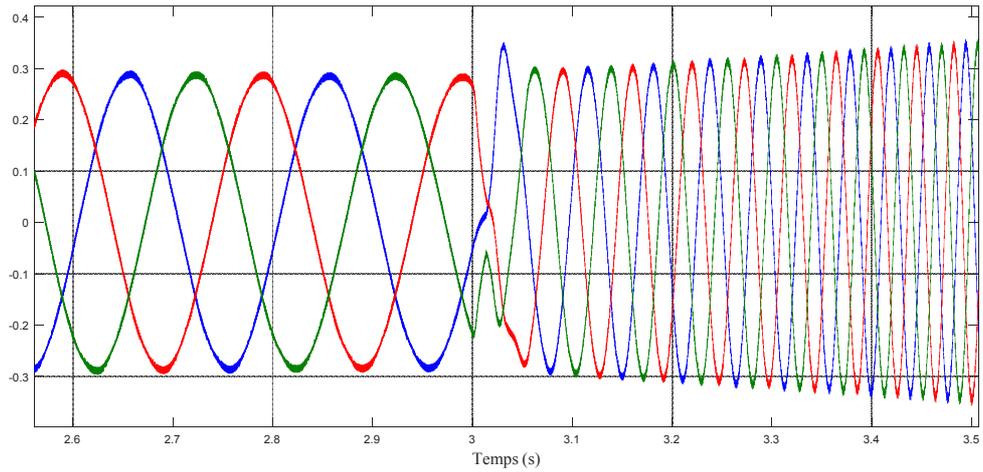


Figure 4.25 Zoom des courants triphasés statoriques de la GADA

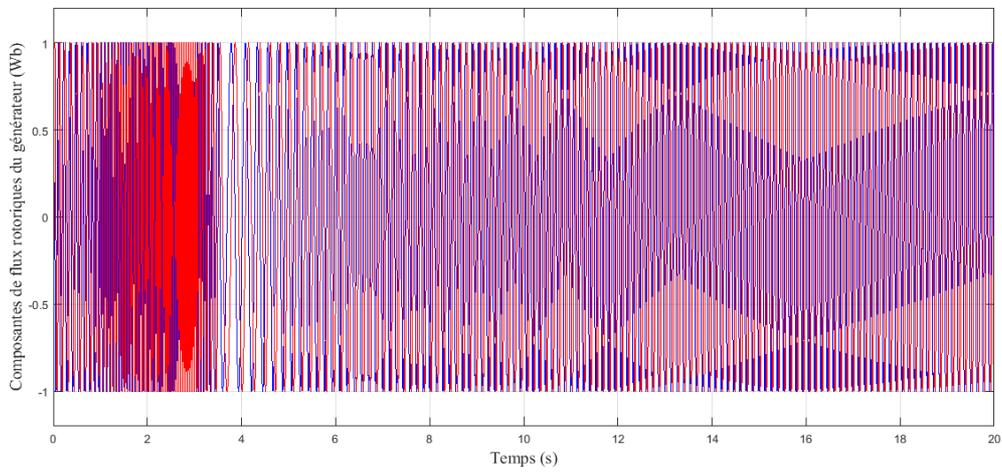


Figure 4.26 Les composantes du flux rotoriques du générateur GADA

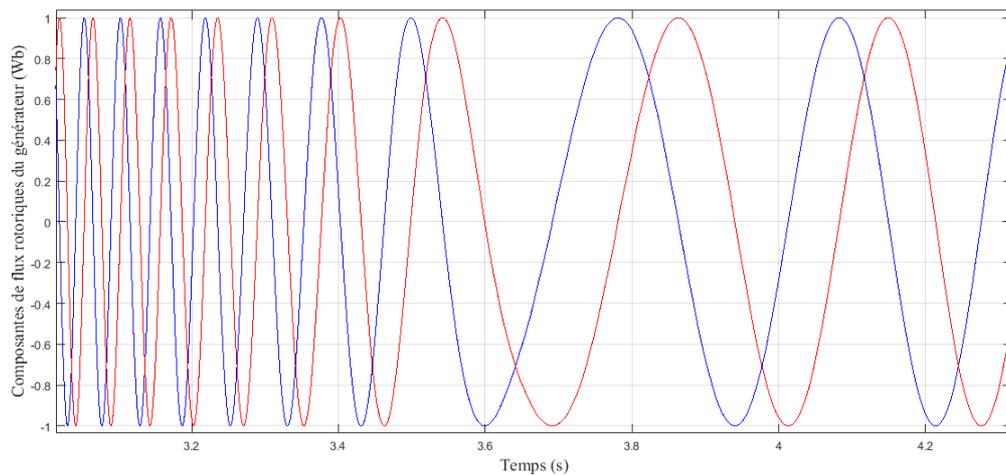
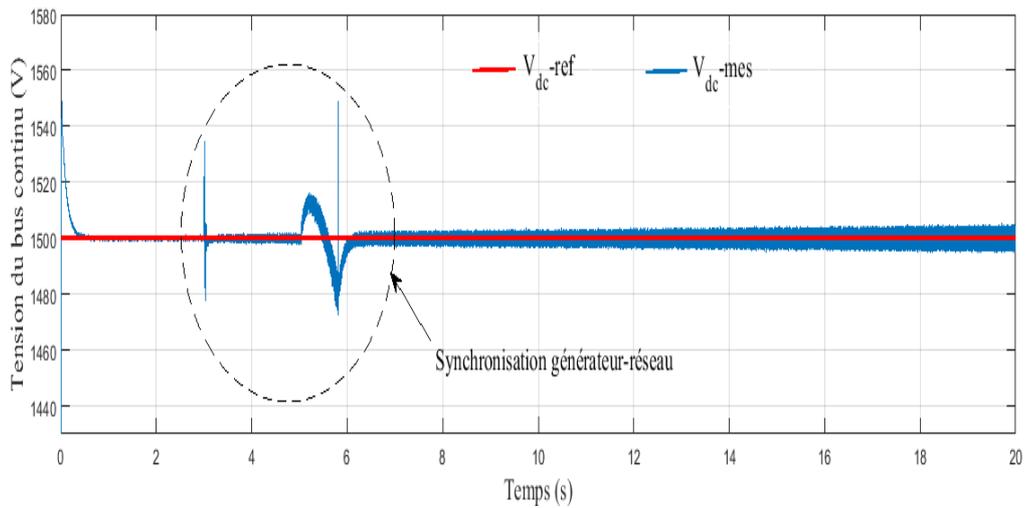
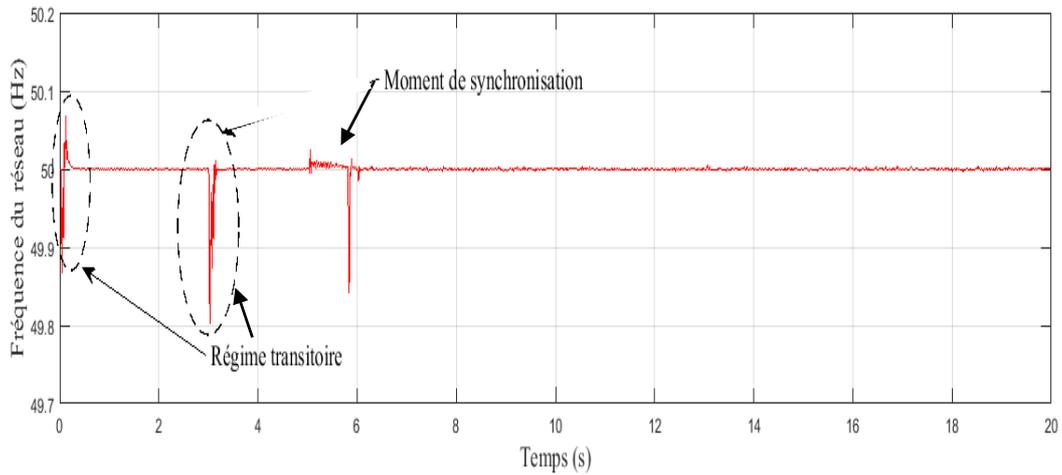
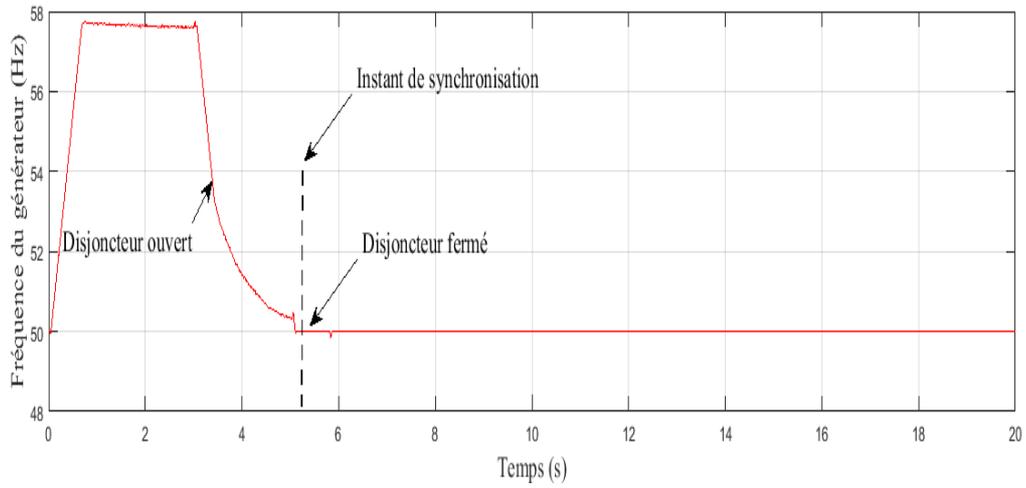


Figure 4.27 Zoom des flux rotoriques de la GADA

..



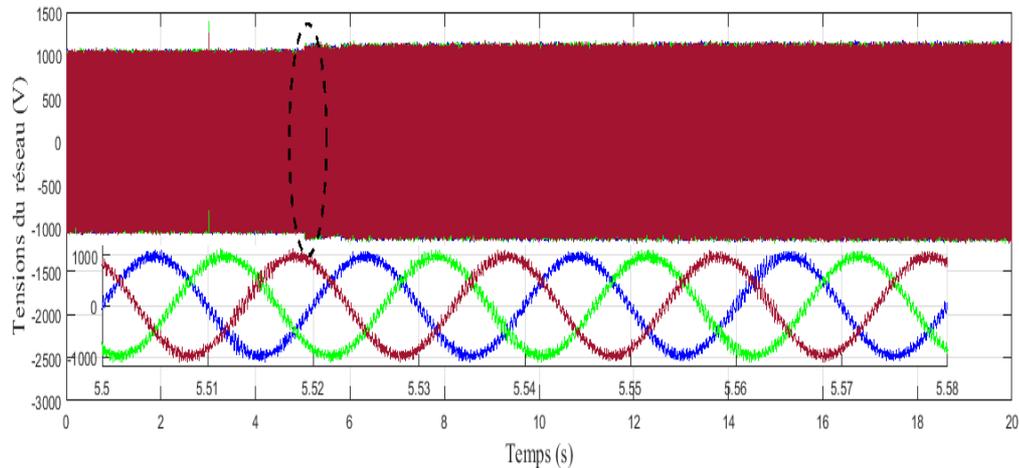


Figure 4.31 Réponse dynamique de la commande proposée : tension du réseau

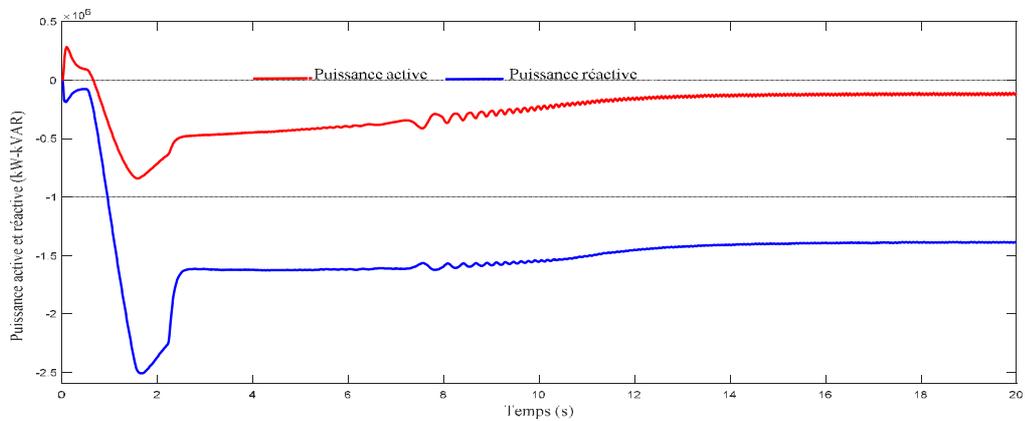


Figure 4.32 Réponse dynamique de la commande proposée : puissance active et réactive du réseau

4.14 Simulation à profil d'eau variable

Dans le but d'évaluer l'approche de contrôle par la logique floue proposée pour un fonctionnement plus ou moins complexe de la chaîne de conversion hydroélectrique basée sur une GADA en présence de contrainte de profil d'eau variable, la figure 4.33 montre la courbe de profil d'eau variable imposé $Q = 0,8 \text{ m}^3 / \text{s}$ au temps entre $t = [1-5 \text{ s}]$, $Q = 0,6 \text{ m}^3 / \text{s}$ au temps entre $t = [15,5-20 \text{ s}]$ et $Q = 0,9 \text{ m}^3 / \text{s}$ respectivement (Fig. 9 (a)).

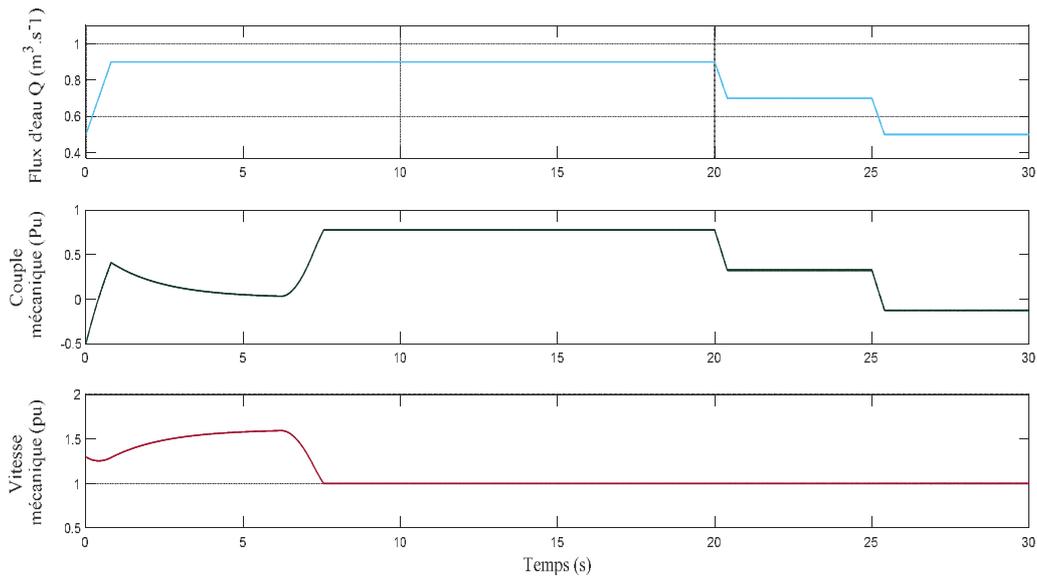


Figure 4.33 Les Caractéristiques mécaniques des centrales hydroélectriques produites sous un débit d'eau variable

Lorsque le débit d'eau change, la figure 4.33 montre que l'ondulation du couple mécanique est plus petite. La vitesse mécanique du rotor est affichée sur la figure 4.33 (c) était de 1 pu. La vitesse mécanique de la génératrice suit la référence qui est déterminée par la stratégie de contrôle pour capter la puissance hydroélectrique maximale. La vitesse mécanique a une réponse plus rapide.

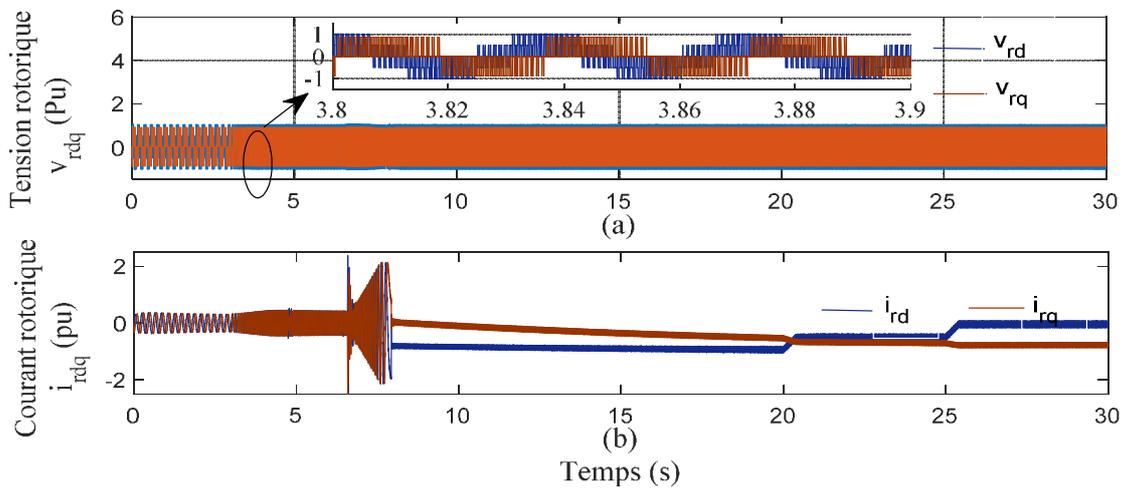


Figure 4.34 Réponse dynamique de la GADA avec la stratégie de commande proposée :
(a) et (b) composantes d, q tensions et courants du rotor respectivement

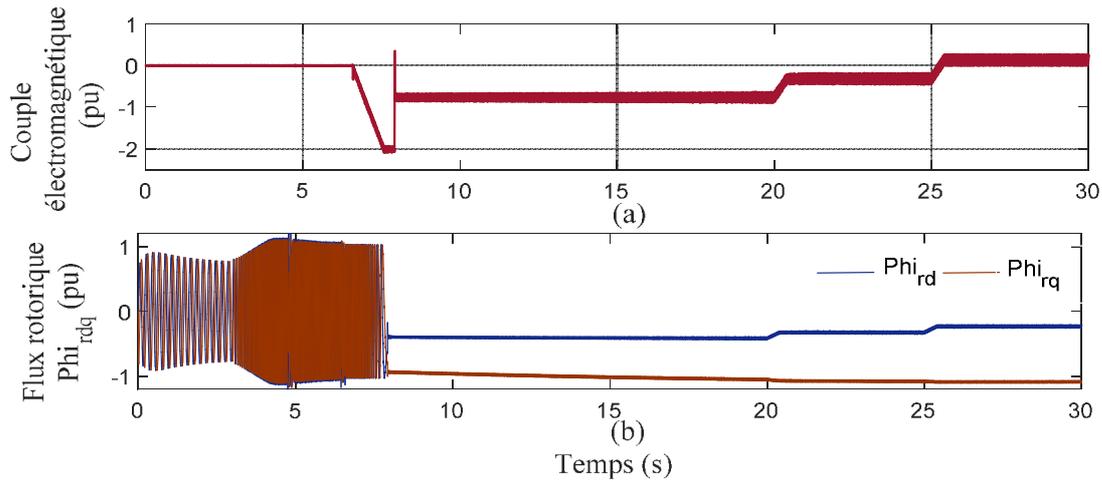
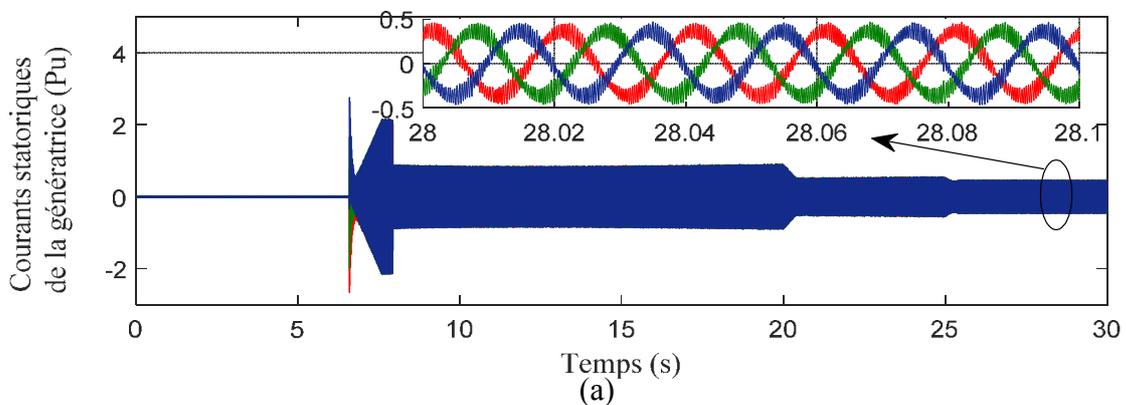


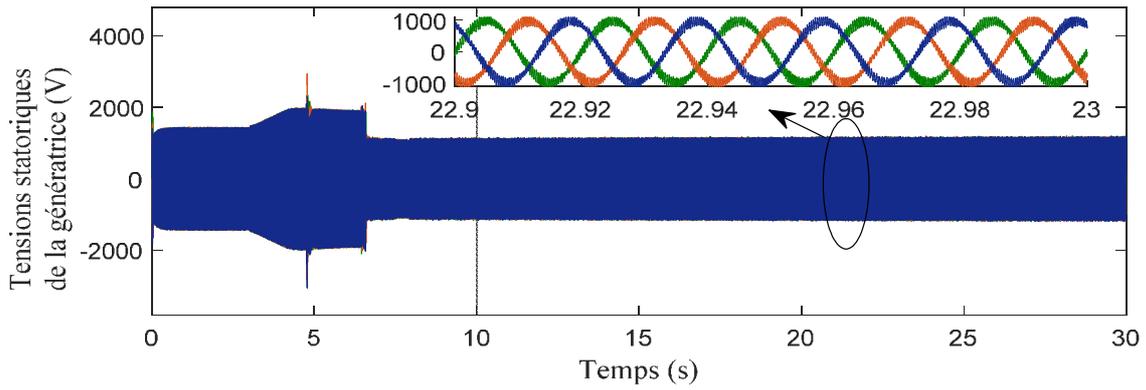
Figure 4.35 Réponse dynamique de la GADA de la stratégie de commande proposée :
Composantes d, q du couple électromagnétique et flux rotorique

La figure 4.34 (a) et (b) affiche respectivement les composantes d, q de la tension et du courant du rotor et leurs zoom. On a vu que ces courbes sont aux mêmes allures avec la tendance des caractéristiques hydrauliques et sont affectées par les instants de variations du débit d'eau.

La figure 4.35 (a) affichée en pu le couple électromagnétique développé par la génératrice. Cette forme d'onde de couple présente moins de broutage et répond de manière appropriée à la variation proposée.

La figure 4.35 (b) montre que l'ondulation de la composante de flux du rotor en utilisant la méthode du contrôleur en mode glissant est plus petite. Les deux parties de la figure montrent l'amplitude moyenne du flux rotorique autour de 1 pu. L'écart maximal du flux du rotor sur la figure 4.30 est de 0,15 pu. Cela signifie que le système GADA utilisant la méthode CMG a réduit la déviation du flux du rotor de 44,4%.





(b)

Figure 4.36 Réponse dynamique de la GADA de la stratégie de commande proposée :

(a) et (b) composantes de tension et du courant statoriques d, q respectivement

La figure 4.36 (a) et (b) affichent respectivement la tension et le courant statoriques triphasés et leurs zooms. Ces courbes sont purement sinusoïdales et sont affectées par les instants de variations. Avant $t = 6$ s, le courant de la génératrice est égal à zéro car la coupure est ouverte et la génératrice est donc déconnectée du réseau.

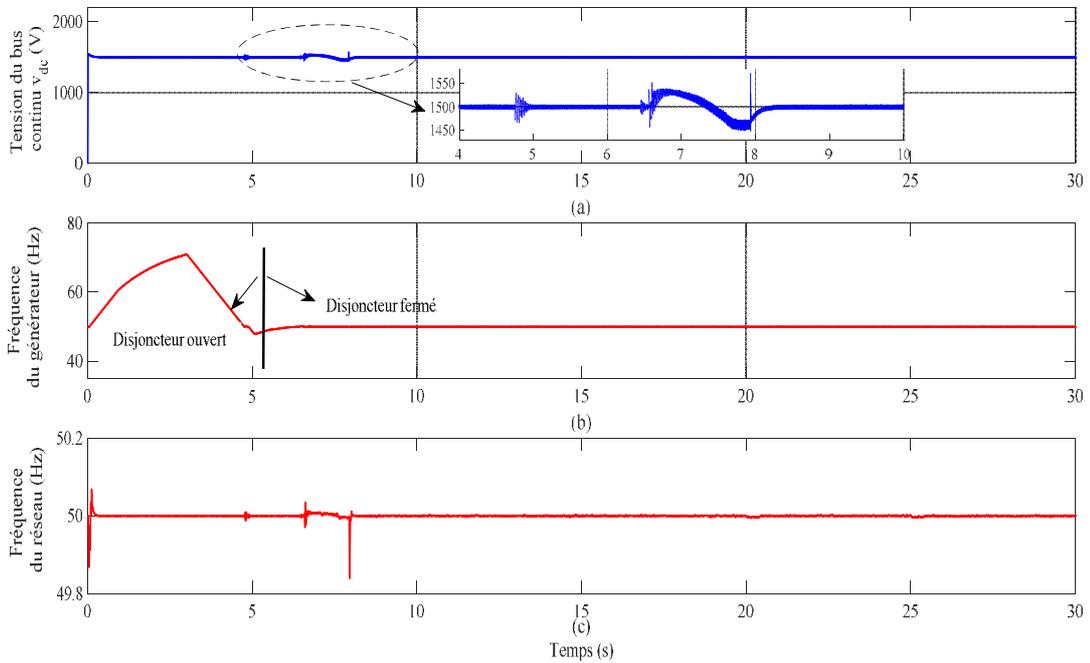


Figure 4.37 Réponse dynamique de la commande proposée : tension du bus continu fréquence de la génératrice et fréquence du réseau.

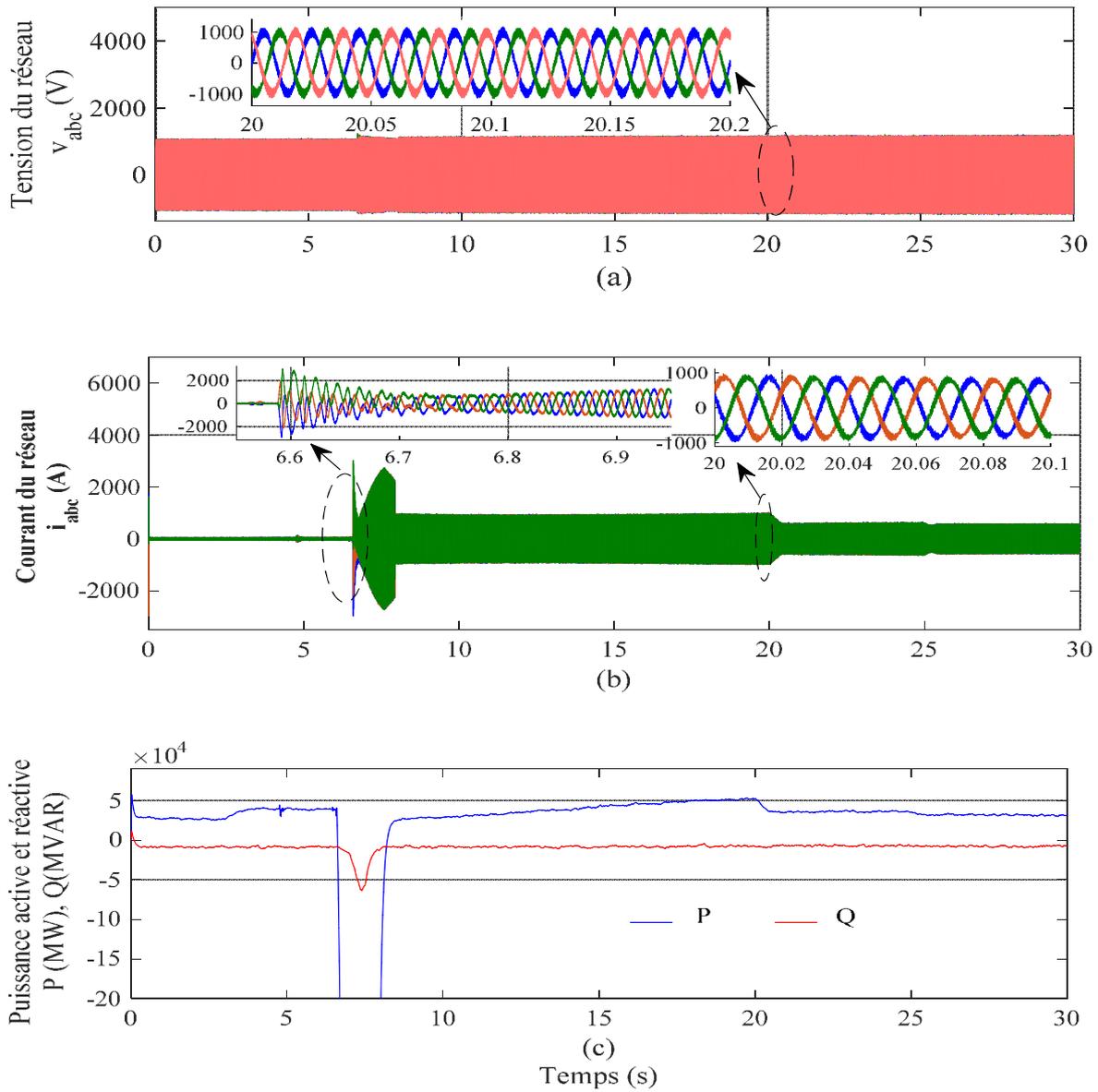


Figure 4.38 Réponse dynamique de la stratégie de commande proposée : (a), (b), (c) sont respectivement la tension, le courant et la puissance active et réactive du réseau

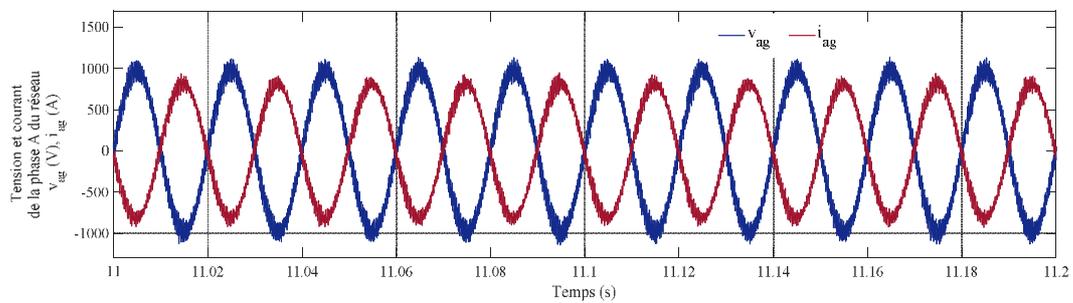
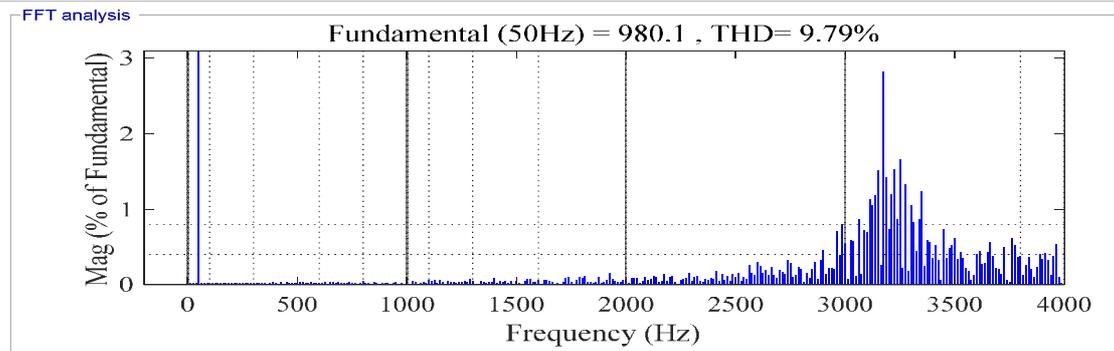
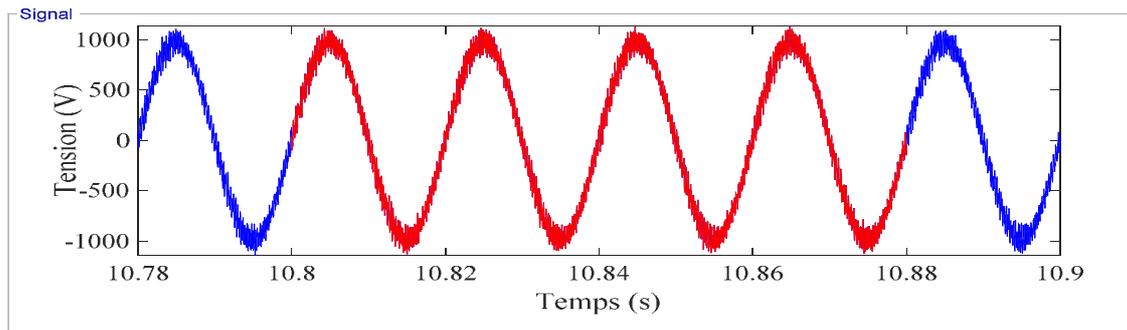
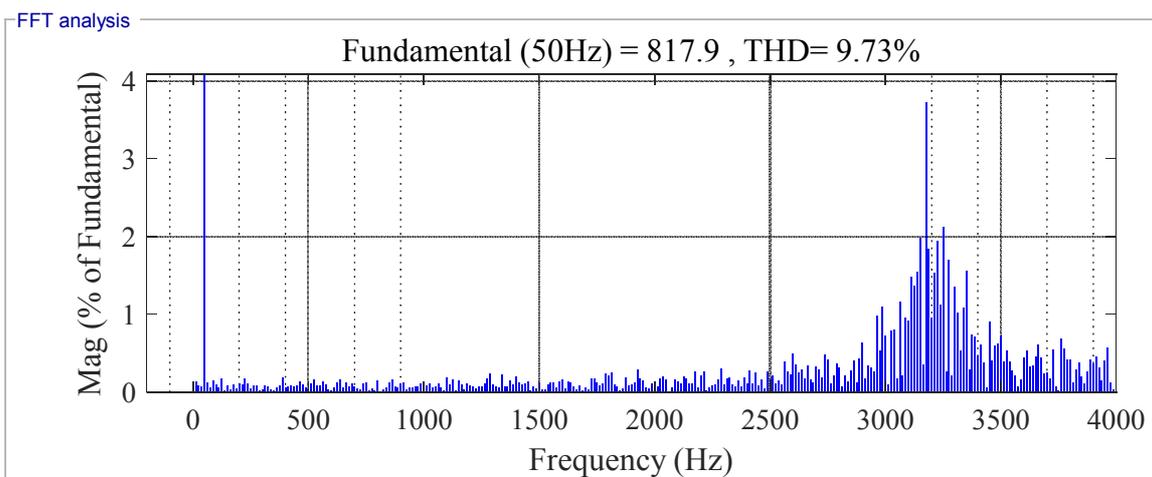
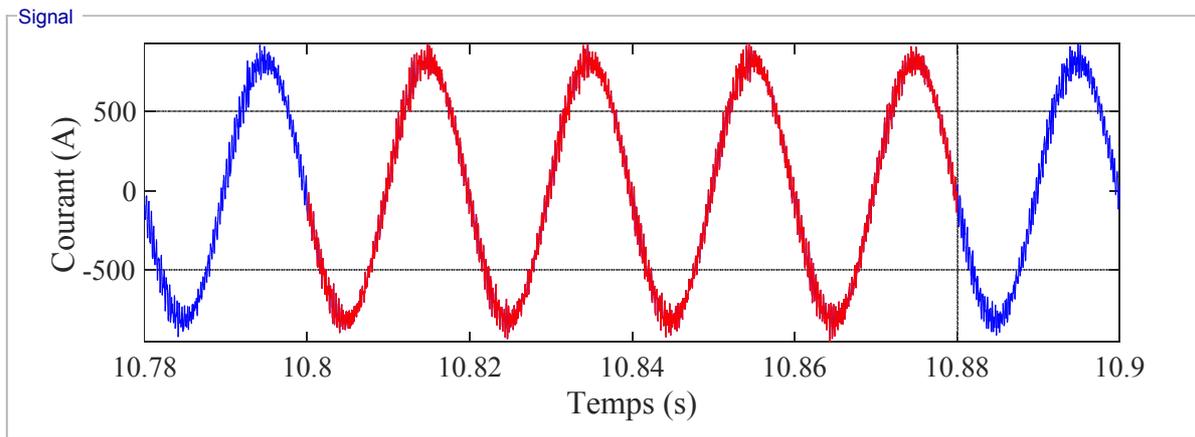


Figure 4.39 Tension et courant de phase du réseau



(a)



(b)

Figure 4.40 Analyse spectrale et THD du courant et de la tension de la phase A du réseau

Les résultats de la simulation de la deuxième partie de la figure 4.33 à 4.40 affichent la tension du circuit intermédiaire, fréquence du réseau et de la génératrice, courants et tensions triphasés du réseau, puissance active et réactive, et l'analyse THD et du spectre sur le convertisseur côté réseau contrôlé par le contrôleur à mode glissant proposé.

Une mesure de performance importante d'un système GADA est la tension de la liaison continue entre le convertisseur côté rotor et le convertisseur côté réseau, comme le montre

La figure 4.37 (a) représente la tension du bus continu, la fréquence de la génératrice et celle du réseau obtenus par le contrôleur CMG, ces grandeurs restent remarquablement insensibles à la variation du débit d'eau hydraulique avec une plus petite ondulation.

Cela est dû à sa grande capacité à rejeter les perturbations et les incertitudes, l'algorithme CMG ne dépend pas des paramètres du système de sortie mis par sa plus grande robustesse. La figure 4.37 (b) et (c) affiche respectivement la fréquence de la génératrice et du réseau. Les deux fréquences sont synchronisées à $t = 7$ sec.

La figure 4.38 (a) et (b) montrent respectivement le courant et la tension de la charge avec leurs zooms, elles sont purement sinusoïdales ce qui montre l'efficacité de la stratégie de commande appliquée au convertisseur qui donne une meilleure qualité d'énergie au réseau.

La figure 4.38 (c) montre les variations de puissance active et réactive. La puissance active garde sa valeur nominale de 1,5 MW et la puissance réactive reste proche de zéro MVAR avec des légères perturbations apparaissant aux instants des variations de débit d'eau et avec un temps de réponse rapide.

La figure 4.39 illustre respectivement un exemple de forme d'onde de la tension et du courant du réseau pour la phase A. Cette courbe représente le changement de direction du flux d'énergie qui peut être vu comme un déphasage de 180° entre la tension et le courant du réseau. Pour voir l'efficacité de la stratégie de commande proposée CMG, un spectre de fréquences harmoniques estimé au moyen d'une analyse FFT et du taux de distorsion harmonique (THD) du courant et de la tension de réseau sont représentés sur la figure 4.35 où chaque amplitude harmonique est exprimée en pourcentage de l'amplitude du fondamental. Le THD est d'environ 9,79% et 9,73% respectivement.

Ces taux d'harmoniques obtenus sont très satisfaisants pour ce niveau de tension étudié de 1200 V.

Des simulations approfondies dans différentes conditions de travail sont effectuées pour le processus dynamique hydroélectrique considéré. Les résultats obtenus indiquent que la méthodologie proposée est efficace pour décrire avec précision la dynamique non linéaire de la centrale hydroélectrique ainsi que pour concevoir un système de contrôle de vitesse de turbine hydraulique.

4.15 Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique en présence de défaut

L'un des problèmes les plus difficiles lors de la connexion d'une centrale hydroélectrique à un réseau public doit satisfaire aux exigences du code du réseau pendant les défauts du système d'alimentation.

Afin de vérifier la technique de commande proposée pour les HPP connectés via des convertisseurs statiques, un certain nombre de simulations dans le domaine temporel ont été effectuées avec des défauts dans le réseau public. Les scénarios de simulation sont répertoriés dans les figures ci-dessous.

Les résultats de l'étude de cas de défaut sont illustrés sur la figure 4.42 à la figure 4.61. Lorsqu'un défaut de court-circuit triphasé se produit du côté HT du transformateur du réseau, le transfert de puissance active vers le réseau est minimale : $P_g \approx 0$. Le seul puits de puissance active disponibles dans le système sont les pertes du système. Par conséquent, même si la puissance active est disponible, la tension délivrée par le convertisseur est soudainement réduite à un niveau qui signifie que le courant du convertisseur côté HPP est limité à sa valeur admissible maximale, comme indique la Figure 4.41.

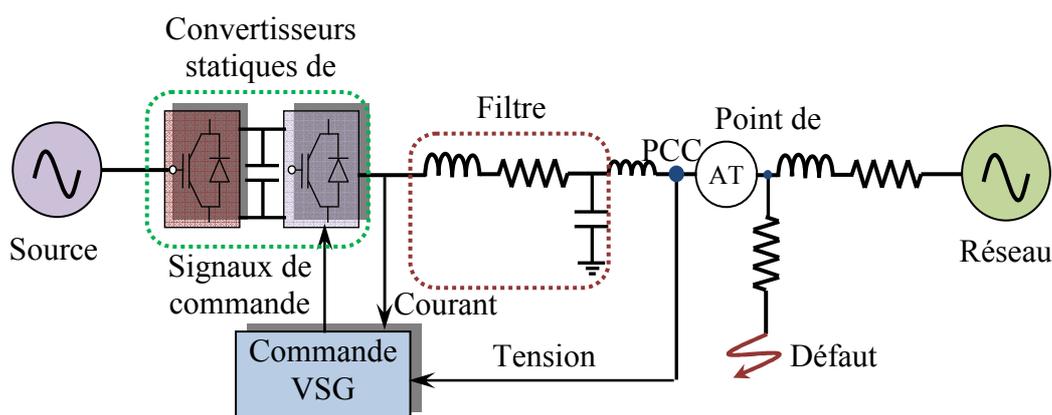


Figure 4.41 Etude de la chaîne de conversion hydroélectrique raccordée au réseau en présence de défaut

Dans des conditions de défaut déséquilibrées dans le système d'alimentation, l'oscillation de la tension continue est directement utilisée de sorte que le déséquilibre dans le réseau principal se reflète également au niveau de la tension du système de collecteur HPP.

Les résultats de simulation des grandeurs côté réseau sont affichés à partir des figures 4.49, la deuxième partie de la figure 4.49 à 4.61 affichent la (tension du circuit intermédiaire, fréquence du réseau et du générateur, courant et tension du réseau, puissance active et réactive, et le THD et l'analyse du spectre) sur le convertisseur côté réseau, contrôlé via le la commande proposée.

En contrôlant la composante réactive, il est possible de stabiliser le réseau via le contrôle de la fréquence du réseau ou la tension au point raccordement (PCC). En contrôlant la tension à ce point, il est également possible d'éviter les surtensions et de réduire les pertes de réseau. Les pertes du réseau peuvent être encore réduites si une stratégie d'optimisation est appliquée en multi-bus systèmes.

La tension de la liaison continue entre le convertisseur côté rotor et le convertisseur côté réseau est illustrée sur la figure 4.51 et le zoom sur la figure 4.52. L'impact de défaut sur la tension continue est remarquable, l'intervention du contrôle après chaque défaut est rapide et contribue à la stabilité du système. Le transitoire élevé de la tension du circuit intermédiaire est principalement dû à l'oscillation de la puissance de sortie convertisseur.

L'intervention du contrôleur proposé reste remarquablement et insensible à la variation du débit d'eau hydraulique en présence de multiples défauts avec une plus petite oscillation.

En plus de la régulation de la tension et de la fréquence du réseau, la prise en charge du réseau à travers les convertisseurs de puissance devraient pouvoir contribuer à amortir les oscillations de puissance, soit en mode de fonctionnement connecté au réseau ou en îlotage. Les oscillations peuvent détériorent la qualité de l'alimentation dans un réseau et peuvent même donner lieu à de graves problèmes de stabilité du système.

Les figures 4.43, 4.44 et 4.46 montrent que les grandeurs mécaniques et électriques de la GADA sont considérablement affectées par la baisse de tension du réseau dû aux défauts introduits.

L'algorithme de contrôle a un fonctionnement autonome et ne dépend pas des paramètres du système. Cela est dû à sa grande capacité à rejeter les perturbations et les incertitudes, de sorte que la plus grande robustesse puisse être obtenue. Les figures 4.49 et 4.50 affichent

respectivement la fréquence du générateur et du réseau, les deux fréquences sont synchronisées et restent autour de la valeur 50 Hz.

Le composant i_q détermine indirectement la puissance réactive, tandis que i_d décide indirectement le flux de puissance active. Ainsi, les puissances réactive et active sont contrôlées indépendamment. La figure 4.61 montre les variations de puissance active et réactive, la puissance active garde sa valeur nominale de 1,5 MW et la puissance réactive reste proche de zéro MVAR avec de légères perturbations apparaissent aux instants d'apparition des défauts triphasés et même pour la variation de débit d'eau avec une bonne dynamique.

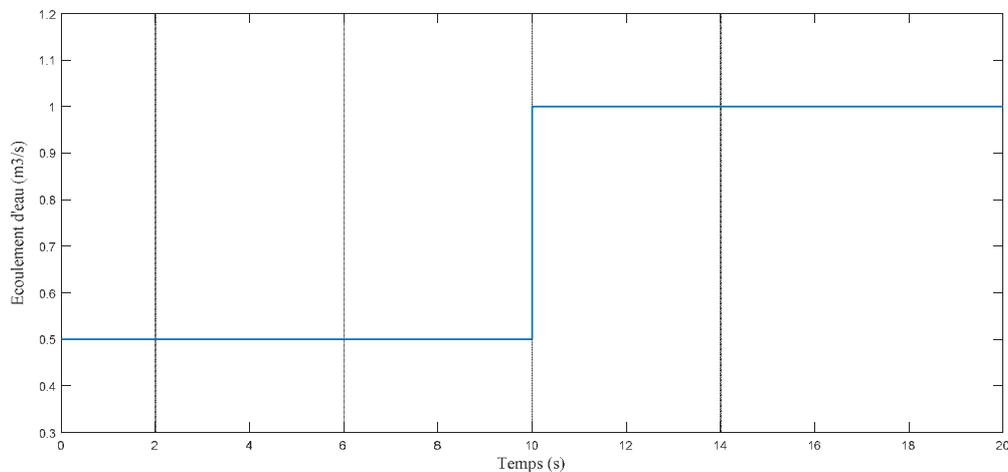


Figure 4.42 Profil d'eau variable de l'hydroélectrique

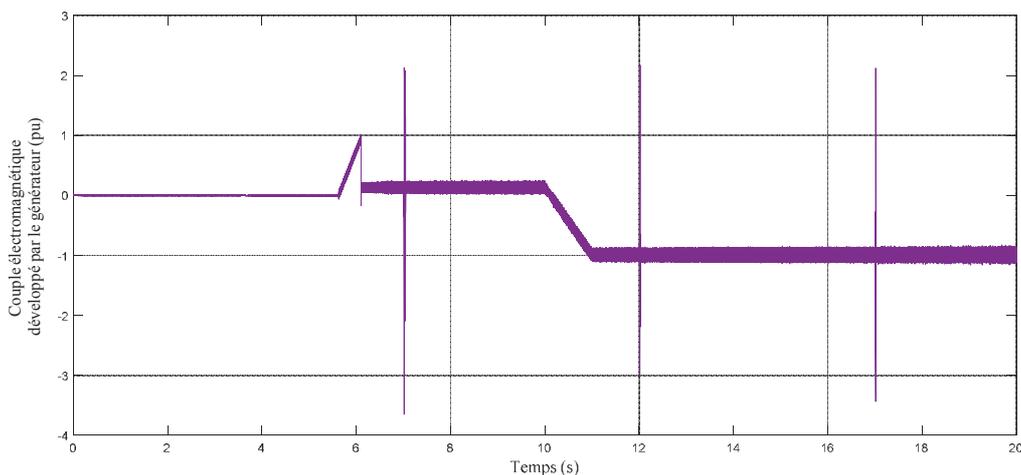


Figure 4.43 Couple électromagnétique fourni par la GADA

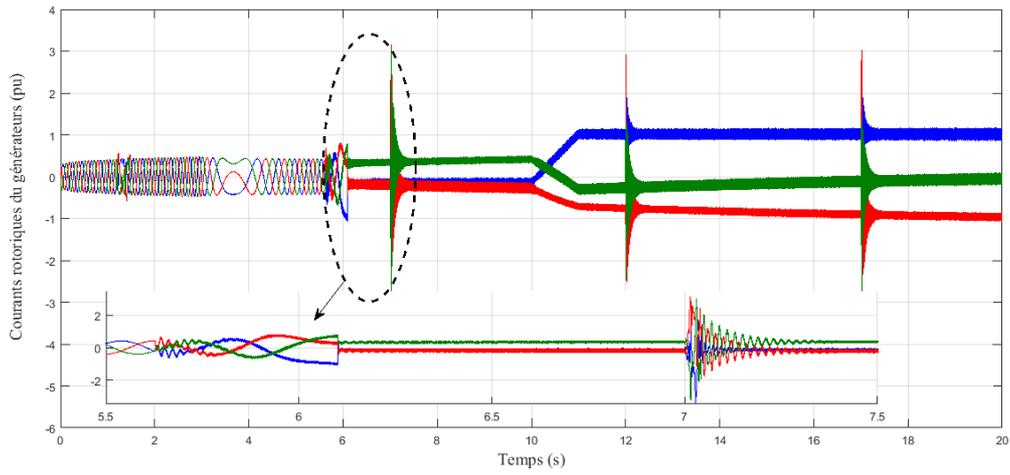


Figure 4.44 Courants rotoriques de la GADA

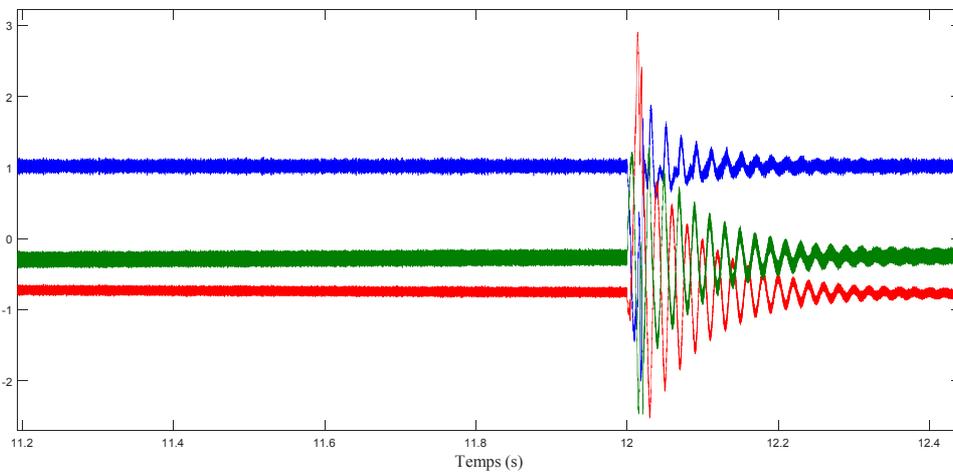


Figure 4.45 Zoom des courants rotoriques

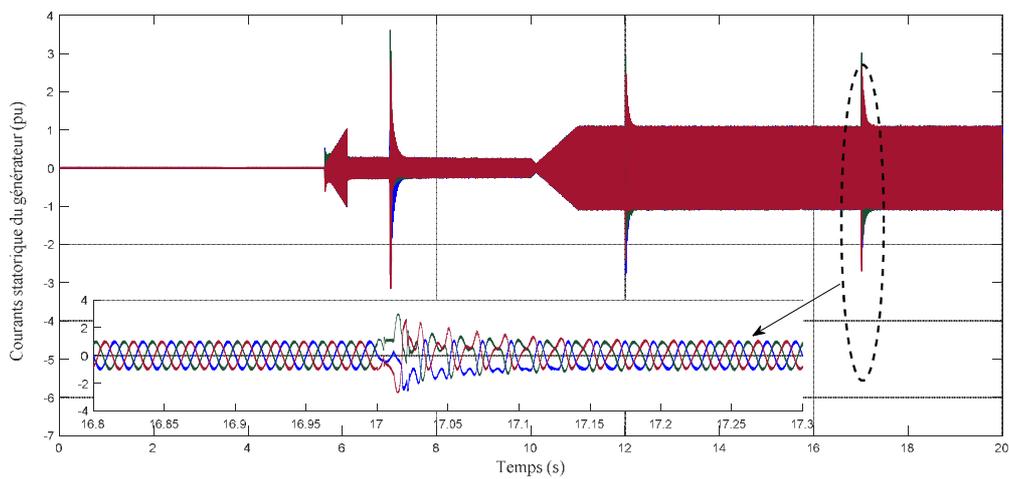


Figure 4.46 Courants statoriques du générateur

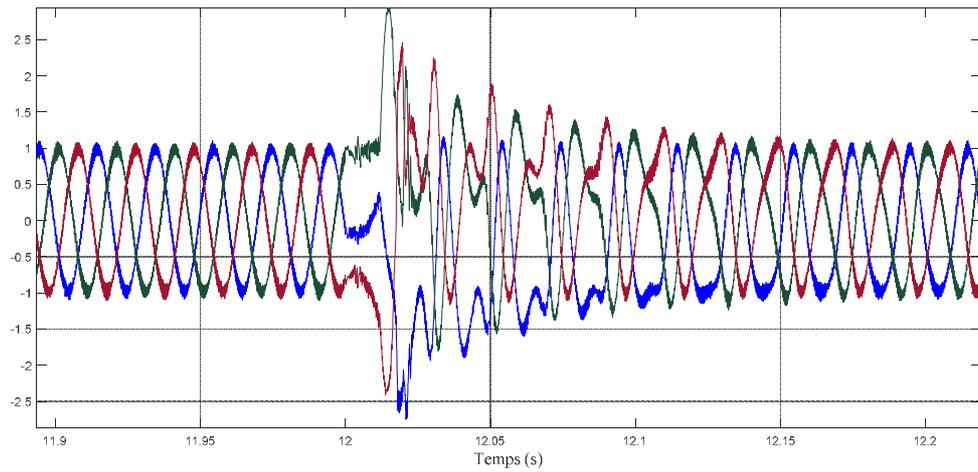


Figure 4.47 Zoom des courants statoriques du générateur

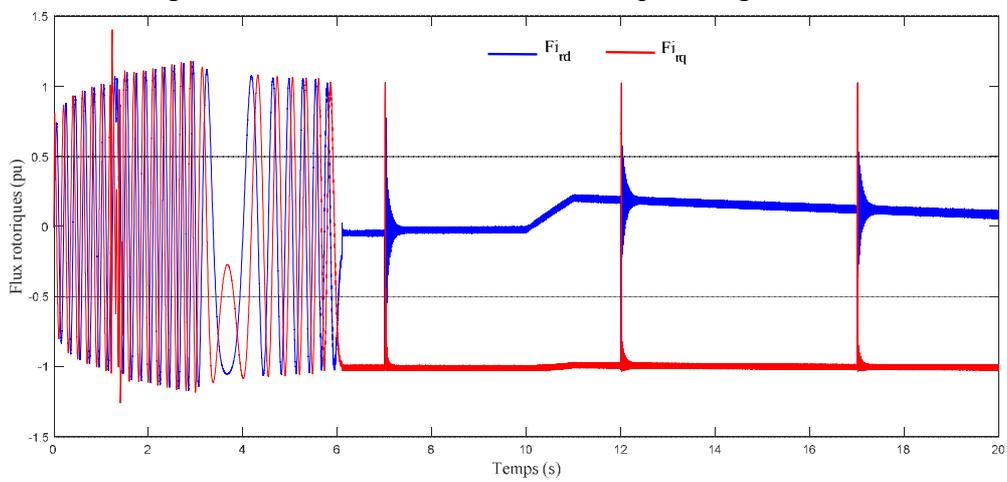


Figure 4.48 Composantes du flux rotoriques

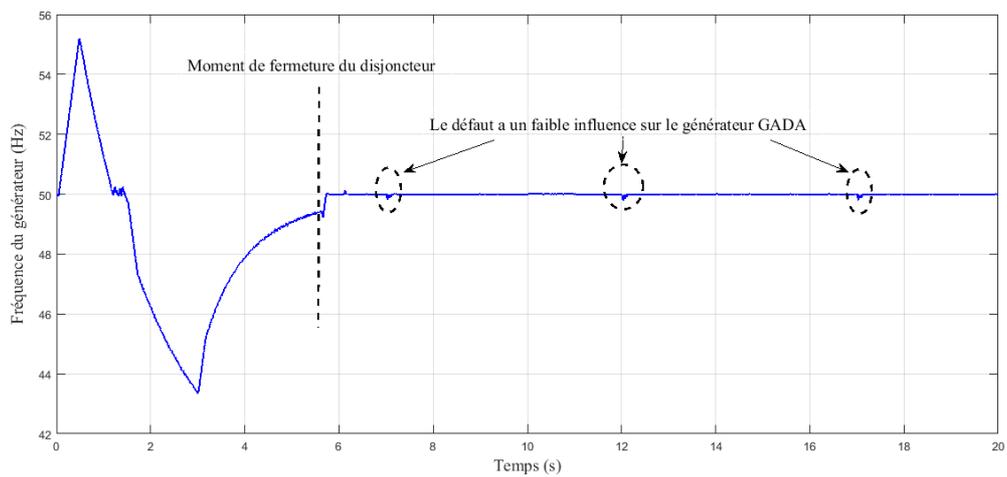


Figure 4.49 Fréquence du générateur GADA

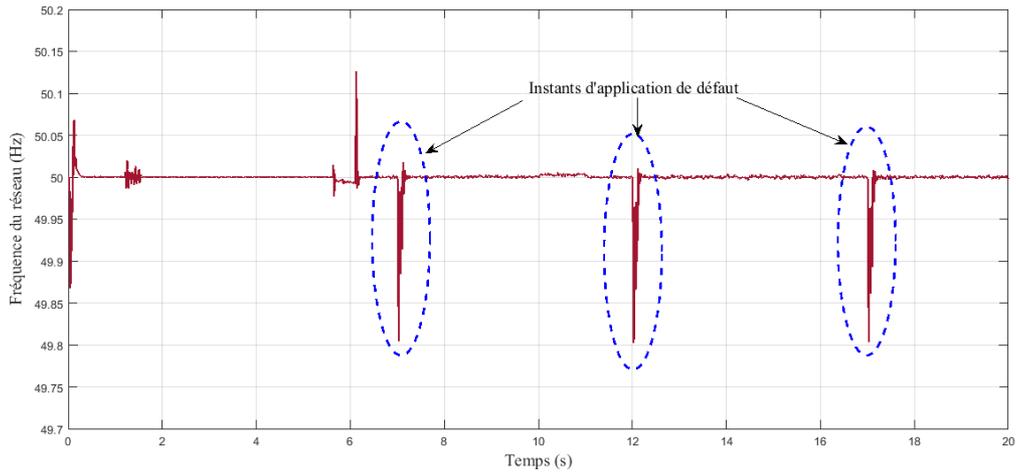


Figure 4.50 Impact des défauts sur la fréquence du réseau

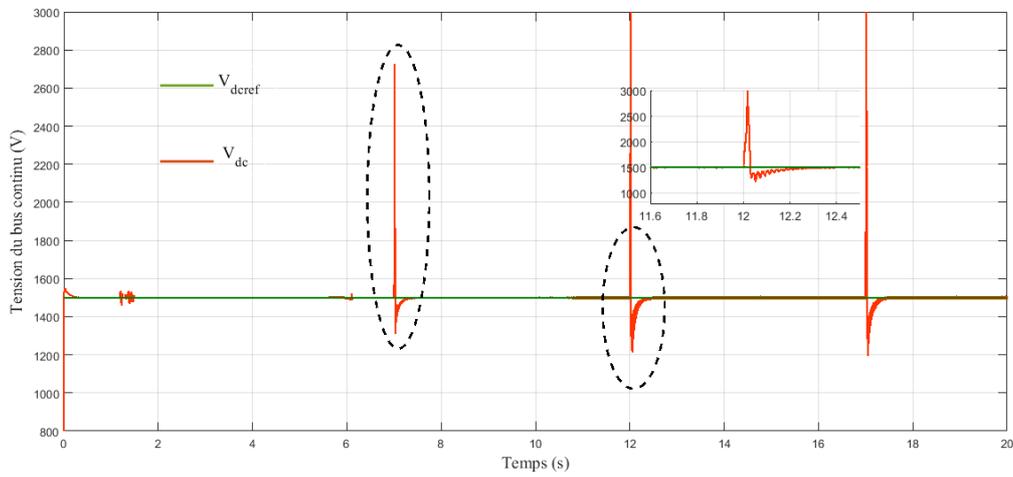


Figure 4.51 Tension du bus continu en présence des défauts aux différents instants

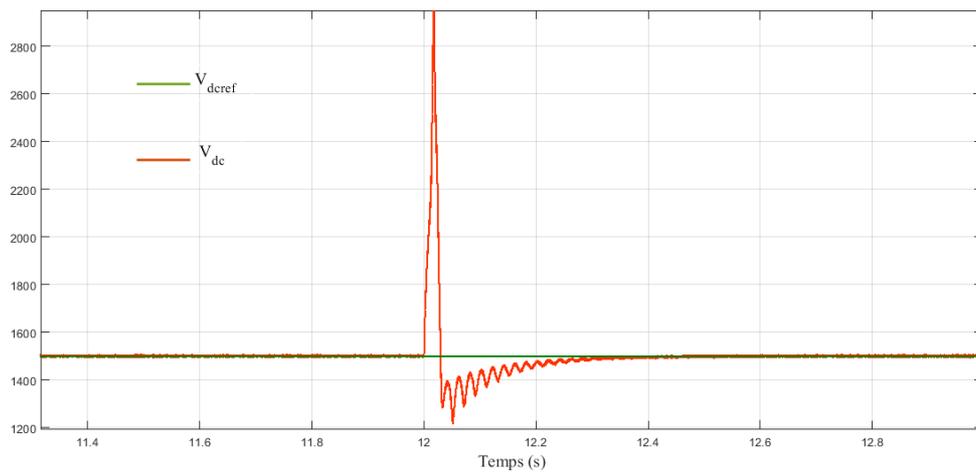


Figure 4.52 Zoom de la tension du bus continu lors de l'application de défaut

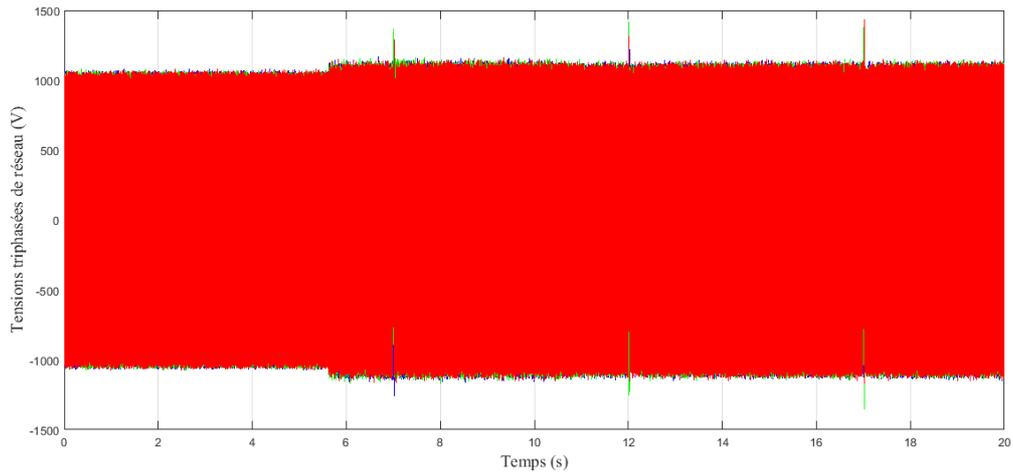


Figure 4.53 Tensions triphasées côté réseau

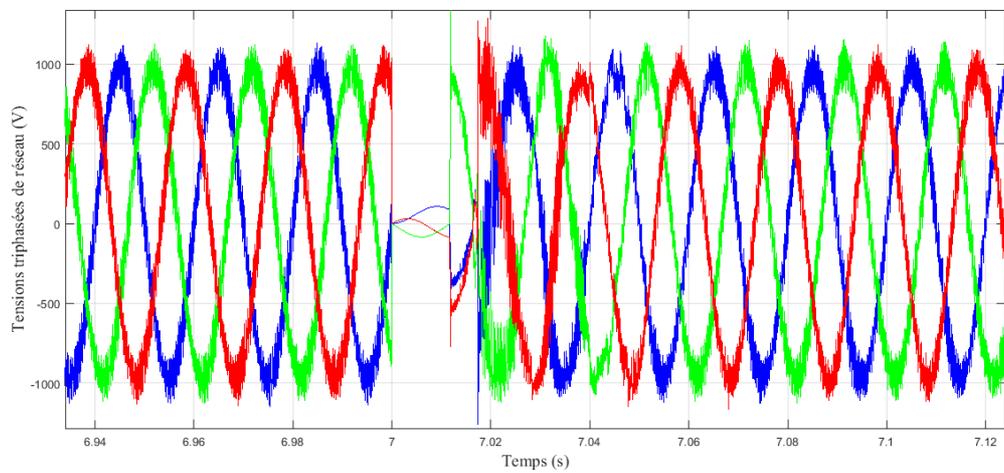


Figure 4.54 Zoom de la chute de tension symétrique au PCC du système simulé en raison du défaut triphasé

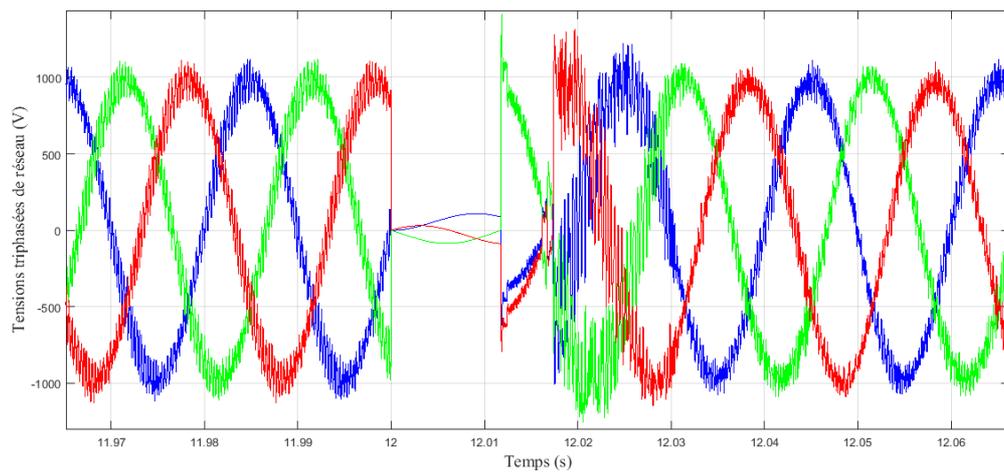


Figure 4.55 Zoom de la tension écrasée en présence de défaut triphasé à l'instant $t=12-12.01$ s

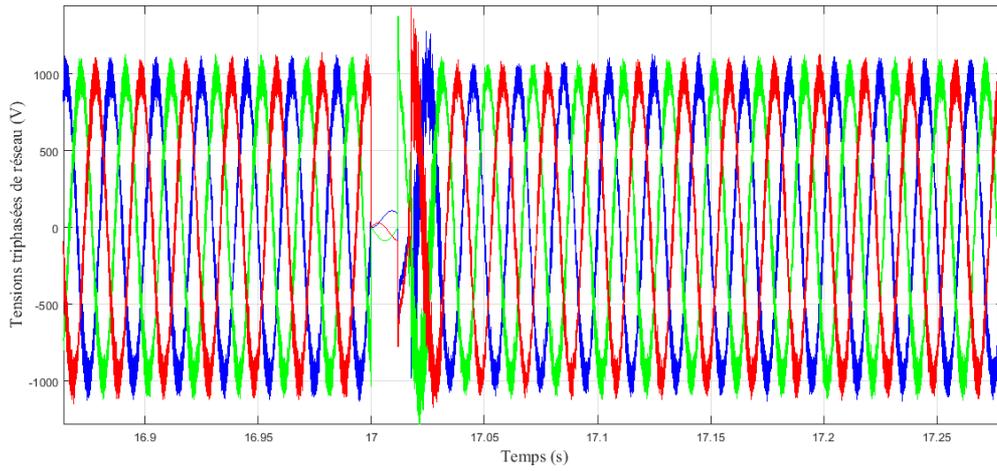


Figure 4.56 Zoom de la tension écrasée en présence de défaut triphasé à l'instant $t=17-17.01$ s

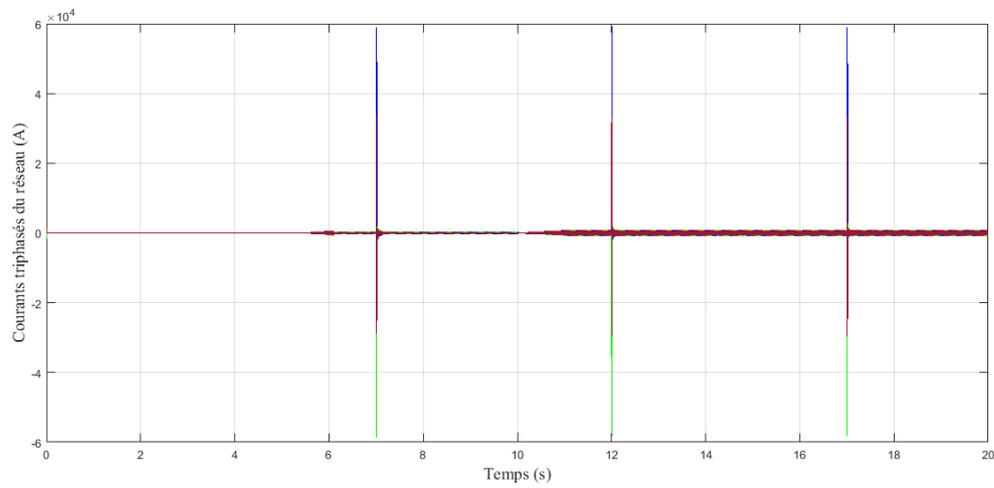


Figure 4.57 Courants triphasés côté réseau

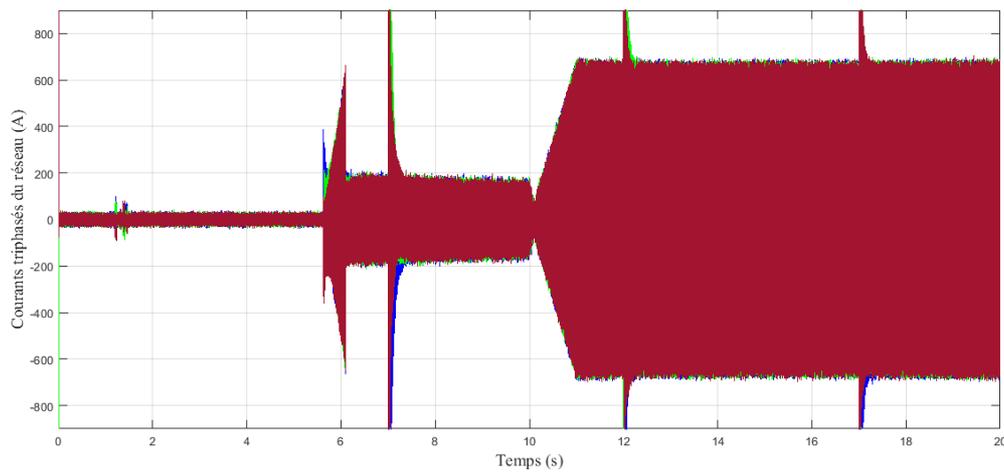


Figure 4.58 Zoom des courants triphasés côté réseau aux instants d'application des défauts

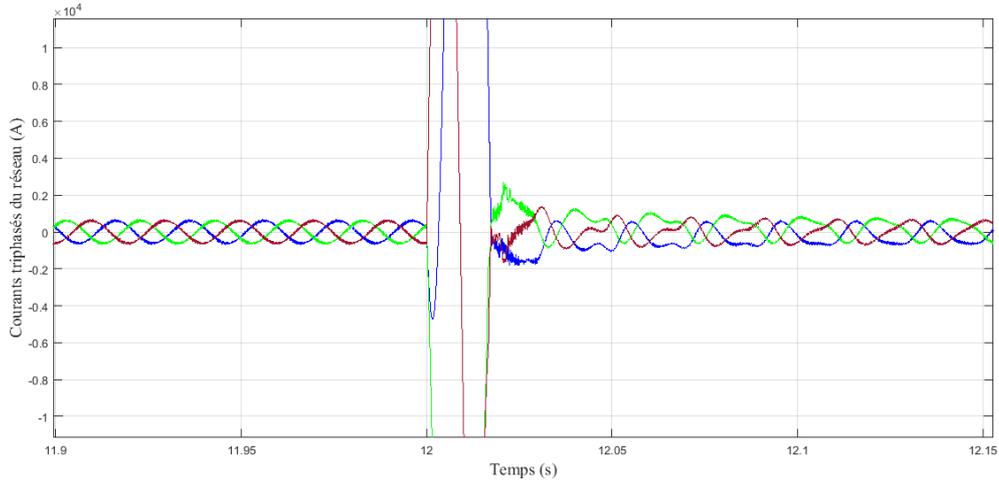


Figure 4.59 Zoom du pic de courant triphasé côté réseau à l'instant $t=12$ s qui correspond à l'application du défaut

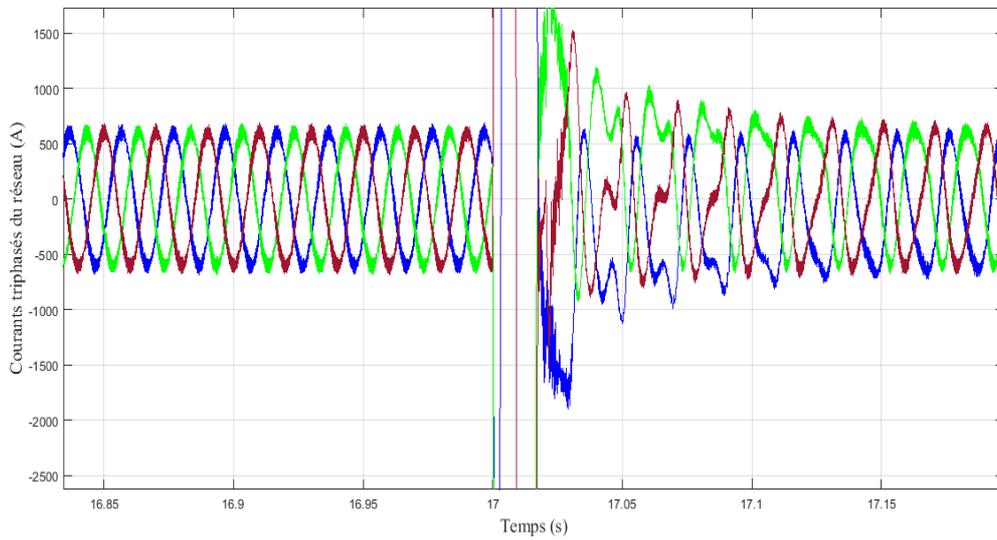


Figure 4.60 Zoom du pic de courant triphasé côté réseau à l'instant $t=17$ s qui correspond à l'application du défaut

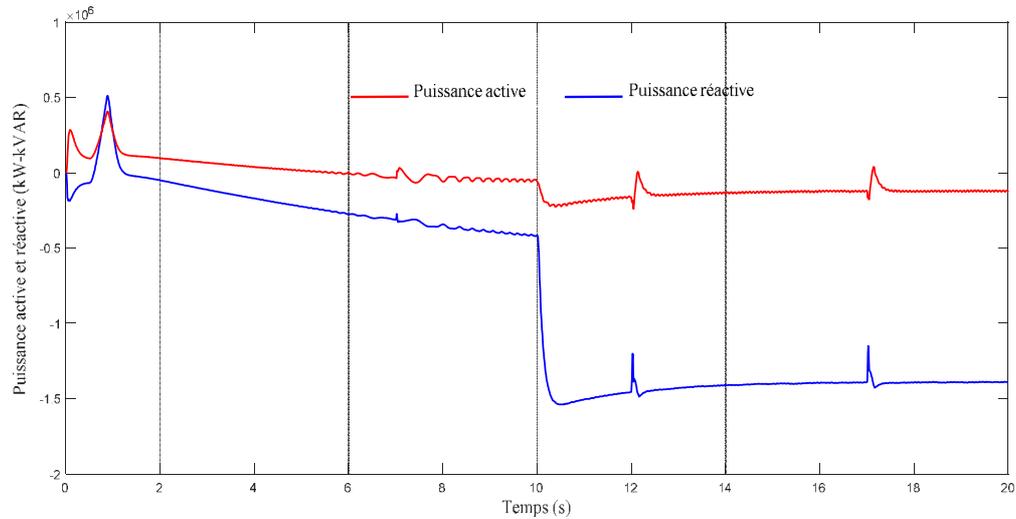


Figure 4.61 Evolution des puissances active et réactive en cas des défauts se produits côté réseau

Les figures 4.52 à 4.55 montrent l'évolution des courants triphasés du réseau. Le réseau est une source de tension, donc le courant de ligne doit être contrôlé afin de réguler l'échange de puissance avec le réseau. Par conséquent, le contrôle de la puissance délivrée est basé sur le réseau contrôle actuel. Les courants du réseau seront extraits du courant continu du bus intermédiaire. Par conséquent, le couple de la génératrice est adapté pour maintenir la tension du bus continu constante.

L'établissement de la sinusoïde du courant prend un temps significatif par rapport à une chaîne de conversion hydroélectrique dotée par une GSAP. Ce qui implique une mauvaise qualité d'énergie délivrée au réseau pendant un temps bien déterminé.

4.16 Conclusion

Dans ce chapitre, un générateur à induction à double alimentation en tant que système de conversion de puissance dans les turbines hydroélectriques est analysé par contrôle vectoriel pour un meilleur contrôle du réseau tout en injectant la puissance active requise du système.

Une conception d'un contrôleur optimal pour une turbine liée à une GADA de 1,5 MW est utilisée pour améliorer les performances de l'ensemble du système sous perturbation externe.

L'approche proposée utilisée dans la chaîne de conversion par rapport à la technique de modulation conventionnelle donne une valeur de THD minimale et des ondulations de puissance et elle réduit considérablement la puissance active de bavardage et le couple électromagnétique, évitant ainsi les dommages causés par les contraintes mécaniques excessives de la turbine hydroélectrique.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Le travail présenté dans cette thèse a porté sur la production et la commande d'une chaîne de génération électrique à base d'hydraulique à vitesse variable.

Les travaux ont eu pour but d'utiliser les possibilités offertes par la technologie de la vitesse variable pour la maximisation du rendement de la génératrice hydraulique et l'harmonisation de son fonctionnement sous différents modes.

Le premier chapitre a été accentué sur les généralités des centrales de production hydroélectrique notamment les microcentrales.

Dans le deuxième chapitre, le travail mené a bien été une étude sur la technologie des microcentrales hydrauliques à vitesse variable. Différentes topologies ont été établies dans le but de choisir une structure basée sur deux types de génératrices à savoir une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) et puis une génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) interfacées chacune au réseau par un redresseur triphasé de type Vienna et un onduleur de tension à trois niveaux via un bus continu. Les éléments de la chaîne de conversion hydroélectrique ont été modélisés afin de faire une simulation numérique.

Le chapitre 3 a porté sur la commande de la microcentrale hydraulique à vitesse variable. Trois stratégies de contrôle ont été élaborées. La première concerne la commande MPPT de la turbine hydroélectrique où l'objectif principal a été l'optimisation du rendement de la turbine hydraulique par la vitesse variable, suivie par l'introduction de la commande vectorielle au système. La technique de backstepping a été appliquée pour le contrôle des courants de la génératrice synchrone à aimant permanent. Cette commande est efficace face à la complexité et la non linéarité du système étudié. En outre, elle permet de réduire les chattering aux niveaux des grandeurs contrôlées.

Tandis que le quatrième chapitre a porté sur l'introduction de la technique à mode glissant d'ordre supérieur en mode connecté au réseau pour le contrôle des courants de la génératrice asynchrone à double alimentation.

Des stratégies appliquées pour but de contrôler les puissances actives et réactives du système ainsi que la tension du bus continu. Une commande par backstepping et par mode glissant ont été introduites dans le but d'assurer une alimentation sans interruption en respectant les normes et la sensibilité des réseaux électriques.

Des simulations numériques ont été effectuées dans le cas d'une perturbation qui réside dans la variation du débit d'eau de la turbine hydroélectrique. Les résultats obtenus ont été analysés et interprétés.

A la fin des travaux de cette thèse on estime avoir contribué à:

- La modélisation et la simulation dynamique d'une microcentrale hydraulique qui permet le soutien d'un réseau ou l'alimentation des charges isolées sous différents scénarios.
- L'optimisation du fonctionnement de la microcentrale hydraulique grâce l'algorithme de la commande MPPT proposée.
- L'analyse de la qualité des courants injectés au réseau et surtout l'effet des oscillations de la vitesse de rotation.
- La commande du système à vitesse variable doté d'une GSAP par la technique Backstepping puis le même système doté d'une GADA par mode glissant d'ordre supérieur. Ces commandes été proposées comme alternative à la commande en vitesse afin de simplifier cette dernière par l'élimination de sa boucle de contrôle.
- La simulation dynamique en utilisant Matlab/Simulink. Les résultats obtenus sont très encourageants.

Les perspectives du travail de recherche de cette thèse sont ouvertes. Elles peuvent viser à court terme l'étude du comportement de la microcentrale sur un banc d'essai expérimental (émulateur) en utilisant des convertisseurs de puissance avancés et leurs stratégies de commande intelligentes associées. A long terme, on peut envisager de valider les lois de commande sur site.

Liste des figures

Chapitre 1 Généralités sur l'hydroélectricité

Figure 1.1 : Production de l'électricité-hydroélectricité en Algérie.....	11
Figure 1.2 Domaine d'utilisation des différents types de turbines.....	18
Figure 1.3 : les différents modes de fonctionnement de la GADA.....	20
Figure 1.4 : Principe d'une centrale hydraulique.....	24
Figure 1.5 : Schéma de principe du super-condensateur déchargé et chargé.....	28
Figure 1.6 : Principe de fonctionnement d'une station de transfert d'énergie par pompage....	30
Figure 1.7: Station de transfert d'énergie par pompage en montagne.....	30

Chapitre 2 Modélisation de la chaîne de conversion hydroélectrique

Figure 2.1 : Configurations existantes pour la vitesse variable de MHPP.....	38
Figure 2.2 : Caractéristiques de la turbine hydroélectrique.....	40
Figure 2.3 : Modèle mécanique de la turbine hydraulique.....	41
Figure 2.4 Schéma bloc du modèle de la turbine hydraulique.....	42
Figure 2.5 schéma d'une phase de la génératrice synchrone à aimant de type Behn-Eschenburg.....	46
Figure 2.6: Topologie d'un redresseur triphasé de Vienna.....	49
Figure 2.7 : Redresseur unidirectionnel Vienna monophasé.....	50
Figure 2.8 Principe de fonctionnement du redresseur Vienna pendant l'alternance positive...	51
Figure 2.9 : Principe de fonctionnement, alternance négative.....	52
Figure 2.10 : Structure de commande du redresseur Vienna monophasé.	53
Figure 2.11 : Schéma monophasé équivalent d'un redresseur de type Vienna.....	54
Figure 2.12 : schéma de bus continu.....	55
Figure 2.13 : régulation de la tension du bus continu.....	56
Figure 2.14 : Schéma de principe d'un onduleur à trois niveaux.....	57
Figure 2.15 : Structure du CCR.....	58
Figure 2.16. Convertisseur boost.....	58
Figure 2.17 : Schéma idéal du convertisseur boost.....	59

Chapitre3 **CONTROLE DE LA CHAINE HYDROELECTRIQUE BASE SUR UNE GSAP**

Figure 3.1. Structure de contrôle d'un générateur à base d'un onduleur de tension contrôlé en mode VF.....	66
Figure 3.2. Structure de contrôle d'un générateur programmable à base d'un onduleur de tension contrôlé en mode PQ.....	66
Figure 3.3. Structure de contrôle d'un générateur non programmable à base d'un onduleur de tension contrôlé en mode PQ.....	67
Figure 3.4. Structure générale de contrôle d'un générateur à base d'un onduleur de puissance contrôlé en tension.....	68
Figure 3.5 Système de contrôle d'un FSC-HPP. SVRT: référentiel de tension statorique, (RRF) référence du rotor cadre (RRF)	70
Figure 3.6. Schéma de principe de la commande du convertisseur côté générateur.....	71
Figure 3.7. Diagramme vectoriel pour trois stratégies de contrôle du convertisseur côté générateur	72
Figure 3. 8. Schéma fonctionnel du système de contrôle du convertisseur côté générateur.....	76
Figure 3.9. Schéma de structure du convertisseur de source de tension PWM côté réseau.....	76
Figure 3.10. Schéma fonctionnel du système de contrôle du convertisseur côté réseau.....	80
Figure 3. 11. Définition du flux de puissance entre la liaison continue et le réseau.....	84
Figure 3.12. Schéma fonctionnel du système de conversion d'énergie proposé pour la centrale hydroélectrique.....	85
Figure 3. 13. Schéma de contrôle par Backstepping.	89
Figure 3.14 Profile variable d'écoulement d'eau.	90
Figure 3.15 Vitesse mécanique développée par la turbine hydroélectrique.	91
Figure 3.16 Couple mécanique de la turbine hydroélectrique.	91
Figure 3.17 Couple électromagnétique de la génératrice GSAP de réseau.	91
Figure 3.18 Tension continue du circuit intermédiaire.	92
Figure 3.19 Tension continue à la sortie du redresseur.	92
Figure 3.20 Courant continu à la sortie du redresseur... ..	92
Figure 3.21 Courants triphasés côté réseau.	93
Figure 3.22 Zoom du courant.	93
Figure 3.23 Tensions triphasées côté réseau.	93
Figure 3.24 Zoom de tensions triphasées côté réseau.	94

Figure 3.25 Evolution de la puissance active et réactive.....	94
Figure 3. 26. Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique en présence de défaut...	95
Figure 3. 27. Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique.....	97
Figure 3. 28. Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique.....	97
Figure 3. 29. Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique.....	97
Figure 3. 30. Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique.....	98
Figure 3. 31. Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique.....	98
Figure 3. 32. Simulation de la chaîne de conversion hydroélectrique	98
Figure 3. 33. Le courant continu à l'entrée du hacheur.....	99
Figure 3. 34. La tension continue aux bornes du bus intermédiaire.....	99
Figure 3. 35. Allure du courant triphasé du côté réseau.....	99
Figure 3. 36. Zoom du courant triphasé du côté réseau lors du défaut.....	100
Figure 3. 37. Zoom du courant triphasé du côté réseau avant, après et lors du défaut.....	100
Figure 3. 38. Tensions triphasées triphasés du côté réseau.....	100
Figure 3. 39. Zoom de la tension triphasée du côté réseau lors du défaut.....	101
Figure 3. 40. Zoom de la tension triphasée du côté réseau avant, après et lors du défaut.....	101
Figure 3. 41. Puissance active et réactive de côté du réseau.	101

Chapitre 4 Contrôle avancé de la chaîne hydroélectrique raccordée au réseau

Figure 4.1. Schéma fonctionnel d'une centrale hydroélectrique avec configuration de conversion de puissance et objectifs de contrôle.....	106
Figure 4.1. Objectifs de configuration et de contrôle des hydroélectriques avec BTB 2L-VSC.....	107
Figure 4. 2. Objectifs de configuration et de contrôle des hydroélectriques avec 3L BTB NPC.....	108
Figure 4.4 Schéma fonctionnel d'une centrale hydroélectrique avec configuration de conversion de puissance et objectifs de contrôle.....	109
Figure. 4.5. Schéma de contrôle de l'ensemble du système de conversion de l'énergie hydroélectrique.....	110
Figure. 4.6. Schéma bloc avec asservissement de la vitesse mécanique.....	112
Figure 4.7. Principe de base de la poursuite du MPP.....	113
Figure 4.8. Algorithme détaillé de la technique MPPT.....	115

Figure 4.9. Système d'étude global, compris les sous-systèmes d'alimentation et de control.....	117
Figure 4.10. Stratégie de commande découplée PI de la GADA.....	119
Figure 4.11. Schéma d'un système de production d'énergie hydroélectrique basé sur une GADA.	120
Figure 4.12. Circuit équivalent de la GADA.....	120
Figure 4.13. Structure du convertisseur côté réseau.....	122
Figure 4.14. Stratégie de contrôle découplé PQ de la GADA.	124
Figure 4.15. Diagramme de contrôle GADA avant de se connecter au réseau.	126
Figure 4.16. Diagramme de contrôle GADA après la connexion au réseau.	128
Figure 4.17. Schéma de la commande par mode glissant d'ordre supérieur du convertisseur côté rotor.....	130
Figure 4.18. Schéma de la commande par mode glissant du convertisseur côté réseau.....	132
Figure 4.19 Profil d'écoulement d'eau constant.....	134
Figure 4.20 Couple électromagnétique développé par la GADA.....	134
Figure 4.21 Vitesse mécanique de la GADA.	134
Figure 4.22 Courants triphasés statoriques du générateur de la GADA.....	135
Figure 4.23 Zoom des courants triphasés statoriques de la GADA.....	135
Figure 4.24 Courants triphasés rotoriques du générateur GADA.....	135
Figure 4.25 Zoom des courants triphasés statoriques de la GADA.....	136
Figure 4.26 Les composantes du flux rotoriques du générateur GADA.....	136
Figure 4.27 Zoom des flux rotoriques de la GADA.....	136
Figure 4.28 Evolution de la fréquence du générateur.....	137
Figure 4.29 Evolution de la fréquence du réseau.....	137
Figure 4.30 Réponse dynamique de la commande proposée : tension du bus continu.....	137
Figure 4.31 Réponse dynamique de la commande proposée : tension du réseau.....	139
Figure 4.32 Réponse dynamique de la commande proposée : puissance active et réactive du réseau.....	139
Figure 4.33 Fonction d'appartenance pour les variables d'entrée.....	139
Figure 4.34 Les Caractéristiques mécaniques produites par la centrale hydroélectrique sous un débit d'eau variable.....	140
Figure 4.35 Réponse dynamique de la GADA avec la stratégie de commande proposée.....	140

Figure 4.36 Réponse dynamique de la GADA de la stratégie de commande proposée.....	141
Figure 4.37 Réponse dynamique de la GADA de la stratégie de commande proposée.....	142
Figure 4.38 Réponse dynamique de la commande proposée : tension du bus continu, fréquence de la génératrice et fréquence du réseau.....	142
Figure 4.39 Réponse dynamique de la stratégie de commande proposée.....	143
Figure 4.40 Tension et courant de phase du réseau.....	143
Figure 4.41 Analyse spectrale et THD du courant et de la tension de la phase A du réseau..	144
Figure 4.42 Etude de la chaîne de conversion hydroélectrique raccordée au réseau en présence de défaut.....	146
Figure 4.43 Profil d'eau variable de l'hydroélectrique.....	148
Figure 4.44 Couple électromagnétique fourni par la GADA.....	148
Figure 4.45 Courants rotoriques de la GADA.....	148
Figure 4.46 Zoom des courants rotoriques.	149
Figure 4.47 Courants statoriques du générateur.....	149
Figure 4.48 Zoom des courants statoriques du générateur.....	149
Figure 4.49 Composantes du flux rotoriques.....	150
Figure 4.50 Fréquence du générateur GADA.....	150
Figure 4.51 Impact des défauts sur la fréquence du réseau.....	150
Figure 4.52 Tension du bus continu en présence des défauts aux différents instants.....	151
Figure 4.53 Zoom de la tension du bus continu lors de l'application de défaut.....	151
Figure 4.54 Tensions triphasées côté réseau.....	151
Figure 4.55 Zoom de la chute de tension symétrique au PCC du système simulé en raison du défaut triphasé.....	152
Figure 4.56 Zoom de la tension écrasée en présence de défaut triphasé à l'instant $t=12-12.01$ s.....	152
Figure 4.57 Zoom de la tension écrasée en présence de défaut triphasé à l'instant $t=17-17.01$ s.....	152
Figure 4.58 Courants triphasés coté réseau.....	153
Figure 4.59 Zoom des courants triphasés coté réseau aux instants d'application des défauts.....	153
Figure 4.60 Zoom du pic de courant triphasé coté réseau à l'instant $t=12$ s qui correspond à l'application du défaut.....	153

Figure 4.61 Zoom du pic de courant triphasé côté réseau à l'instant $t=17$ s qui correspond à l'application du défaut.....	154
Figure 4.62 Evolution des puissances active et réactive en cas des défauts qui se produisent côté réseau.....	154

Liste des tableaux

Chapitre I Généralités sur l'hydroélectricité

Tableau 1.1	Bilan mondial de la production d'électricité année 2018	7
Tableau 1.2	Energie renouvelable a réalisé pour le marché national sur la période 2015-2030	9
Tableau 1.3	Les centrales hydrauliques en Algérie	10
Tableau 1.4	Catégories d'une centrale hydroélectrique	12
Tableau 1.5	Catégories des centrales selon les pays	13
Tableau 1.6	Les différents types de turbines	17
Tableau 1.7	Lois de similitudes en hydraulique pour une turbine	32

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

- [1] L.BELHADJI, optimisation du contrôle commande d'un système hydraulique réversible a vitesse variable''. Science de l'ingénieur physique, université de Grenoble Français, 2013.
- [2] Carrasco JM, Franquelo LG, Bialasiewicz JT, Galvan E, Portillo R, Prats MM, Leon JI,, «Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources,» IEEE Trans Ind Electron, vol. 53, p. 1002–1016, 2006.
- [3] D. Xiang, L. Ran, P. J. Tavner, S. Yang, «Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through,» IEEE Trans. Energy Convers, vol. 21, n° %13, p. 652–662, 2006.
- [4] D. Xiang, L. Ran, P. J. Tavner, S. Yang, « Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through,» IEEE Trans. Energy Convers, vol. 21, n° %13, p. 652–662, 2006.
- 5] http://www.energies-renouvelables.org/energies_renouvelables.asp 24.01.2021 a 02.49
- [6] <https://www.missionenergie.goodplanet.org/fiche/les-energies-hydrauliques-2/>
- [7] Source : <http://www.memalgeria.org/francais/index.php?page=hydroelectrique>
- [8] A, HOSSEIN RAJAEI, M. MOHAMADIAN, S, M, DEGHAN AND A.YAZDIAN, “PMSG-based variable speed wind energy conversion system using Vienna rectifier”, European Transactions on electrical Power, Euro. Trans. Electr. Power 2011; 21:954–972, published online 25August, 2010 in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/etep.488 .
- [9] [file:///C:/Users/SAMSUNG/Downloads/1753-1-4918-1-10-20160907%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/SAMSUNG/Downloads/1753-1-4918-1-10-20160907%20(2).pdf) 15.01.2021 a 01.32
- [10] A. Berkani, Contrôle direct du couple d'une machine asynchrone alimentée par un onduleur multiniveaux basé sur la logique floue et l'apprentissage par renforcement, Alger: Thèse de magister Ecole militaire polytechnique, 2009.

- [11] Ş.BREBAN, “étude du système de conversion électromécanique d’une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable”, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, thèse de Doctorat, 2008.
- [12] P. FREDERIC, “Etude et commande de génératrices asynchrones pour L’utilisation de l’énergie éolienne,” Thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [13] K. Ma, Power electronic for the next generation wind turbine system, Springer, 2015.
- [14] T.GHENNAM, “Supervision d’une fermeéolienne pour son intégration dans la gestion d’un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation,” Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2011
- [15] Z. Chen, J. Guerrero, F. Blaabjerg, «A review of the state of the art of power electronics for wind turbines,» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, n° %18, p. 1859–1875, 2009.
- [16] Butterfield, E. Muljadi and C., «Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation,» IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 37, n° %11, p. 240–246, 2001.
- [17] Wei, L.; Liu, Z.; Zhao, Y.; Wang, G.; Tao, Y. Modeling and Control of a 600 kW Closed Hydraulic Wind Turbine with an Energy Storage System. Appl. Sci. 2018, 8, 1314.
- [18] Baoling, G., Bacha, S., Alamir, M., Amgad, M. (2018). Variable speed micro-hydro power generation system: Review and Experimental results. Symposium de Génie Electrique (SGE 2018), Nancy, France.
- [19] Yang, Weijia. (2017). Dynamic Processes and Active Power Control of Hydropower Plants, Thesis Uppsala University.
- [20] Bouradi, S., Araria, R., Negadi, K., Marignetti, F. (2020). Nonlinear control of permanent magnet synchronous motor for high performances electric vehicle. TecnicaItaliana-Italian Journal of Engineering Science, Vol. 64, No. 2-4, pp. 317-324. <https://doi.org/10.18280/ti-ijes.642-429>.
- [21] Boudali, A., Negadi, K., Berkani, A., Boudiaf, M., Marignetti, F. (2020). Fuzzy logic control of DFIG small hydropower plant connected to the electrical grid.

- TecnicAIaliana-Italian Journal of Engineering Science, Vol. 64, No. 2-4, pp. 303-311. <https://doi.org/10.18280/ti-ijes.642-427>.
- [22] Guan, Y., Quintero, J. C. V., Guerrero, J. M., Wang, Y., & Feng, W. (2015). Frequency Stability of Hierarchically Controlled Hybrid Photovoltaic-Battery-Hydropower Microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51(6), 4729-4742. <https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2458954>.
- [23] L. Belhadji, S. Bacha and D. Roye, "Modeling and control of variable-speed micro-hydropower plant based on Axial-flow turbine and permanent magnet synchronous generator (MHPP-PMSG)," *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Melbourne, VIC, 2011, pp. 896-901, doi: 10.1109/IECON.2011.6119429.
- [24] Zhou, W. (2017). Modeling, Control and Optimization of a Hydropower Plant. University College of Southeast Norway Faculty of Technology, Natural Sciences and Maritime Sciences, PhD dissertation in Process, Energy and Automation Engineering, Doctoral dissertation no. 33 2017.
- [25] Ghodelbourk, S., Dib, D., Omeiri, A., & Azar, A. T. (2016). MPPT control in wind energy conversion systems and the application of fractional control ($PI\alpha$) in pitch wind turbine. *International Journal of Modelling, Identification and Control*, 26(2), 140-151.
- [26] B. Lahfaoui, S. Zouggar, M. L. Elhafyani and M. Seddik, "Experimental study of P&O MPPT control for wind PMSG turbine," *2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Marrakech, 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/IRSEC.2015.7455020.
- [27] A. Soetedjo, A. Lomi and Widodo Puji Mulayanto, "Modeling of wind energy system with MPPT control," *Proceedings of the 2011 International Conference on Electrical Engineering and Informatics*, Bandung, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEEI.2011.6021836.
- [28] Araria, R., Berkani, A., Negadi, K., Marignetti, F., Boudiaf, M. (2020). Performance analysis of DC-DC converter and DTC based fuzzy logic control for power management in electric vehicle application. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, Vol. 53, No. 1, pp. 1-9. <https://doi.org/10.18280/jesa.530101>.

- [29] D. Borkowski, "Analytical Model of Small Hydropower Plant Working at Variable Speed," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 4, pp. 1886-1894, Dec. 2018, doi: 10.1109/TEC.2018.2849573.
- [30] Krim, Y., Abbas, D., Krim, S., Mimouni, M. F. (2018). Classical vector, first-order sliding mode and high-order sliding-mode control for a grid-connected variable speed wind energy conversion system: A comparative study. *Wind Engineering* 2018, Vol. 42(1) 16–37 © The Author(s) 2017 Reprints and permissions: sagepub.co.uk/journalsPermissions.nav DOI: 10.1177/0309524X17723202 journals.sagepub.com/home/wie.
- [31] El Mourabit Youness, Derouich Aziz, El Ghzizal Abdelaziz, Bouchnaif Jamal, El Ouanjli Najib, Zamzoum Othmane, Mezioui Khalid, Badre BOSSOUFI, Implementation and validation of backstepping control for PMSG wind turbine using dSPACE controller board, *Energy Reports*, Volume 5, 2019, Pages 807-821, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.06.015>.
- [32] Yüksel Oğuz, İrfan Güney, Hüseyin Çalık, "Power Quality Control and Design of Power Converter for Variable-Speed Wind Energy Conversion System with Permanent-Magnet Synchronous Generator", *The Scientific World Journal*, vol. 2013, Article ID 783010, 14 pages, 2013. <https://doi.org/10.1155/2013/783010>
- [33] Doumi, M.'hamed, Aissaoui, Abdel Ghani, Tahour, Ahmed, et al. Nonlinear integral backstepping control of wind energy conversion system based on a Double-Fed Induction Generator. *Przeegląd Elektrotechniczny*, 2016, vol. 92, no 3, p. 130-135.
- [34] Errami, Y., Obbadi, A., Sahnoun, S., Benhmida, M., Ouassaid, M., & Maaroufi, M. (2016, July). Design of a nonlinear backstepping control strategy of grid interconnected wind power system based PMSG. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1758, No. 1, p. 030053). AIP Publishing LLC.
- [35] Venkata Yaramasu, Bin Wu, *Model Predictive Control of Wind Energy Conversion Systems*, **IEEE Press**, 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854
- [36] Ali Keyhani, *Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems*, Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, Published simultaneously in Canada.
- [37] Hassan Bevrani, Bruno Francois, Toshifumi Ise, *Microgrid Dynamics and Control*, This edition first published 2017, © 2017 John Wiley& Sons, Inc.

- [38] Haizea GAZTAÑAGA ARANTZAMENDI, Etude de Structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application aux microréseaux, thèse *Institut National Polytechnique de Grenoble*, 12/2006.
- [39] Touati Mustapha Kamel, Étude d'une Génératrice Éolienne Connectée au Réseau Électrique, Mémoire de Magister, Université de Batna, 01/2015
- [40] Cheick Ridha, Etude et Commande d'une Eolienne à base d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents et d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation
- [41] Qiuwei Wu, Yuanzhang Sun, Modeling and Modern Control of Wind Power, This edition first published 2018, © 2018 John Wiley & Sons Ltd
- [42] Terki Razika, Hosni Kahina, Amiar Fadila, Etude et Simulation d'une Micro-Centrale Hydroélectrique Connectée au Réseau, mémoire d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2012.
- [43] S. M. Muyeen, Wind Energy Conversion Systems, Department of Electrical Engineering, The Petroleum Institute, PO Box 2533, Abu Dhabi, U.A.E, 2012.
- [44] Baoling, G., Bacha, S., Alamir, M., Amgad, M. (2018). Variable speed micro-hydro power generation system: Review and Experimental results. Symposium de Génie Electrique (SGE 2018), Nancy, France
- [45] Yang, Weijia. (2017). Dynamic Processes and Active Power Control of Hydropower Plants, Thesis Uppsala University.
- [46] Chenna, A., Aouzellag, D., Ghedamsi, K. (2020). Study and control of a pumped storage hydropower system dedicated to renewable energy resources. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, Vol. 53, No. 1, pp. 95-102. <https://doi.org/10.18280/jesa.530112>.
- [47] Rached, B., Elharoussi, M., Abdelmounim, E. (2019). Fuzzy Logic Control for Wind Energy Conversion System based on DFIG. *International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS)*, Fez, Morocco, pp. 1-6, doi: 10.1109/WITS.2019.8723722.
- [48] Guan, Y., Quintero, J. C. V., Guerrero, J. M., Wang, Y., & Feng, W. (2015). Frequency Stability of Hierarchically Controlled Hybrid Photovoltaic-Battery-Hydropower Microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51(6), 4729-4742. <https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2458954>.
- [49] Zhou, W. (2017). Modeling, Control and Optimization of a Hydropower Plant. University College of Southeast Norway Faculty of Technology, Natural

- Sciences and Maritime Sciences, PhD dissertation in Process, Energy and Automation Engineering, Doctoral dissertation no. 33 2017.
- [50] Beltran, B., Benbouzid, M. E., Ahmed-Ali, T. (2012). Second-Order Sliding Mode Control of a Doubly Fed Induction Generator Driven Wind Turbine. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 27, N°. 2, June 2012, 0885-8969/\$31.00 © 2012 IEEE.
- [51] Hao, C., David, N., Dionysios, C., Aliprantis, C. (2012). Analysis of Permanent-Magnet Synchronous Generator with Vienna Rectifier for Wind Energy Conversion System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 4, N°. 1, January 2013. 1949-3029/\$31.00 © 2012 IEEE.
- [52] Berkani, A., Negadi, K., Allaoui, T., Marignetti, F. (2019). Sliding mode control of wind energy conversion system using dual star synchronous machine and three level converter. *Tecnica Italiana-Italian Journal of Engineering Science*, 63(2-4): 243-250. <https://doi.org/10.18280/ti-ijes.632-418>.
- [53] Krim, Y., Abbas, D., Krim, S., Mimouni, M. F. (2018). Classical vector, first-order sliding mode and high-order sliding-mode control for a grid-connected variable speed wind energy conversion system: A comparative study. *Wind Engineering* 2018, Vol. 42(1) 16–37 © The Author(s) 2017 Reprints and permissions: sagepub.co.uk/journals Permissions. nav DOI: 10.1177/0309524X17723202 journals.sagepub.com/home/wie.
- [54] Benbouhenni, H., Boudjema, Z., Belaidi, A. (2019). DPC based on ANFIS super-twisting sliding mode algorithm of a doubly-fed induction generator for wind energy system. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, Vol. 53, No. 1, pp. 69-80. <https://doi.org/10.18280/jesa.530109>.
- [55] Li, S., Haskew, T. A., Williams, K. A., Swatloski, R. P. (2012). Control of DFIG Wind Turbine With Direct-Current Vector Control Configuration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 1-11, doi: 10.1109/TSTE.2011.2167001.
- [56] Moussa, O., Benguesmia, H., Abdessemed, R., Benaggoune, S. (2019). High-order sliding mode control of a grid-connected brushless doubly fed induction generator. *International Conference on Mechanics and Energy, Monastir, Tunisia ICME'2019*
- [57] Boubzizi, S., Abid, H., El hajjaji, A., Chaabane, M. (2018). Comparative study of three types of controllers for DFIG in wind energy conversion system. Springer,

- Protection and Control of Modern Power Systems. 3:21
<https://doi.org/10.1186/s41601-018-0096-y>
- [58] Anjana, J., Shankar, S., Vanitha, V. (2018). Power Generation Using Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG) Based Variable Speed. Wind Energy Conversion System (WECS): An Overview, *Journal of Green Engineering*, Vol. 7 4, 477–504. doi: 10.13052/jge1904-4720.742.
- [59] Valavi, M.; Nysveen, A. Variable-Speed Operation of Hydropower Plants: A Look at the Past, Present, and Future. *IEEE Ind. Appl. Mag.* 2018, 24, 18–27.
- [60] Belhadji, L.; Bacha, S.; Munteanu, I.; Rumeau, A.; Roye, D. Adaptive MPPT Applied to Variable-Speed Microhydropower Plant. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2013, 28, 34–43.
- [61] Michas, M.; Ugalde-Loo, C.E.; Ming, W.; Jenkins, N.; Runge, S. Maximum power extraction from a hydrokinetic energy conversion system. *IET Renew. Power Gener.* 2019, 13, 1411–1419.

ملخص

هذا العمل يقدم النمذجة والتحكم في نظام التحويل لمحطة الطاقة الكهرومائية على أساس المولد غير المتزامن مزدوج التغذية (GADA) لإنتاج الطاقة الكهربائية. للقيام بذلك، تم إنشاء نموذج لكل مكون من المكونات الهيدروليكية والتوربينات، GADA والمحول، ثم استخدمنا التحكم في ناقل الحركة في وضع الانزلاق للتحكم في هذا المولد. الهدف الرئيسي من هذا الأمر هو التحكم في الصلاحيات التي يولدها المولد بطريقة مستقلة، حيث يتم فصلها عن طريق اتجاه تدفق الجزء الثابت.

الكلمات المفتاحية: محطة الطاقة الكهرومائية، المولد، مدى، الطاقة الكهربائية، التوربينات، المحول، التحكم في المتجهات، الوضع المنزلق، الطاقة، تدفق الجزء الثابت.

ABSTRACT

This work presents the modeling and control of a conversion system of a hydropower plant based on the double-fed asynchronous generator (DFAG) as well as the permanent magnet synchronous generator (PMSG) for the production of electric power. To do this, a model was established for each component of the hydraulics (Turbine, DFAG, PMSG and converter), then we used the vector control in sliding mode to control this generator.

The main objective of this command is to control the powers generated by the generator in an Independent way, they are decoupled by orientation of the stator flux.

Keywords : hydroelectric power plant, generator, PMSG, DFIG; electrical energy, turbine, converter, vector control, sliding mode, power, stator flux.

RESUME

Ce travail présente la modélisation et la commande d'un système de conversion d'une centrale hydroélectrique basée sur la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) ainsi que la génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP) pour la production de l'énergie électrique. Pour ce faire, un modèle a été établi pour chaque composant de l'hydraulique (Turbine, GADA, GSAP et convertisseur), puis nous avons utilisé des commandes avancées pour commander cette génératrice.

L'objectif principal de cette commande est de contrôler les puissances générées par la génératrice d'une façon Indépendante, on les découple par orientation du flux statorique.

Les mots clés : centrale hydraulique, génératrice, GSAP, GADA, énergie électrique, turbine, convertisseur, commande vectorielle, mode glissant, puissance, flux statorique.