

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN ABITIBI TÉMISCAMINGUE

**MODÉLISATION ET SIMULATION D'UN SYSTÈME  
ÉLECTRIQUE HYBRIDE À JUMELAGE  
HYDROÉLECTRIQUE-SOLAIRE, AVEC STOCKAGE À  
BATTERIES**

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN EXIGENCE PARTIELLE À LA  
MAÎTRISE EN INGÉNIERIE

PAR

DUCLAIR TIOMO

SEPTEMBRE 2019



# BIBLIOTHÈQUE

Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue  
Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue

## **Mise en garde**

La bibliothèque du Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue et de l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue a obtenu l'autorisation de l'auteur de ce document afin de diffuser, dans un but non lucratif, une copie de son œuvre dans Depositum, site d'archives numériques, gratuit et accessible à tous.

L'auteur conserve néanmoins ses droits de propriété intellectuelle, dont son droit d'auteur, sur cette œuvre. Il est donc interdit de reproduire ou de publier en totalité ou en partie ce document sans l'autorisation de l'auteur.

## **Warning**

The library of the Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue and the Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue obtained the permission of the author to use a copy of this document for non-profit purposes in order to put it in the open archives Depositum, which is free and accessible to all.

The author retains ownership of the copyright on this document. Neither the whole document, nor substantial extracts from it, may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

## RÉSUMÉ

L'exploitation simultanée de plusieurs sources d'énergie, lorsque rendue possible, permet de répondre efficacement à de nombreuses attentes des consommateurs électriques. Toutefois, cette perspective apporte de nouveaux défis quant à la stabilité du système résultant, sa fiabilité et sa résilience aux intempéries auxquelles il pourrait être soumis. Par ailleurs, des contraintes additionnelles sont introduites du fait de l'intégration dans ces systèmes, de nombreux équipements d'électronique de puissance et très souvent des dispositifs de stockage ayant des dynamiques variées. Ce mémoire a pour objectif l'étude, la modélisation et la simulation d'un système hybride à énergies hydroélectrique et solaire photovoltaïque avec stockage à batterie électrochimique. L'enjeu de l'étude est d'observer le comportement à différents niveaux de chaque unité de production et du système de stockage, de concevoir des contrôleurs adaptés et de faire une analyse des résultats obtenus. Le logiciel MATLAB/Simulink® est utilisé pour les simulations ; une étude conceptuelle de ces sources d'énergie et du système de stockage employant plus précisément des batteries au Lithium-Ion est réalisée. Une stratégie de contrôle hiérarchique est proposée en accord avec les développements récents dans la littérature sur le sujet ; des contrôleurs linéaires, principalement du type PI et PID sont implémentés afin de réguler la tension, la fréquence et d'autres variables du système dans diverses conditions de fonctionnement.

## ABSTRACT

The simultaneous exploitation of several energy sources, when made possible, provides effective solutions to many of the ever-increasing expectations of electrical consumers. However, this perspective poses new challenges for the stability, reliability and resiliency of the resulting systems to various incidents. Furthermore, additional constraints are introduced because of the integration in these systems of many power electronic equipment and very often storage devices with varied dynamics. This thesis aims to study, model and simulate a hybrid power system referred to as a micro-grid, which includes a hydropower plant, a solar photovoltaic power plant, and an electrochemical battery storage system. The challenge of the study is to observe the behavior at different levels of each production unit and storage system, to design appropriate controllers and to analyze the results obtained in relation to the state of the art on the subject. MATLAB/Simulink® software is used as simulation tool, a conceptual study of these energy sources and the storage system using Lithium-Ion batteries is realized. An hierarchical control strategy applied to the microgrid is proposed and linear controllers mainly of type PI and PID are set up to regulate the voltage, frequency and other system's variables under various operating conditions.



## Remerciements

Ce mémoire a été réalisé à l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue (UQAT), avec l'aide et le soutien de plusieurs intervenants. Je tiens à leur exprimer ma profonde gratitude et mes remerciements.

En premier lieu, au Professeur René Wamkeue (ing., Ph.D), qui fut mon directeur de recherche en début de formation dans ce programme de maîtrise, et qui a largement contribué à établir les bases conceptuelles desquelles le sujet a été tiré.

Au Professeur Nahi Kandil (ing., Ph.D, UQAT), dont l'accompagnement en tant que directeur pour la suite de mes travaux a été indispensable.

Au Professeur Géza Joós (M.Eng., Ph.D, McGill University), mon co-directeur dans ce travail de recherche, dont les différentes orientations techniques m'ont été très bénéfiques.

Je suis également reconnaissant envers mes nombreux amis rencontrés ici à Rouyn-Noranda, qui furent des soutiens moraux incommensurables ; je citerais Martin Taiki et Emmanuel Yméle, sans oublier d'autres qui ne sont des moindres.

J'adresse mes remerciements les plus chaleureux à ma famille, et à ma petite amie.

## *Table des matières*

RÉSUMÉ.....	i
ABSTRACT.....	ii
Remerciements .....	iii
<i>Table des matières</i> .....	iv
<i>Liste des Figures</i> .....	vii
<i>Liste des Tableaux</i> .....	x
<i>Liste des symboles</i> .....	xi
<i>Liste des abréviations</i> .....	xv
CHAPITRE 1: INTRODUCTION GÉNÉRALE .....	1
1.1 Introduction.....	1
1.2 Contexte .....	2
1.3 Problématiques .....	2
1.3.1 Problématique d’exploitation simultanée des ressources distribuées à énergie renouvelable et de connexion au réseau électrique .....	2
1.3.2 Problématique de stabilité et disponibilité de l’énergie dans le système hybride AC-DC.....	4
1.4 Revue de la littérature.....	4
1.5 Contributions et originalité .....	6
1.6 Objectifs et approche méthodologique .....	7
CHAPITRE 2: DESCRIPTION DES ÉLÉMENTS ET DU FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME.....	8
2.1 Introduction.....	8

2.2	Structure du micro-réseau étudié .....	9
2.3	La microcentrale hydroélectrique .....	10
2.3.1	Concepts de base sur la microcentrale hydroélectrique (MCH) .....	10
2.3.2	Structure de la microcentrale .....	11
2.4	L'installation solaire photovoltaïque .....	13
2.5	Le système de stockage à batterie .....	14
2.5.1	Constitution et principe de fonctionnement d'une cellule de stockage au Lithium-Ion. ....	14
2.5.2	Le système de gestion des batteries (Battery management system).....	15
2.6	Conclusion du chapitre .....	16
CHAPITRE 3: ÉLÉMENTS DE MODÉLISATION DES SYSTÈMES.....		17
3.1	Introduction.....	17
3.2	Modélisation de la microcentrale hydroélectrique.....	18
3.2.1	Structure de la microcentrale.....	18
3.2.2	Modélisation du circuit hydraulique .....	18
3.2.3	Modèle de la turbine hydraulique.....	22
3.2.4	Modélisation de l'alternateur synchrone .....	32
3.3	Éléments de modélisation de l'installation solaire photovoltaïque.....	40
3.4	Modélisation du système de stockage à batterie .....	41
3.4.1	Modèles de charge et de décharge de la batterie Lithium-Ion.....	42
3.4.2	Le convertisseur bidirectionnel de charge, DC-DC.....	43
3.5	Étude et contrôle de l'unité de liaison AC/DC.....	45

3.5.1	Modélisation du convertisseur de liaison.....	45
3.5.2	Contrôle de l'unité de liaison.....	47
3.6	Représentation dynamique du réseau électrique externe, problématique de connexion et de synchronisation .....	49
3.7	Représentation dynamique des charges et lignes de transmission dans le système .....	52
3.7.1	Modèle des charges AC .....	52
3.7.2	Modèle des lignes de transmission AC.....	52
3.7.3	Modèle des charges DC .....	53
3.8	Conclusion du chapitre .....	53
CHAPITRE 4: FONCTIONNEMENT DU MICRO-RÉSEAU HYBRIDE ET SIMULATIONS.....		
4.1	Introduction.....	54
4.2	Stratégie de commande du micro-réseau et de coordination des sources .....	55
4.2.1	Objectifs du contrôle .....	55
4.2.2	Contrôle hiérarchique du micro-réseau .....	59
4.3	Application et simulation.....	64
4.3.1	Schéma d'étude du système.....	64
4.3.2	Caractéristiques des équipements .....	65
4.3.3	Simulation et résultats.....	66
4.4	Conclusion du chapitre .....	82
CHAPITRE 5: CONCLUSION GÉNÉRALE.....		
		83

5.1	Résumé du travail effectué .....	83
5.2	Commentaires sur les résultats obtenus.....	83
5.3	Perspectives d'amélioration et travaux futurs .....	85
	Annexe A : Formulations de base sur la microcentrale hydroélectrique. ....	86
	Annexe B : Éléments classiques sur la modélisation de la machine synchrone.....	88
	Annexe C : Compléments sur les modèles de charge et décharge de batterie.	91
	Annexe D – Paramètres des différents contrôleurs .....	92
	Annexe E : Implantation des modèles dans Matlab-Simulink® .....	93
	BIBLIOGRAPHIE .....	99

### *Liste des Figures*

Figure 1 : Aperçu d'un micro-réseau mettant en œuvre diverses sources d'énergie et systèmes de stockages .....	3
Figure 2: Structure du micro-réseau hybride.....	9
Figure 3 : Microcentrale hydroélectrique au fil de l'eau [23]. ....	11
Figure 4 : Turbine Francis représentée avec l'axe turboalternateur vertical pour une centrale de petite ou moyenne taille [25] .....	13
Figure 5: Structure d'une batterie au Lithium de forme carrée. ....	15
Figure 6: Structure de la microcentrale étudiée.....	18
Figure 7: Schéma électrique équivalent du circuit hydraulique de la microcentrale.....	19
Figure 8: Circuit électrique équivalent simplifié du circuit hydraulique.....	21
Figure 9: modèle non linéaire de la turbine et du circuit hydraulique [30] .....	23

Figure 10: Puissance mécanique en sortie du modèle non linéaire, circuit complet et simplifié.....	24
Figure 11: Schéma block détaillé du régulateur de vitesse .....	27
Figure 12 : Puissance mécanique extraite de la turbine, simulation avec les différents modèles.....	31
Figure 13 : Vitesse de rotation de l'axe mécanique du turbo-alternateur, simulation avec les différents modèles.....	31
Figure 14: Circuit de conception du contrôleur de tension de type PID. ....	37
Figure 15 : Simulation d'un enclenchement de charge, (a)-vitesse ou pulsation électrique, (b)-courant de champs, (c)-courants d'axes d et q, (d)- courant de phase a .....	38
Figure 16: Structure du bloc de commande MPPT d'une matrice de panneaux solaires PV (adapté de [14]) .....	40
Figure 17 : Schéma bloc de la représentation simplifiée de l'installation solaire PV.....	41
Figure 18: Schéma block de la batterie et de son système de contrôle.....	41
Figure 19 : Schéma équivalent électrique d'une batterie Li-Ion [51] .....	42
Figure 20: Circuit électrique du convertisseur bidirectionnel DC-DC.....	43
Figure 21: Courant moyen dans l'inductance en fonction du rapport cyclique $D$ .....	44
Figure 22: Contrôle du convertisseur bidirectionnel DC-DC.....	45
Figure 23: Unité de liaison entre les parties AC et DC du micro-réseau (tiré de [4]).....	46
Figure 24: Schéma de contrôle de l'unité de liaison.....	48
Figure 25 : représentation électrique équivalente du réseaux externe. ....	50
Figure 26 : représentation de la ligne de transmission AC .....	53

Figure 27: Niveaux du contrôle hiérarchique d'un micro-réseau [17] .....	59
Figure 28: Courbes de contrôle $\omega - P$ et $V - Q$ du micro-réseau AC .....	60
Figure 29: Contrôle primaire de l'unité de liaison. ....	61
Figure 30: Modèle de contrôle secondaire proposé.....	62
Figure 31 : les phases de transition du micro-réseau, du mode isolé au mode connecté au réseau externe. ....	63
Figure 32 : Diagramme de synchronisation active de phase. ....	63
Figure 33: Schéma d'étude du micro-réseau.....	64
Figure 34 : Stabilisation de la partie AC micro-réseau suite à un échelon d'entrée unitaire en tension et fréquence.....	68
Figure 35 : Stabilisation de la partie DC du micro-réseau suite à un échelon d'entrée de tension du bus continu. ....	69
Figure 36 : tensions d'axes d-q au PCC, et tension dans le micro-réseau AC lors de la connexion des parties AC et DC du micro-réseau .....	70
Figure 37 : pulsation électrique, et tensions du bus DC lors de la connexion des parties AC et DC du micro-réseau.....	71
Figure 38 : Pulsation électrique, tensions et courant dans le micro-réseau lors de la variation brusque de la charge AC. ....	72
Figure 39 : Pulsation électrique, tensions et courant dans le micro-réseau lors de la variation brusque de la charge DC.....	73
Figure 40 : tensions dans le micro-réseau AC, pulsation électrique et phase au PCC lors de la synchronisation et de la connexion au réseau électrique.....	75
Figure 41 : pulsation électrique, et tensions dans le système dans son fonctionnement suite à la connexion au réseau externe.....	77

Figure 42 : Tensions et courants dans le micro-réseau lors du contrôle secondaire.....	79
Figure 43 : Puissances actives et réactives dans les parties AC et DC du micro-réseau.....	80
Figure 44 : Puissances de références, et puissances effectives en sortie du convertisseur de liaison (IC). ....	81
Figure 45: Enroulements d'une machine synchrone dans le repère abc (à gauche) et dans le repère de Park, dq0 (à droite).....	88
Figure 46: Circuits électriques équivalents de la machine synchrone triphasée dans les axes de Park en mode génératrice .....	90

### *Liste des Tableaux*

Tableau 3-1: Caractéristiques du circuit hydraulique (adapté de [22, 32, 33]) ...	21
Tableau 3-2 : Caractéristiques du circuit électrique équivalent au circuit hydraulique.....	22
Tableau 3-3 : Caractéristiques de la vanne pilote et du servomoteur [39] .....	29
Tableau 3-4 : Caractéristiques du générateur synchrone.....	35
Tableau 4-1 : Caractéristiques des principales parties du micro-réseau.....	65
Tableau 4-2 : Résumé des scénarios .....	66
Tableau 4-3 : Valeurs de référence avant et après le changement pour le contrôle secondaire .....	78



## Liste des symboles

<b>Symbole</b>	<b>Unité</b>	<b>Description</b>
<b>Circuit hydraulique</b>		
$A_f$	$m^2$	Surface du réservoir amont
$Q_r$	$m^3/s$	Débit d'eau en entrée du réservoir
$Q_w$	$m^3/s$	Débit d'eau à la sortie du réservoir principal
$Q_t$	$m^3/s$	Débit d'eau acheminée vers la turbine.
$H$	$m$	Hauteur piézométrique à un point précis du tube
$H_0$	$m$	Hauteur nominale de la turbine
$Q_0$	$m^3/s$	Débit nominal d'écoulement de la turbine et du circuit hydraulique
$D$	$m$	Diamètre du tube
$g = 9.8$	$m/s^2$	Accélération de la gravité
$A$	$m^2$	Section du tube
$T$	s (secondes)	temps
$q$	pu	Débit en unité réduite
$h$	pu	Hauteur en unité réduite
$s$	-	Indicateur du domaine de Laplace
$T_w$	s (secondes)	constante de temps de l'eau dans le tube
$T_r$	s (secondes)	temps de réflexion du tube
$H_f$	$m$	Pertes de charge hydraulique
$L$	$m$	Longueur du tube

**Génératrice synchrone**

$T_m$	$Nm$ ou $pu$	Couple mécanique
$T_e$	$Nm$ ou $pu$	Couple électromécanique
$\omega_m$	$rad/s$ ou $pu$	Vitesse mécanique
$\omega_n$	$rad/s$	Vitesse ou pulsation nominale
$\omega_e$	$rad/s$	pulsation électrique
$p$	-	Nombre de pair de pôles
$J_m$	$Kg.m^2$	Moment d'inertie du groupe turbo-alternateur
$H$	-	Constante d'inertie
$P_{el}$	$W$ ou $pu$	Puissance consommée par la charge électrique
$P_m$	$W$ ou $pu$	Puissance mécanique
$P_n$	$W$	Puissance nominale, utilisée pour la conversion en unité réduite
$\tau_m$	s	Constante de temps mécanique de l'alternateur
$e_q$	-	coefficient d'autorégulation de la charge
$r_a$	pu	Résistance d'armature
$r_f$	pu	Résistance du circuit de champs du générateur
$r_D, r_Q$	pu	Résistance des enroulements virtuels d'amortisseur, axes d et q
$\Psi_{abc}$	pu (ou Wb)	Flux magnétique au stator, dans le repère abc

$\Psi_{f,D,Q}$	pu (ou Wb)	Flux magnétique au rotor, circuit de champs et amortisseurs d'axes d et q
$x_{\_}$	pu	Réactance propres et mutuelles en unité réduite, les indices représentent : <ul style="list-style-type: none"> <li>- d : pour axe d au stator ;</li> <li>- f : pour circuit de champs ;</li> <li>- D : pour amortisseur d'axe d ;</li> <li>- Q : pour amortisseur d'axe q.</li> </ul>
$x_{md}$	pu	Inductance mutuelle stator-rotor, axe d
$x_{mq}$	pu	Inductance mutuelle stator-rotor, axe q
$x_a$	pu	Inductance propre d'un enroulement au stator
$v_d, v_q, v_f$	pu	Tensions aux bornes de la machine synchrone, axe d, q et circuit de champs
$i_d, i_q, i_f$	pu	Courants dans les enroulements de la machine
$V_s$	pu	Vecteur de tension au stator
$V_r$	pu	Vecteur de tension au rotor
$\Psi_s$	pu	Vecteur de flux induit au stator
$\Psi_r$	pu	Vecteur de flux induit au rotor
$R_s$	pu	Matrice de résistances des enroulements du stator
$R_r$	pu	Matrice de résistances des enroulements du rotor
$I_d, I_q, I_f$	pu	Courants au régime permanent
$E_{q0}$	Pu	Tension interne de la machine, au régime permanent
$A, B, C, D$	-	Matrices du modèle d'état

$\tau_p$	s	Constante de temps, vanne pilote
$\tau_g$	s	Constante de temps, Servomoteur d'ouverture des directrices
$R_p$	-	Gain de statisme permanent
$\tau_e$	s	Constante de temps du générateur simplifié, partie électrique
$K_e$	-	Gain du générateur simplifié, partie électrique

### **Convertisseur de liaison AC-DC**

$P_{IC}^{ref}$	$W$	Référence de Puissance active en sortie du convertisseur de liaison
$Q_{IC}^{ref}$	$VAR$	Référence de Puissance réactive en sortie du convertisseur de liaison
$i_f^{dq0}$	$A$	Courant de ligne du filtre du convertisseur de liaison, dans le repère dq0
$v_f^{dq0}$	$V$	Tension de phase en sortie du convertisseur
$R_f$	$\Omega$	Résistance du filtre interne du convertisseur
$L_f$	$H$	Inductance du filtre interne du convertisseur
$d^{dq0}$	-	Rapports cycliques des interrupteurs convertis dans le repère dq0

### **Batteries de stockages**

$L_b$	$H$	Inductance du convertisseur de charge DC-DC
$R_{L_b}$	$\Omega$	Résistance de fuite de l'inductance du convertisseur de charge DC-DC
$V_{bus}$	$V$	Tension du bus continu
$V_{batt}$	$V$	Tension de sortie du banc de batteries

## Liste des abréviations

	<b>Définition en anglais</b>	<b>Définition en français</b>
<b>IC</b>	<i>Interlinking Converter</i>	<i>Convertisseur de liaison</i>
<b>BMS</b>	<i>Battery Management System</i>	<i>Système de gestion des batteries</i>
<b>IGBT</b>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>	<i>Transistor bipolaire à grille isolée</i>
<b>AC</b>	<i>Alternative Current</i>	<i>Courant Alternatif</i>
<b>DC</b>	<i>Direct Current</i>	<i>Courant Continu</i>
<b>STATCOM</b>	<i>Static Synchronous Compensator</i>	<i>Compensateur Synchrone statique</i>
<b>PV</b>	<i>Photovoltaic</i>	<i>Photovoltaïque</i>
<b>PCC</b>	<i>Point of Common Coupling</i>	<i>Point de couplage commun</i>
<b>PWM</b>	<i>Pulse Width Modulation</i>	<i>Modulation à largeur d'impulsion</i>
<b>MPPT</b>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>	-
<b>P&amp;O</b>	<i>Perturb and Observe</i>	<i>Perturber et Observer (Algorithme)</i>
<b>PID</b>	<i>Proportional, Integral, Derivative</i>	-
<b>PLL</b>	<i>Phase Locked Loop</i>	<i>Boucle à verrouillage de phase</i>

# CHAPITRE 1: INTRODUCTION GÉNÉRALE

## 1.1 Introduction

Les dernières décennies ont connu un intérêt sans précédent pour la production d'énergie renouvelable incluant l'hydroélectricité, l'énergie solaire et bien d'autres sources [1]. Ainsi, à la fin de l'année 2014, les énergies renouvelables représentaient 27,7% de la capacité mondiale de production d'électricité et 22,8% de la demande mondiale correspondante, marquant une augmentation de 28% en 2015 pour les installations solaires photovoltaïques [1, 2]. Par ailleurs, les micro-réseaux, qui sont des versions réduites et modernes des réseaux de distribution conventionnels, exploitent au mieux la présence de multiples sources d'énergie sur le même emplacement ou à proximité ; tout en profitant des avancements récents sur les technologies d'électronique de puissance et de stockage d'énergie. Malgré l'attractivité éprouvée, le développement de systèmes à énergie renouvelable est loin d'être sans vicissitudes ; en effet, dû à leur dépendance intrinsèque aux conditions météorologiques très variables, elles sont intermittentes et par nature imprévisibles. Cela pose des défis d'intégration au réseau électrique dans le cas de systèmes connectés au réseau de distribution, ainsi que des défis de disponibilité et de stabilité de puissance dans les systèmes hors réseau [3].

Les travaux de recherche menés sur ces systèmes ont pour objectifs, entre autres, la prédiction des ressources, la configuration des moyens de production, la modélisation et le contrôle. La présence dans un micro-réseau hybride typique, de l'énergie électrique produite sous forme continue et alternative impose des contraintes additionnelles aux concepteurs, mais amène aussi des perspectives de recherche dont les résultats peuvent être utiles dans plusieurs domaines connexes [4]. Ainsi, bien que certains développements existent déjà sur ces sujets, de nombreux défis restent à

résoudre. Dans le cadre de ce mémoire, nous nous attarderons sur la modélisation en vue de la prédiction du comportement d'un micro-réseau hybride à jumelage hydroélectrique-solaire photovoltaïque avec stockage à batterie électrochimique; nous effectuerons également la conception des contrôleurs de tension, de courant, et de vitesse lorsqu'applicables pour les différentes unités; et nous implémenterons l'algorithme de contrôle global indispensable pour assurer la stabilité de l'énergie produite à différents points du système malgré les perturbations qui pourraient survenir. Des simulations seront réalisées sous divers scénarios, notamment des variations de conditions environnementales, des variations brusques de la demande énergétique, ainsi que de connexion à un réseau électrique externe.

## 1.2 Contexte

L'augmentation continue de la demande en énergie électrique implique de nombreux défis dans la génération, le transport et l'utilisation de celle-ci, étant donné le besoin additionnel d'une coordination permettant de garantir la qualité et la stabilité de l'offre des compagnies d'électricité [5]. Afin de répondre à ces besoins, l'exploitation simultanée, lorsque les conditions s'y prêtent, de plusieurs ressources énergétiques disponibles localement ou à proximité est une perspective très intéressante, mais dont les contours scientifiques restent encore incomplètement explorés [6].

## 1.3 Problématiques

### 1.3.1 Problématique d'exploitation simultanée des ressources distribuées à énergie renouvelable et de connexion au réseau électrique

Dans le contexte énergétique présenté, il devient indispensable pour les opérateurs de développer des techniques leur permettant de tirer le meilleur parti des ressources énergétiques à leur disposition. La figure ci-dessous donne l'aperçu d'une structure

de micro-réseau hybride à énergie renouvelable offrant la possibilité de connexion à un réseau électrique [7].

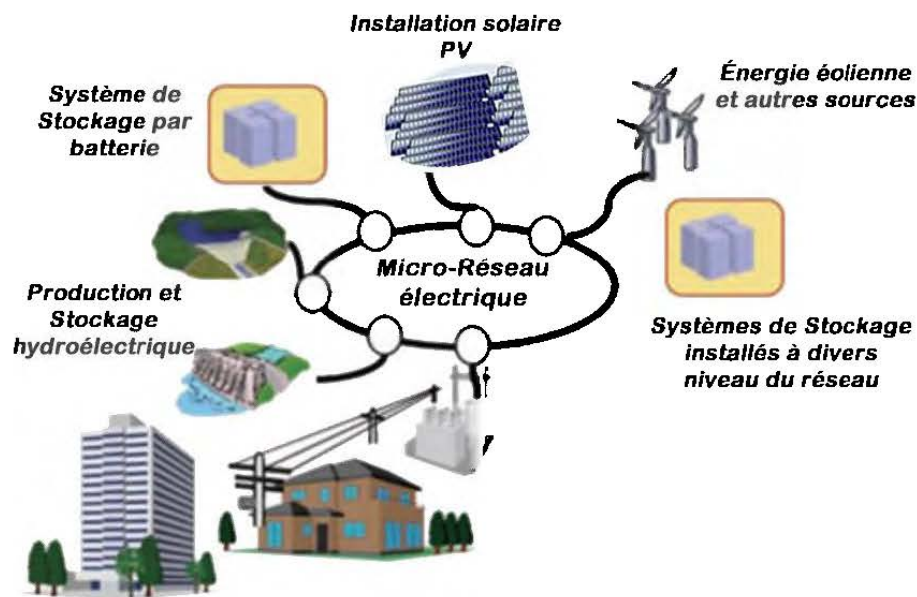


Figure 1 : Aperçu d'un micro-réseau mettant en œuvre diverses sources d'énergie et systèmes de stockages.

Les configurations adoptées pour ces micro-réseaux sont fortement dépendantes de la forme sous laquelle est produite ou consommée l'énergie électrique. Ainsi, le bus principal, lié à la plus forte source du système peut être selon le besoin un bus continu ou alternatif ; les deux bus devant le cas échéant être reliés par une unité d'interconnexion assurant le transfert bidirectionnel de puissance. Cette dernière configuration dite hybride est celle étudiée dans le cadre de ce mémoire. Une difficulté liée au système résultant est qu'il met en jeu simultanément des moyens de production conventionnels à forte inertie, utilisant comme dans notre cas une génératrice synchrone, avec des équipements d'électronique de puissance ayant des dynamiques très rapides et dont le contrôle doit de ce fait s'adapter à celui des autres sources ; le tout dans une configuration où il n'y a pas de source dite 'principale',



dirigeant le système, mais plutôt une contribution partagée des différentes sources lors des contingences dans le micro-réseau.

### 1.3.2 Problématique de stabilité et disponibilité de l'énergie dans le système hybride AC-DC

Dépendamment de la structure et de la constitution des micro-réseaux, différentes stratégies de contrôles doivent être mises en œuvre pour assurer leur stabilité. Celle-ci est caractérisée notamment par les marges de variations des tensions et fréquences à différents niveaux. De nouvelles contraintes sont donc à prendre en compte, car les réseaux du futur se veulent modulaires, pouvant changer de structure pour diverses raisons, mais devant répondre aux mêmes exigences [8]. En effet, la demande et la disponibilité des ressources étant des paramètres d'entrée très indépendants, des moyens de stockage sont souvent introduits dans le système. Ceux-ci apportent une nouvelle complexité quant à leur intégration dans le fonctionnement du micro-réseau, et à la prédiction de leur comportement lors de variations des paramètres du système.

## 1.4 Revue de la littérature

Une des raisons de l'attractivité des systèmes hybrides AC-DC est qu'ils tirent parti de la vaste littérature, et de la maîtrise des systèmes conventionnels à courant alternatif; tout en profitant des développements récents dans les technologies de conversion de puissance, et d'exploitation d'énergie renouvelable sous forme de courant continu [9]. En effet, les systèmes à courant alternatif ont des modèles dynamiques bien connus, avec des normes de protection établies, des méthodes de régulation de fréquence et de tension connues ; tandis que les micro-réseaux à courant continu sont plus adaptés lorsqu'il est nécessaire d'optimiser et d'intégrer de manière rentable les ressources d'énergie distribuées (DER) [10]. Une revue de ces systèmes hybrides est

faite dans [6]. Une classification y est proposée en fonction des niveaux de couplage des sous-réseaux AC et DC entre eux et avec le réseau de distribution principal. En vue d'étudier la stabilité et de prédire le comportement de ces systèmes et des méthodes de contrôle développées, différentes approches de modélisation ont été présentées dans la littérature sur le sujet. Des modèles génériques tels que présentés dans [11] et [12] sont utilisés pour la gestion des transferts de puissance dans ces systèmes, et pour des études de répartition. Dans [13], des modèles dynamiques plus détaillés sont élaborés, afin d'étudier la régulation de tension et de fréquence dans un micro-réseau AC. Une étude dans des conditions de faible variation autour du point de fonctionnement y est faite et un modèle d'état du système dans son ensemble est simulé. Dans [14], un micro-réseau hybride constitué d'un générateur éolien côté AC, et d'une installation solaire photovoltaïque avec stockage à batterie du côté DC est présenté et étudié. Le modèle électrique équivalent de l'installation solaire y est utilisé, ainsi que celui du système de stockage à batterie. Afin de réduire la complexité du modèle complet résultant, les équations du générateur éolien dans le repère synchrone de Park sont directement utilisées et couplées avec les modèles moyens des convertisseurs de puissance à commutation, ainsi que ceux de l'installation à courant continu ; cette approche a également été utilisée dans le présent document. Largement connu pour son application dans la régulation de tension et de fréquence des réseaux de transport et de distribution électrique [15, 16], le contrôle hiérarchique gagne un intérêt récent pour son application dans la régulation des micro-réseaux hybrides et AC. Une approche de standardisation de ce contrôle dans les micro-réseaux est présentée dans [17]. Une application du contrôle de statisme comme première couche du contrôle hiérarchique dans un micro-réseau est présentée dans [4]. Le travail présenté dans ce document part des formulations qui sont faites dans [4], ainsi que de la revue sur la gestion des micro-réseaux évoquée dans [18], afin d'élaborer une structure adaptée au micro-réseau hybride, et

d'effectuer des simulations de fonctionnement qui jusqu'ici, au meilleur de notre connaissance, ne sont pas retrouvées dans la littérature.

## 1.5 Contributions et originalité

Bien souvent, les systèmes de puissance sont représentés soit par des modèles complets incluant les dynamiques de flux dans les machines électriques et les états instantanés des équipements d'électronique de puissance, soit en utilisant des modèles très génériques où ces composantes du système sont représentées par des éléments passifs du circuit électrique. Les simulations résultantes s'avèrent lourdes, des problèmes de convergences sont rencontrés, et celles-ci ne sont très souvent pas faites sur des plages de temps permettant d'observer à la fois le comportement des systèmes de production conventionnels tels que les centrales et microcentrales hydroélectriques et l'influence des équipements à dynamiques rapides tels que les convertisseurs d'électronique de puissance et autres installations à énergie renouvelable. L'approche adoptée dans cette étude est d'effectuer une analyse intégrale de ceux-ci dans le repère tournant de Park d-q pour la partie AC du système, d'utiliser les modèles moyens des convertisseurs de puissance à commutation, ainsi que les équations dynamiques simplifiées des unités de production à énergie renouvelable et du stockage à batterie. Ceci dans l'optique d'obtenir des réponses plus représentatives de la réalité, et d'observer avec un niveau de détail suffisant le comportement du système face à des perturbations. La hiérarchisation primaire, secondaire et tertiaire du mode de contrôle dans ces systèmes de puissance est également présentée, et le contrôle de statisme primaire appliquée au système hybride dans différentes conditions est simulé. Une stratégie de synchronisation, basée sur l'application de la méthode de restauration de fréquence et de tension au point de connexion commun, au travers du contrôle secondaire est alors proposée en vue de la connexion du micro-réseau à un réseau électrique externe. Des résultats de

simulations sont présentés pour le micro-réseau fonctionnant aussi bien en mode isolé, que connecté au réseau électrique.

## 1.6 Objectifs et approche méthodologique

Les objectifs formulés dans le cadre de ce travail sont les suivants :

- Définir une structure adéquate du système et élaborer des modèles complets et fonctionnels, permettant de simuler les composantes modulaires de la microcentrale hydroélectrique, du champ solaire photovoltaïque, ainsi que du système de stockage à batteries.
- Présenter une étude de différents modes de contrôle, concevoir les contrôleurs de fréquence et tension du système, afin d'avoir des réponses de chaque unité du micro-réseau conformes à des exigences réalistes.
- Simuler le micro-réseau, avec la logique de contrôle hiérarchique qui sera présentée, et fournir des discussions sur les résultats obtenus comparativement à l'état de l'art et à la littérature sur le sujet.
- Envisager des perspectives d'amélioration de la configuration, des techniques de commande, ou des modes de fonctionnement des équipements constituant un micro-réseau typique de celui étudié.

Ces travaux seront présentés dans les quatre chapitres formant la suite du document. Dans le chapitre qui suivra, nous ferons une description des éléments et du fonctionnement du micro-réseau hybride. Le chapitre 3 présente des éléments de modélisation des systèmes faisant partie de l'étude. Viendra donc au chapitre 4 une étude de la stratégie de contrôle hiérarchique, des simulations des modes de fonctionnement et une présentation des résultats de ces simulations. Par la suite au chapitre 5, une conclusion et des perspectives de cette étude seront proposés.

## CHAPITRE 2: DESCRIPTION DES ÉLÉMENTS ET DU FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME

### 2.1 Introduction

Un micro-réseau comprend typiquement un ou plusieurs des systèmes suivants :

- Des centrales ou microcentrales de production d'énergie, qui peuvent exploiter des ressources primaires renouvelables locales, ou d'autres ressources importées telles que le diésel.
- Un système de distribution et éventuellement de transport sur de courtes distances de l'énergie produite.
- Des dispositifs d'électronique de puissance destinés à la conversion et au transfert de l'énergie électrique d'un niveau du système à l'autre.
- Un ou plusieurs moyens de stockage de l'énergie produite, nécessaire afin de fournir de l'énergie lors des périodes de forte demande.
- Des moyens de stabilisation de l'électricité du micro-réseau, pouvant être des compensateurs statiques (STATCOM) ; ou plus récemment, l'utilisation de systèmes de stockages à batterie électrochimique comme outil de compensation de l'énergie active et réactive, tel qu'exploré et expérimenté dans [19, 20].
- Des consommateurs locaux, qui peuvent nécessiter une alimentation en courant alternatif (AC) ou continu (DC), dont la répartition dans le micro-réseau et les exigences de qualité sont des contraintes majeures pour les opérateurs.
- Optionnellement d'un moyen de connexion et de déconnexion du réseau électrique principal de forte puissance.

L'objectif de ce chapitre est de proposer une description des différents compartiments formant le système faisant l'objet de notre étude.

## 2.2 Structure du micro-réseau étudié

La structure du système étudié est donnée dans la figure ci-dessous. Il met en œuvre une microcentrale hydroélectrique, une installation de panneaux solaires photovoltaïques, et un bloc de batterie de stockage. L'énergie électrique est transférée aux charges à travers le système via le circuit de distribution et de conditionnement constitué par un bus à tension continue et un autre à tension alternative, ces deux bus étant reliés par un convertisseur bidirectionnel référé comme convertisseur de liaison.

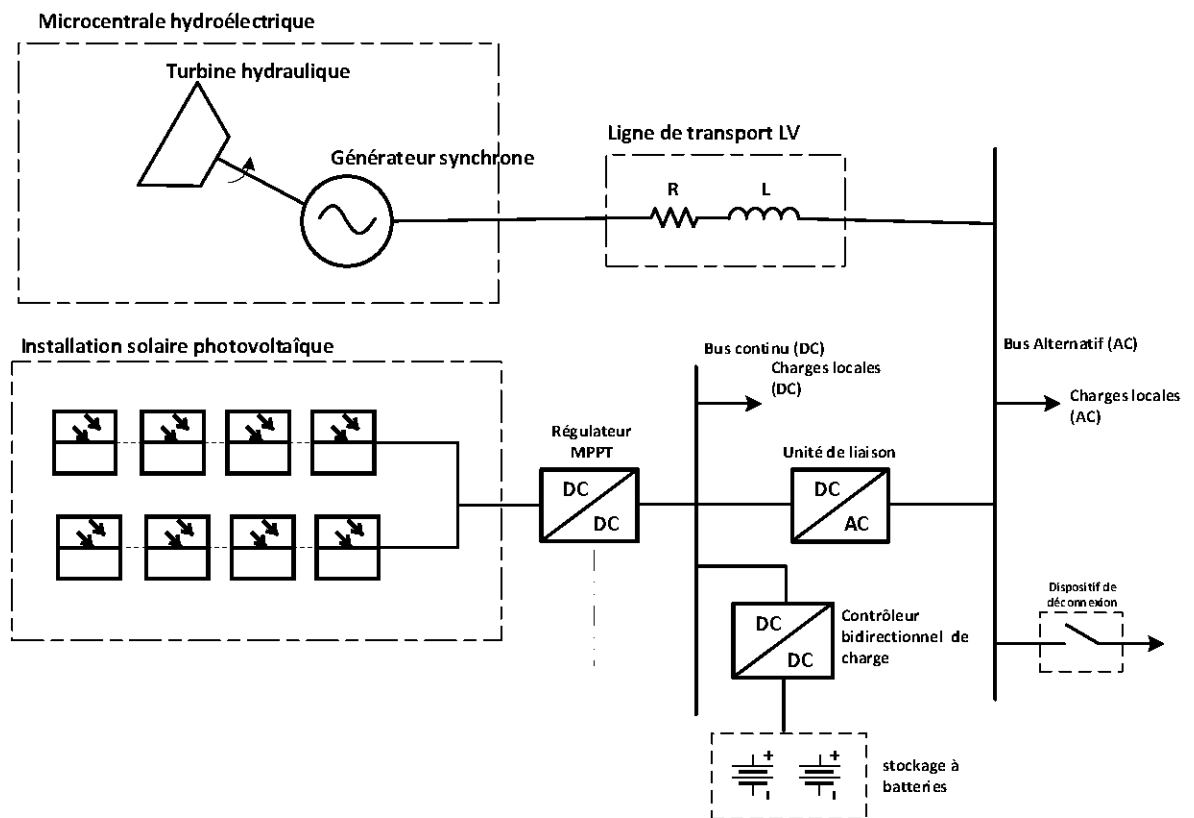


Figure 2: Structure du micro-réseau hybride

Ce micro-réseau doit être capable de fonctionner aussi bien en mode isolé que connecté à un réseau électrique externe, et doit pouvoir s'accommoder aux transitions entre ces différents modes, ainsi qu'aux différentes variations de charges locales, ou de disponibilité des sources de production qui pourraient survenir. Il est donc nécessaire de définir une stratégie de contrôle qui soit adaptée et permette de répondre à ces exigences.

### 2.3 La microcentrale hydroélectrique

La micro-hydroélectricité parmi d'autres sources d'énergies renouvelables est un moyen efficace et rentable d'exploiter des ressources directement disponibles dans diverses localités à un coût d'investissement et d'exploitation relativement réduit. Elle induit aussi très souvent des activités périphériques génératrices de revenus pour des localités parfois peu développées. De nombreux projets envisagent directement ou implicitement l'adjonction d'unités de traitement d'eau et, ou d'irrigation à des microcentrales hydroélectriques en construction [21].

#### 2.3.1 Concepts de base sur la microcentrale hydroélectrique (MCH)

Le principe de base d'une centrale hydroélectrique est de transformer en énergie électrique, l'écoulement de l'eau d'un niveau amont vers un niveau plus bas. L'écoulement de l'eau, ici caractérisé par la hauteur ('head') et le débit à travers une chute d'eau d'une rivière ou un barrage artificiel permettent de définir la puissance hydraulique totale pouvant être extraite d'une infrastructure construite à l'emplacement étudié. Cette puissance s'exprime selon l'équation (2.1) [22].

$$P_0 = \rho gQH \quad [\text{W}] \quad (2.1)$$

Dans laquelle :

- $\rho$  est la densité volumique de l'eau en  $\text{Kg}/\text{m}^3$  ;

- $g$  est l'accélération de la gravité en  $m/s^2$  ;
- $Q$  est le débit de l'eau de la chute, en  $m^3/s$  ;
- $H$  est la hauteur prévue jusqu'à l'admission de la turbine, en  $m$  .

La distinction la plus apparente des microcentrales hydroélectriques est l'échelle réduite des infrastructures mises en jeu, et de la modification environnementale nécessaire à sa mise en place. En effet, les microcentrales hydroélectriques sont construites pour des puissances électriques générées relativement faibles. Les considérations définissant l'ordre de puissance d'une centrale ou microcentrale hydroélectrique varient grandement selon les standards et régulations locales ; toutefois, la puissance extraite d'une microcentrale est typiquement inférieure à 10MW.

### 2.3.2 Structure de la microcentrale

La MCH étudiée est d'une construction au fil de l'eau, dans laquelle l'électricité est directement extraite de l'écoulement instantané de l'eau ; la production est interrompue lorsque l'écoulement passe en dessous d'un seuil minimal prédéterminé.

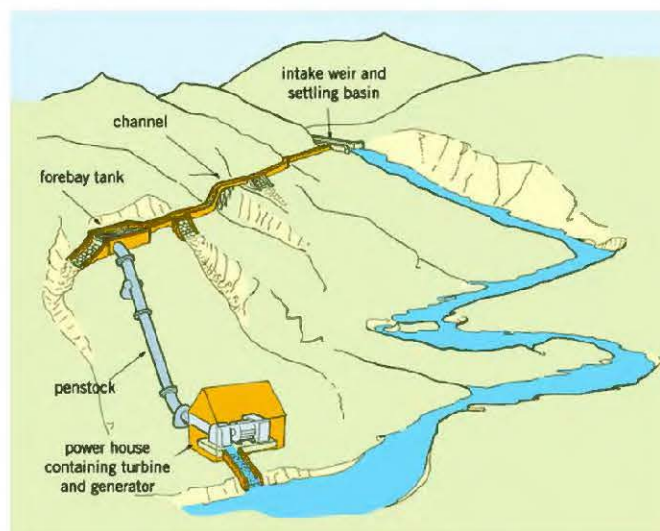
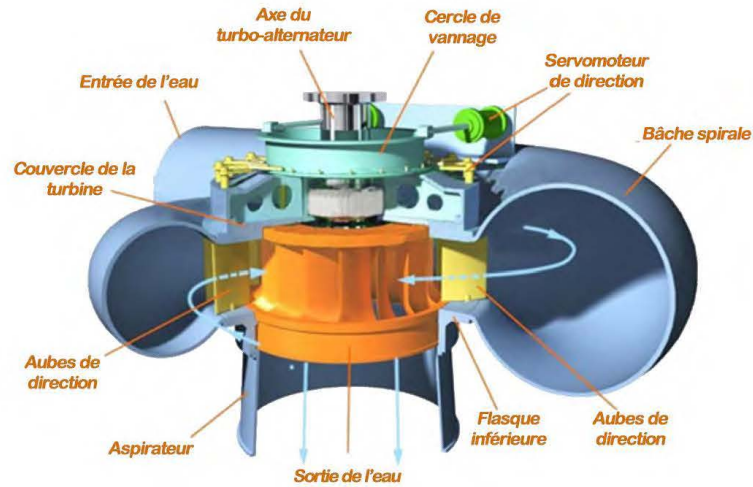


Figure 3 : Microcentrale hydroélectrique au fil de l'eau [23].



Les principaux éléments de cette structure sont (Figure 3) :

- Un barrage, assurant la fonction de réservoir ou de diversion.
- Une prise d'eau, utilisée pour faciliter et éventuellement contrôler l'admission de l'eau vers le circuit hydraulique et la salle électrique.
- La conduite d'amenée, qui sert à faire transiter l'eau vers le bief amont, ou éventuellement vers un réservoir tampon avant l'entrée de la conduite forcée.
- Le bief amont, qui permet d'éviter les variations brusques du niveau de l'eau, et d'en améliorer la circulation lors des variations de la décharge au niveau de la turbine. Il est considéré comme réservoir de régulation donnant une certaine capacité à la microcentrale au fil de l'eau et la rendant résiliente aux pics de consommation; il permet également d'améliorer le comportement de la turbine et du circuit hydraulique en régime transitoire [24].
- La conduite forcée, qui est un conduit fermé ou tuyau à pression, et sert à faire transiter l'eau vers le bâtiment de production de l'électricité où se trouvent la turbine et le générateur électrique.
- La salle électrique, dans laquelle sont habituellement installés tous les principaux équipements de production électrique ainsi que les auxiliaires de protection et de contrôle-commande. Dans le cas en étude, elle intègre une turbine à réaction de type Francis, couplée mécaniquement à un alternateur synchrone à pôles saillants tel que présenté à la Figure 4 ci-dessous.



**Figure 4 : Turbine Francis représentée avec l'axe turboalternateur vertical pour une centrale de petite ou moyenne taille [25].**

#### 2.4 L'installation solaire photovoltaïque

Elle est constituée de panneaux solaires photovoltaïques, et de la structure de conditionnement de l'énergie produite. En effet, cette énergie étant initialement à courant continu, dépend de l'intensité de l'ensoleillement qui est par nature fortement variable. Des moyens supplémentaires permettent de rendre cette énergie proprement utilisable par les consommateurs locaux ou éloignés de la source.

Une vaste documentation existe sur ces systèmes [26, 27], et plusieurs configurations peuvent être utilisées, dépendamment des exigences. Dans la plupart des cas, le système comporte entre autres :

- Un convertisseur à commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) directement connecté aux panneaux solaires et permettant d'optimiser la quantité d'énergie produite malgré les variations de l'intensité lumineuse ;
- Des charges alimentées à courant continu ;
- Un onduleur ou inverseur permettant d'alimenter des charges à courant alternatif ou d'assurer la liaison avec un réseau ou micro-réseau électrique à bus alternatif ;

- Un système de stockage muni de contrôleur de charge, si nécessaire.

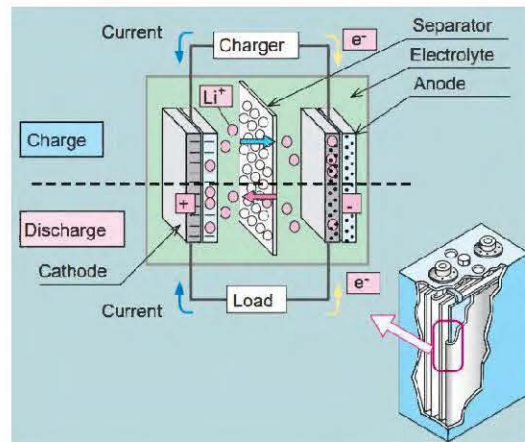
## 2.5 Le système de stockage à batterie

Les batteries électrochimiques sont faites de cellules empilées dans lesquelles se produisent des réactions permettant de stocker ou de délivrer de l'énergie par la transformation de composés chimiques. Les batteries utilisées dans les systèmes électriques de puissance sont habituellement à décharge profonde; les blocs ainsi constitués peuvent atteindre des puissances de 40MWh [19]. Dans les réseaux électriques actuels dits 'intelligents', ces batteries sont, grâce à leur flexibilité et leur temps de réponse relativement court, utilisées pour la stabilisation de la fourniture électrique, et contribuent à améliorer la qualité de l'électricité lors de pics de consommation ou lors de situations d'urgences. Parmi les systèmes de stockage à batterie existants, les batteries au Lithium que nous étudierons dans le cadre de ce mémoire se démarquent par leur rendement très élevé, un cycle de vie de loin plus long, une autodécharge faible et une bonne profondeur de décharge. Par contre, la nécessité de constituer une enveloppe de protection spéciale pour ces batteries et un système électronique embarqué afin de les protéger contre les risques de surcharge et d'augmentation non contrôlée de leur température interne les rend bien plus coûteuses que les autres types de batteries. Toutefois, grâce à l'intérêt porté récemment dans la recherche sur ces systèmes de stockage, leur coût tend à la baisse et leur utilisation à grande ou moyenne échelle dans les systèmes électriques constitue une perspective d'avenir [28].

### 2.5.1 Constitution et principe de fonctionnement d'une cellule de stockage au Lithium-Ion.

Les cellules Lithium-Ion sont faites d'une cathode (électrode positive) à base de Lithium et d'oxyde de métaux, et une anode (électrode négative) à base de Carbone.

Lors de la charge, les ions Lithium partent de l'électrode positive à l'électrode négative et vont dans le sens inverse lors de la décharge. La Figure 5 montre le principe de fabrication d'une batterie de forme carrée, à forte capacité (105Ah pour une cellule), développée par *Mitsubishi Heavy Industries, Ltd* [28].



**Figure 5: Structure d'une batterie au Lithium de forme carrée.**

### 2.5.2 Le système de gestion des batteries (Battery management system)

Pour leur fonctionnement et leur intégration dans une unité de production, il est nécessaire d'adjoindre à un parc de batteries des moyens de conditionnement et de protection. Ces dispositifs usuellement faits de composants d'électronique de puissance assurent les fonctions spécifiques suivantes selon l'environnement et les exigences du système [29] :

- Protéger les batteries, suivre et prévenir tout risque d'endommagement.
- Assurer que les batteries fonctionnent dans une plage de tension, de courant, de température et de pression interne définie et propre à celle-ci afin de permettre une durée de vie prolongée.

- Maintenir les batteries dans un état d'opération stable, générer le cas échéant les alarmes vers le système externe afin que des actions adaptées soient prises.

## 2.6 Conclusion du chapitre

Avant d'aborder efficacement les aspects mathématiques du sujet, il était question dans ce chapitre d'effectuer une revue des principes utilisés dans les différentes unités de production et de stockage qui composent le système électrique hybride en étude. Ainsi, les détails présentés ont permis une meilleure compréhension du fonctionnement des microcentrales hydroélectriques, des installations solaires photovoltaïques et des systèmes de stockage d'énergie électrique à batterie électrochimique. Ces systèmes de stockage, plus spécifiquement à batteries au Lithium, sont en effet considérées aujourd'hui comme moyen très intéressant pour l'amélioration de la fiabilité des réseaux et des micro-réseaux électriques. Dans la suite du document, nous présenterons et discuterons sur les modèles des différentes parties de ce micro-réseau ; l'objectif sera de prédire le comportement dynamique des équipements présentés dans différentes conditions de fonctionnement.

## CHAPITRE 3: ÉLÉMENTS DE MODÉLISATION DES SYSTÈMES

### 3.1 Introduction

La complexité des systèmes électroniques mis en jeux, la diversification des sources de production connectées à des réseaux étendus, et l'intermittence de celles-ci ont imposé au fil des années des attentes importantes quant à leurs modèles dynamiques [30]. Les études menées sur ces systèmes ont couramment pour objectifs :

- L'élaboration de programmes de simulation permettant d'observer leurs comportements dans des zones de fonctionnements sub-transitoires, transitoire et permanent ;
- L'obtention des réponses à des oscillations basses et hautes fréquences ; ceci est d'autant plus important que les systèmes actuels fonctionnent dans des plages fréquentielles qui peuvent les rapprocher de leurs fréquences de résonance ;
- La prédiction du comportement de la centrale de production qu'elle soit connectée ou isolée du réseau électrique ;
- La prédiction de la réaction du système à un défaut électrique et sa capacité à être restauré après celui-ci ;
- L'étude de l'effet d'un délestage ou d'un branchement de charge sur le système ;
- La prédiction de l'intensité des phénomènes mécaniques et autres, pouvant survenir dans l'installation en fonctionnement normal et transitoire.

Dans ce chapitre, nous ferons une étude dynamique des principaux éléments du système. Des modèles seront développés pour chacune des parties de celui-ci, et nous

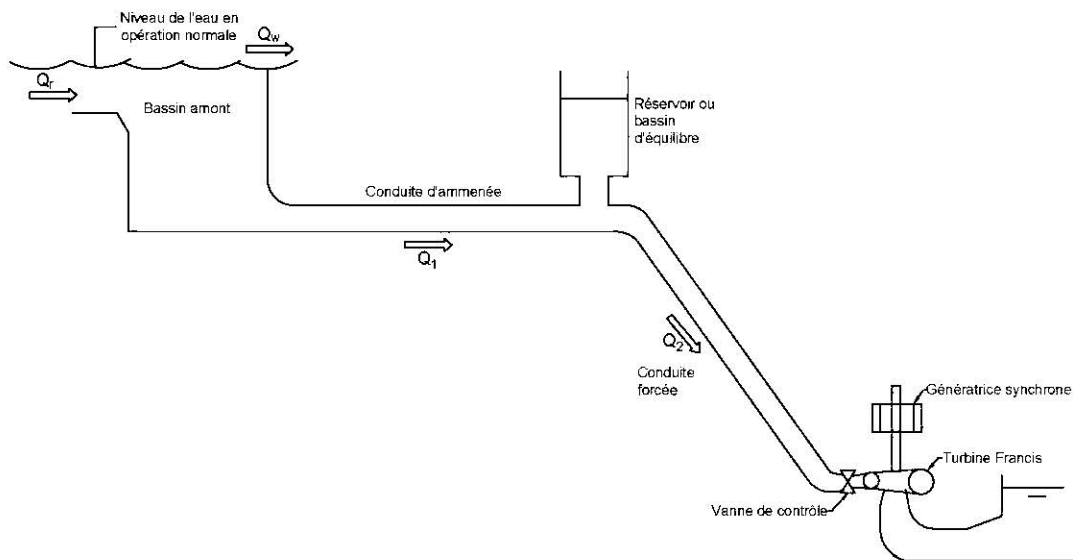


analyserons leur fonctionnement local. Des discussions sur ces modèles seront également proposées et ils seront confrontés à ceux disponibles dans la littérature.

## 3.2 Modélisation de la microcentrale hydroélectrique

### 3.2.1 Structure de la microcentrale

La microcentrale étudiée comporte un bassin amont qui en pratique pourrait représenter un large réservoir naturel ou artificiel, relié à la centrale électrique à travers un tunnel d'écoulement, et un réservoir d'équilibrage pouvant aussi servir de filtre et de passe-poisson. Des éléments de base sur l'étude de cette partie du système sont donnés en Annexe A du document. La Figure 6 donne un schéma d'étude de l'installation.



**Figure 6: Structure de la microcentrale étudiée**

### 3.2.2 Modélisation du circuit hydraulique

À partir des équations fondamentales définissant la dynamique du circuit, on établit le modèle électrique équivalent donné ci-dessous (voir [31] et annexe A) :

$$(h_2 - h_1) + L \cdot \frac{\partial q}{\partial t} + R \cdot q = 0 \quad (3.1)$$

$$(q_2 - q_1) + C \cdot \frac{\partial h}{\partial t} = 0 \quad (3.2)$$

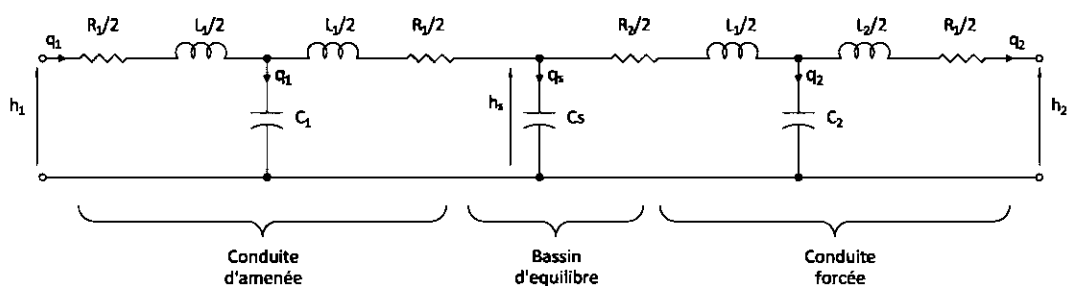
Où l'équation (3.1) représente un conduit hydraulique avec :

- $h_1$  et  $h_2$  : hauteurs, prises respectivement comme potentiel en entrée et en sortie du conduit ;
- $q$  : débit de l'eau dans le conduit ;
- $R$  : résistance équivalente, représentant la perte de charge ;
- $L$  : inductance équivalente, liée à la constante de temps du circuit.

Et l'équation (3.2) représente l'effet capacitif du circuit hydraulique (conduit ou réservoir) avec :

- $C$  : capacité électrique équivalente ;
- $q_1$  et  $q_2$  : débits de l'eau respectivement à l'entrée et à la sortie du circuit.

La chaîne constituée par la conduite d'amenée, le bassin d'équilibre, et la conduite forcée, devant être parcourue par l'eau est alors représentée par le circuit équivalent de la Figure 7.



**Figure 7: Schéma électrique équivalent du circuit hydraulique de la microcentrale.**

Ce modèle est élaboré sous la base des considérations suivantes [22, 31]:



- Les phénomènes liés à la compressibilité de l'eau et à l'élasticité des tubes sont pris en compte (équation de continuité) ;
- La vitesse de l'onde de compression de l'eau est considérée élevée, cela permet d'éliminer des termes de l'équation de continuité ;
- Le terme représentant l'effet de l'inclinaison du tube a également été négligé dans cette équation.

### 3.2.2.1 Simplification du modèle

Afin d'écrire le modèle du circuit hydraulique sous forme de fonction de transfert permettant de faciliter la conception du contrôleur de vitesse et les simulations de la microcentrale hydroélectrique, une simplification est faite à partir des développements présentés dans [31, 32], et en Annexe A. La conduite d'amenée est alors modélisée par l'équation :

$$\frac{h_t}{q_t} = -T_{w_t} s - H_{f_t} \quad (3.3)$$

Et la conduite forcée :

$$\frac{h_c}{q_c} = -T_{w_c} s - H_{f_c} \quad (3.4)$$

Avec respectivement pour la conduite d'amenée et la conduite forcée :

- $h_t$  et  $h_c$ , hauteurs de la conduite hydraulique ;
- $q_t$  et  $q_c$ , débits de l'eau dans la conduite ;
- $T_{w_t}$  et  $T_{w_c}$ , constantes de temps hydraulique ;
- $H_{f_t}$  et  $H_{f_c}$ , perte de charge dans la conduite.

En négligeant les pertes de charges, on obtient le circuit simplifié donné dans la Figure 8, où :

- $h_1$  : hauteur à l'entrée de la conduite d'amenée ;
- $h_s$  : Hauteur au niveau du bassin d'équilibre ;

- $h_2$  : Hauteur à l'admission de la turbine ;
- $C_s$  : Capacité équivalente du réservoir d'équilibre ;
- $L_1$  et  $L_2$  : inductances équivalentes, égales aux constantes de temps de la conduite d'amenée et de la conduite forcée dans les équations (3.3) et (3.4) respectivement.

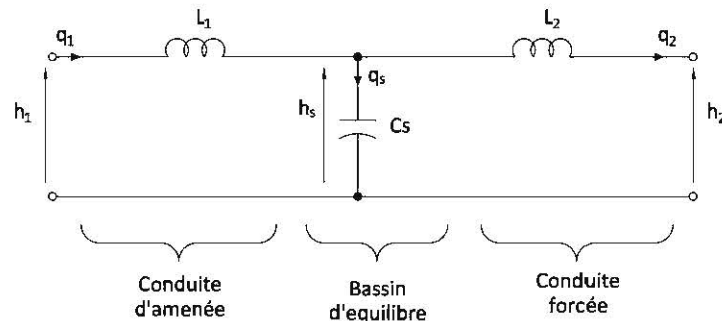


Figure 8: Circuit électrique équivalent simplifié du circuit hydraulique

### 3.2.2.2 Application

Les paramètres du circuit hydraulique de la microcentrale hydroélectrique étudiée sont donnés dans le tableau ci-après.

Tableau 3-1: Caractéristiques du circuit hydraulique (adapté de [22, 32, 33])

Paramètre	Conduite d'amenée	Conduite forcée	Bassin d'équilibre
Hauteur hydraulique nominale $H_0$	-	24 m	-
Débit nominal $Q_0$	-	10 m <sup>3</sup> /s	-
Diamètre	3.1 m	2.8 m	2.3 m
Longueur	300 m	180 m	-
Vitesse de propagation des ondes $a$	850 m/s	1030 m/s	-
Coefficient de friction $f$	0.01	0.015	-
Section	7.55 m <sup>2</sup>	6.16 m <sup>2</sup>	-

Les paramètres calculés pour le circuit électrique équivalent sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3-2 : Caractéristiques du circuit électrique équivalent au circuit hydraulique

Paramètre Calculés	Conduite d'amenée	Conduite forcée	Bassin d'équilibre
Résistance R ( $\Omega$ )	0.0036	0.0054	-
Inductance L ( $H$ )	1.6899	1.2429	-
Capacité C ( $F$ )	0.0737	0.0246	9.97

### 3.2.2.3 Modèle analytique

Le système illustré en Figure 8 permet d'écrire les équations du modèle petits signaux, utilisant la forme normalisée des différentes variables :

$$\begin{cases} \delta q_1 - \delta q_2 = s \cdot C_s \cdot \delta h_s \\ \delta h_1 - \delta h_s = s \cdot L_1 \cdot \delta q_1 \\ \delta h_s - \delta h_2 = s \cdot L_2 \cdot \delta q_2 \end{cases} \quad (3.5)$$

L'équation (3.5) permet d'écrire le modèle d'état utilisé pour la simulation du circuit hydraulique :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \delta h_s \\ \delta q_1 \\ \delta q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1/C_s & 1/C_s \\ -1/L_1 & 0 & 0 \\ 1/L_2 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \delta h_s \\ \delta q_1 \\ \delta q_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 1/L_1 & 0 \\ 0 & -1/L_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \delta h_1 \\ \delta h_2 \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} \delta q_1 \\ \delta q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \delta h_s \\ \delta q_1 \\ \delta q_2 \end{pmatrix} \end{cases} \quad (3.6)$$

### 3.2.3 Modèle de la turbine hydraulique

La Figure 9 donne le diagramme permettant d'implémenter le modèle non linéaire de la turbine hydraulique en considérant son interaction avec le circuit hydraulique [30].

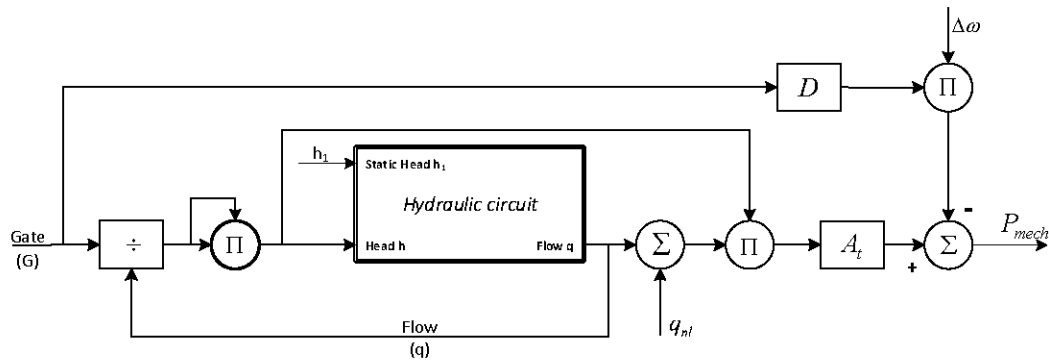


Figure 9: Modèle non linéaire de la turbine et du circuit hydraulique [30]

Ainsi, la puissance mécanique en sortie de la turbine s'exprime :

$$P_m = A_t h \cdot (q - q_{ni}) - D \cdot G \cdot \Delta\omega \quad (3.7)$$

Avec :

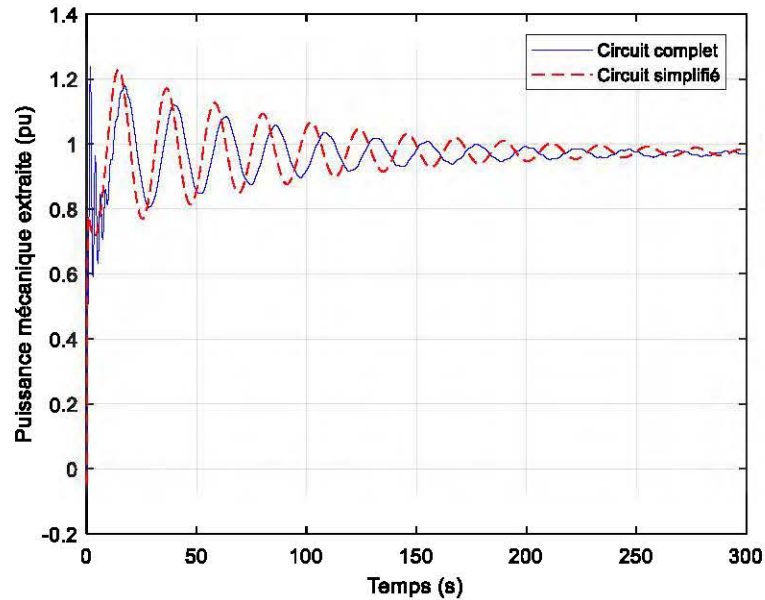
$$q = G\sqrt{h} \quad (3.8)$$

Où :

- $q$  : débit à l'admission de la turbine ;
- $h$  : hauteur à l'admission de la turbine ;
- $A_t$  : facteur de proportionnalité, calculé à partir de la puissance nominale de la turbine ;
- $D$  : facteur d'amortissement ;
- $\Delta\omega$  : déviation de vitesse par rapport à la vitesse nominale ;
- $q_{ni}$  : débit minimal, utilisé pour quantifier les pertes à vide dans la turbine ;
- $G$  : niveau d'ouverture des aubes de la turbine.

#### ➤ Simulation du modèle

Le modèle décrit précédemment et présenté à la Figure 9 a été simulé à l'aide du logiciel MATLAB®. Le modèle non linéaire inclut le circuit hydraulique de la Figure 7, avec les hypothèses de compressibilité de l'eau et d'élasticité du tube telles qu'énoncées. Cette simulation a été faite en considérant une ouverture maximale des aubes d'admission ( $g = g_{\beta}$ ), avec comme hauteur initiale  $h_1 = 1 pu$  à l'entrée du circuit et  $h = 0.9 pu$  à l'admission de la turbine. Les résultats de la simulation sont donnés ci-dessous.



**Figure 10: Puissance mécanique en sortie du modèle non linéaire, circuit complet et simplifié.**

Cette figure permet d'observer les ondulations dans la réponse en boucle ouverte du système, principalement dans la fréquence de base liée à la capacité du réservoir intermédiaire, adéquatement représentée par les deux modèles. Le modèle complet permet également d'inclure les résonances induites par les capacités équivalentes des différentes conduites.

### 3.2.3.1 Linéarisation du modèle.

Afin de procéder à la conception du contrôleur de vitesse, il est indispensable d'obtenir un modèle linéaire de la turbine combinée à l'ensemble du système hydraulique. Partant de l'équation (3.8), et par une linéarisation autour du point de repos ( $q = 0$ ,  $g = 0$ ), on écrit :

$$h = \left( \frac{q}{g} \right)^2 \Rightarrow \delta h = 2 \cdot (\delta q - \delta g) \quad (3.9)$$

Notons que cette formulation est valide pour des grandeurs en unités réduites. Si on néglige donc l'influence des pertes de fonctionnement à vide représentées par  $q_{nl}$  et des pertes dues à la déviation de vitesse, la variation de la puissance mécanique est obtenue en unité réduite par [34] :

$$\delta P_m = A_t \cdot (\delta h + \delta q) \quad (3.10)$$

Les grandeurs  $h$  et  $q$  sont vues à l'admission de la turbine, le lien avec le circuit hydraulique est effectué à partir de l'équation (3.6), on a :

$$\delta q = -\frac{1 + s^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{s \cdot L_1 \cdot \left(1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s\right)} \delta h + \frac{1}{s \cdot L_1 \cdot \left(1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s\right)} \delta h_1 \quad (3.11)$$

Pour des besoins de conception, les variations du niveau d'eau dans le réservoir amont seront négligées, d'où  $\delta h_1 = 0$

$$\Rightarrow \delta q = -\frac{1 + s^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{s \cdot L_1 \cdot \left(1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s\right)} \delta h \quad (3.12)$$

Avec l'équation (3.10), on écrit :

$$\delta P_m = A_t \cdot \left(1 - \frac{1 + s^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{s \cdot L_1 \cdot \left(1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s\right)}\right) \delta h \quad (3.13)$$

De même avec (3.9) :

$$\delta h = 2 \cdot \left( - \frac{1 + s^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{s \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)} \delta h - \delta g \right) \quad (3.14)$$

$$\Rightarrow \delta h = - \frac{1}{\frac{1}{2} + \frac{1 + s^2 \cdot L_1 \cdot C_s}{s \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)}} \delta g$$

Ce qui permet d'obtenir :

$$\Rightarrow \delta P_m = A_t \cdot \frac{1 + s^2 \cdot L_1 \cdot C_s - s \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)}{1 + s^2 \cdot L_1 \cdot C_s + \frac{1}{2} s \cdot L_1 \cdot \left( 1 + \frac{L_2}{L_1} + s^2 \cdot L_2 \cdot C_s \right)} \delta g \quad (3.15)$$

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

$$\frac{\delta P_m}{\delta g} = A_t \cdot \frac{1 - T_w \cdot s}{1 + \frac{1}{2} T_w \cdot s} \quad (3.16)$$

$$\text{Où, } T_w = L_1 + L_2$$

### 3.2.3.2 Contrôle de vitesse de la turbine hydraulique

#### 3.2.3.2.1 Modélisation du contrôleur de vitesse

Le contrôleur de vitesse est constitué d'une unité de contrôle linéaire classique (de type PID par exemple), de la vanne pilote, et du servomoteur de direction des vannes [30, 37]. Un diagramme fonctionnel est donné à la Figure 11 ci-dessous.

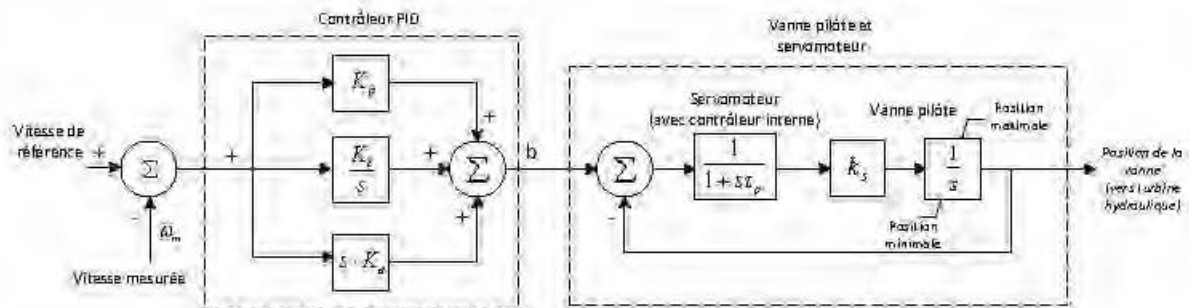


Figure 11: Schéma block détaillé du régulateur de vitesse

De ce diagramme, on déduit la forme générale du contrôleur :

$$a(s) = \left( K_p + \frac{K_i}{s} + K_d \cdot s \right) \cdot \frac{1}{1 + \frac{1}{k_s} s + \frac{\tau_p}{k_s} s^2} \cdot (\omega_0 - \omega_m) \quad (3.17)$$

Où :

- $K_p, K_i, K_d$  sont les coefficients du contrôleur PID ;
- $k_s, \tau_p$  sont respectivement le gain de la vanne pilote des aubes de la turbine, et la constante de temps du servomoteur ;
- $\omega_0, \omega_m$  sont respectivement la vitesse de rotation nominale et réelle de l'axe du turbo-alternateur.

### 3.2.3.2.2 Modèle simplifié de l'alternateur

Pour les besoins de conception du régulateur de vitesse, un modèle simplifié permettant d'obtenir une bonne approximation de la dynamique du générateur synchrone sous forme de fonction de transfert doit être utilisé. En général, une représentation suffisamment précise est obtenue en limitant la dynamique du groupe turboalternateur à celle liée à son moment d'inertie [38]. Ainsi, pour un générateur alimentant une charge électrique de puissance  $P_{el}$ , la deuxième loi de Newton s'applique :



$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{\tau_m \cdot \omega} (P_m - P_{el}) \quad (3.18)$$

Avec :

- $\omega = \frac{\omega_m}{\omega_n}$  : Vitesse de rotation de l'arbre, en unité réduite ;
- $P_m$  : Puissance mécanique produite par la turbine hydraulique, dont ont été déduites les différentes pertes dues aux frictions mécaniques et les pertes hydrauliques ;
- $P_{el}$  : Puissance consommée par la charge électrique ;
- $\tau_m = \frac{J_m \omega_n^2}{P_n}$  : Constante de temps mécanique de l'alternateur ;
- $J_m$  : moment d'inertie du groupe turboalternateur, en  $Kg.m^2$  ;
- $\omega_n, P_n$  : pulsation nominale, et puissance nominales, utilisées comme grandeurs de base pour la conversion en unités réduites.

Si on se limite à des petites variations autour d'un point de fonctionnement, la charge est considérée comme variant proportionnellement à la fréquence :

$$\delta P_{el} = e_g \cdot \delta \omega \quad (3.19)$$

Où  $e_g$  est le coefficient d'autorégulation de la charge. On écrit alors la forme linéarisée de l'équation (3.18) :

$$\frac{d(\delta\omega)}{dt} = \frac{1}{\tau_m} (\delta P_m - e_g \cdot \delta\omega) \quad (3.20)$$

D'où le modèle linéaire simplifié de l'alternateur synchrone alimentant une charge locale :

$$\frac{\delta\omega}{\delta P_m} = \frac{1}{e_g + \tau_m \cdot s} \quad (3.21)$$

### 3.2.3.2.3 Application, détermination des paramètres du contrôleur

Le système de contrôle de la vitesse de la turbine a été simulé avec les valeurs typiques des paramètres des servomoteurs de vanne pilote et d'ouverture des aubes tels que donnés dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 3-3 : Caractéristiques de la vanne pilote et du servomoteur [39]**

Paramètres	Vanne pilote et servomoteur
Constante de temps	$\tau_p = 0.05 \text{ s}$
Gain en boucle ouverte	$k_s = 0.5$

Avec, pour le turboalternateur et la charge électrique :

$$\tau_m = 0.389 \text{ s}, e_g = 0.8 \%$$

La fonction de transfert du système en boucle ouverte est calculée selon l'expression :

$$G_{BO} = G_{SV} \cdot G_{HT} \cdot G_{\alpha c} \quad (3.22)$$

Où les fonctions de transfert sont prises à partir de la Figure 11 et de l'équation (3.21) :

- $G_{BO}$  : Fonction de transfert en boucle ouverte ;
- $G_{SV}$  : Celle du servomoteur et de la vanne pilote ;
- $G_{HT}$  : Pour la turbine et le circuit hydraulique ;
- $G_{\alpha c}$  : Pour le générateur et la charge (modèle simplifié).

En utilisant les valeurs numériques données dans le Tableau 3-2 et Tableau 3-3, on peut donc obtenir une expression numérique de la fonction de transfert du système en boucle ouverte, tenant compte de la présence d'un réservoir intermédiaire dans le circuit hydraulique :

$$G_{BO} = \frac{-0.08147 \cdot s^3 - 1.602 \cdot s^2 + 0.5556 \cdot s}{0.001422 \cdot s^6 + 0.05816 \cdot s^5 + 0.6339 \cdot s^4 + 0.8104 \cdot s^3 + 0.3347 \cdot s^2 + 0.04 \cdot s}$$

Il devient dès lors possible de déterminer les paramètres du contrôleur PID adéquat pour le système. Ceci a été fait en utilisant l'outil 'PID Tuner' de MATLAB® permettant de visualiser graphiquement la réponse du système en boucle fermée pour divers réglages du contrôle. Les valeurs obtenues sont les suivantes :

$$K_p = 0.0584 \quad K_i = 0.024 \quad K_d = 0.232 \quad (3.23)$$

#### 3.2.3.2.4 Simulation du fonctionnement local et discussions

Le système implanté sous Simulink® inclut le modèle non linéaire de la turbine hydraulique tel que présenté dans la Figure 9 et l'équation (3.15), celui du contrôleur PID de vitesse, ainsi que celui du générateur électrique et de la charge. La simulation est effectuée sur une heure, avec l'observation d'une variation de charge de 0.8pu à 0.5pu après 30 minutes. Les résultats de la simulation sont donnés dans la figure ci-dessous, une comparaison des courbes de réponse du système avec utilisation pour le circuit hydraulique, du modèle complet (Figure 7), du modèle simplifié [Figure 8 et équation (3.15)] , et du modèle classique [équation (3.16)] est également présentée.

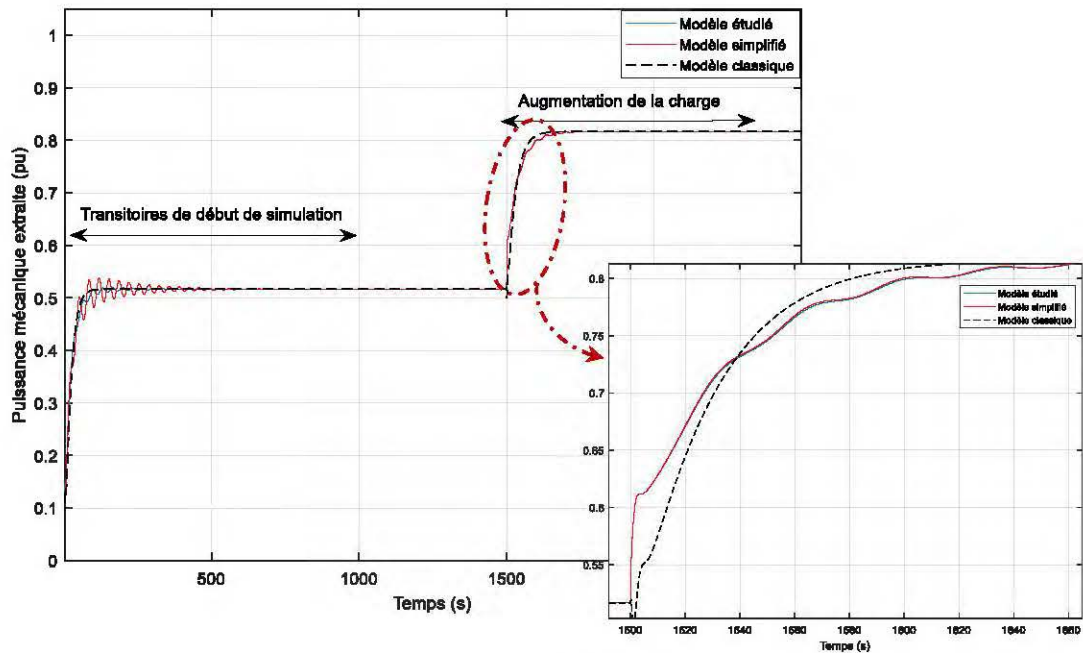


Figure 12 : Puissance mécanique extraite de la turbine, simulation avec les différents modèles.

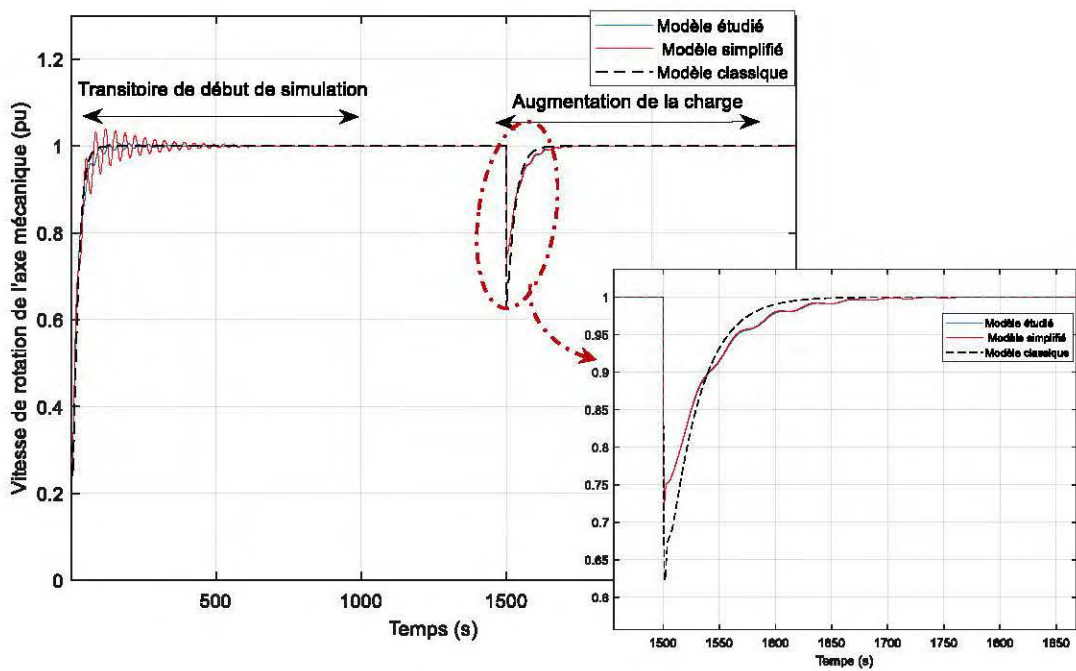


Figure 13 : Vitesse de rotation de l'axe mécanique du turbo-alternateur, simulation avec les différents modèles.

On observe dans ces courbes qu'au début de la simulation, le système passe par une phase transitoire, due à la correspondance imparfaite entre les états initiaux des différentes de ses parties. Suite à cette phase, la charge qui initialement était de 0.5 pu est mise à 0.8 pu de façon soudaine. On peut ainsi évaluer la différence entre les réponses dynamiques des modèles présentés. Le contrôleur de vitesse est mis à contribution, et permet de ramener celle-ci à sa valeur nominale dans une durée d'environ 100s pour une marge de 2%.

### 3.2.4 Modélisation de l'alternateur synchrone

L'alternateur ou générateur synchrone est obtenu lors de l'utilisation due à sa réversibilité, de la machine synchrone pour produire de l'énergie par le principe de conversion d'énergie électromécanique. La machine synchrone est une machine dont le courant circulant dans les enroulements de l'armature (induit) est alternatif ; elle est dite synchrone, car ce courant est, en régime permanent à fréquence égale moyennant le nombre de pôles à la fréquence de rotation de la partie mobile de la machine appelée rotor [40].

#### 3.2.4.1 L'alternateur synchrone dans une centrale hydroélectrique

Les générateurs synchrones utilisés dans ces centrales sont habituellement à montage vertical, et quelques fois horizontal pour les centrales à faible puissance. Ces générateurs peuvent avoir plusieurs pôles, ou même plus d'une centaine de pôles dans le cas de grandes machines, elles sont donc très souvent conçues pour fonctionner à des vitesses de rotation relativement faibles [41]. Les tensions de sortie des centrales hydroélectriques peuvent varier entre 480 VAC et 22 kV-AC, dépendamment de la puissance apparente de l'unité de production. De nombreux dispositifs de monitoring et de protection doivent être installés en accord avec des normes telles que IEEE Std C37, entre autres. La performance du système d'excitation

utilisé constitue également une contrainte importante dans la conception de ces centrales. En effet, diverses structures pour l'excitation des machines synchrones peuvent être utilisées, elles sont généralement catégorisées en systèmes d'excitation statiques, et systèmes d'excitation rotationnels. L'excitation statique est le mode classique, bien souvent utilisé pour des unités de production de grande taille, celle-ci a l'avantage d'être de construction plus robuste, a un temps de réponse élevé étant donné que la logique de contrôle s'applique directement sur un redresseur commandé.

#### *3.2.4.2 Hypothèses de modélisation*

Les hypothèses à partir desquelles seront développés le modèle de l'alternateur synchrone et des dispositifs de contrôle sont les suivantes :

- La distribution du flux magnétique dans l'entrefer est supposée uniforme. Ainsi, les perturbations dues aux ondulations dentaires (tooth ripples) des encoches du stator sont négligées [42].
- La perméabilité du noyau magnétique est considérée très élevée ; ainsi, la réluctance totale parcourue par le flux est composée quasi-uniquement de la réluctance de l'entrefer et des réluctances de fuite des bobines.
- Lors de l'élaboration du modèle linéaire, nous négligerons l'effet de la saturation. Des études sur la saturation peuvent être retrouvées dans [43, 44].
- Les variations de paramètres dues à des changements dans l'environnement externe tels que la température ne sont pas prises en compte dans le modèle développé.

#### *3.2.4.3 Modèle d'un alternateur synchrone à pôles saillants*

Le couplage magnétique entre les différents enroulements d'un générateur synchrone implique une interdépendance des flux perçus au stator et au rotor. Une documentation très dense couvre les développements mathématiques permettant

d'évaluer ces inductances dans le repère naturel fixe de la machine [39, 40, 45]. On peut donc écrire les équations de flux dans le repère de (dq0) :

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -x_{dd} & 0 & x_{df} & x_{dD} & 0 \\ 0 & -x_{qq} & 0 & 0 & x_{qQ} \\ -x_{fd} & 0 & x_{ff} & x_{fD} & 0 \\ -x_{Dd} & 0 & x_{Df} & x_{DD} & 0 \\ -x_{Qd} & 0 & x_{Qf} & x_{QD} & 0 \\ 0 & -x_{Qq} & 0 & 0 & x_{QQ} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Les réactances mises en jeu dans cette équation sont obtenues à partir de l'analyse des couplages magnétiques dans les différents axes (des détails sont fournis en Annexe B).

L'équation (3.25), donnant les expressions des tensions au stator et rotor est écrite à partir de développements mathématiques largement présentés dans la littérature [40, 43] :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -r_a & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} + \frac{1}{\omega_n} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} + \omega_m \begin{bmatrix} -\psi_q \\ \psi_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Dans laquelle :

- $v_d, i_d, v_q, i_q, \psi_d, \psi_q$ , représentent respectivement les tensions, courants et flux magnétiques perçus dans les axes d, q au stator de la machine ;
- $v_f, i_f, \psi_f$ , étant respectivement la tension, le courant et le flux magnétique perçu par le circuit d'excitation (rotor) ;
- $i_D, i_Q, \psi_D, \psi_Q$ , représentant les courants et flux magnétiques perçus par les barres d'amortisseurs dans les axes D et Q ;



- $r_a$ ,  $r_f$ ,  $r_D$ ,  $r_Q$ , étant respectivement les résistances des enroulements au stator, au rotor, et dans les axes D et Q pour les barres d'amortisseurs.

➤ Couple électromagnétique et équations mécaniques

Le couple électromagnétique  $T_e$  se calcule selon l'expression [39] :

$$T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (3.26)$$

Dans laquelle  $\psi_d$  et  $\psi_q$  sont les flux magnétiques dans les axes d et q respectivement;  $i_d$  et  $i_q$  étant les courants d'axes d et q.

Le couple mécanique  $T_m$  est déterminé à partir de la puissance extraite de la turbine.

➤ Paramètres de simulation

Le Tableau 3-4 donne les paramètres de simulations utilisés pour la machine synchrone dans le cadre de cette étude. Ces paramètres sont tirés des modèles pré-faits de Matlab®.

**Tableau 3-4 : Caractéristiques du générateur synchrone**

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
<b>Puissance nominale</b>	$S_n = 400 \text{ kVA}$	$x_D$	$7.911 \text{ pu}$
<b>Tension nominale</b>	$U_n = 600 \text{ V}$	$x_Q$	$0.3047 \text{ pu}$
<b>Fréquence</b>	$\omega_n = 377 \text{ rad/s}$	$x_{kf1}$	$0 \text{ pu}$
$x_{md}$	$2.83 \text{ pu}$	$r_a$	$0.01727 \text{ pu}$
$x_{mq}$	$2.37 \text{ pu}$	$r_f$	$0.006871 \text{ pu}$
$x_d$	$0.07 \text{ pu}$	$r_D$	$0.9029 \text{ pu}$
$x_f$	$0.5956 \text{ pu}$	$r_Q$	$0.05203 \text{ pu}$

3.2.4.4 Excitation de la machine synchrone et régulation de tension

Le système d'excitation a pour rôle de fournir et de contrôler l'alimentation à courant continu dont a besoin la génératrice synchrone pour fonctionner. Des fonctions de



protection, de régulation de tension et de courant doivent être remplies et ultimement permettre à la machine de satisfaire les exigences de fonctionnement en connexion à un réseau électrique externe ou en alimentation d'une charge locale isolée du réseau.

Les équations données dans la section précédente permettent d'écrire le modèle de l'excitation de la génératrice synchrone :

$$\begin{cases} E_{m0} = x_{md}i_f \\ v_f = R_f i_f + \frac{1}{\omega_n} \frac{d}{dt}(\psi_f) \end{cases} \quad (3.27)$$

$E_{m0}$  étant la tension à vide de la machine. Si l'on néglige l'influence des barres d'amortisseur sur le modèle, l'expression du flux peut être réécrite :

$$\psi_f = x_{fd}i_d + x_{ff}i_f \quad (3.28)$$

La composante incluant le courant au stator (flux mutuel) sera prise comme une perturbation. Il en résulte la fonction de transfert suivante décrivant le comportement dynamique de l'excitation de la génératrice, avec les paramètres donnés en unités réduites :

$$E_{m0}(s) = \frac{K_e}{1 + \tau_e \cdot s} V_f(s) \quad (3.29)$$

Avec :

$$K_e = \frac{x_{md}}{R_f} \quad \text{et} \quad \tau_e = \frac{x_{ff}}{\omega_n \cdot R_f} \quad (3.30)$$

Par ailleurs, l'amplificateur d'excitation pour le système considéré est un redresseur triphasé à thyristor, c'est donc un amplificateur de type statique. Des détails sur le modèle de cet amplificateur et son application dans le contrôle de l'excitation d'un générateur synchrone peuvent être retrouvés dans la littérature [46, 47]. Pour notre application, nous considérerons un gain unitaire et une constante de temps de

$\tau_f = 0.015 \text{ s}$ , typique pour ce type de système [46]. Il en résulte le schéma simplifié ci-dessous qui utilise un régulateur de type PID pour le système d'excitation.

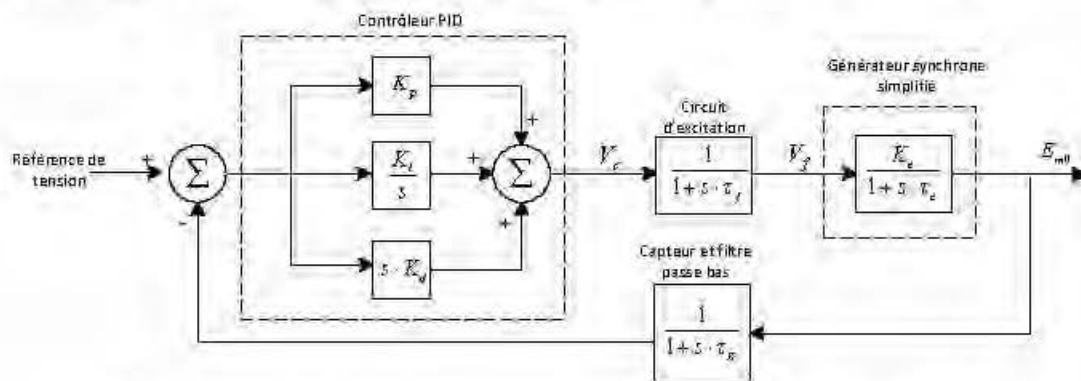


Figure 14: Circuit de conception du contrôleur de tension de type PID.

Les paramètres utilisés pour le contrôleur PID ont été déterminés en utilisant l'outil PID Tuner de Matlab® :

$$K_p = 0.065 \quad K_i = 0.244 \quad K_d = 0.00167$$

### 3.2.4.5 Validité du modèle électrique de l'alternateur comparé avec les modèles Matlab®-Simulink

L'implantation du modèle du générateur électrique, ainsi que des autres blocs du système étudiés dans ce document étant faite dans Matlab®-Simulink en utilisant uniquement des fonctions ou matrices de transfert, il devient important d'effectuer une validation des modèles simulés comparativement à ceux existants. Ceci est d'autant plus important pour l'alternateur synchrone, qui constitue un élément de base du système, et dont la représentation dynamique est faite dans le référentiel interne tournant. Un des principaux avantages de cette approche est que le temps de simulation s'en trouve significativement réduit ; de plus, l'analyse des différents scénarios est rendue relativement plus accessible.

Afin de valider le modèle de l'alternateur, la simulation d'un essai d'enclenchement partiel de charge résistive a été effectuée d'une part, avec le bloc de générateur

synchrone (Synchronous Machine pu Fundamental) de Matlab®-Simscape, et d'autre part avec le modèle implanté sous Simulink® (voir Annexe E). Les résultats sont donnés ci-dessous.

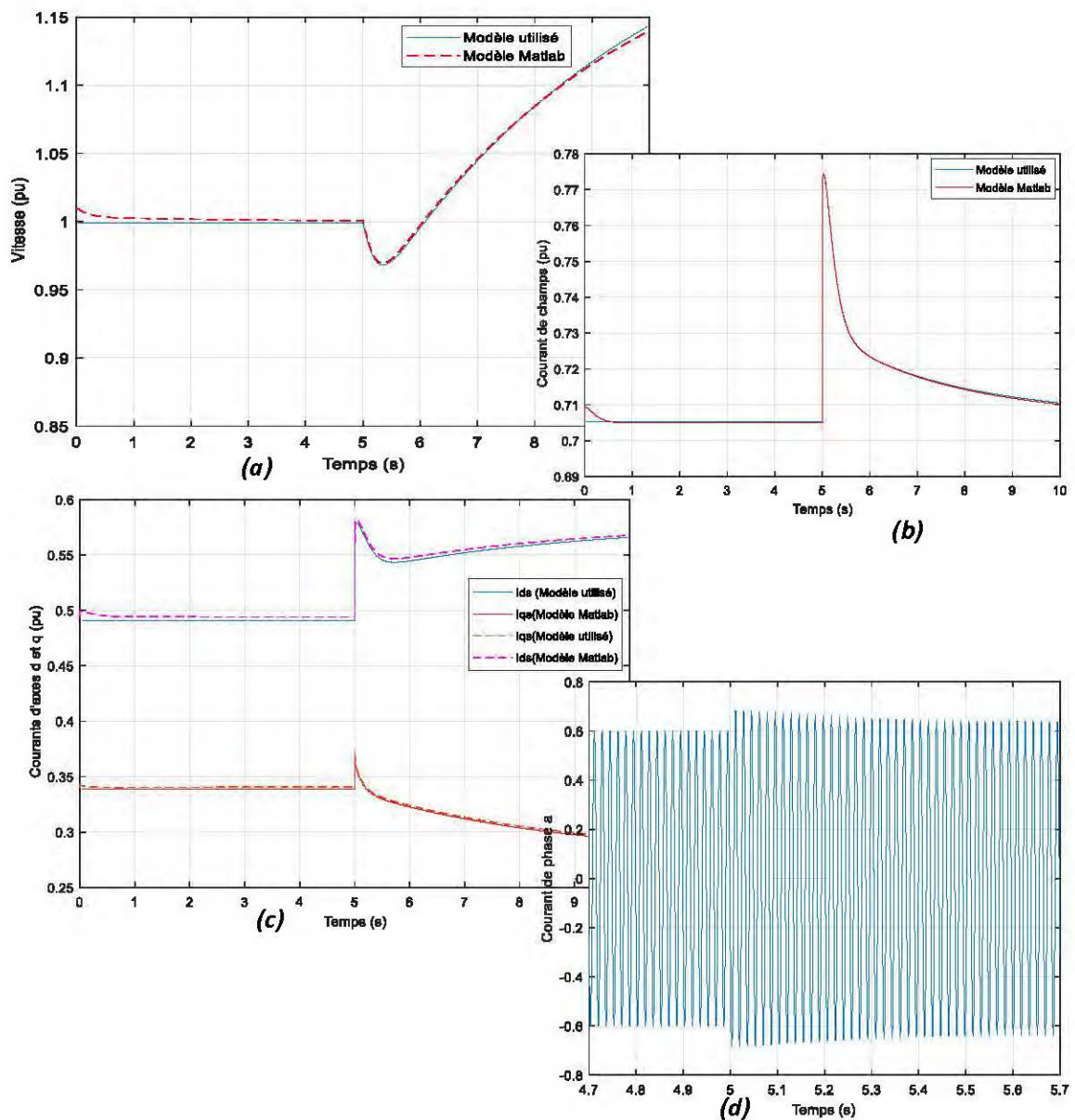


Figure 15 : Simulation d'un enclenchement de charge, (a)-vitesse ou pulsation électrique, (b)-courant de champs, (c)-courants d'axes d et q, (d)- courant de phase a

Au début de la simulation, le système est dans un état très proche du régime permanent. Pour le modèle Matlab®-Simscape, la déviation de vitesse initiale est d'approximativement 2%. À  $t = 5s$ , la charge passe de 0.6 pu à 0.7pu. On peut observer que l'évolution des variables internes des deux modèles est quasiment identique. La légère différence étant principalement due aux conditions initiales qui n'étaient pas parfaitement similaires. Il est à noter qu'aucun contrôleur n'est utilisé dans cette simulation ; la machine synchrone alimente la charge variable en boucle ouverte.

#### 3.2.4.6 Contrôle du statisme permanent dans la microcentrale hydroélectrique

Dans des contextes où l'unité de production n'est pas isolée, il est nécessaire que sa contribution lors d'une variation des charges connectées soit partagée avec celle des autres unités alimentant le système. Le contrôle de statisme permanent ('permanent droop control' plus utilisé en anglais) permet de fixer la contribution de la centrale hydroélectrique en utilisant un coefficient de statisme  $R_p$  introduit dans la boucle de régulation de vitesse.

L'erreur de vitesse est alors modifiée par :

$$\Delta\omega^* = \Delta\omega - R_p \cdot \Delta P \quad (3.31)$$

Avec :

- $\Delta\omega$  : Nouvelle erreur sur la vitesse,
- $R_p$  : Coefficient de statisme,
- $\Delta P = P_e - P_e^{nom}$  : Différence entre la puissance produite en sortie et celle en régime nominal.

Ainsi, dans un système où la microcentrale hydroélectrique est l'une des principales sources, ce contrôle atténue la référence statique de vitesse afin que la puissance alimentant la charge soit partagée entre les différentes sources. Plus de détails seront

donnés dans l'utilisation pour le contrôle primaire du micro-réseau présenté dans le chapitre 4.

### 3.3 Éléments de modélisation de l'installation solaire photovoltaïque

Les panneaux solaires, dans une installation solaire photovoltaïque sont bien souvent modélisés sur la base de l'équation de la diode de Shockley telle que présentée dans [48]. Les différentes parties du système, telles qu'indiquées au paragraphe 2.4, sont assemblées dans une configuration permettant le transfert de l'énergie produite. Une structure de commande est donnée dans la Figure 16 ci-dessous.

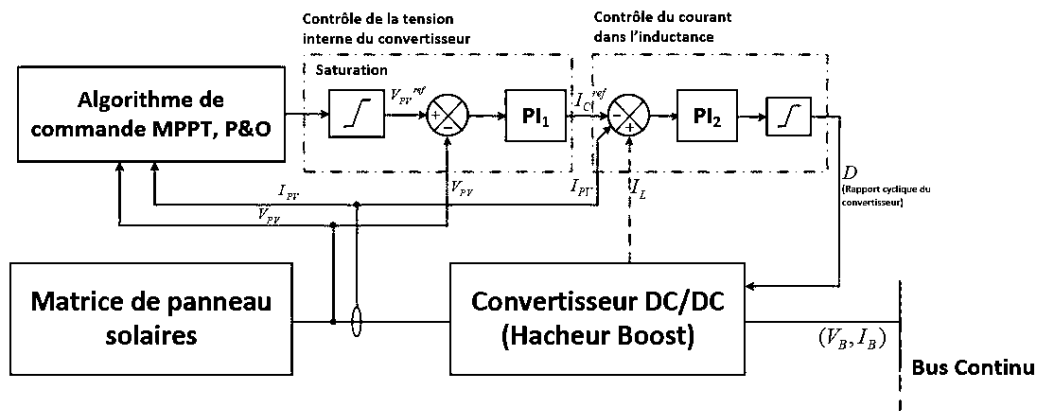


Figure 16: Structure du bloc de commande MPPT d'une matrice de panneaux solaires PV (adapté de [14])

L'installation ainsi obtenue a une dynamique significativement rapide, comparée à celle des autres équipements du système étudié. Si on considère une puissance de sortie directement dépendante de l'ensoleillement, le courant injecté dans le micro-réseau est donné par :

$$I_{PV} = \frac{P_{PV}}{V_{DC Bus}} \quad (3.32)$$

Le modèle simplifié correspondant, utilisé pour cette partie du système est alors donné dans la Figure 17.

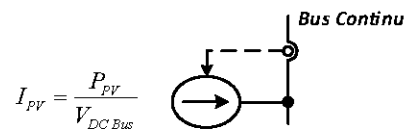


Figure 17 : Schéma bloc de la représentation simplifiée de l'installation solaire PV.

### 3.4 Modélisation du système de stockage à batterie

Le schéma d'étude du système de stockage à batterie concerné est donné ci-dessous.

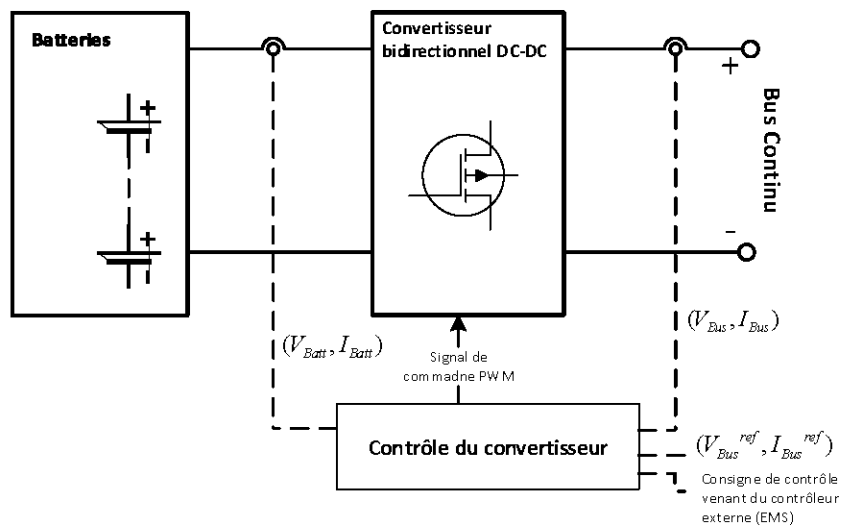


Figure 18: Schéma bloc de la batterie et de son système de contrôle

Trois types de modèles de batteries sont couramment rencontrés dans la littérature [49] : le modèle expérimental, le modèle électromécanique et le modèle électrique équivalent. La variante simplifiée, classiquement utilisée pour le modèle électrique met en œuvre une source de tension contrôlée en série avec la résistance interne de la batterie. La valeur de la source de tension dépend des paramètres internes de la batterie. L'expression développée par Clarence M. Shepherd [50] permet d'obtenir une description complète de la dynamique de cette source de tension à partir de données expérimentales ou fournies par le fabricant.

### 3.4.1 Modèles de charge et de décharge de la batterie Lithium-Ion

Le Schéma équivalent de la batterie Li-Ion est donc présenté dans la figure ci-dessous, avec certains détails donnés en Annexe C.

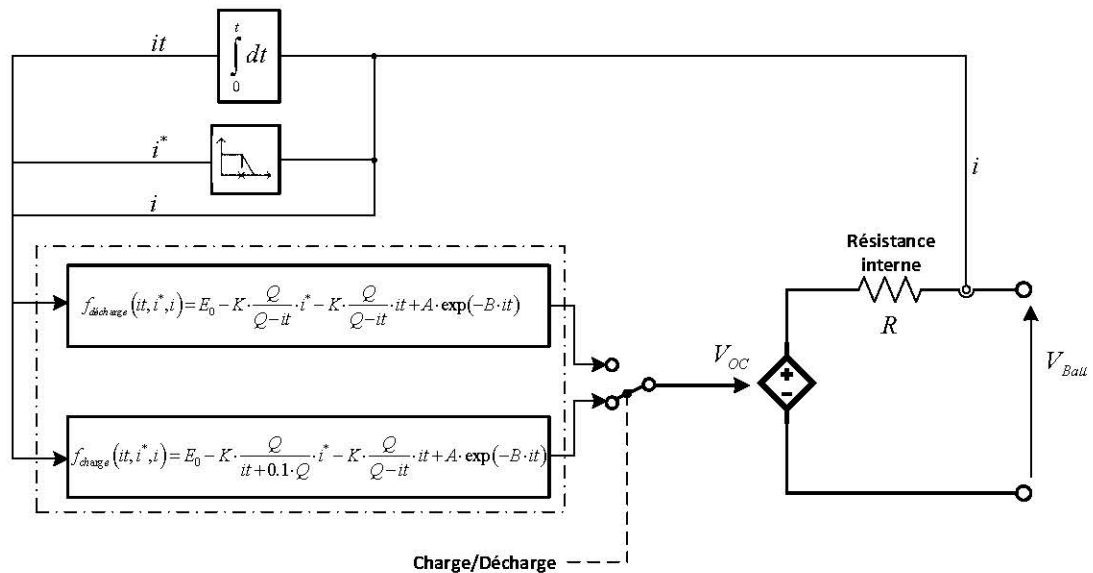


Figure 19 : Schéma équivalent électrique d'une batterie Li-Ion [51]

Sa validité repose sur les hypothèses suivantes [49, 51] :

- La résistance interne est supposée constante durant les cycles de charge et de décharge, et ne varie pas avec l'amplitude du courant ;
- Les paramètres du modèle, déduits de la courbe de décharge sont supposés être les mêmes que pour la charge ;
- La capacité de la batterie ne change pas avec l'amplitude du courant ;
- Les changements de température n'affectent pas le modèle. En effet dû aux variations de température, les coefficients initialement considérés constants peuvent varier, une étude avec validation du modèle thermique pour la batterie Li-Ion est proposée dans [52] ;
- La batterie n'a pas d'effet mémoire (diminution de la capacité de la batterie lorsque des recharges répétitives sont faites après des décharges partielles).

### Limitations du modèle :

- Le modèle ne permet pas de simuler l'autodécharge de la batterie ;
- La tension minimale de la batterie à circuit ouvert est de  $0V$  et la tension maximale est de deux fois la tension à vide.
- La capacité minimale est de  $0 Ah$  et la capacité maximale, de  $Q$ . Ainsi, l'état de charge simulé ne peut être supérieur à  $Q$  en cas de surcharge de la batterie.

### 3.4.2 Le convertisseur bidirectionnel de charge, DC-DC

Le convertisseur utilisé est un hacheur constitué de deux interrupteurs haute fréquence pouvant être de type IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), le circuit électrique de ce convertisseur est donné ci-dessous.

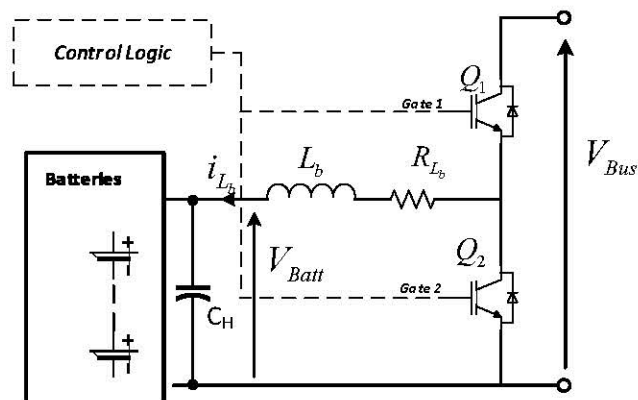


Figure 20: Circuit électrique du convertisseur bidirectionnel DC-DC

Du côté basse tension du convertisseur se trouve le banc de batteries dont la charge et la décharge doivent être contrôlées ; et du côté haute tension, le bus continu dont les bornes sont également reliées à un condensateur de forte capacité.

Les deux interrupteurs sont commandés de façon complémentaire, ainsi le sens du courant moyen  $\hat{i}_{L_b}$  dans l'inductance détermine le mode de charge ou de décharge des batteries. Une étude complète de ce convertisseur peut être retrouvée dans [53].



Si l'on néglige les résistances internes des batteries (pour des fins de compréhension du modèle uniquement), la fonction de transfert simplifiée est obtenue :

$$G_{id} = \frac{\hat{i}_{L_b}}{d} = \frac{V_{Bus}}{L_b \cdot s + R_{L_b}} \quad (3.33)$$

Avec:

- $\hat{i}_{L_b}$  : Courant moyen dans l'inductance, correspondant aussi au courant moyen de charge ou de décharge du banc de batteries ;
- $d$  : rapport cyclique des impulsions de commande.

La valeur moyenne du courant de charge/décharge sur un cycle de fonctionnement est donnée par :

$$I_{L_b} = \frac{D \cdot V_{Bus} - V_{Batt}}{\sum R} \quad (3.34)$$

Le dénominateur de cette expression étant déterminé par la somme des résistances parcourues par le courant  $i_{L_b}$  lorsque l'interrupteur  $Q_2$  est fermé. Ainsi, la charge ou la décharge sur un cycle de fonctionnement des interrupteurs peut être maîtrisée par le rapport cyclique du convertisseur tel que représenté dans la Figure 21, avec :

$$D_0 = \frac{V_{Batt}}{V_{Bus}} \quad (3.35)$$

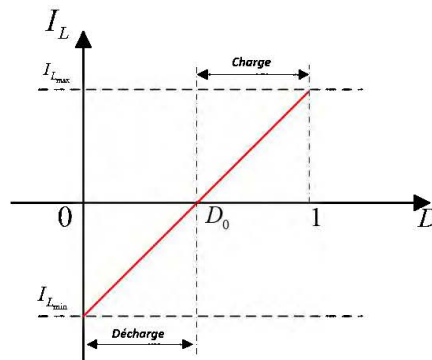


Figure 21: Courant moyen dans l'inductance en fonction du rapport cyclique moyen  $D$ .

### ➤ Contrôle du convertisseur DC-DC

L'objectif du contrôle est le maintien de la tension du bus continu à une valeur constante en appliquant lorsque nécessaire une décharge ou une charge du banc de batterie. Le contrôleur doit également assurer une régulation du courant traversant celles-ci, en limitant sa valeur au maximum déterminé selon le type de batterie et les conditions de fonctionnement. En effet, un système de gestion des batteries ('Battery Management System' ou BMS) doit être pris en compte dans la mise en œuvre de ce convertisseur afin de garantir qu'elles sont exploitées dans des conditions optimales. Le courant maximal de charge ou de décharge est déterminé par le BMS en fonction de la température, de l'état de charge, et de la tension des cellules [54]. Le diagramme de contrôle du convertisseur, implémenté dans cette étude est donné à la Figure 22 ci-dessous.

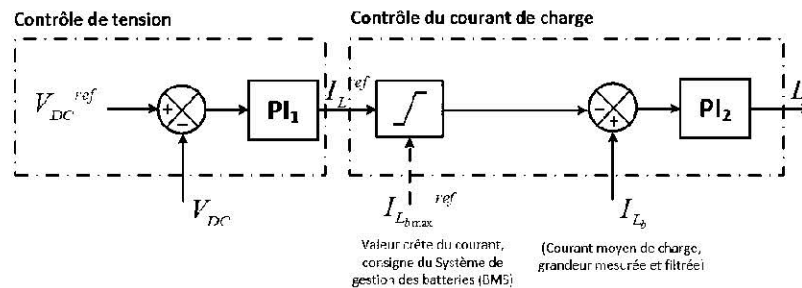


Figure 22: Contrôle du convertisseur bidirectionnel DC-DC

## 3.5 Étude et contrôle de l'unité de liaison AC/DC

### 3.5.1 Modélisation du convertisseur de liaison

Le convertisseur de liaison (IC, ou 'Interlinking Converter') est constitué par un pont inverseur à six interrupteurs de puissance pouvant être de type IGBT, ainsi que d'un bloc de filtrage à courant alternatif tel que le montre la Figure 23.

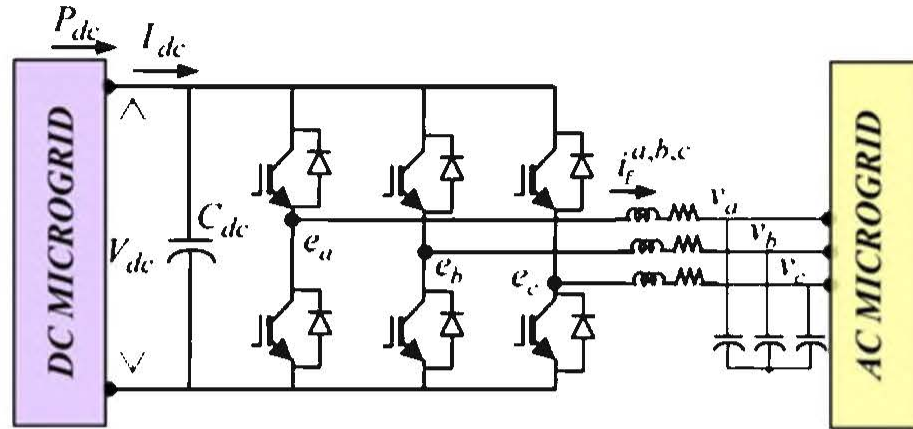


Figure 23: Unité de liaison entre les parties AC et DC du micro-réseau (tiré de [4])

Ce convertisseur doit être bidirectionnel et assure le transfert de l'énergie du sous-réseau AC au sous-réseau DC et vice-versa.

Des éléments de base sur la modélisation de ce convertisseur peuvent être retrouvés dans [55]. Les équations qui en décrivent la dynamique dans le repère d-q sont donnés ci-dessous.

Pour le bus continu :

$$C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{dc} - \frac{3}{2} (i_f^d d_d + i_f^q d_q) \quad (3.36)$$

Courant d'axe d :

$$\frac{di_f^d}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} i_f^d + \omega i_f^q + \frac{1}{L_f} \left( \frac{1}{2} v_{dc} d_d - v_f^d \right) \quad (3.37)$$

Courant d'axe q :

$$\frac{di_f^q}{dt} = -\frac{R_f}{L_f} i_f^q - \omega i_f^d + \frac{1}{L_f} \left( \frac{1}{2} v_{dc} d_q - v_f^q \right) \quad (3.38)$$

Tension de sortie, axe d :

$$\frac{dv_f^d}{dt} = \omega v_f^q + \frac{1}{C_f} i_f^d - \frac{1}{C_f} i_{ac}^d \quad (3.39)$$

Tension de sortie, axe q :

$$\frac{dv_f^q}{dt} = -\omega v_f^d + \frac{1}{C_f} i_f^q - \frac{1}{C_f} i_{ac}^q \quad (3.40)$$

Où :

- $i_{dc}$  et  $v_{dc}$ , sont les courants et tensions à l'entrée de l'unité de liaison, du côté DC du micro-réseau ;

- $d_d, d_q$ , sont les représentations dans les axes d et q des rapports cycliques des branches du convertisseur ;
- $\omega$  est la fréquence de la tension de référence utilisée pour la conversion dans le repère d-q ;
- $R_f, L_f, C_f$ , sont respectivement la résistance, l'inductance et la capacité du filtre de sortie de l'unité de liaison ;
- $C_{dc}$ , est la capacité du condensateur du bus continu ;
- $i_f^d, i_f^q, v_f^d, v_f^q$ , sont respectivement les courants d'axes d et q en entrée du filtre du convertisseur, et les tensions d'axes d et q en sortie de celui-ci ;
- $i_{ac}^d, i_{ac}^q$ , sont les courants d'axes d et q en sortie du convertisseur.

### 3.5.2 Contrôle de l'unité de liaison

L'objectif du contrôle de l'unité de liaison est de fixer les puissances actives et réactives de sortie. En effet, ces puissances s'expriment dans le repère d-q selon les équations suivantes :

$$P_{out} = \frac{3}{2} (v_f^d i_f^d + v_f^q i_f^q) \quad (3.41)$$

$$Q_{out} = \frac{3}{2} (v_f^q i_f^d - v_f^d i_f^q) \quad (3.42)$$

La transformation vers le repère tournant étant faite à partir de la tension  $v_f$ , on peut considérer que :

$$v_f^q = 0 \quad (3.43)$$

Le contrôle de ces courants et la génération des impulsions de commande sont effectués grâce à des contrôleurs PI en cascade dont le premier pour le contrôle des puissances et le deuxième pour les courants. Il est alors nécessaire d'effectuer un découplage des courants d'axes d et q [47] tel que le montre la Figure 24 ci-dessous.

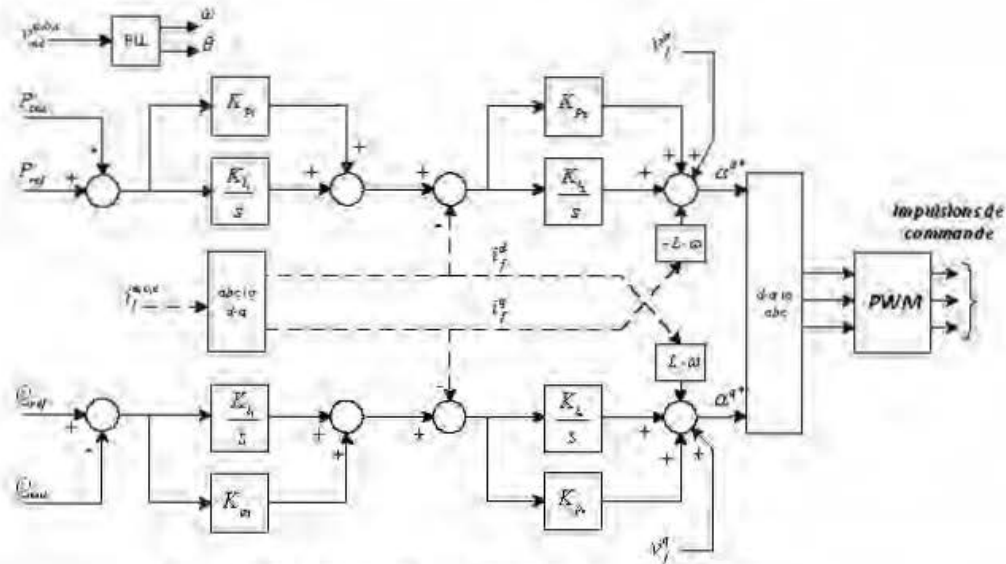


Figure 24: Schéma de contrôle de l'unité de liaison.

Le vecteur de fonctions de transferts avec sorties en courants est obtenu à partir des équations (3.37) et (3.38), et donné dans l'équation ci-dessous :

$$\frac{\hat{i}_f^{dq}(s)}{\hat{v}_f^{dq}(s)} = \frac{1/R_f}{1 + \frac{L_f}{R_f} \cdot s} \quad (3.44)$$

Avec :

$$\hat{v}_f^{dq0}(s) = \frac{1}{2} v_{dc} \hat{d}^{dq0} - v_f^{dq0} - J \cdot L_f \omega \cdot \hat{i}_f^{dq0} \quad (3.45)$$

$$J = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

Dans la pratique, une boucle à verrouillage de phase permet de créer la tension virtuelle  $v_f^{dq}$  synchronisée à la tension réelle au point de connexion commun, et de déterminer l'angle de phase ainsi que la pulsation  $\omega$ , nécessaires à la transformation dans le repère de Park de l'unité de liaison [56]. L'approche utilisée dans ce document consiste à déterminer cet angle pendant la simulation, et utiliser la matrice de passage

afin de calculer les tensions et courants vus dans le repère de l'IC. Cette approche est définie par les équations (3.47) et (3.48) ci-dessous.

$$\varphi_{PCC} = \tan^{-1} \left( -\frac{v_{f\_PCC}^d}{v_{f\_PCC}^q} \right), \quad \Gamma^*(\varphi) = \begin{bmatrix} \sin \varphi & -\cos \varphi & 0 \\ \cos \varphi & \sin \varphi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$v_f^{dq0} = \Gamma^*(\varphi_{PCC}) \cdot v_{f\_PCC}^{dq0}, \quad i_f^{dq0} = \Gamma^*(\varphi_{PCC}^*) \cdot i_{f\_PCC}^{dq0} \quad (3.48)$$

Avec :

- $i_f^{dq0}, v_{f\_PCC}^{dq0}$  : courants et tensions d'axes d et q dans le repère de référence du micro-réseau AC, au point d'interconnexion.
- $i_f^{dq0}, v_f^{dq0}$  : Courants et tensions d'axes d et q dans le repère de contrôle de l'unité de liaison.
- $\Gamma^*$  : étant la matrice de passage du repère d-q interne à la MCH, au repère en phase avec la tension au PCC (point de connexion commun).
- $\varphi_{PCC}^*$  : déphasage imaginaire de la tension au PCC par rapport à la tension de référence, utilisé pour le contrôle de l'IC.

Cette transformation permet donc de ramener les variables dans le repère de l'IC, dans lequel la validité de l'équation (3.43) est garantie, et les puissances actives et réactives peuvent être contrôlées de façon découplée.

### 3.6 Représentation dynamique du réseau électrique externe, problématique de connexion et de synchronisation

Le réseau électrique externe est couramment représenté comme une source de tension sans limitation de puissance, dont la liaison avec le micro-réseau est faite à travers une ligne de transport et un dispositif de connexion ou déconnexion [17]. Le modèle correspondant, utilisé dans cette étude est donné dans la figure ci-dessous.

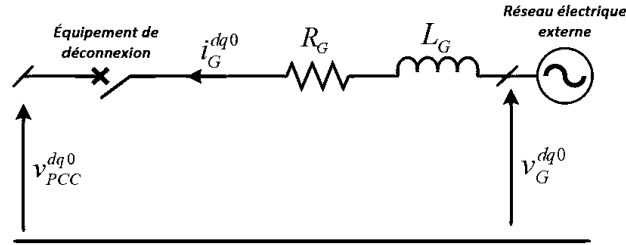


Figure 25 : représentation électrique équivalente du réseaux externe.

L'hypothèse de puissance infinie du réseau est soutenue par le fait que sa tension reste d'amplitude, de fréquence et de phase constantes. Ainsi, si nous considérons le repère virtuel lié à cette tension, on écrit :

$$v_G^{abc} = P^{-1}(\theta_G) \cdot v_G^{dq0^G}, \quad v_G^{dq0^G} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Où :

- $v_G^{dq0^G}$  : tension dans le repère synchrone à la tension du réseau ;
- $\theta_G = \int \omega_G \cdot dt$  : l'angle de phase la tension  $v_G$  ;
- $\omega_G$  : pulsation électrique de la tension du réseau,  $\omega_G = \omega_n = 2\pi \cdot 60 \text{ rad/s}$  ;
- $P^{-1}(\theta_G)$  : matrice de transformation inverse de Park, l'angle de phase  $\theta_G$  (voir aussi Annexe B) ;
- $v_G^{abc}$  : tension réelle perçue par une charge connectée au réseau.

L'étude étant effectuée dans le repère dq0 de référence lié à la MCH, il est nécessaire de ramener la tension équivalente du réseau à une tension virtuelle perçue dans ce repère. On définit donc :

$$v_G^{dq0} = P(\theta_{MG}) \cdot P^{-1}(\theta_G) \cdot v_G^{dq0^G} \quad (3.50)$$

On démontre que :

$$P(\theta_{MG}) \cdot P^{-1}(\theta_G) = \Gamma(\theta_G - \theta_{MG}) \quad (3.51)$$

Avec :

$$\Gamma(\varphi) = \begin{bmatrix} \sin(\varphi) & \cos(\varphi) & 0 \\ -\cos(\varphi) & \sin(\varphi) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \text{inv}(\Gamma^*(\varphi)) \quad (3.52)$$

On évalue également :

$$\theta_G - \theta_{MG} = \int (\omega_G - \omega_{MG}) \cdot dt \quad (3.53)$$

Où  $\omega_{MG}$  est la pulsation électrique du repère tournant de référence du micro-réseau.

Une connexion entre le micro-réseau et le réseau électrique externe en absence de synchronisation entre la tension au PCC et la tension du réseau générerait des transitoires de forte amplitudes, et pourrait causer le déclenchement des dispositifs de protection, ou des dommages matériels d'envergure [57]. Le critère de synchronisme est défini par la correspondance entre l'amplitude, la fréquence et la phase des tensions au point de connexion, et donné dans l'équation ci-dessous :

$$\left\{ \begin{array}{l} |v_{PCC}| \hat{=} |v_G| \\ \Delta\theta = \theta_G - \theta_{MG} = \int (\omega_G - \omega_{MG}) \cdot dt \hat{=} \varphi_{PCC} \\ \omega_{GM} \hat{=} \omega_G \end{array} \right. \quad (3.54)$$

Dans laquelle :

- $\varphi_{PCC}$  est le déphasage entre la tension au PCC et la tension de référence, déterminé dans l'équation (3.47) ;
- $\omega_{MG}$  et  $\theta_{MG}$  sont respectivement la pulsation électrique et l'angle de la tension de référence dans le micro-réseau ;
- Le signe  $\hat{=}$  indique que l'expression constitue un objectif de contrôle.



### 3.7 Représentation dynamique des charges et lignes de transmission dans le système

Les charges réparties dans le système seront représentées par leurs équivalents électriques exprimés en terme de résistances, d'inductances et de capacités.

#### 3.7.1 Modèle des charges AC

Les charges résistives, inductives et capacitives sont respectivement représentées dans le repère d-q de référence par les équations suivantes :

$$v_R^{dq0} = R \cdot i_R^{dq0} \quad (3.55)$$

$$v_L^{dq0} = J \cdot L\omega \cdot i_L^{dq0} + L \cdot \frac{di_L^{dq0}}{dt} \quad (3.56)$$

$$\frac{dv_C^{dq0}}{dt} = \frac{1}{C} \cdot i_C^{dq0} - J\omega \cdot v_C^{dq0} \quad (3.57)$$

Les équations (3.55), (3.56) et (3.57) sont combinées selon le type de charge, RL ou RLC simulée, avec :

- $R$ ,  $L$ , ou  $C$  : résistance, inductance ou capacité de la charge ;
- $J$  : matrice de couplage tel que donné dans l'équation (3.46) ;
- $\omega$  : pulsation électrique dans le repère de référence ;
- $v_R^{dq0}$ ,  $i_R^{dq0}$ ,  $v_L^{dq0}$ ,  $i_L^{dq0}$ ,  $v_C^{dq0}$ ,  $i_C^{dq0}$  : tensions et courants respectifs dans les équivalents  $R$ ,  $L$ , et  $C$  de la charge, dans le repère d-q de référence.

#### 3.7.2 Modèle des lignes de transmission AC

La ligne de transmission est représentée par une inductance en série avec une résistance, selon l'équation (3.58) ci-dessous (voir Figure 26).

$$v_1^{dq0} - v_2^{dq0} = R \cdot i_L^{dq0} + J \cdot L\omega \cdot i_L^{dq0} + L \cdot \frac{di_L^{dq0}}{dt} \quad (3.58)$$

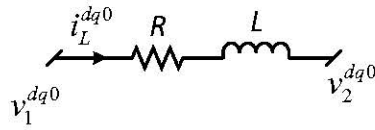


Figure 26 : représentation de la ligne de transmission AC

### 3.7.3 Modèle des charges DC

La charge DC est modélisée comme une simple résistance dont la valeur est déterminée en fonction de la puissance de celle-ci. Les équations correspondantes sont données ci-dessous.

$$R_{l-DC} = \frac{(V_{DC}^{nom})^2}{P_{l-DC}}, \quad i_{l-DC} = \frac{v_{DC}}{R_{l-DC}} \quad (3.59)$$

## 3.8 Conclusion du chapitre

Afin d'avoir une bonne compréhension du fonctionnement du micro-réseau, il était nécessaire dans ce chapitre de mener une étude des différents modèles. Partant de la littérature disponible sur les systèmes concernés, des développements permettant d'évaluer leur la dynamique ont été effectués. Des résultats de simulation pour la microcentrale hydroélectrique ainsi que des modèles des autres équipements du système en fonctionnements séparés ont été présentés et analysés. Des contrôleurs PI et PID pour l'asservissement des variables d'état à l'échelle locale pour chacune des sources de production ont également été étudiés.

## CHAPITRE 4: FONCTIONNEMENT DU MICRO-RÉSEAU HYBRIDE ET SIMULATIONS.

### 4.1 Introduction.

Partant des modèles développés précédemment, il nous est désormais possible d'envisager des simulations du système complet. Une étude de la stratégie de contrôle à appliquer au micro-réseau constitué, et dont la structure a été présentée au chapitre 2, sera faite dans ce chapitre. Des scénarios seront définis, et les résultats des simulations du système sous ces scénarios seront présentés.

Les objectifs de ce chapitre sont donc :

- La présentation de la logique de contrôle hiérarchique du micro-réseau, avec l'application du contrôle primaire, permettant de jumeler les différentes sources et d'en assurer le fonctionnement,
- La conception d'une stratégie de contrôle de synchronisation active, mettant en œuvre les sources de la partie AC du système afin d'assurer la synchronisation et la connexion au réseau électrique,
- La mise ensemble sous un modèle global MATLAB®-Simulink des différentes parties développées,
- La simulation du système global sous diverses conditions de fonctionnement ; notamment lors de variation de l'ensoleillement, de variation brusque de la charge répartie à différents niveaux, et lors de la connexion à un réseau électrique externe.

## 4.2 Stratégie de commande du micro-réseau et de coordination des sources

Du fait des limites des moyens de communication entre les sources, et de leur dispersion par rapport aux points de connexion et aux charges, leur jumelage dans un micro-réseau pose des difficultés techniques plus importantes. Ces difficultés sont notamment liées à la stabilité du système qui devient influencée par l'action des contrôleurs à différents niveaux de celui-ci, à l'adoption d'une stratégie de réponse commune des différentes sources aux variations de charges et aux autres événements pouvant survenir, et à la répartition inégale de ces charges. Il convient donc à ce niveau de définir les objectifs de la stratégie de contrôle qui sera présentée.

### 4.2.1 Objectifs du contrôle

La stratégie de commande appliquée au micro-réseau devra répondre aux exigences suivantes :

- Assurer un fonctionnement autonome dans les différents scénarios pris en compte dans l'étude : cette autonomie sous-entend que le système est capable de mitiger les changements survenant à différents instants, et de s'adapter à ceux-ci sans intervention externe ;
- Assurer la transférabilité de l'énergie produite d'un sous-réseau à l'autre : ainsi, l'énergie produite dans la partie du micro-réseau à courant continu pourra être utilisée pour répondre à une demande dans la partie à courant alternatif, et vis-versa ;
- Assurer la stabilité de l'unité de liaison dans les différents scénarios : Cette stabilité dépend intrinsèquement de la définition précise de la zone de fonctionnement du convertisseur, et des dispositifs d'électroniques de puissances qu'il intègre ;
- Assurer que les différentes sources de production contribuent à la régulation du système dans son ensemble : ces différentes contributions

seront quantifiées à partir des coefficients de contrôle de statisme primaire défini dans les paragraphes suivants.

- Assurer lorsque nécessaire, la synchronisation active de la fréquence, de la tension, et de la phase au PCC du micro-réseau en vue d'une connexion au réseau électrique externe.
- Implémenter une coordination de l'action de ces sources dans le micro-réseau afin d'obtenir de meilleures performances du système.

#### *4.2.1.1 Scénarios de l'étude*

Ces scénarios permettent de définir les différents changements qui seront pris en compte dans la simulation du micro-réseau. Ils sont donnés ci-dessous :

- Scénario 1 : Micro-réseau isolé, Fonctionnement séparé coté AC et DC

Ce scénario débute au démarrage de la microcentrale hydroélectrique alimentant une charge locale et une charge relativement éloignée. Les charges DC sont directement alimentées via la source photovoltaïque connectée au bus continu et les batteries sont en charge.

- Scénario 2 : Connexion de l'unité de liaison, baisse de la charge AC

Parvenu au point de fonctionnement du scénario 1, le système est stabilisé avec des valeurs de tensions et fréquences idéalement proche des valeurs nominales. Le point de connexion commun (PCC) étant éloigné de la microcentrale hydro-électrique, la ligne de transport basse tension y provoque une chute de tension. Les parties AC et DC du système sont alors connectées et l'apport en puissance de l'unité de liaison dans la partie AC permettra de rétablir cette tension. Cet apport de puissance est défini par la valeur de référence indiquée, en combinaison avec l'action du contrôle primaire. Une baisse brusque de la charge AC sera alors simulée dans la suite du scénario.



➤ Scénario 3 : Augmentation de la charge DC

Suite au scénario 2, on assiste à une augmentation de la charge DC au-delà des capacités nominales du sous-réseau DC ; l'unité de liaison devra assurer un support à cette partie du réseau, et on assistera également à une décharge des batteries.

➤ Scénario 4 : Connexion au réseau électrique externe et fonctionnement en mode connecté

Dans le scénario 4, le système est connecté à un réseau externe de grande capacité, considéré dans l'étude comme un bus infini à courant alternatif. La pulsation électrique est donc imposée au système et des consignes de puissance produite lui sont données par l'opérateur du réseau. Le système de contrôle implémenté devra s'adapter à la nouvelle configuration, et tirer parti de l'énergie fournie par la source externe afin d'alimenter les charges réparties dans le micro-réseau.

*4.2.1.2 Contraintes sur la transférabilité de l'énergie dans le micro-réseau.*

Chaque sous-réseau peut être caractérisé à chaque instant par la quantité d'énergie produite, celle qu'il est capable de produire en supplément sans changement majeur sur ses conditions de fonctionnement, et celle qui est demandée par la charge. Lorsqu'une augmentation ou une diminution de la charge survient, chaque partie du micro-réseau doit pouvoir contribuer uniquement dans les limites définies par son régime de fonctionnement nominal. Soient les puissances apparentes définies suivantes :

- $S_{AC}$  : la capacité totale des sources de production de la partie AC ; dans notre cas, cette capacité correspond à celle de la microcentrale hydroélectrique ;
- $S_{IC}$  : la puissance apparente fournie au micro-réseau AC par l'IC ;
- $S_{l-AC}$  : la puissance apparente de la charge AC ;
- $P_{l-DC}$  : la puissance totale des charges DC ;

- $P_{DC}$  : la puissance active totale des unités de production de la partie DC ; Dans notre cas, cette puissance est fournie par l'installation solaire photovoltaïque et le système de stockage à batteries.

Le bilan de puissance du côté AC permet de déterminer la puissance fournie à la charge selon l'expression :

$$\bar{S}_{l-AC} = \bar{S}_{AC} - \bar{S}_{pertes} + \bar{S}_{IC} \quad (4.1)$$

Les barres représentant les valeurs complexes des puissances concernées.

Si l'on considère comme référence de charge du sous-réseau AC la puissance active  $P_{AC}$ , la puissance réactive maximale que peut fournir le système AC est alors donnée par :

$$Q_{AC}^{\max} = \sqrt{S_{AC}^2 - P_{AC}^2} \quad (4.2)$$

Par ailleurs, la puissance réactive que peut fournir l'unité de liaison est contrainte principalement par la tension du bus continu et la puissance active transférée. En effet, la contrainte de tension suivante doit être respectée pour un fonctionnement normal de l'IC [55]:

$$v_0^{dq} \leq \frac{1}{2} V_{DC} \quad (4.3)$$

Où la tension interne d'axe d,  $v_0^d$  peut être calculée à partir de l'équation :

$$v_0^d = v_f^d + R i_f^d - L \omega \cdot i_f^d \quad (4.4)$$

Ceci permet d'obtenir la valeur minimale du courant d'axe q fourni par l'IC :

$$i_f^q \geq -\frac{1}{L_f \omega} \left( \frac{1}{2} V_{DC} - v_f^d - R i_f^d \right) \quad (4.5)$$

Sachant que si la base de conversion d-q est synchronisée à la tension aux bornes de l'IC, la puissance réactive extraite se résume à :

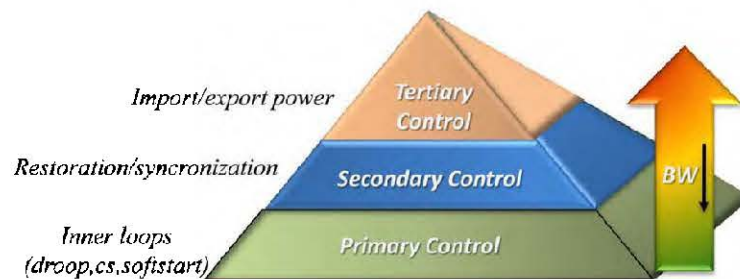
$$Q_{out}^{IC} = -v_f^d \cdot i_f^q \quad (4.6)$$

$$\Rightarrow Q_{out}^{IC} \leq v_f^d \cdot \frac{1}{L_f \omega} \left( \frac{1}{2} V_{DC} - v_f^d - R i_f^d \right) \quad (4.7)$$

L'équation (4.7) définit donc la puissance réactive maximale que peut fournir le convertisseur de liaison dans des conditions de fonctionnement stable du système.

#### 4.2.2 Contrôle hiérarchique du micro-réseau

Plus connu de par son application dans le contrôle des réseaux électriques conventionnels, le contrôle hiérarchique trouve aujourd'hui un grand intérêt auprès des chercheurs en ce qu'il permet de définir une structure de contrôle adaptable selon la configuration du micro-réseau étudié [17]. Celui-ci introduit trois niveaux de contrôle : primaire, secondaire et tertiaire tels qu'illustrés dans la figure ci-dessous.



**Figure 27: Niveaux du contrôle hiérarchique d'un micro-réseau [17]**

La suite du chapitre présente une approche basée sur cette hiérarchisation pour atteindre les objectifs de contrôle définis précédemment.

##### 4.2.2.1 Contrôle primaire

Lors d'une variation des contraintes du micro-réseau, le contrôle primaire intervient en premier ressort. Il permet de stabiliser le système en partageant les contributions de chacune des sources, tout en incluant le transfert d'énergie du micro-réseau AC à celui DC et vis-versa. Une des principales techniques utilisées est le contrôle du



statisme permanent; elle définit pour chaque unité de production et pour l'unité de liaison, une courbe de chute de fréquence  $\omega - P$ , et de chute de tension  $V - Q$  permettant d'ajuster les puissances produites [18].

Pour le sous-réseau AC, ces courbes sont définies mathématiquement par :

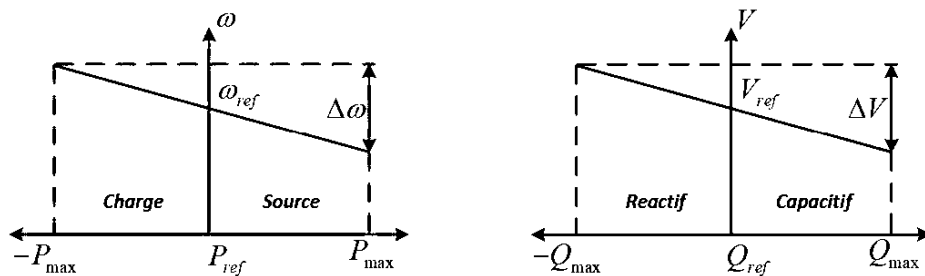
$$P_x^{ref} = -\frac{1}{k_x^\omega} \cdot (\omega^0 - \omega) + P_x^0 \quad (4.8)$$

$$Q_x^{ref} = -\frac{1}{k_x^v} \cdot (V_x^0 - V_x) + Q_x^0 \quad (4.9)$$

$$k_x^\omega = \frac{\omega^{\max} - \omega^{ref}}{P_x^{\max} - P_x^{ref}} \quad (4.10)$$

$$k_x^v = \frac{V_x^{\max} - V_x^{ref}}{Q_x^{\max} - Q_x^{ref}} \quad (4.11)$$

Où les indices 'x' représentent chaque unité de production du système AC ainsi que l'unité de liaison.



**Figure 28: Courbes de contrôle  $\omega - P$  et  $V - Q$  du micro-réseau AC**

Pour le sous-réseau DC, la variable de contrôle est la tension du bus continu  $V_{DC}$ .

L'équation de contrôle est donnée ci-dessous :

$$P_{DC-x}^{ref} = -\frac{1}{k_x^{dc}} (V_{DC}^0 - V_{DC}) + P_{DC-x}^0 \quad (4.12)$$

$$k_x^{dc} = -\frac{V_{DC}^{\max} - V_{DC}^{ref}}{P_{DC}^{\max} - P_{DC}^{ref}} \quad (4.13)$$

➤ Contrôle primaire de l'unité de liaison

Le mode de contrôle primaire proposé dans cette étude pour l'unité de liaison est une combinaison des contrôles classiques utilisés dans les réseaux AC et DC telle qu'illustrée dans la figure ci-dessous.

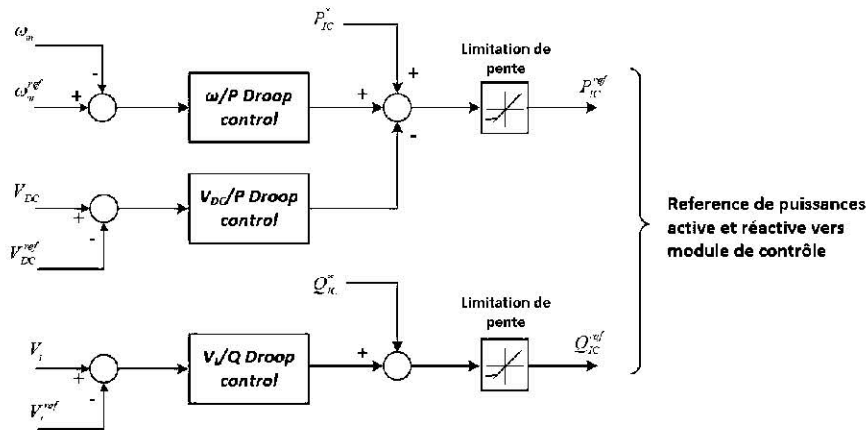


Figure 29: Contrôle primaire de l'unité de liaison.

Où  $P_{IC}^*$  et  $Q_{IC}^*$  correspondent aux puissances actives et réactives en fonctionnement normal, fixées comme référence par le contrôle secondaire ou primaire, ou au moment du démarrage du système.

#### 4.2.2.2 Contrôle secondaire

Suite à la réponse immédiate assurée par le contrôle primaire à différents niveaux du système lors d'une variation de charge ou d'autres contraintes, celui-ci est stabilisé avec des variables de fréquence et tensions proches, mais différentes de leurs valeurs nominales. L'application du contrôle secondaire a ainsi pour rôle principal de restaurer le fonctionnement nominal du micro-réseau [58]. Afin d'atteindre cet objectif, diverses méthodes sont présentées dans la littérature. Dans [17], le module de contrôle utilisé prend en entrée la déviation de fréquence ou de tension, et une nouvelle déviation de référence est calculée et communiquée aux modules de contrôle primaire des sources distribuées. Une approche donnant en sortie du

contrôleur, la tension de bus DC de référence pour un convertisseur de liaison AC/DC est présentée dans [58]. Dans cette étude, l'approche proposée a pour objectif de tenir compte de la distribution des sources dans la partie AC du système, ceci en modifiant via un module de contrôle linéaire principal à faible bande passante, les valeurs de références utilisées par les contrôleurs primaires de ces sources. Le modèle prend également en compte les délais de transmission de données entre le contrôleur central et les sources distribuées tel que présenté dans la figure ci-dessous.

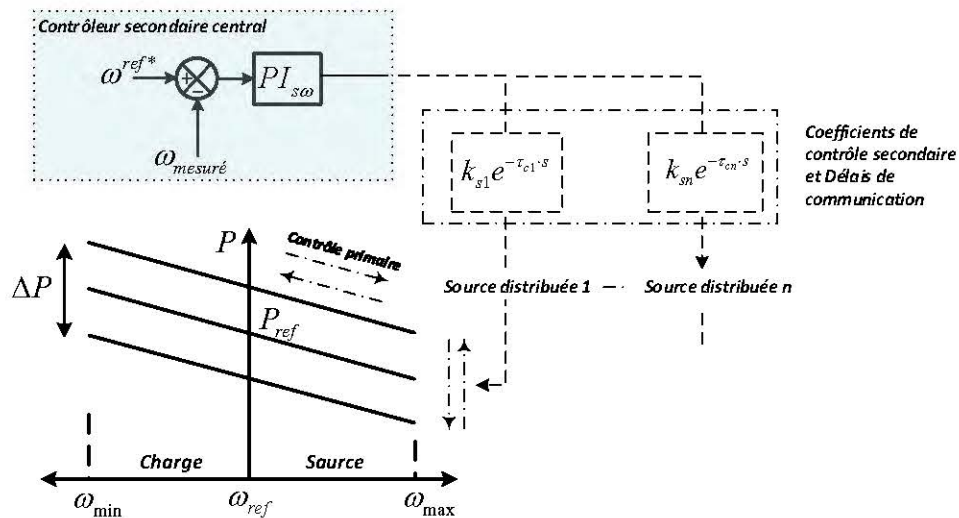


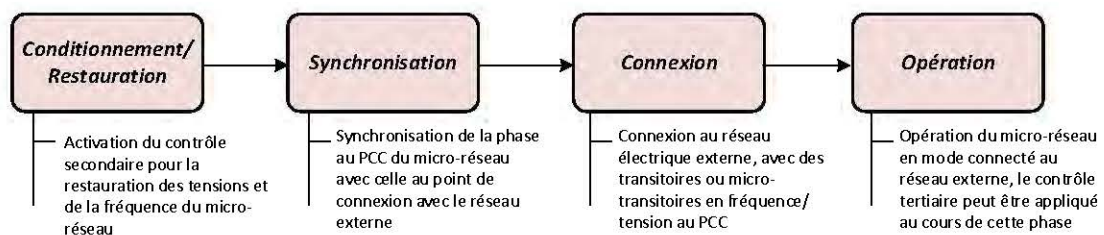
Figure 30: Modèle de contrôle secondaire proposé.

Le modèle proposé à la Figure 30 peut être utilisé de manière similaire pour le contrôle secondaire de la tension, les mesures des grandeurs de contrôle étant faites au point de connexion commun du système. Les coefficients de contrôle secondaire permettent de déterminer les contributions des sources à ce niveau du contrôle. Ils sont choisis sous la contrainte que la déviation de puissance totale de référence dans le système corresponde à la sortie du contrôleur. Cette condition est garantie si :

$$\sum_n k_{sn} = 1 \quad (4.14)$$

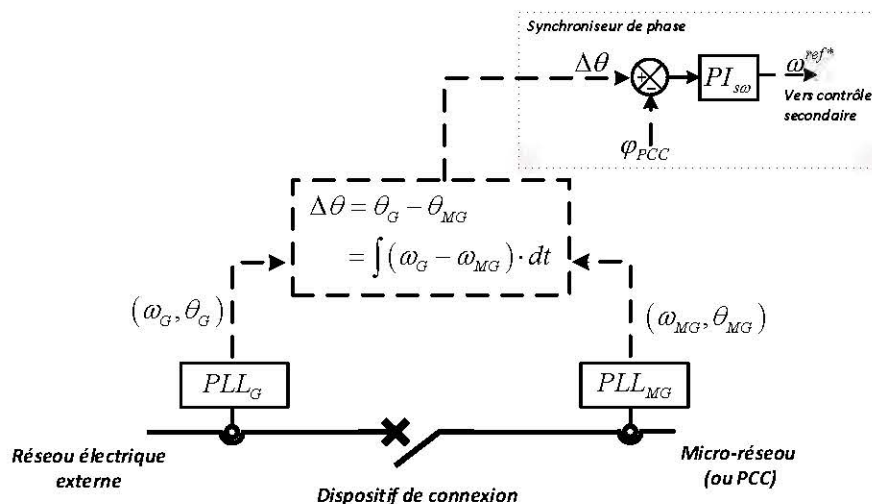
➤ Contrôle de la synchronisation active du micro-réseau.

Les objectifs de contrôle de synchronisation, présentés au paragraphe 3.6, et résumés dans l'équation (3.54) peuvent être atteints en utilisant la fonctionnalité de restauration faisant partie du contrôle secondaire; à laquelle la synchronisation de phase au PCC est adjointe. Le diagramme ci-dessous présente les phases permettant au micro-réseau de passer du mode isolé au mode connecté au réseau externe.



**Figure 31 : les phases de transition du micro-réseau, du mode isolé au mode connecté au réseau externe.**

La mesure du déphasage entre la tension au PCC et la tension au point de connexion du réseau externe se fait en utilisant deux boucles à verrouillage de phase [59]. Un contrôleur linéaire peut alors être utilisé afin de générer la déviation sur la vitesse de référence fournie au contrôle secondaire tel que présenté dans la figure ci-dessous.



**Figure 32 : Diagramme de synchronisation active de phase.**

Les modèles analysés dans cette étude étant présentés dans des repères d-q, les angles de phases sont directement rattachés aux tensions à différents points du système. Les boucles à verrouillages de phases ne sont donc pas implémentées dans ce modèle; le calcul de ces angles se fait à partir des équations (3.47) et (3.53).

Il est également à noter que le principal actionneur du système, utilisé dans la synchronisation de phase doit être la source la plus proche du PCC. Dans notre cas, cet actionneur est l'unité de liaison.

#### 4.2.2.3 Le contrôle tertiaire

Le contrôle tertiaire permet d'imposer des puissances de référence au micro-réseau lors du fonctionnement connecté au réseau externe, d'assurer que le transfert d'énergie au travers des parties du systèmes se fait dans les marges prédéfinies par l'opérateur [17].

### 4.3 Application et simulation

#### 4.3.1 Schéma d'étude du système

Partant de la structure du système présentée à la Figure 2, un schéma unifilaire d'étude du micro-réseau a été développé. Celui-ci est donné dans la figure ci-dessous.

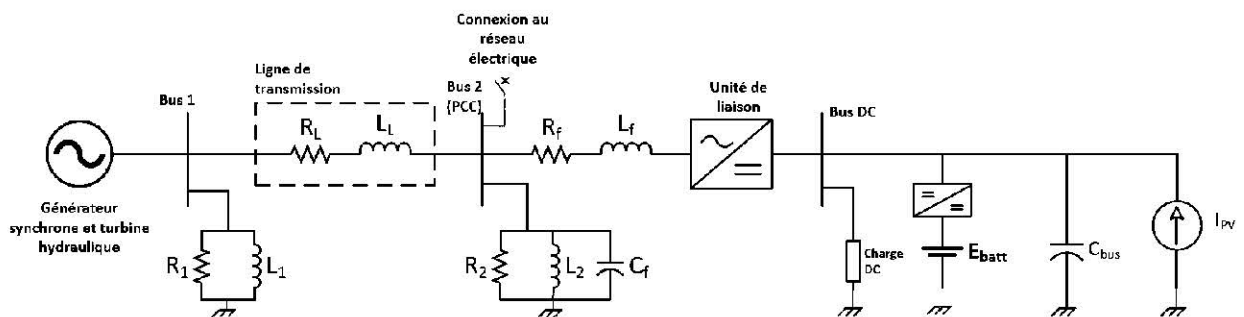


Figure 33: Schéma d'étude du micro-réseau

Où :

- $R_1$  et  $L_1$  représentent la charge R-L connectée à la sortie de la microcentrale hydroélectrique.
- $R_L$  et  $L_L$  représentent la ligne de transmission AC liant cette microcentrale à des charges relativement distantes, et connectées aux bornes de l'unité de liaison. Ce point du micro-réseau permet également la connexion au réseau électrique principal.
- $R_f$ ,  $L_f$  et  $C_f$  sont les composantes du filtre de la tension de sortie de l'unité de liaison.
- $R_2$  et  $L_2$  représentent les charges AC connectées à la sortie de l'unité de liaison (bus principal AC).
- $E_{batt}$  est la tension équivalente des batteries de stockage.
- $C_{bus}$  représente le banc de condensateur connecté au bus continu.
- $I_{PV}$  représente le courant généré par l'installation solaire photovoltaïque et directement introduit dans le bus continu.

#### 4.3.2 Caractéristiques des équipements

Les caractéristiques de base des principaux éléments du système sont retrouvées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 4-1 : Caractéristiques des principales parties du micro-réseau**

<i>Équipement</i>	<i>Caractéristique</i>	<i>Valeur</i>
<i>Générateur synchrone (voir Tableau 3-4 pour caractéristiques détaillées)</i>	Puissance nominale	400kVA
	Tension nominale	600V
	fréquence nominale	60Hz
<i>Lignes de distribution AC (micro-réseau)</i>	Résistance de la ligne	$R_L = 92.7 \cdot 10^{-3} \Omega$
	Inductance de la ligne	$L_L = 202 \cdot 10^{-5} H$



<i>Équipement</i>	<i>Caractéristique</i>	<i>Valeur</i>
<i>Ligne de transport du réseau électrique principal</i>	Résistance de la ligne	$R_G = 10.5 \cdot 10^{-3} \Omega$
	Inductance de la ligne	$L_G = 38.2 \cdot 10^{-5} H$
<i>Unité de liaison</i>	Puissance nominale	$230kVA$
	Tension nominale phase-phase, bus AC	$600V$
	Tension nominale, bus DC	$1200V$
	Caractéristiques du filtre	$L_f = 405.8 \cdot 10^{-5} H$ $R_f = 0.002 \Omega$ $C_f = 442.1 \mu F$
<i>Installation Solaire PV</i>	Puissance nominale installée	$200kW$
	Tension nominale	$1200V$
<i>Banc de batteries</i>	Capacité totale	$Q_{nom} = 6240Ah$
	Puissance maximale en sortie	$250kVA$
	Tension nominale en sortie	$E_{b_{nom}} = 96V$

### 4.3.3 Simulation et résultats

#### 4.3.3.1 Résumé des scénarios

Les scénarios 1, 2, 3 et 4 décrits précédemment ont été simulés sur une durée totale de 3600 secondes permettant d'observer le comportement du système face aux différents changements. Ces scénarios sont résumés dans le Tableau 4-2 ci-dessous.

**Tableau 4-2 : Résumé des scénarios**

<i>Scénarios</i>	<i>durée</i>	<i>Description des évènements</i>
<b>Scénario 1</b>	$t = 0 - 600s$	Commande initiale en tension et fréquence, stabilisation du système.
<b>Scénario 2</b>	$t = 600 - 1500s$	Connexion des parties AC et DC du micro-réseau, Baisse brusque de la charge AC.
<b>Scénario 3</b>	$t = 1500 - 1900s$	Augmentation brusque de la charge DC.

**Scénario 4**

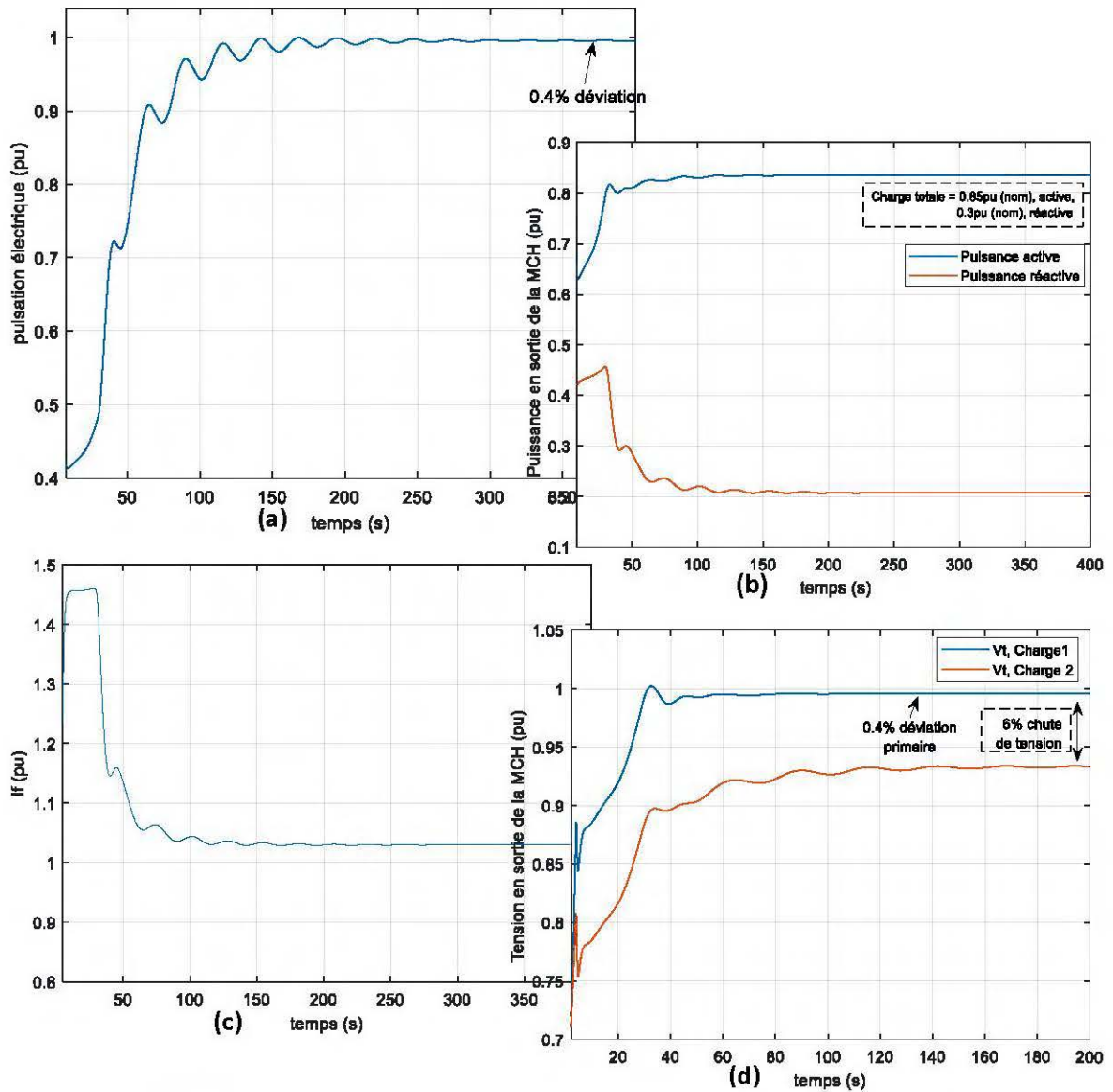
$t = 1900 - 3600s$	<p>Synchronisation et connexion du micro-réseau au réseau électrique principal, fonctionnement en mode connecté incluant :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Changement de référence de puissance de la MCH ;</li> <li>▪ Augmentation brusque de la charge DC ;</li> <li>▪ contrôle secondaire du micro-réseau avec des références de tension .</li> </ul>
--------------------	---

#### 4.3.3.2 Commande initiale et stabilité du système

Tel que présenté dans la *Figure 34*, la simulation débute avec le système dans un état différent de son état nominal ; avec entre autres une fréquence de  $0.41 pu$ , un débit initial de  $0.9 pu$  à l'admission de la turbine. Les parties AC et DC du système sont déconnectées ; ainsi pour la partie AC, la microcentrale hydroélectrique (MCH) alimente les charges connectées à son bus de sortie (Charge 1), et les charges connectées au PCC au travers d'une ligne de distribution basse tension (en hypothèse d'étude, la composante inductive de la ligne reste dominante). La charge totale dans le système AC est initialement de  $0.85 pu$ , et la puissance de référence indiquée en entrée du contrôleur primaire de la MCH est de  $0.75 pu$ . Tel que présenté dans la *Figure 34 (b)*, la MCH produit une puissance active de  $0.83 pu$ , supérieure à sa puissance de référence, mais assez pour conduire la pulsation électrique dans le système à une valeur proche de sa valeur nominale. Ainsi, on observe en *Figure 34 (a)* une stabilisation du système, pour la partie AC, avec une déviation de fréquence de  $0.4\%$ . Cette même déviation est observée pour la tension en sortie dans la *Figure 34 (d)* ; la chute de tension sur la ligne principale alimentant le PCC est d'environ  $6\%$ , et donc la tension à ce point du système n'est pas conforme aux valeurs habituelles [39]. Le pic initial du courant d'excitation observé dans la *Figure 34 (c)* est dû à la



magnétisation initiale des composantes inductive de cette partie du système (lignes électriques et enroulements du générateur).



**Figure 34 : Stabilisation de la partie AC micro-réseau suite à un échelon d'entrée unitaire en tension et fréquence**

La partie DC du système est initialement alimentée par l'installation photovoltaïque modélisée dans cette étude comme une source de courant alimentant le bus continu.

À la différence de celle-ci, le contrôleur de charge des batteries étant configuré en contrôle de tension participe aux contrôles primaires et secondaires, utilisés pour réguler la tension du bus DC entre autres. Ainsi, dans la *Figure 35 (c)*, on observe un pic de courant initial, agrandi dans la *Figure 35 (d)*; qui représente l'action initiale du contrôleur de charge afin de contribuer dans la phase de précharge du bus DC.

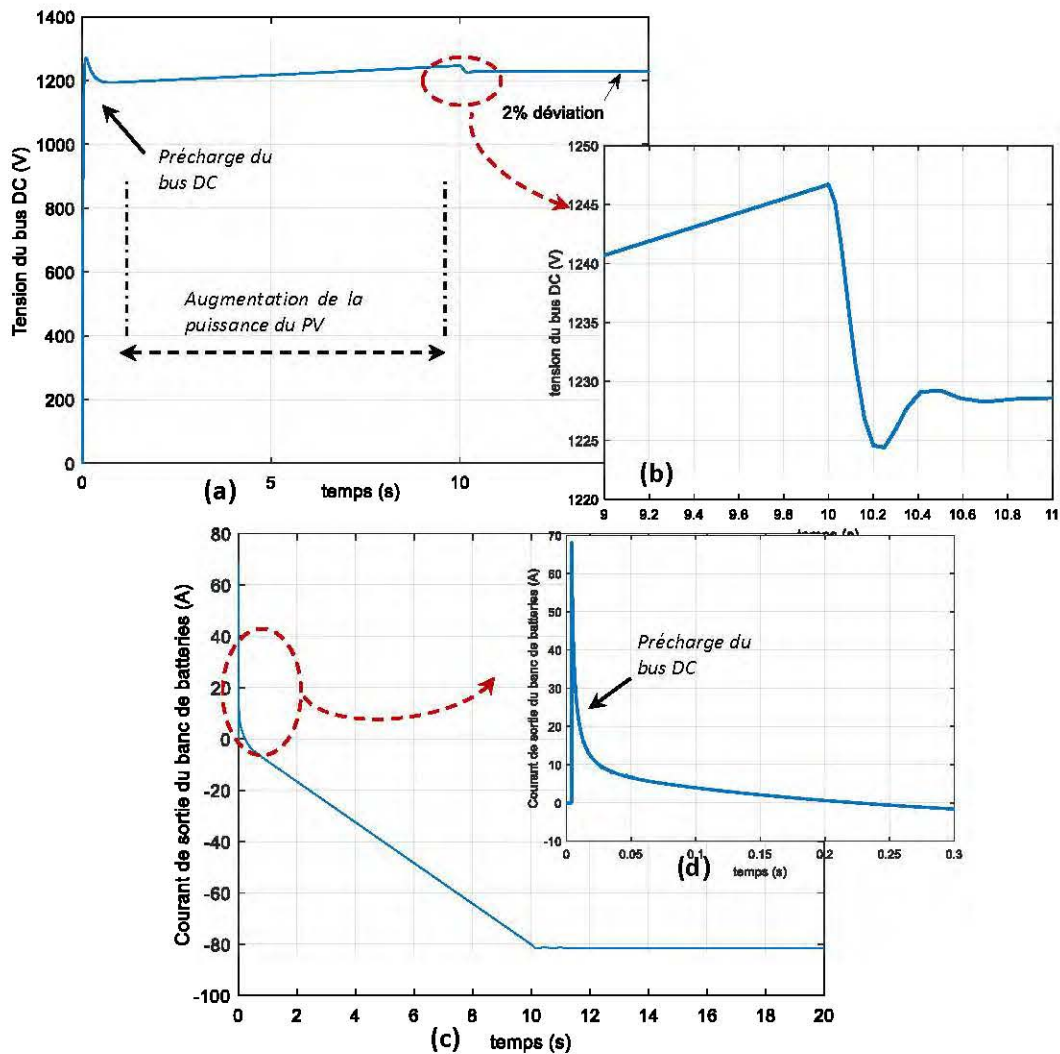


Figure 35 : Stabilisation de la partie DC du micro-réseau suite à un échelon d'entrée de tension du bus continu.

La tension du bus DC s'établi donc à  $1200\text{ V}$ . Par la suite, le courant injecté par l'installation solaire PV est ramené en  $10\text{ s}$  à sa valeur nominale. L'action de contrôle primaire permet d'adapter le courant en sortie du banc de batterie, jusqu'à conduire à la charge de celles-ci tel que présenté dans la *Figure 35 (c)*. Après cette phase, le contrôleur de charge réagit spontanément (voir *Figure 35 (b)*), et la tension du bus DC est établie avec une déviation finale de 2% au-dessus de la valeur nominale.

#### 4.3.3.3 Connexion des parties AC et DC du micro-réseau

À  $t = 600\text{ s}$ , le convertisseur de liaison (IC) entre les parties AC et DC est mis en marche avec comme référence de contrôle primaire  $70\text{ kW}$  pour la puissance active, et  $0\text{ kVAR}$  pour la puissance réactive. On peut observer dans la *Figure 36 (a)* et la *Figure 36 (b)* que la tension au point de connexion commun (PCC) augmente brusquement grâce au changement indiciel de la puissance injectée par l'IC dans la partie AC. Ce changement a aussi un impact sur la pulsation électrique du système tel qu'observé dans la *Figure 37 (a)*. L'extraction de cette puissance, de la partie DC vers la partie AC fait baisser la tension du bus continu en *Figure 37 (b)*, jusqu'à une valeur de  $-0.5\%$  de la valeur nominale.

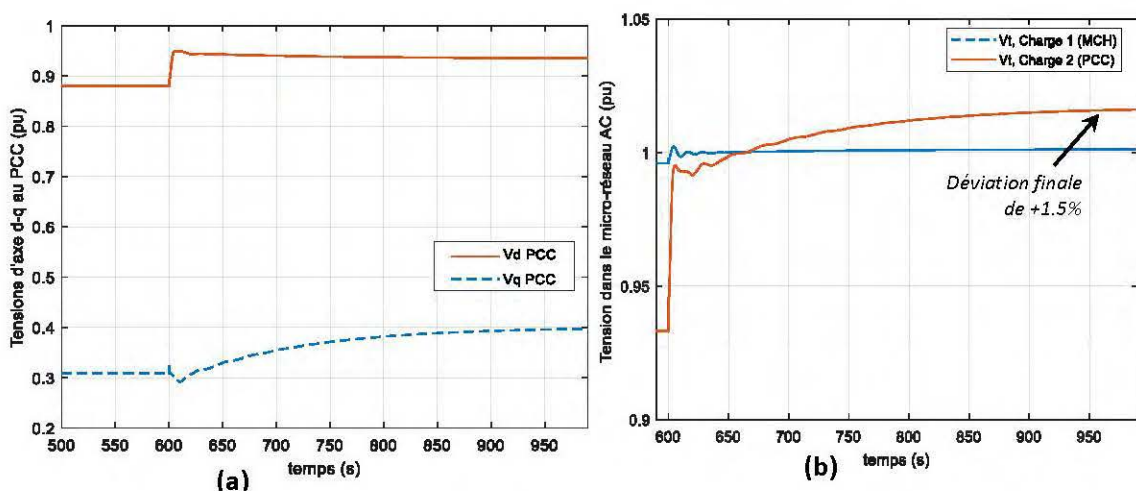
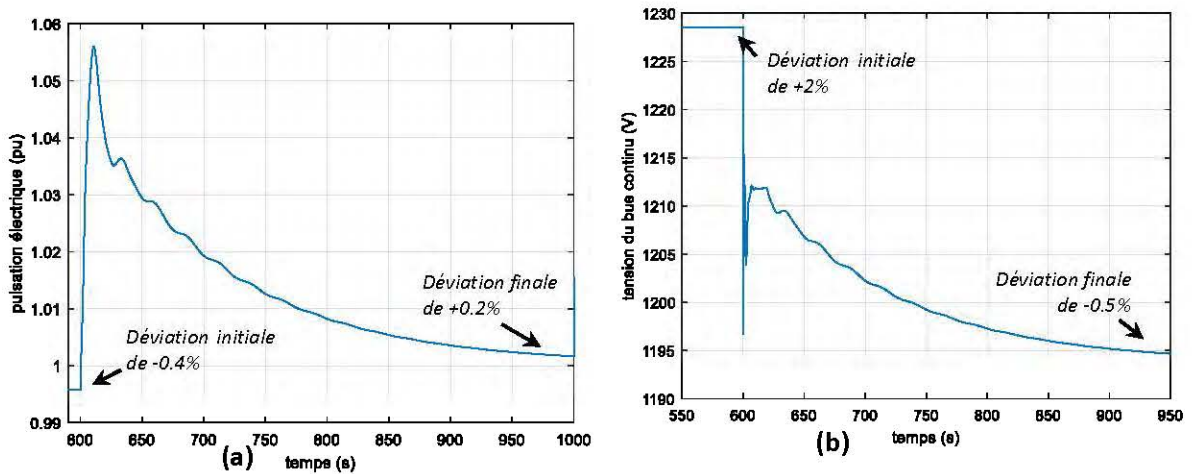


Figure 36 : tensions d'axes d-q au PCC, et tension dans le micro-réseau AC lors de la connexion des parties AC et DC du micro-réseau



**Figure 37 : pulsation électrique, et tensions du bus DC lors de la connexion des parties AC et DC du micro-réseau**

#### 4.3.3.4 Variation de la charge AC

Une fois que le système est stabilisé avec la connexion établie entre les parties AC et DC, un délestage brusque de 25% de la charge connectée au bus de sortie de la MCH survient. L'impact de cet incident sur la fréquence dans le système, présenté dans la *Figure 38 (a)* est maîtrisé par les différents contrôleurs sur une durée d'environ 200 s. On remarque dans cette figure que le dépassement observé en simulation avec la MCH uniquement est bien plus important que celui obtenu dans le système avec l'assistance de l'unité de liaison. Dans cette dernière configuration, la fréquence est ramenée dans une marge de 5% en 25 s. On observe également dans la *Figure 38 (c) et (d)* que cette contribution de l'IC dans la régulation de la partie AC a un impact sur la tension du bus continu, qui reste néanmoins dans une marge de 1%. Ainsi, à la fin de cet événement, la tension au PCC est maintenue à 1.8% de déviation tel que présenté dans la *Figure 38 (b)*; cette valeur étant utilisée comme variable d'entrée du contrôle primaire de l'IC.

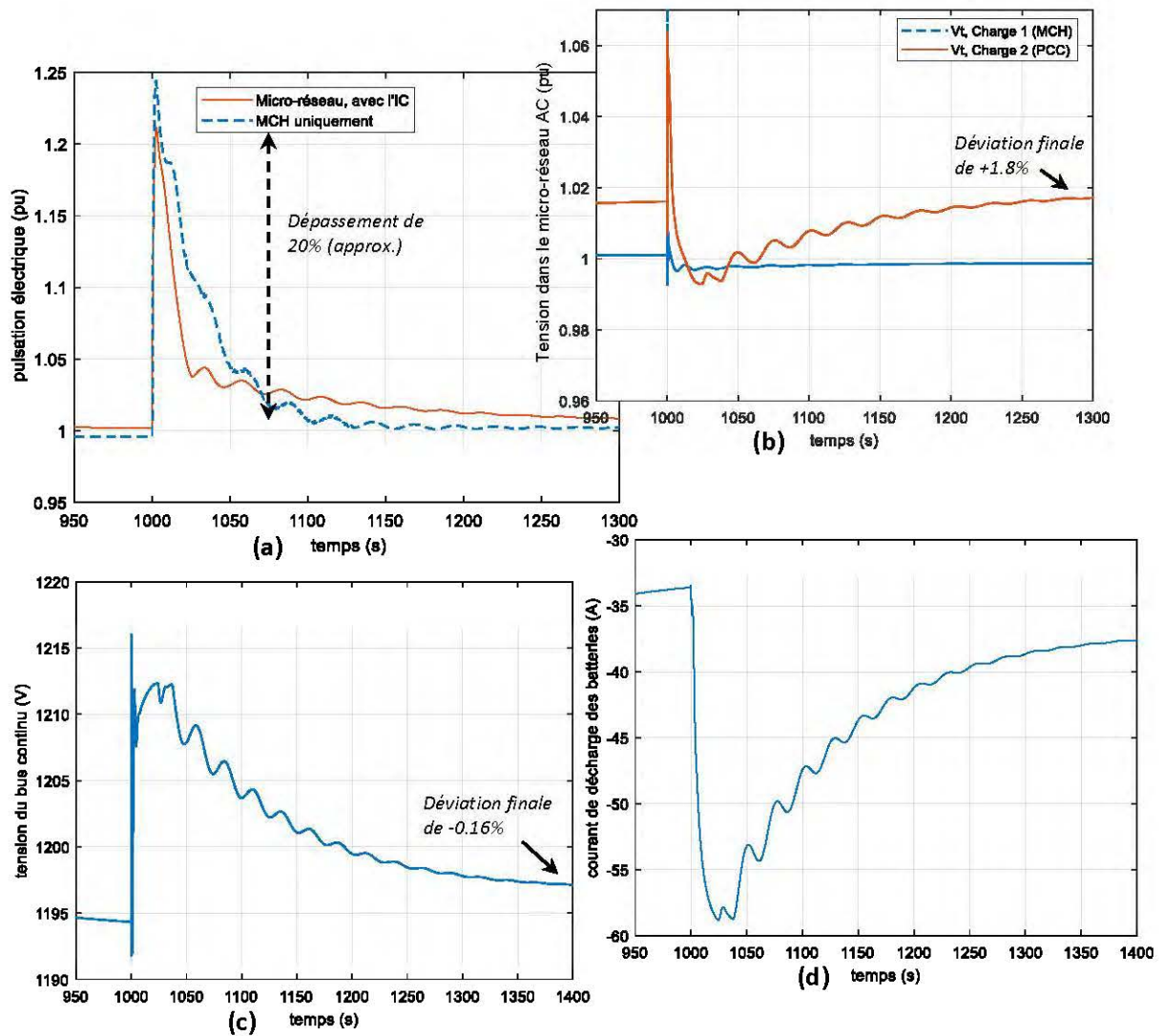


Figure 38 : Pulsation électrique, tensions et courant dans le micro-réseau lors de la variation brusque de la charge AC.

#### 4.3.3.5 Variation de la charge DC

À  $t = 1500$  s, la charge DC est brusquement augmentée de  $50\text{kW}$ . Afin de répondre à ce changement, le courant de charge des batteries est grandement réduit tel qu'observé en Figure 39 (d).



Ce changement brusque provoque des oscillations de faible amplitudes perçues sur les tensions dans le système, et sur la pulsation électrique dans la partie AC, présentées dans les *Figure 39 (a) et (b)*. Ainsi, la tension du bus DC est réduite jusqu'à une déviation de 2% en dessous de sa valeur nominale tel que présenté dans la *Figure 39 (c)*. Cette baisse induit également une réduction de la puissance extraite par l'IC de la partie DC vers la partie AC du micro-réseau.

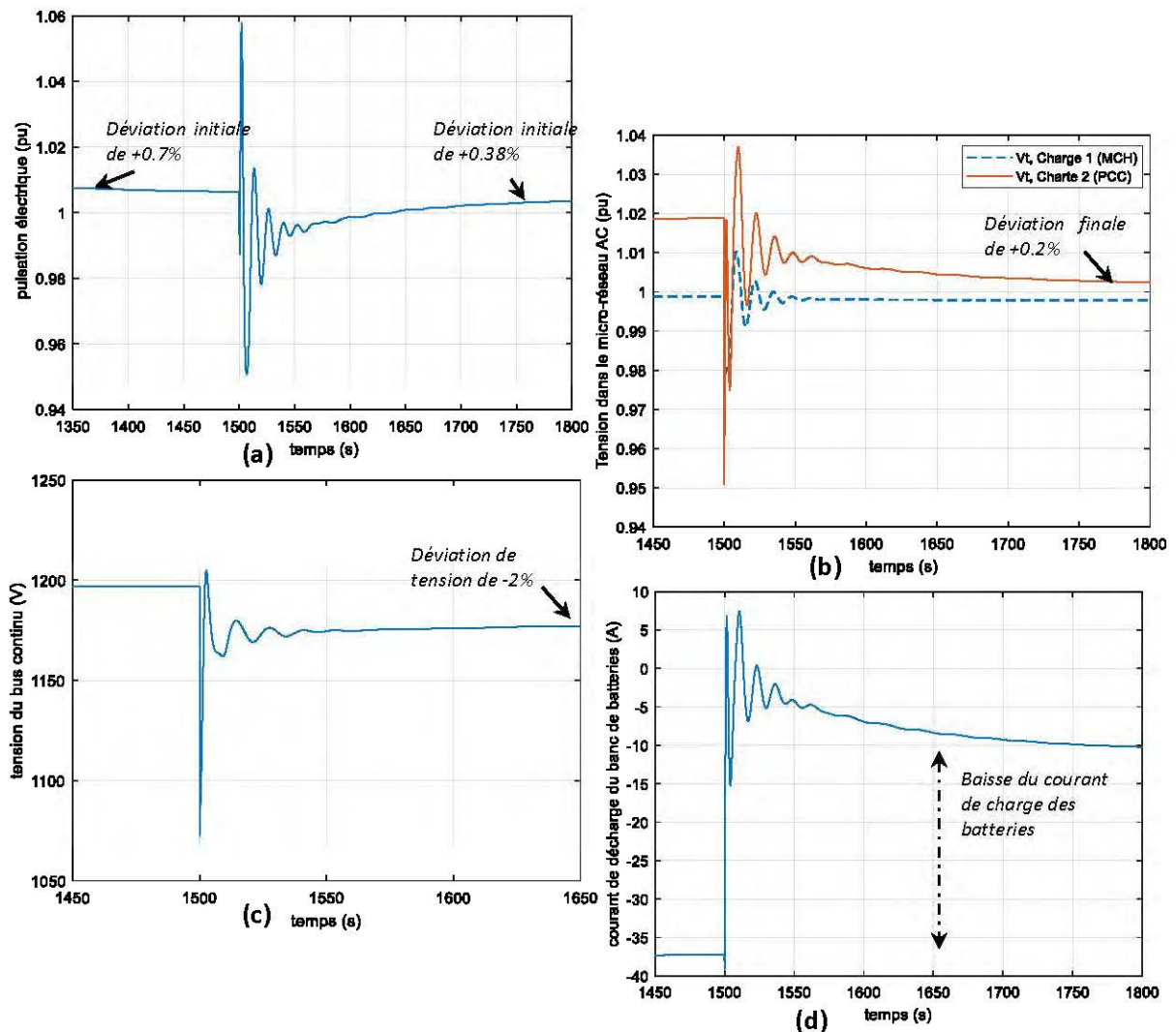


Figure 39 : Pulsation électrique, tensions et courant dans le micro-réseau lors de la variation brusque de la charge DC.

#### 4.3.3.6 Synchronisation, et connexion au réseau électrique externe

La phase de synchronisation du micro-réseau avec le réseau électrique externe débute à  $t = 1900 \text{ s}$ . Premièrement, lors de la synchronisation de fréquence, la pulsation électrique présentée dans la *Figure 40 (a)* est amenée vers une valeur aussi proche que possible de sa valeur nominale de  $1 \text{ pu}$ . Après cette phase à laquelle un temps de  $10 \text{ s}$  est alloué, le synchroniseur de phase est mis en marche. Initialement, le déphasage entre la tension au PCC et la tension au point de connexion avec le réseau varie selon l'équation (3.53), tel que présenté dans la *Figure 40 (c)*. Ce synchroniseur provoque des variations légères de la fréquence de référence utilisée dans le contrôle secondaire de l'IC afin d'annuler ce déphasage. la commande de sortie du synchroniseur, ainsi que l'allure des déviations obtenues sur la vitesse sont donnés dans la *Figure 40 (d)*. Simultanément à la synchronisation de phase et de fréquence, la synchronisation de tension est effectuée en activant le contrôle secondaire en tension au niveau de l'IC ; les coefficients de contrôle secondaire pour les autres parties du système étant nuls dans cette étape. La courbe d'évolution de la tension au PCC durant cette étape est donnée dans la *Figure 40 (b)*. Il est à noter que la tension et la fréquence perçues au PCC au début de cette phase ne devraient pas être très éloignées de leurs valeurs nominales. Étant donné que l'IC est l'unique actionneur de la partie AC du système dans ce scénario, une condition initiale anormale augmenterait la durée de la procédure et la synchronisation de phase en particulier pourrait être compromise.

Après la phase de synchronisation qui dure  $100 \text{ s}$ , La connexion avec le réseau électrique est faite à  $t = 2000 \text{ s}$ . On peut observer des oscillations de faibles amplitudes sur la fréquence et la tension à cet instant, dues notamment aux légères déviations résiduelles, et à l'inductance de la ligne électrique entre le micro-réseau et le réseau externe.

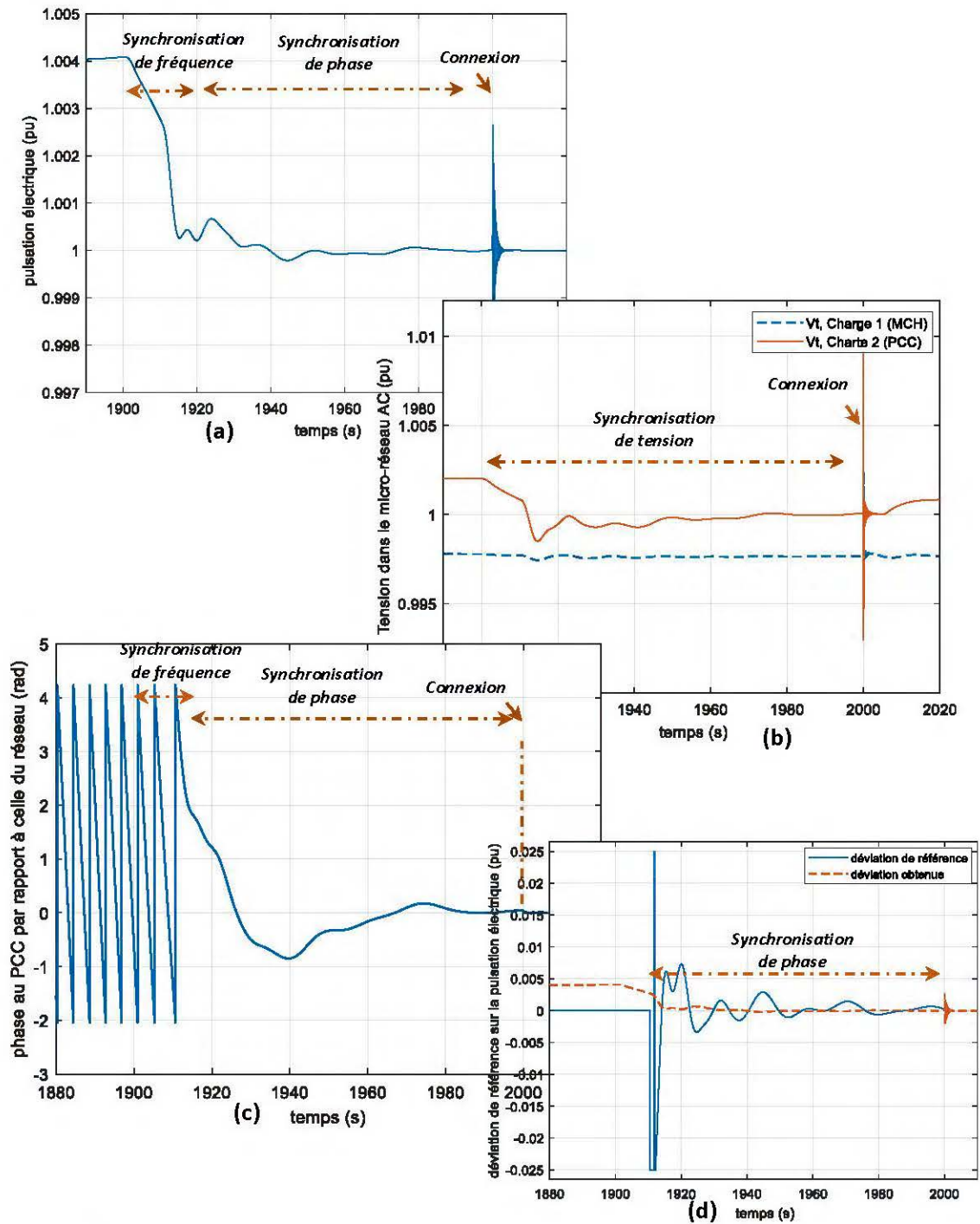


Figure 40 : tensions dans le micro-réseau AC, pulsation électrique et phase au PCC lors de la synchronisation et de la connexion au réseau électrique



#### 4.3.3.7 Opération connecté au réseau électrique

##### ➤ Augmentation de la charge DC et baisse de l'ensoleillement

Après la connexion au réseau électrique externe, la fréquence dans la partie AC du micro-réseau est imposée par la source externe. Ainsi, lors de l'augmentation de la charge DC qui a lieu à  $t = 2500 \text{ s}$ , l'oscillation provoquée sur la pulsation électrique, et présentée dans la *Figure 41 (a)* est très faible, voire négligeable. Une autre remarque dans ce scénario est que la microcentrale hydroélectrique, dont la puissance de référence avait été fixée à sa valeur en début de la phase de synchronisation, est remise en fonctionnement normal, avec une puissance de référence de  $0.75 \text{ pu}$ . Le contrôleur de statisme qui lui est associé provoque donc une augmentation de la puissance active introduite dans le système, ce qui a un impact sur les tensions dans la partie AC, tel que visible dans la *Figure 41 (b)*. L'augmentation brusque de la charge AC provoque une baisse de la tension du bus DC, et une réponse immédiate du contrôleur de charge des batteries, en augmentant le courant de décharge de celles-ci tel que présenté dans les *Figure 41 (c) et (d)*. Cette réponse du contrôleur de charge est assistée également par celle de l'unité de liaison, qui ajustera la puissance transférée entre les deux parties du micro-réseau, et provoque une chute de la tension au PCC. La baisse de l'ensoleillement à  $t = 2600 \text{ s}$  est également mitigée par l'IC et le contrôleur de charge des batteries, respectivement en réduisant la puissance transférée vers la partie AC, et en augmentant le courant fournie par le banc de batteries.

##### ➤ Contrôle tertiaire et secondaire du système connecté au réseau électrique

À l'instant  $t = 3000 \text{ s}$ , les références de puissance sont réajustées dans le système, et le contrôle secondaire est activé.

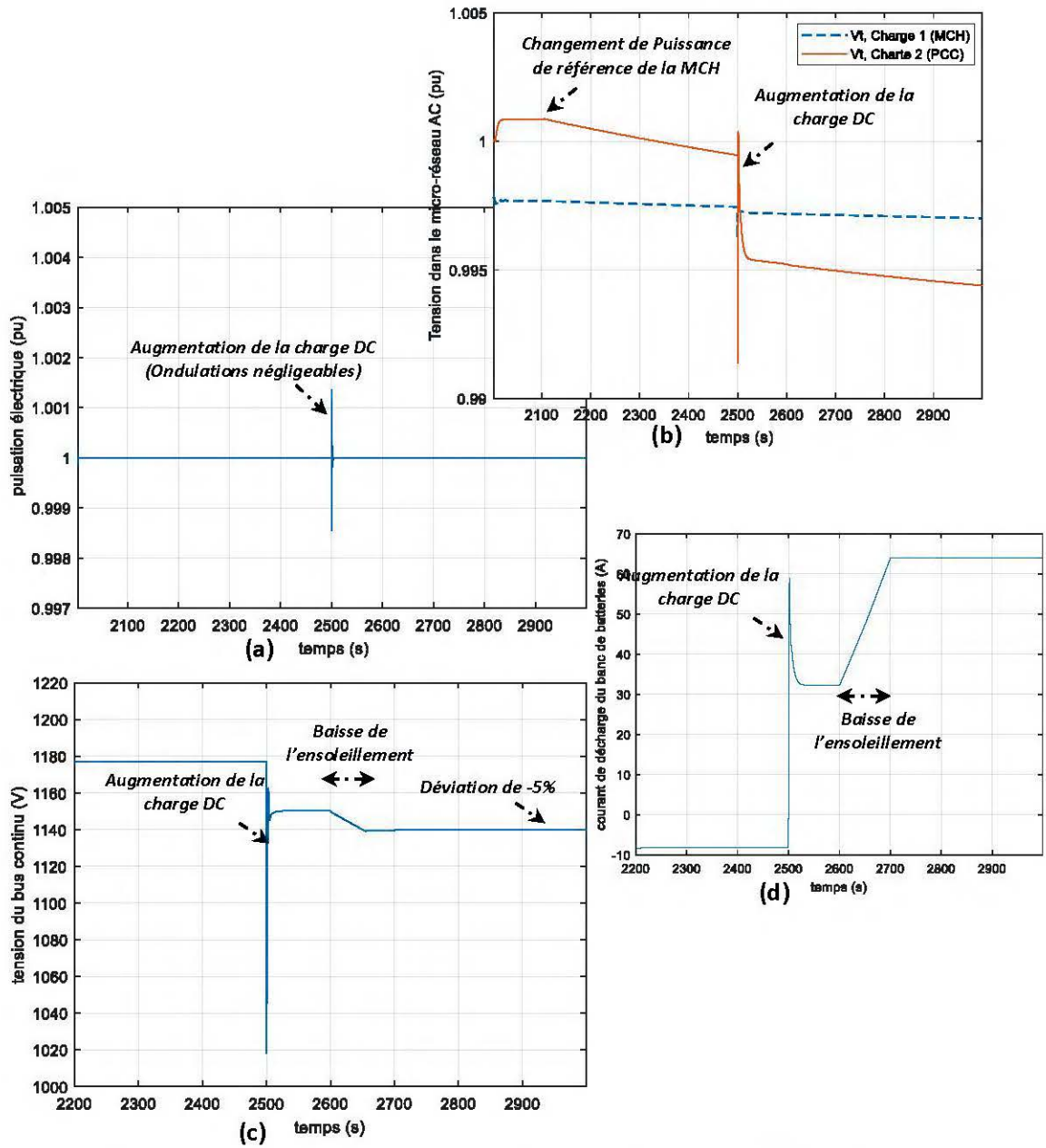


Figure 41 : pulsation électrique, et tensions dans le système dans son fonctionnement suite à la connexion au réseau externe

Les principaux objectifs du contrôle secondaire dans cette phase sont de ramener la tension du bus DC et au PCC vers leurs valeurs nominales, tout en gardant les autres paramètres du système dans des marges raisonnablement définies.

Les valeurs de référence des sources du système avant et après le changement à cet instant de la simulation ainsi que les coefficients de contrôle secondaire affectés sont résumés dans le Tableau 4-3.

**Tableau 4-3 : Valeurs de référence avant et après le changement pour le contrôle secondaire**

<i>Équipement</i>	<i>Grandeur de référence</i>	<i>Avant</i>	<i>Après</i>	<i>Coef. De contrôle sec.</i>
<i>Générateur synchrone</i>	Puissance active	300 kW	300 kW	$k_{s\_MCH}^{V_{DC}} = 0$
	Puissance réactive	50 kW	50 kW	$k_{s\_MCH}^{V_{PCC}} = 0.4$
<i>Unité de liaison</i>	Puissance active	70 kW	-50 kW	$k_{s\_IC}^{V_{DC}} = 0.5$
	Puissance réactive	0 kW	20 kW	$k_{s\_IC}^{V_{PCC}} = 0.6$
<i>Unité de stockage à batterie</i>	Puissance active	-50 kW	10 kW	$k_{s\_BSS}^{V_{DC}} = 0.5$

On observe à la *Figure 42 (a)* que la tension au PCC est maintenue par le contrôleur secondaire et amenée à une valeur très proche de sa valeur nominale, avec une déviation de 0.2%. La microcentrale hydro-électrique participe à cette régulation en injectant de la puissance réactive dans le système, ce qui augmente la tension à ses bornes jusqu'à une valeur de 5% au-dessus de sa valeur nominale. Un des défis de contrôle à cette étape de la simulation est que la puissance active introduite dans le système par le réseau externe s'accompagne d'une chute de tension au PCC, due à la ligne de transport. Ceci justifie le besoin supplémentaire en puissance réactive à ce point du système. On observe dans la *Figure 42 (d)* que le contrôleur de charge se réadapte en fonction des ajustements du contrôle secondaire, et de l'énergie introduite dans la partie DC par l'unité de liaison.

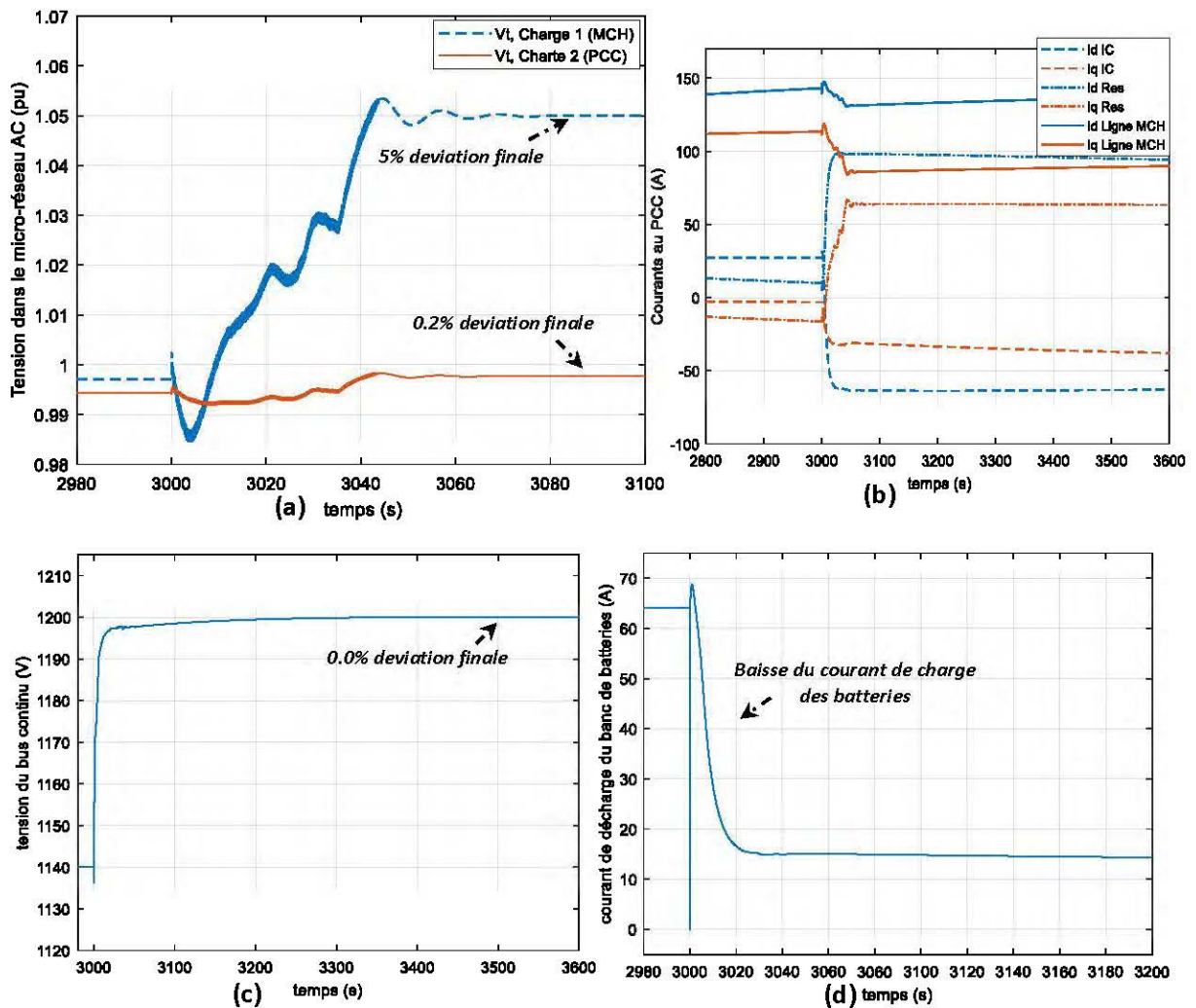


Figure 42 : Tensions et courants dans le micro-réseau lors du contrôle secondaire

#### 4.3.3.8 Transferts de puissance dans le système.

Les courbes présentées dans la Figure 43 permettent d'observer l'évolution des puissances fournies et consommées dans système lors des différents évènements analysés dans les paragraphes précédents. On peut y remarquer que dans les périodes où le système atteint sa stabilité avec les différents paramètres de fonctionnement, la relation d'équilibre des puissances donnée dans l'équation (4.1) est vérifiée; les pertes dans les lignes représentant un faible pourcentage des puissances évaluées.

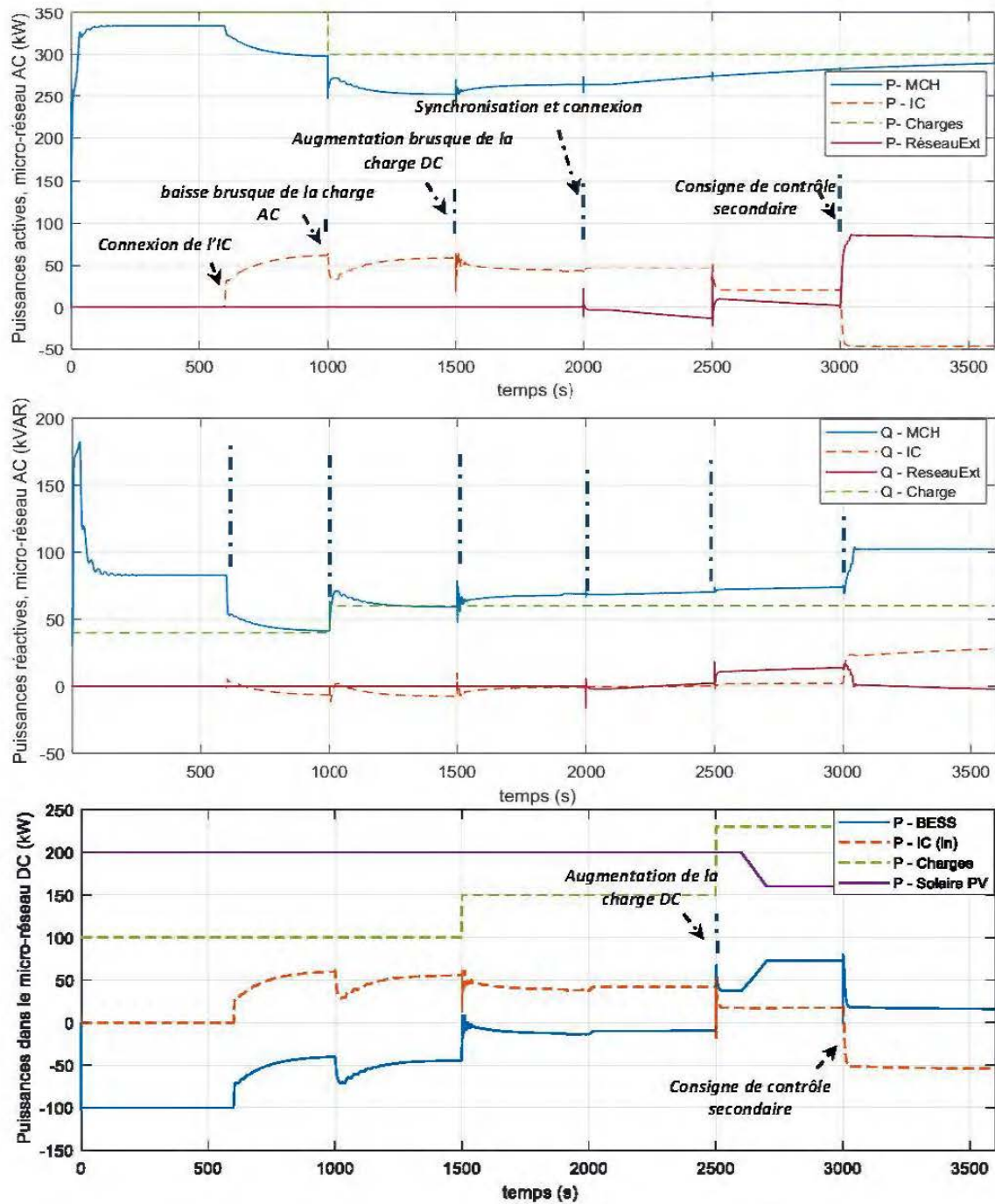


Figure 43 : Puissances actives et réactives dans les parties AC et DC du micro-réseau



La Figure 44 donne les réponses en puissance active, et réactive du convertisseur de liaison. La dynamique de cette composante du système est principalement influencée par l'inductance et la résistance du filtre d'entrée, ainsi que par les déphasages et gains rajoutés au travers des contrôleurs internes, primaires et secondaires.

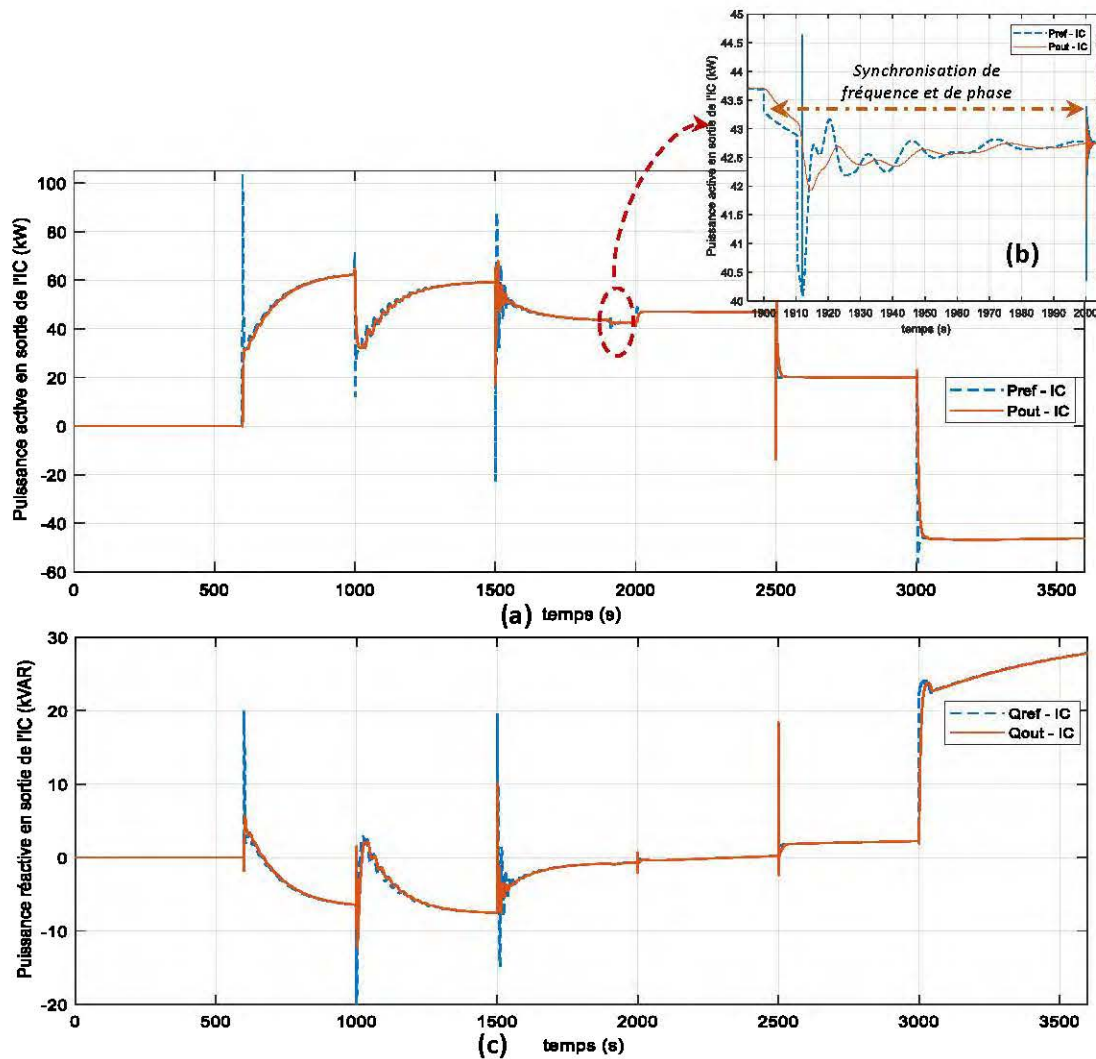


Figure 44 : Puissances de références, et puissances effectives en sortie du convertisseur de liaison (IC).

Ainsi, on observe via l'agrandissement de la Figure 44 (b) qu'un déphasage entre la puissance de référence et la puissance effective en sortie de l'IC est à prendre en compte dans la conception du synchroniseur de phase; il en est de même pour la

puissance réactive et le synchroniseur de tension. On remarque aussi dans la *Figure 43* et la *Figure 44* que les puissances obtenues en sortie des sources du système diffèrent parfois des puissances de référence des contrôleurs primaires données dans le *Tableau 4-3*; cette différence étant due à l'action du contrôleur primaire, qui ajuste ces références selon les équations (4.8) et (4.9), et la représentation de la *Figure 28*.

#### 4.4 Conclusion du chapitre

Ce chapitre avait pour objectif l'étude du comportement dynamique du micro-réseau dans son ensemble. Afin d'y parvenir, nous avons défini une stratégie de contrôle adéquate pour le fonctionnement du système. Celle-ci est basée sur le contrôle hiérarchique du micro-réseau avec les niveaux primaire, secondaire et tertiaire qui ont été présentés. Les différents modèles des constituants du système ont de ce fait été mis ensemble et simulés sur une durée de 3600 *s* mettant en exergue quatre scénarios bien définis et comportant plusieurs événements. L'analyse des résultats de ces simulations a permis d'évaluer la correspondance entre les courbes de réponse obtenues et les développements effectués dans les paragraphes et chapitres précédents. Il ressort ainsi de cette analyse que le comportement dynamique du micro-réseau peut être prédit avec un niveau de précision théoriquement suffisant pour évaluer l'effectivité des méthodes de contrôles utilisées, et observer l'influence des changements de contraintes électriques à différents niveaux du système sur les variables de tensions, fréquences, ainsi que sur d'autres variables d'état de celui-ci.

## CHAPITRE 5: CONCLUSION GÉNÉRALE

### 5.1 Résumé du travail effectué

Dans ce travail de maîtrise portant sur la modélisation et la simulation d'un système hybride AC-DC à jumelage hydroélectrique – solaire avec stockage à batterie, il était principalement question d'effectuer une étude approfondie du système pris contextuellement sous la forme de micro-réseau électrique. Celui-ci a la particularité de ne pas comporter de source fondamentalement dominante ; ainsi, la production d'énergie est répartie entre les sources AC et DC du système avec une unité de liaison reliant les deux sous-systèmes. De plus, ce micro-réseau avait l'exigence de modularité, consistant en la possibilité de fonctionner en mode autonome ou connecté du réseau électrique.

Afin d'atteindre les objectifs énoncés, nous avons décomposé le travail en cinq chapitres dont premièrement l'introduction générale, permettant de situer le sujet dans son contexte ; suivi d'une description des moyens de production et de stockage d'électricité spécifiquement utilisés dans le micro-réseau en étude. Il était question par la suite d'élaborer des modèles complets et fonctionnels permettant de simuler les différents constituants du système à savoir la microcentrale hydroélectrique, l'installation solaire photovoltaïque, et le système de stockage à batterie électrochimique au Lithium-Ion. Il revenait donc dans le chapitre suivant, de mettre ensemble ces modèles et de proposer une logique de contrôle du micro-réseau. Celle-ci, basée sur le contrôle hiérarchique densément documenté dans la littérature sur les réseaux électriques et dont l'application dans les micro-réseaux constitue l'objet de nombreux travaux de recherche récents.

### 5.2 Commentaires sur les résultats obtenus

Les simulations faites à l'aide du logiciel MATLAB-Simulink® sont segmentées en quatre scénarios bien définis. Au début de la simulation, nous avons pu observer



l'évolution des variables d'états du système vers leurs valeurs d'équilibre avant et après la connexion des deux parties du réseau par l'unité de liaison. On constate par la suite que la liaison effectuée par ce convertisseur permet d'améliorer la qualité de l'énergie dans la partie AC en fournissant de la puissance active et réactive nécessaire pour compenser l'alimentation des charges plus éloignées de la microcentrale hydroélectrique. La variation de la charge dans la partie alternative qui suivra cette phase provoquera un impact soudain visible sur l'ensemble du micro-réseau ; on observe que le contrôle primaire implémenté dans ce système permet au sous-système à courant continu d'assister le sous-système AC et vice-versa. Ces simulations ont également permis d'observer les courants, les tensions, ainsi que les courbes de charge et de décharge du système de stockage à batterie. Celui-ci est capable, grâce au contrôle proposé, d'exploiter le surplus d'énergie lors des charges de batterie, et de compenser le système selon l'évaluation locale de la déviation des variables d'état faite à travers le contrôle primaire. L'utilisation de la structure proposée pour le contrôle secondaire, avec notamment les coefficients de contrôle affectés selon la répartition d'énergie désirée dans le système a été également simulée. En effet, lors de la phase de synchronisation avec le réseau électrique externe, l'ensemble des sources de la partie AC sont capables de contribuer à ramener la fréquence et la tension au PCC vers des valeurs adéquates, et la synchronisation de phase se fait uniquement avec la source la plus proche, qui dans ce cas d'étude était l'unité de liaison. Après la connexion au réseau électrique, le système fut rendu capable d'exploiter l'apport supplémentaire en énergie active tout en compensant la chute de tension perçue au PCC du fait de l'inductance des lignes de transport. Par ailleurs, la stratégie utilisée, appliquée également dans la partie DC a permis d'intégrer de manière effective des sources interagissant avec le bus continu de manière complètement différentes l'une de l'autre.

### 5.3 Perspectives d'amélioration et travaux futurs

Le travail présenté a permis de développer un modèle du micro-réseau qui soit suffisamment simple pour que l'observation du fonctionnement à l'échelle des dynamiques relativement lentes telles que celle de la microcentrale hydroélectrique soit possible, tout en gardant la précision nécessaire pour observer l'évolution des variables d'état du système. De nombreuses améliorations restent néanmoins à apporter tant dans la conception des modèles utilisés, la compréhension de l'interaction entre ceux-ci, et la stratégie de contrôle appliquée au micro-réseau. Une extension importante de ce travail serait une étude du choix des coefficients de gain du contrôle primaire, des coefficients de contrôle secondaire, et de leur influence sur la stabilité du système. En effet, les simulations effectuées ont permis d'observer que ces coefficients, au-delà de fixer la contribution de chaque source du système en régime permanent, ont une influence certaine sur les performances transitoires. Par ailleurs, la structure de contrôle présentée dans ce document devrait être complétée par une étude mathématique sur la position des pôles du système, ainsi que leur mouvement en fonction des différents réglages lors des contrôles primaires, secondaires et tertiaires. Une application de cette structure à l'échelle d'un système comportant plus de sources dans les parties AC et DC serait également une perspective très intéressante. Le concept d'impédance virtuelle [60], récemment introduit dans la commande de l'unité de liaison AC-DC devrait aussi être considéré comme perspective de contrôle.

De toute évidence l'implémentation d'un tel système en laboratoire pourrait être très utile afin de valider les stratégies de contrôle proposées, et de confronter les résultats théoriques obtenus aux réponses du système réel ; tout en constituant un important outil de formations et d'essais.

### Annexe A : Formulations de base sur la microcentrale hydroélectrique.

Les équations fondamentales suivantes sont utilisées dans la modélisation du circuit hydraulique [30] :

- Équation différentielle du mouvement de l'eau dans la conduite :

$$\frac{\partial H}{\partial x} + \frac{1}{gA} \cdot \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{f|Q|}{2gDA^2} Q = 0 \quad (\text{A.1})$$

- Équation de continuité :

$$\frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{gA}{a^2} \cdot \frac{\partial H}{\partial t} = 0 \quad (\text{A.2})$$

Dans lesquelles :

- $H$  : hauteur piézométrique à un point précis du tube (en mètre) ;
- $x$  : déplacement (en mètre) ;
- $Q$  : débit de l'eau (en  $m^3/s$ ) ;
- $g$  : accélération de la gravité ( $g = 9.8 m/s^2$ ) ;
- $A$  : Section du tube (en  $m^2$ ) ;
- $t$  : temps (en secondes) ;
- $f$  : coefficient de friction ;
- $a$  : vitesse de propagation de l'onde du fluide dans le tube ;
- $D$  : diamètre du tube (en mètres).

Une équation différentielle permet de représenter l'influence directe des débits d'entrée et de sortie sur la quantité d'eau dans le réservoir :

$$A_f \frac{dH_f}{dt} = Q_r - Q_w - Q_t \quad (\text{A.3})$$

Où :

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

En hypothèse d'étude, le débit débordant  $Q_w$  est considéré nul et le réservoir est de capacité infinie.

➤ Le bassin d'équilibre est régi par :

$$A_s \frac{dH_s}{dt} = Q_i - Q \quad (\text{A.4})$$

Où :

- $A_s$  et  $H_s$  en sont respectivement la surface et la hauteur,
- $Q$ , le débit en entrée du bassin.

On définit la constante de temps :  $T_s = \frac{A_s H_0}{Q_0}$  (A.5)

$Q_0$  et  $H_0$  étant les valeur nominales utilisées pour la conversion en unité réduite.

Ceci permet d'établir la variation du débit crée par le réservoir intermédiaire :

$$\Delta q = T_s \frac{dh}{dt} \quad (\text{A.6})$$

➤ Pour la conduite forcée et la celle d'amenée, des équivalents électriques sont définis à partir des équations fondamentales des circuits hydrauliques [31] :

$$R = \Delta x \cdot \frac{f \cdot Q_0^2}{2gDA^2 H_0}, \quad L = \Delta x \cdot \frac{1}{gA} \cdot \frac{Q_0}{H_0} \quad C = \Delta x \cdot \frac{gA}{a^2} \cdot \frac{H_0}{Q_0} \quad (\text{A.7})$$

La résolution des équations (A.1) et (A.2), dans le cas spécifique d'une conduite forcée permet d'établir l'équation dynamique non linéaire liant la hauteur relative à l'admission de la turbine au débit [31, 32] :

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

Et donc la simplification rencontrée dans la littérature :

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

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

## Annexe B : Éléments classiques sur la modélisation de la machine synchrone

Les équations de flux, courant et tensions dans le repère fixe abc sont converties dans le repère tournant de Park selon les formulations ci-dessous.

$$[\Psi_{dq0}] = P[\Psi_{abc}] = \begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \\ \Psi_0 \end{bmatrix}; \quad [I_{dq0}] = P[I_{abc}] = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad [V_{dq0}] = P[V_{abc}] = \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

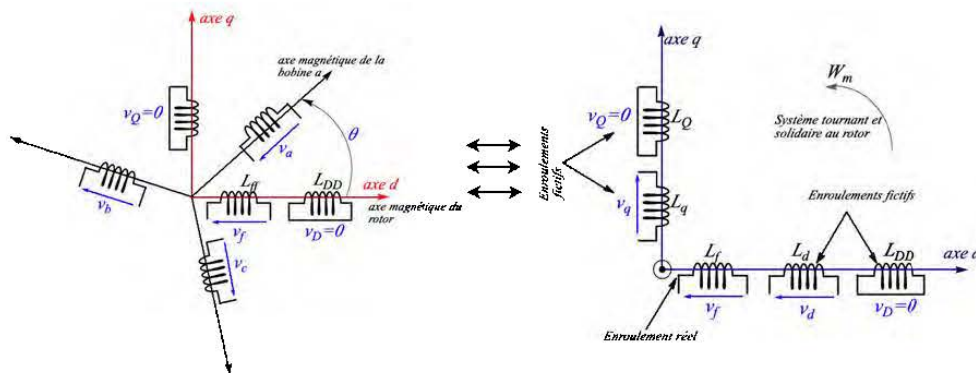


Figure 45: Enroulements d'une machine synchrone dans le repère abc (à gauche) et dans le repère de Park, dq0 (à droite)

$P$  étant la matrice de passage :

$$P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Avec les équations de flux [40] :

$$\begin{cases} \psi_d = -L_{dd}i_d + L_{df}i_f + L_{dD}i_D \\ \psi_q = -L_{qq}i_q + L_{qQ}i_Q \\ \psi_0 = -L_{00}i_0 \\ \psi_f = -L_{fd}i_d + L_{ff}i_f + L_{fD}i_D \\ \psi_D = -L_{Dd}i_d + L_{Df}i_f + L_{DD}i_D \\ \psi_Q = -L_{Qq}i_q + L_{QQ}i_Q \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \psi_d = -L_d i_d + L_{af} i_f + L_{aD} i_D \\ \psi_q = -L_q i_q + L_{aQ} i_Q \\ \psi_0 = -L_0 i_0 \\ \psi_f = -\frac{3}{2} L_{af} i_d + L_{ff} i_f + L_{fD} i_D \\ \psi_D = -\frac{3}{2} L_{aD} i_d + L_{fD} i_f + L_{DD} i_D \\ \psi_Q = -\frac{3}{2} L_{aQ} i_q + L_{QQ} i_Q \end{cases} \quad (\text{B.3})$$

Forme réduite de l'équation d'état de la machine synchrone :

$$\begin{bmatrix} V_s \\ V_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_s & O_{2,3} \\ O_{3,2} & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_s \\ I_r \end{bmatrix} + \left[ \frac{1}{\omega_n} \frac{d}{dt} I_s + \begin{bmatrix} \omega_m \cdot \Xi & O_{2,3} \\ O_{3,2} & O_{3,3} \end{bmatrix} \right] \begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

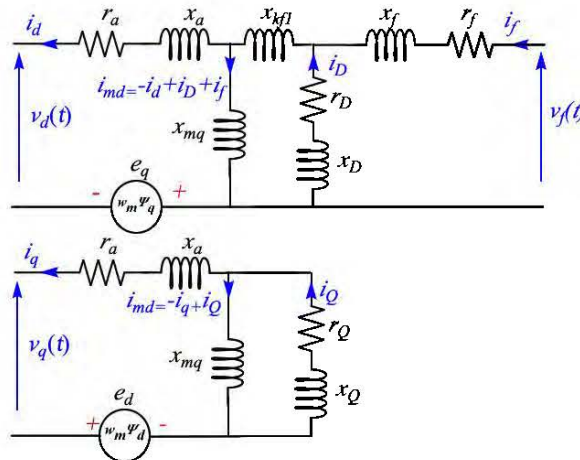
Avec :

$$\begin{aligned} \psi_s &= [\psi_d \quad \psi_q]^t, & I_s &= [i_d \quad i_q]^t, & V_s &= [v_d \quad v_q]^t, \\ \psi_r &= [\psi_f \quad \psi_D \quad \psi_Q]^t, & V_r &= [v_f \quad 0 \quad 0]^t, & \Xi &= \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \\ R_s &= \begin{bmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{bmatrix}, & R_r &= \begin{bmatrix} r_f & 0 & 0 \\ 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{B.5})$$

Les réactances sont calculées à partir des éléments fondamentaux du modèle [43] :

$$\begin{aligned} x_{dd} &= x_d = x_{md} + x_a, & x_{qq} &= x_q = x_{mq} + x_a, & x_{DD} &= x_{md} + x_D + x_{kf1} \\ x_{Qq} &= x_{mq} + x_Q, & x_{ff} &= x_{md} + x_f + x_{kf1}, & x_{df} &= x_{fd} = x_{md}, \\ x_{Dd} &= x_{dD} = x_{md}, & x_{Qq} &= x_{qQ} = x_{mq}, & x_{Df} &= x_{fD} = x_{DD} - x_D \end{aligned} \quad (\text{B.6})$$

Le circuit équivalent de la machine synchrone est donné ci-dessous [61].



**Figure 46: Circuits électriques équivalents de la machine synchrone triphasée dans les axes de Park en mode génératrice**

Le modèle d'état de la machine peut être développé à partir de ce schéma équivalent :

$$\frac{d}{dt}(\psi) = -\omega_n \cdot (R \cdot X^{-1} + \Omega) \psi + (\omega_n \cdot I_5) \cdot V$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_3 & O_{3,2} \\ O_{2,3} & O_{2,2} \end{bmatrix} \cdot I = \left( \begin{bmatrix} I_3 & O_{3,2} \\ O_{2,3} & O_{2,2} \end{bmatrix} \cdot X^{-1} \right) \cdot \psi \quad (\text{B.7})$$

On aboutit ainsi à la forme d'état :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(\psi) = A_a \cdot \psi + B_a \cdot U_a \\ y_a = C_a \cdot \psi \end{cases} \quad (\text{B.8})$$

Avec :

$$A_a = -\omega_n \cdot (R \cdot X^{-1} + \Omega), \quad B_a = (\omega_n \cdot I_5), \quad C_a = \begin{bmatrix} I_3 & O_{3,2} \\ O_{2,3} & O_{2,2} \end{bmatrix} \cdot X^{-1} \quad (\text{B.9})$$

$$U_a = [v_d \quad v_q \quad v_f]^t, \quad y_a = [i_d \quad i_q \quad i_f]^t$$



### Annexe C : Compléments sur les modèles de charge et décharge de batterie.

Le modèle utilisé pour la décharge traduit la dépendance entre la tension à vide dans cette phase, et l'état de charge de la batterie en incluant un terme de tension de polarisation et un terme de résistance de polarisation tel qu'illustré dans l'équation ci-dessous :

$$V_{oc} = E_0 - \underbrace{K \frac{Q}{Q-it} \cdot it}_{\text{Tension de polarisation}} + \underbrace{A \exp(-B \cdot it)}_{\text{Facteur exponentiel}} - \underbrace{K \frac{Q}{Q-it}}_{\text{Résist. de polarisation}} \cdot i^* \quad (\text{C.1})$$

Avec :

- $V_{oc}$  : Tension interne de la batterie ( $V$ ) ;
- $E_0$  : tension constante (rémanente) de la batterie ( $V$ ) ;
- $K$  : Constante de polarisation ( $V / Ah$ ), ou résistance de polarisation ( $\Omega$ ) ;
- $Q$  : Capacité de la batterie ( $Ah$ ) ;
- $it = \int i \cdot dt$  : Charge courante de la batterie ( $Ah$ ) ;
- $A$  : Amplitude de la zone exponentielle sur la courbe de décharge ( $V$ ) ;
- $B$  : Constante de temps inverse de la zone exponentielle ( $(Ah)^{-1}$ ) ;
- $i$  : Courant traversant la batterie ( $A$ ) ;
- $i^*$  : Valeur filtrée du courant  $i$  dans la batterie ( $A$ ).

Pour les batteries Lithium-Ion, le terme de la zone exponentielle ne varie pas; cette hypothèse n'est pas valide dans le cas des autres types de batteries (Acide liquide, Nickel-Cadmium, etc.) [62].

Lors de la charge. La résistance de polarisation devient :

$$\text{Résist. de polarisation} = K \frac{Q}{it - 0.1 \cdot Q} \quad (\text{C.2})$$

On en déduit donc le modèle présenté dans la Figure 19, où  $R$  est la résistance interne de la batterie ( $\Omega$ ).

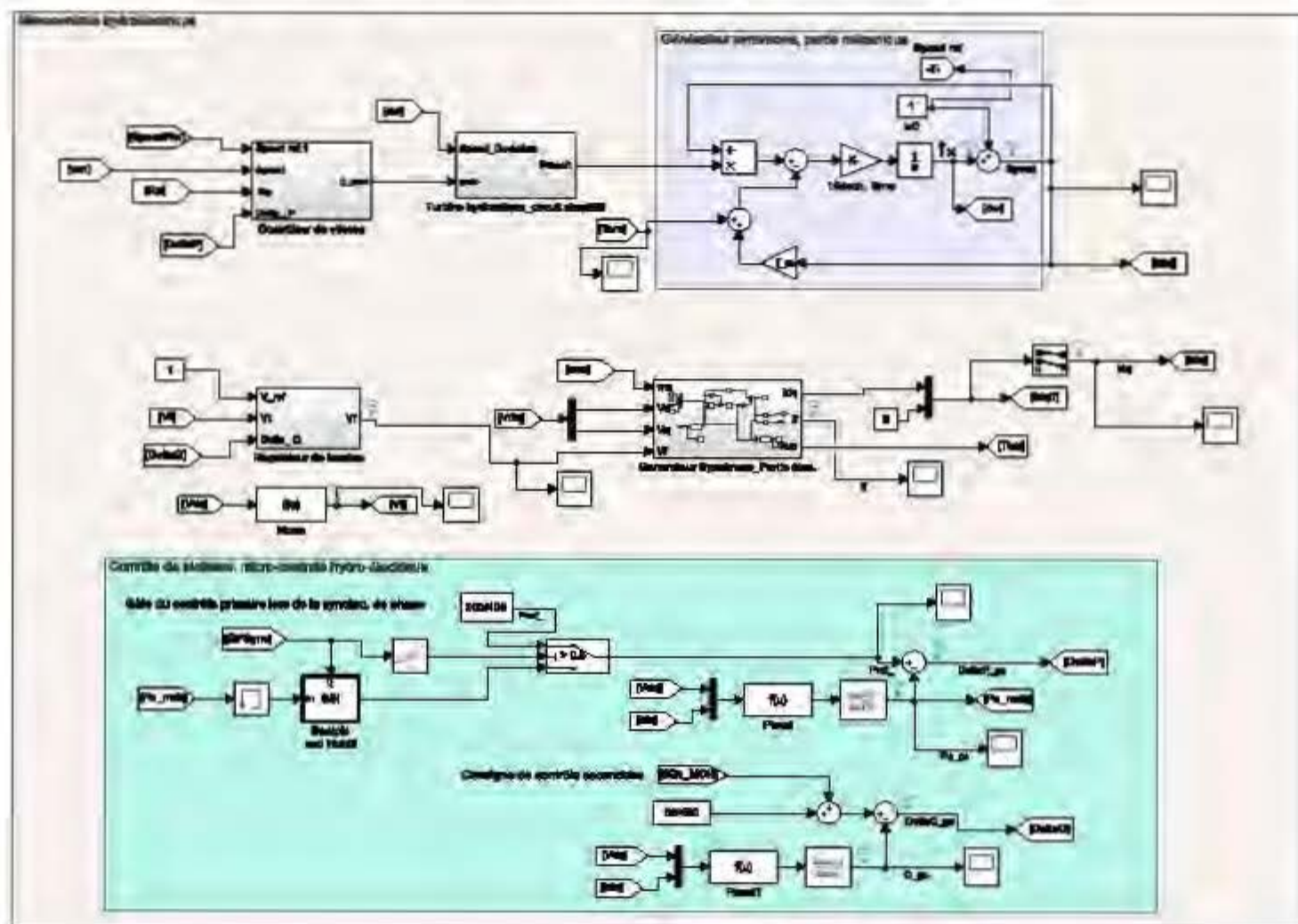
## Annexe D – Paramètres des différents contrôleurs

<i>Contrôleur</i>	<i>Caractéristique</i>	<i>Valeur</i>
<i>Contrôleur de vitesse, microcentrale hydroélectrique</i>	Proportionnel, $K_p^{\omega\_MCH}$	0.0688
	Intégrateur, $K_i^{\omega\_MCH}$	0.015
	Dérivatif, $K_d^{\omega\_MCH}$	0.2
	Filtre, $N_d^{\omega\_MCH}$	1
<i>Contrôleur de tension, microcentrale hydroélectrique</i>	Proportionnel, $K_p^{v\_MCH}$	0.03695
	Intégrateur, $K_i^{v\_MCH}$	0.0567
	Dérivatif, $K_d^{v\_MCH}$	0.2
	Filtre, $N_d^{v\_MCH}$	100
<i>Contrôleur primaire, microcentrale hydroélectrique</i>	Contrôle de statisme de pulsation électrique, $k_{MCH}^{\omega}$	0.05
	Contrôle de statisme en tension, $k_{MCH}^v$	0.05
<i>Unité de liaison – Contrôleurs de courant d'axe d et q</i>	Proportionnel, $K_{p_2}^{IC}, K_{p_4}^{IC}$	0.0542
	Intégrateur, $K_{i_2}^{IC}, K_{i_4}^{IC}$	2.08
<i>Unité de liaison – Contrôleurs de puissances actives et réactives (puissances et courants en SI)</i>	Proportionnel, $K_{p_1}^{IC}, K_{p_3}^{IC}$	0
	Intégrateur, $K_{i_1}^{IC}, K_{i_3}^{IC}$	0.000204
<i>Convertisseur DC-DC du stockage à batterie – Contrôleur de tension</i>	Proportionnel, $K_{p_1}^{Batt}$	0.1
	Intégrateur, $K_{i_1}^{Batt}$	5
<i>Convertisseur DC-DC du stockage à batterie – Contrôleur de courant</i>	Proportionnel, $K_{p_2}^{Batt}$	0.4
	Intégrateur, $K_{i_2}^{Batt}$	2
<i>Contrôleur secondaire centrale, Puissances actives (sorties normalisées sur 400 kW)</i>	Proportionnel, $K_p^{sec}$	0.625
	Intégrateur, $K_i^{sec}$	0.075

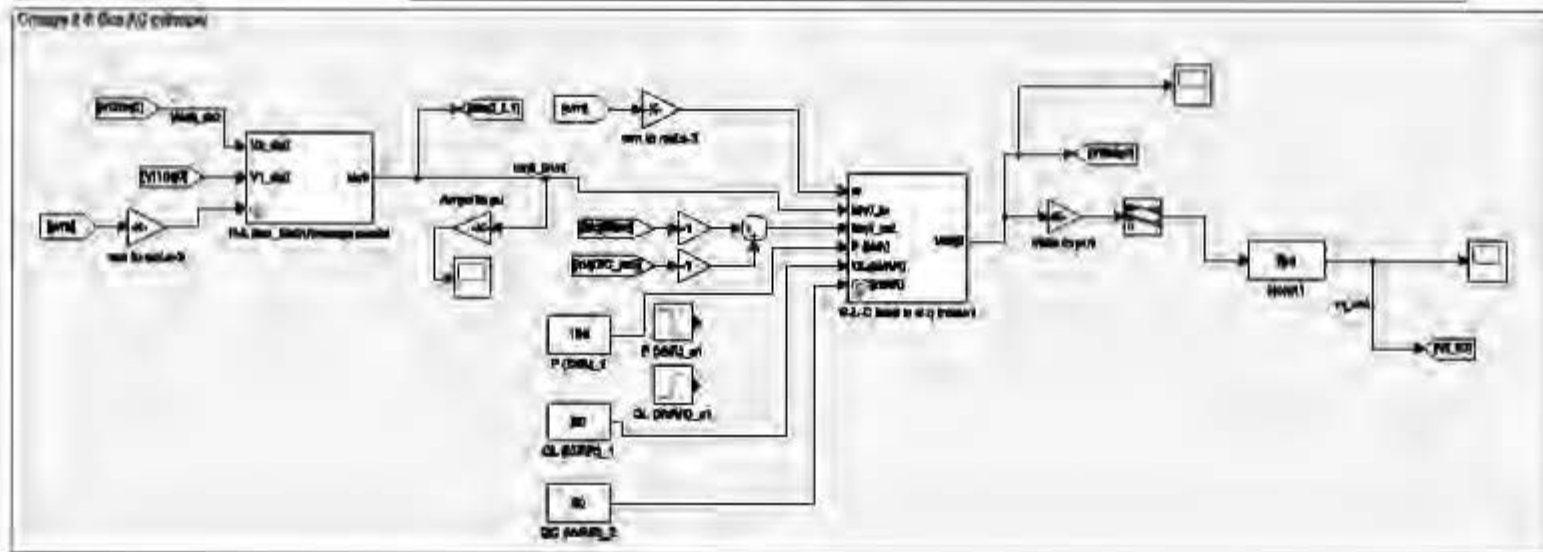
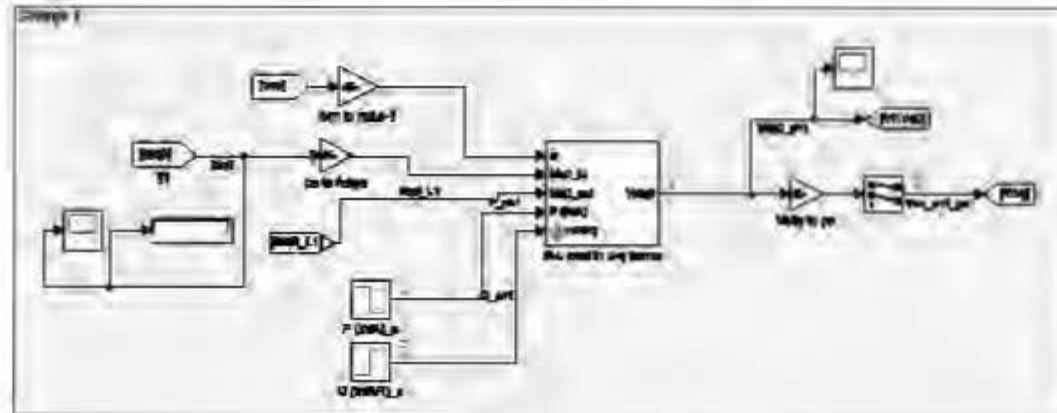
**Note :** Les paramètres des contrôleurs sont calculés pour une simulation du système en unité réduites, sauf indication contraire.

## Annexe E : Implantation des modèles dans Matlab-Simulink®

### E.1 – Modèle de la microcentrale hydroélectrique

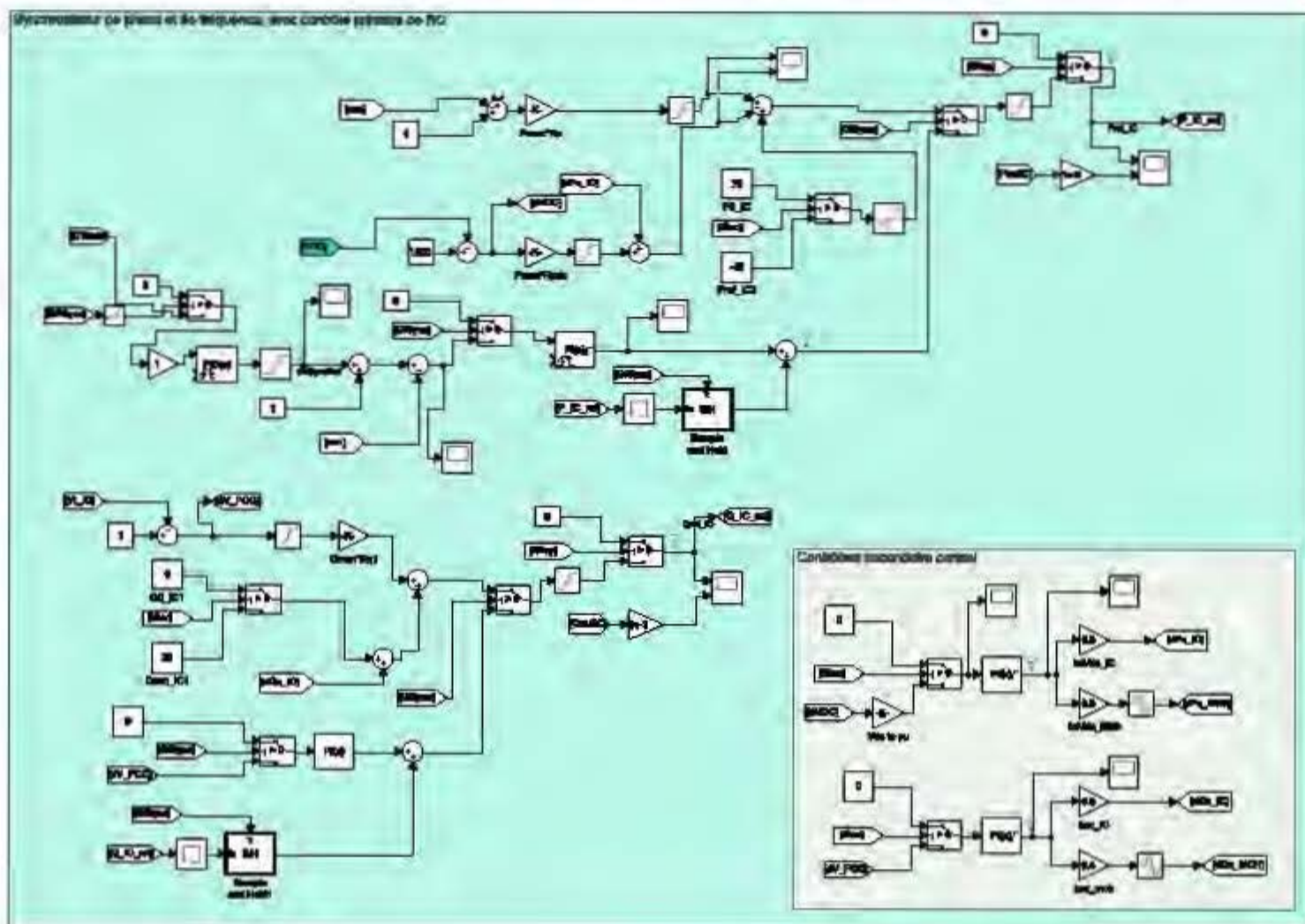


E.2 – Modèle des charges AC et du bus principal, au RCC



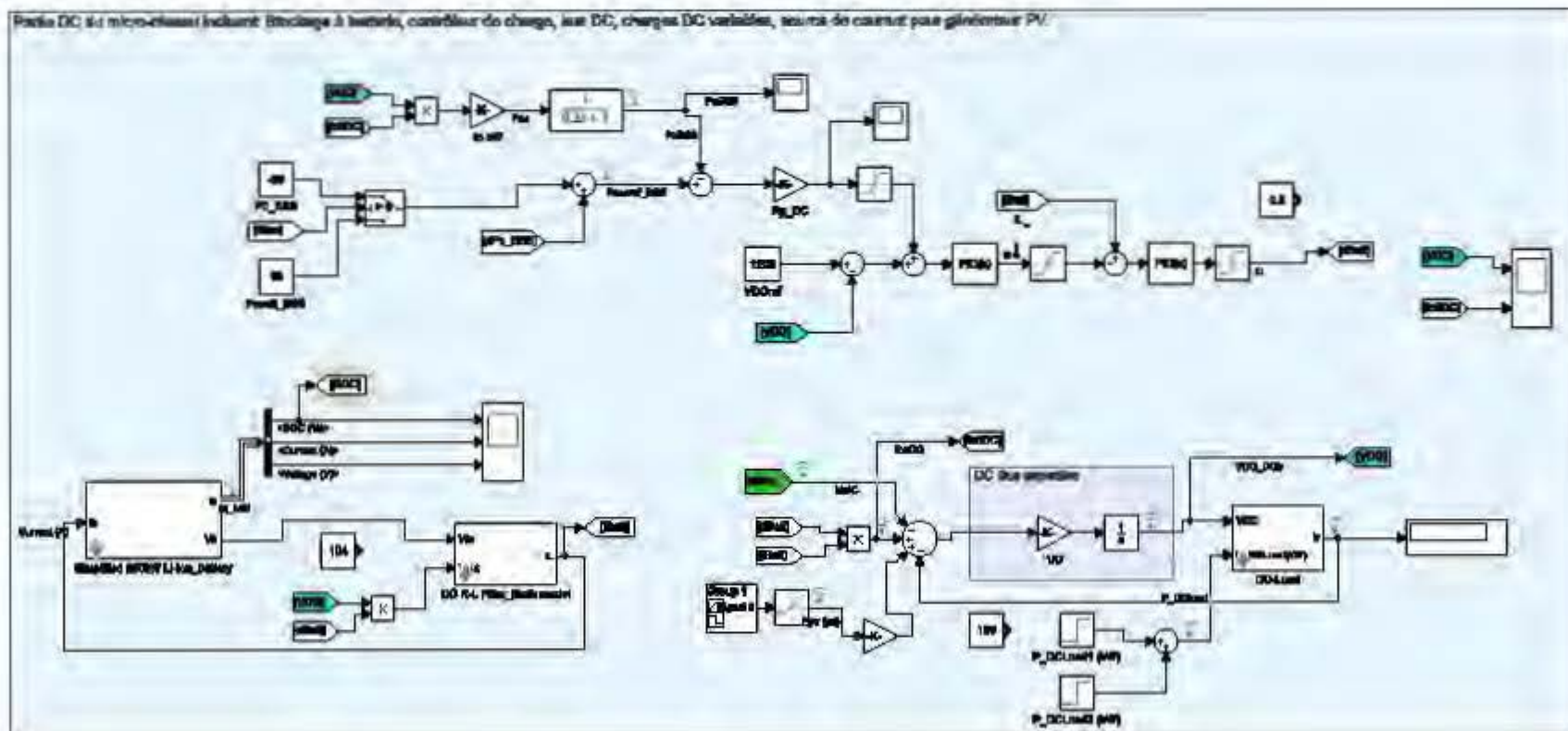


## E.4 – Contrôle secondaire, synchroniseur de fréquence et de phase, contrôle primaire de l'IC





## E.5 – Modèle du stockage à batterie, bus DC, et installation solaire PV







## BIBLIOGRAPHIE

- [1] R. Adib, "Renewables 2016 Global Status Report," 2016.
- [2] W. E. C. GWEC-GLOBAL, "Global Wind Report," *Annual Market Update*, 2015.
- [3] R. Sharma and Sathans, "Survey on hybrid (Wind/Solar) renewable energy system and associated control issues," in *2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 2014, pp. 1-6.
- [4] N. Eghtedarpour and E. Farjah, "Power Control and Management in a Hybrid AC/DC Microgrid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1494-1505, 2014.
- [5] M. H. Nehrir *et al.*, "A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 392-403, 2011.
- [6] E. Unamuno and J. A. Barrena, "Hybrid ac/dc microgrids—Part I: Review and classification of topologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 1251-1259, 2015/12/01/ 2015.
- [7] L. Hitachi Chemical Co, "Industrial Li-ion batteries : Hitachi Chemical," 2018.
- [8] B. Bhandari, K.-T. Lee, C. S. Lee, C.-K. Song, R. K. Maskey, and S.-H. Ahn, "A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources," *Applied Energy*, vol. 133, pp. 236-242, 11/15/ 2014.
- [9] J. Park, J. Candelaria, L. Ma, and K. Dunn, "DC Ring-Bus Microgrid Fault Protection and Identification of Fault Location," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 4, pp. 2574-2584, 2013.
- [10] M. Saeedifard, M. Graovac, R. Dias, and R. Iravani, "DC power systems: Challenges and opportunities," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-7: IEEE.
- [11] H. Hosni, S. Benhamed, H. Ibrahim, M. Ghandour, A. Ilinca, and K. Belmokhtar, "Power flow management strategy for renewable hybrid energy system," in *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2016, pp. 1-6.
- [12] B. Tudu, K. K. Mandal, and N. Chakraborty, "Modeling and design of hybrid energy system considering degradation and emission," in *2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, 2015, pp. 349-354.
- [13] H. Zhao, M. Hong, W. Lin, and K. A. Loparo, "Voltage and Frequency Regulation of Microgrid With Battery Energy Storage Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1-1, 2018.
- [14] X. Liu, P. Wang, and P. C. Loh, "A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 278-286, 2011.

- [15] M. Eremia, P. Simon, D. Petricica, and D. Gheorghiu, "Some aspects of hierarchical voltage-reactive power control," in *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, 2001, vol. 2, pp. 872-880 vol.2.
- [16] "Hierarchical Control of a Multiarea Power Grid," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, vol. 7, no. 7, pp. 545-551, 1977.
- [17] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. d. Vicuna, and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, 2011.
- [18] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatzargyriou, and A. Dimeas, "Microgrids management," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54-65, 2008.
- [19] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511-520, 2009/04/01/ 2009.
- [20] J. M. Choe, G. H. Choe, and J. S. Lai, "System for load levelling control and operation of an energy storage system," *IET Power Electronics*, vol. 10, no. 7, pp. 739-745, 2017.
- [21] S. Mishra, S. Singal, and D. Khatod, "Optimal installation of small hydropower plant—A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 3862-3869, 2011.
- [22] M. H. Chaudhry, "Applied hydraulic transients," Springer 1979.
- [23] V. Power. (2019). Available: <http://www.vallibel-hydro.com/power-learning/hydro-power-generation.php>
- [24] H. Ramos, A. Almeida, M. Portela, and H. P. Almeida, "Guidelines for design of small hydropower plants," *WREAN and DED, Belfast, North Ireland*, 2000.
- [25] T. Constructor.org. (2019). *Francis Turbine – its Components, Working and Application*. Available: <https://theconstructor.org/practical-guide/francis-turbines-components-application/2900/>
- [26] "How Efficient Are Solar Panels? (2018) | GreenMatch," 2018.
- [27] C. L. Lin, C. H. Shih, C. F. Lin, and K. J. Chen, "Study of Constructions for the Photovoltaic System to Increase the Economic Efficiency of Energy Generation," in *2014 IEEE 11th International Conference on e-Business Engineering*, 2014, pp. 207-212.
- [28] T. Hashimoto *et al.*, "Development of lithium ion battery and grid stabilization technology for renewable energy using secondary battery system," *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, vol. 44, no. 4, pp. 27-31, 2007.
- [29] L. Lu, X. Han, J. Li, J. Hua, and M. Ouyang, "A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric vehicles," *Journal of Power Sources*, vol. 226, pp. 272-288, 2013/03/15/ 2013.

- [30] "Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167-179, 1992.
- [31] O. H. Souza, N. Barbieri, and A. H. M. Santos, "Study of hydraulic transients in hydropower plants through simulation of nonlinear model of penstock and hydraulic turbine model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1269-1272, 1999.
- [32] H. Fang, L. Chen, N. Dlakavu, and Z. Shen, "Basic Modeling and Simulation Tool for Analysis of Hydraulic Transients in Hydroelectric Power Plants," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 834-841, 2008.
- [33] X. Liu and C. Liu, "Eigenanalysis of Oscillatory Instability of a Hydropower Plant Including Water Conduit Dynamics," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 675-681, 2007.
- [34] C. D. Vournas and G. Papaioannou, "Modelling and stability of a hydro plant with two surge tanks," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, no. 2, pp. 368-375, 1995.
- [35] J. L. Woodward, "Hydraulic-turbine transfer function for use in governing studies," *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, vol. 115, no. 3, pp. 424-426, 1968.
- [36] I. C. Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1904-1915, 1973.
- [37] P. Pennacchi, S. Chatterton, and A. Vania, "Modeling of the dynamic response of a Francis turbine," *Mechanical Systems and Signal Processing*, vol. 29, pp. 107-119, 2012/05/01/ 2012.
- [38] B. Strah, O. Kuljaca, and Z. Vukic, "Speed and active power control of hydro turbine unit," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, no. 2, pp. 424-434, 2005.
- [39] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994.
- [40] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, S. D. Umans, and B. James, *Electric machinery*. McGraw-Hill New York, 2003.
- [41] T. Wildi and G. Sybille, *électrotechnique*. De Boeck Supérieur, 2000.
- [42] G. Traxler-Samek, T. Lugand, and M. Uemori, "Parasitic forces in large synchronous machines considering tooth ripple effects," in *The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010*, 2010, pp. 1-6.
- [43] R. Wamkeue, F. Baetscher, and I. Kamwa, "Hybrid-state-model-based time-domain identification of synchronous machine parameters from saturated load rejection test records," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 68-77, 2008.

- [44] S. A. Tahan and I. Kamwa, *Two-factor saturation model for synchronous machines with multiple rotor circuits*. 1996, pp. 609-616.
- [45] C. Jolette, "Développement des modèles d'essais et application à l'identification des machines synchrones et asynchrones triphasées," Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue; Université du Québec à Chicoutimi, 2007.
- [46] Y. Cao and J. Ma, "Research on PID parameters optimization of synchronous generator excitation control system," in *2010 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)*, 2010, pp. 1-5.
- [47] M. H. Rashid, *Power electronics handbook*. Butterworth-Heinemann, 2017.
- [48] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Solar photovoltaic system modeling and performance prediction," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 36, pp. 304-315, 2014/08/01/ 2014.
- [49] O. Tremblay, L. Dessaint, and A. Dekkiche, "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles," in *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2007, pp. 284-289.
- [50] C. M. Shepherd, "Design of primary and secondary cells II. An equation describing battery discharge," *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 112, no. 7, pp. 657-664, 1965.
- [51] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, "Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, no. 2, pp. 289-298, 2009.
- [52] C. Zhu, X. Li, L. Song, and L. Xiang, "Development of a theoretically based thermal model for lithium ion battery pack," *Journal of Power Sources*, vol. 223, pp. 155-164, 2013.
- [53] J. Zhang, J.-S. Lai, and W. Yu, "Bidirectional DC-DC converter modeling and unified controller with digital implementation," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE*, 2008, pp. 1747-1753: IEEE.
- [54] K. W. E. Cheng, B. P. Divakar, H. Wu, K. Ding, and H. F. Ho, "Battery-Management System (BMS) and SOC Development for Electrical Vehicles," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 60, no. 1, pp. 76-88, 2011.
- [55] V. Blasko and V. Kaura, "A new mathematical model and control of a three-phase AC-DC voltage source converter," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 12, no. 1, pp. 116-123, 1997.
- [56] G.-C. Hsieh and J. C. Hung, "Phase-locked loop techniques. A survey," *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 43, no. 6, pp. 609-615, 1996.
- [57] T. L. Vandoorn, B. Meersman, J. D. M. D. Kooning, and L. Vandevelde, "Transition From Islanded to Grid-Connected Mode of Microgrids With

- Voltage-Based Droop Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2545-2553, 2013.
- [58] X. Lu, J. M. Guerrero, K. Sun, J. C. Vasquez, R. Teodorescu, and L. Huang, "Hierarchical Control of Parallel AC-DC Converter Interfaces for Hybrid Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 683-692, 2014.
- [59] C.-T. Lee, R.-P. Jiang, and P.-T. Cheng, "A grid synchronization method for droop-controlled distributed energy resource converters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 2, pp. 954-962, 2013.
- [60] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734-4749, 2012.
- [61] J. Tsoie and R. Wamkeue, "Advanced-model of synchronous generator for hydropower plants numerical simulations," *Electric Power Systems Research*, 2016.
- [62] R. Rynkiewicz, "Discharge and charge modeling of lead acid batteries," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1999. APEC'99. Fourteenth Annual*, 1999, vol. 2, pp. 707-710: IEEE.