



HAL
open science

**Formalisme pour la supervision des systèmes hybrides
multi-sources de générateurs d'énergie répartie :
application à la gestion d'un micro réseau**

Peng Li

► **To cite this version:**

Peng Li. Formalisme pour la supervision des systèmes hybrides multi-sources de générateurs d'énergie répartie : application à la gestion d'un micro réseau. Autre. Ecole Centrale de Lille, 2009. Français. NNT : 2009ECLI0006 . tel-00577099

HAL Id: tel-00577099

<https://theses.hal.science/tel-00577099>

Submitted on 16 Mar 2011

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

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

N° d'ordre : 100

ECOLE CENTRALE DE LILLE

THESE

Présentée en vue
d'obtenir le grade de

DOCTEUR

en

Spécialité : Génie Electrique

par

Peng LI

DOCTORAT DELIVRE PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE

Titre de la thèse :

**Formalisme pour la Supervision des Systèmes Hybrides
Multi-Sources de Générateurs d'Energie Répartie :
Application à la Gestion d'un Micro Réseau**

Soutenue le 19 juin 2009 devant le jury d'examen :

Président	<i>Jean-Paul HAUTIER, Professeur, ENSAM ParisTech</i>
Rapporteur	<i>Bernard MULTON, Professeur des Universités, ENS de Cachan</i>
Rapporteur	<i>Jean-Claude VANNIER, Professeur, SUPELEC</i>
Membre	<i>Didier MAYER, Professeur, MINES ParisTech</i>
Membre	<i>Xavier LE PIVERT, Expert sénior, CEA-INES</i>
Codirecteur de thèse	<i>Benoît ROBYNS, Professeur, L2EP, HEI</i>
Codirecteur de thèse	<i>Philippe DEGOBERT, Maître de Conférences, L2EP, ENSAM ParisTech</i>
Directeur de thèse	<i>Bruno FRANCOIS, Maître de Conférences HDR, L2EP, E.C.Lille</i>

Thèse préparée dans le Laboratoire L2EP, EA2697
Ecole Doctorale SPI 072

Remerciements

Les travaux de recherche présentés dans ce mémoire ont été effectués au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) dans le cadre du Centre National de Recherche Technologique (CNRT).

Tout d'abord, je tiens à remercier Bruno François, Maître de conférence HDR à l'Ecole Centrale de Lille et directeur de cette thèse pour le soutien qu'il a bien voulu m'accorder tout au long de la thèse. Je le remercie pour ses aptitudes pédagogiques dont il a fait preuve, pour ses remarques constructives, pour la qualité des discussions qui ont ponctuées ce travail. Je le remercie également pour son aide précieuse et continuelle pendant la rédaction de ce mémoire. Sans lui, ce travail n'aurait peut-être pas abouti.

Je remercie aussi Philippe Degobert, Maître de Conférences au centre Arts et Métiers ParisTech de Lille, pour sa proposition de thèse très intéressante, pour l'orientation scientifique pendant ce travail, et pour son soutien dans mes publications et différentes expérimentations.

Je remercie à Benoît Robyns, Professeur à HEI, Responsable de l'Equipe Réseaux du L2EP, pour ses discussions et propositions constructives.

Pour leur participation à l'évaluation scientifique de ces travaux, je tiens également à remercier :

- Bernard Multon, Professeur à l'ENS de Cachan, et Jean-Claude Vannier, Professeur à Supélec, pour avoir accepté d'être rapporteur et juger ce travail ;
- Jean-Paul Hautier, Professeur à l'ENSAM ParisTech, pour avoir accepté d'être président dans le jury.
- Didier Mayer, Professeur aux MINES ParisTech, et Xavier Le Pivert, Expert sénior à CEA-INES, pour avoir accepté d'être dans le jury.

Je remercie également à Xavier Guillaud, Professeur à l'Ecole Centrale de Lille, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail, et pour son aide au niveau de l'expérimentation.

Je remercie à tous les docteurs et doctorants qui travaillent sur la plate-forme « Energies Réparties » du centre Arts et Métiers ParisTech de Lille, Frédéric Colas, Fabrice Locment, Remy Ghislain, Fouad Salha, Vincent Courtecuisse et Firas Alkhalil pour leur collaboration et leur aide pour ce mémoire.

Je ne peux pas clore mes remerciements sans rendre un hommage à toute l'équipe du laboratoire ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué à la concrétisation de ce travail.

Je ne voudrais pas oublier tous les doctorants et docteurs du laboratoire pour leur sympathie et pour la bonne ambiance de travail au sein du laboratoire : Antoine Bruyère, Julien Gomand, Olivier Ruelle, Yvan Crévits, Walter Lhomme, Keyu Chen, Tao Zhou, Sangkla Kreuawan, Di Lu, Ling Peng, He Zhang, Hicham Fakham, Guillaume Krebs, Richard Demersseman, Roman Gaignaire, Alain Bouscayrol, Xavier Kestelyn, Eric Semail, Richard Béarée, Stéphane Clénet et Michel Bertrand.

A cette occasion, j'aimerais également remercier à Robert Bausière, Professeur à l'Université des Sciences et Technologies de Lille, pour m'avoir accueilli en Master Recherche ;

Philippe Delarue, Maître de Conférence à l'Université des Sciences et Technologies de Lille, et Philippe Le Moigne, Professeur à l'Ecole Centrale de Lille, pour leurs encadrements en stage de Master Recherche.

Enfin, que ce mémoire soit pour moi l'occasion d'exprimer toute ma reconnaissance à ma famille, surtout à mon épouse Ying, pour leur patience et le soutien réel qu'elle m'a apporté pendant ces années.

Table des matières

Table des matières	III
Nomenclatures des acronymes et conventions.....	XI
Introduction générale.....	1
Partie I Méthodologie de conception des supervisions locales et dispositifs de commande des unités de production et de stockage	7
Présentation des objectifs et méthodologie	8
Chapitre I. Formalismes existants et leurs limites	11
I.1. Introduction.....	12
I.2. Principe général pour la modélisation des processus.....	12
I.2.1. Notion de processus	12
I.2.2. Objectifs de la modélisation.....	13
Modèles de connaissance	13
Modèles de représentation.....	13
Modèles pour l'optimisation	13
Modèles pour la conception de la commande	13
I.2.3. Différents types de modèles.....	14
Modèles mathématiques.....	14
Modèle d'état.....	14
Modèles de données (Fichiers).....	14
Modèles à base de règles (Linguistique).....	14
Modèles graphiques.....	14
I.2.4. Quelques exemples de modèles graphiques.....	15
Les schémas fonctionnels.....	15
Les graphes de fluence	15
Les réseaux de Petri et les Grafjets.....	15
Le Bond Graph.....	16
Le GIC (Graphe Informationnel Causal)	16
La REM (Représentation Energétique Macroscopique)	16
Autres outils graphiques.....	16
I.3. Application à la modélisation et à la commande d'un système de production à base de turbine à gaz	16
I.3.1. Présentation de l'étude.....	16
I.3.2. Modélisation de la micro turbine	17
Conversion de l'énergie primaire	17
Partie mécanique	19
I.3.3. Modélisation de la génératrice	20
Machine synchrone à aimant permanent.....	20

Transformations mathématiques	20
Modélisation des circuits d'induit	22
Modélisation de la partie électromécanique	23
I.3.4. Modélisation de la chaîne de conversion électronique	24
Modélisation des convertisseurs statiques.....	24
Modélisation du bus continu	25
I.3.5. Modélisation du filtre réseau	26
I.3.6. Modèles graphiques du système complet de génération.....	30
I.3.7. Dispositif de commande	31
I.3.8. Contrôle de la liaison au réseau	32
Contrôle de l'onduleur	32
Contrôle des courants générés sur le réseau.....	32
Principe.....	32
Les transformations inverses.....	32
Correcteurs	33
I.3.9. Contrôle de la machine	36
Contrôle du redresseur	36
Les transformations inverses.....	36
Contrôle des courants de l'induit de la machine synchrone.....	37
Contrôle du couple et du flux.....	37
I.3.10. Contrôle de la micro turbine	39
Contrôle de l'injection.....	39
Contrôle de la vitesse de l'arbre.....	40
I.3.11. Problèmes posés par les formalismes existants.....	40
I.4. Application au système de production à base de panneaux photovoltaïques.....	41
I.4.1. Introduction.....	41
I.4.2. Modélisation	41
I.4.3. Modélisation de la chaîne de conversion électronique	44
Connexion au réseau	44
Filtre PV	44
Hacheur	44
I.4.4. Modèles graphiques du système de génération REM.....	45
Bond Graph	45
I.4.5. Dispositif de commande	46
I.4.6. Contrôle des panneaux PV.....	47
Contrôle du filtre PV	47
Contrôle du bus continu PV	48
I.4.7. Contrôle de la liaison au réseau	49
I.4.8. Problèmes posés par les formalismes existants	49
I.5. Discussion et Conclusions	49
Chapitre II. Représentation Multi-Niveaux.....	51
II.1. Introduction	52
II.2. Modélisation Multi-Niveaux	52

II.2.1. Présentation	52
II.2.2. Modèles d'un hacheur	52
a) Présentation de l'étude	52
b) Modèle instantané	53
c) Modèle moyen.....	54
d) Modèle en puissance instantanée et moyennée.....	55
e) Modélisation des flux de puissance.....	56
f) Propositions pour une modélisation multi niveau	57
II.2.3. Modèles mathématiques d'un bus continu	58
a) Présentation de l'étude	58
b) Modèle instantané	58
c) Modèle moyen.....	59
d) Modèle en puissance instantanée et moyennée.....	59
e) Modélisation des flux de puissance.....	60
f) Propositions pour une modélisation multi niveau	61
II.2.4. Modèles d'un filtre du 1 ^{er} ordre.....	62
a) Présentation de l'étude	62
b) Modèle instantané	63
c) Modèle moyen.....	63
d) Modélisation en puissance instantanée et moyennée.....	63
e) Modélisation des flux de puissance.....	64
f) Propositions pour une modélisation multi niveau	65
II.2.5. Modèles d'un onduleur triphasé à source de tension.....	66
a) Présentation de l'étude	66
b) Modèle instantané	66
c) Modèle moyen.....	67
d) Modèle en puissance instantanée et moyenne	70
e) Modélisation des flux de puissance.....	74
f) Propositions pour une modélisation multi niveau	75
II.2.6. Modèles d'un filtre triphasé du 1 ^{er} ordre	75
a) Présentation de l'étude	75
b) Modèle instantané vectoriel	76
c) Modèle moyen.....	76
d) Modélisation en puissance instantanée et moyennée.....	77
e) Modélisation des flux de puissance.....	78
f) Propositions pour une modélisation multi niveau	79
II.2.7. Application à la modélisation d'un système électrique	79
II.3. Structuration de la commande hiérarchique	81
II.3.1. Principe.....	81
II.3.2. Conception de l'Automate de Commande Rapprochée	82
a) Modulation	82
b) Commande algorithmique.....	83
<i>Règle générale propre aux convertisseurs</i>	83
<i>Règle générale propre aux éléments de stockage</i>	84

<i>Règles de blocage imposées par les grandeurs difficilement mesurables</i>	88
II.3.3. Automate de Commande Eloignée	89
a) Principe	89
b) Niveau ‘ <i>Supervision de la puissance</i> ’	89
c) Niveau ‘ <i>Contrôle des puissances</i> ’, règle générale	91
<i>Règle de passage pour le ‘Contrôle des puissances’</i>	91
II.3.4. Automate de Contrôle des Modes de Marche.....	99
II.4. Conclusion	99
Chapitre III. Système de production basée sur une micro turbine à gaz	101
III.1. Introduction	102
III.2. Modélisation du système de production.....	103
III.2.1. Modélisation de la turbine.....	103
III.2.2. Etape 1 : REM du modèle moyen du système de génération.....	103
III.2.3. Etape 2 : Niveau « interface » de la Modélisation Multi-Niveaux.....	106
III.2.4. Etape 3 : Niveau « <i>Puissance</i> » de la Modélisation Multi-Niveaux	107
III.3. Commande hiérarchique en mode connexion	109
III.3.1. Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables	109
III.3.2. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage.....	110
III.3.3. Etape 6 : Fixer les chaînes d’action.....	110
III.3.4. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs physiques par inversion de la REM.	113
III.3.5. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance	114
III.3.6. Etape 9 : Appliquer des simplifications et des estimations	116
III.3.7. Etape 10 : Interfacer avec la supervision centrale.....	120
III.3.8. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande en mode connecté	120
III.4. Commande hiérarchique pour le mode en îlotage.....	122
III.4.1. Conception du dispositif de commande	122
III.4.2. Fonctions propres au fonctionnement en îlotage.....	123
III.4.3. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande en mode isolé	123
III.5. Automate de Contrôle des Modes de Marche.	125
III.6. Résultats de simulation.....	126
III.6.1. Simulation pour la micro turbine en mode connexion	126
III.6.2. Simulation de la micro turbine en mode îlotage	128
III.7. Conclusion.....	131
Chapitre IV. Systèmes de production basés sur des panneaux photovoltaïques et sur des supercondensateurs	133
IV.1. Présentation et équivalence des systèmes étudiés	134
IV.2. Modélisation des systèmes	135
IV.2.1. Etape 1 : REM du modèle moyen de la chaîne de conversion électronique	

.....	135
IV.2.2. Etape 2 : Niveau interface de la Modélisation Multi-Niveaux.....	137
IV.2.3. Etape 3 : Niveau Puissance de la Modélisation Multi-Niveaux.....	137
IV.3. Commande hiérarchique du système de génération à base des panneaux PV.....	141
IV.3.1. Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables.....	141
IV.3.2. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage.....	141
IV.3.3. Etape 6 : Fixer les chaînes d'action.....	143
IV.3.4. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs d'état par inversion de la REM.....	145
IV.3.5. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance.....	145
IV.3.6. Etape 9 : Appliquer des simplifications et des estimations.....	147
IV.3.7. Etape 10 : Interfacer avec la supervision centrale.....	150
IV.3.8. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande.....	150
IV.4. Commande hiérarchique du système de stockage à base de supercondensateurs .	153
IV.4.1. Modélisation multi-niveaux.....	153
IV.4.2. Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables.....	153
IV.4.3. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage.....	153
IV.4.4. Etape 6 : Fixer les chaînes d'action.....	154
IV.4.5. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs physiques par inversion de la REM.....	157
IV.4.6. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance.....	157
IV.4.7. Etape 9 : Appliquer des simplifications et des estimations.....	160
IV.4.8. Etape 10 : Interfacer avec la supervision centrale.....	160
IV.4.9. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande.....	163
IV.5. Validation du modèle et du dispositif de commande.....	164
IV.6. Expérimentation dus système de commande proposé pour le système de stockage.....	165
IV.6.1. Présentation.....	165
IV.6.2. Résultats de simulation.....	165
IV.6.3. Résultats expérimentaux.....	167
IV.7. Conclusion.....	169

Part II. Supervision of a micro grid by a central controller 171

Chapter V. Controls and operation aspects of a microgrid 175

V.1. Introduction.....	176
V.2. General principles and functions.....	176
V.3. Microgrid control by sensing electrical quantities.....	177
V.4. Microgrid control by signal communication.....	178
V.4.1. Introduction.....	178
V.4.2. Decentralized control : Multi-Agent System (MAS).....	179
V.4.3. Centralized Control : Microgrid Global Supervision.....	181

V.5. System organization of our studied microgrid.....	183
V.6. Conclusion	184
Chapter VI. Operating in a grid-connected mode.....	187
VI.1. Introduction.....	188
VI.2. Microgrid modeling and the distribution network modeling	189
VI.2.1. Diesel group generator	189
Mechanical part	190
Voltage regulation.....	191
Coupling between these two parts.....	192
Adaptation between the per units and SI units.....	192
VI.2.2. Modeling of the HTA transmission lines	193
VI.2.3. Modeling of the three-phase transformer.....	195
VI.2.4. Modeling of passive loads.....	195
VI.2.5. Modeling of the distribution network and the microgrid.....	196
Method	196
Diesel group bus.....	196
HTA bus.....	197
Microgrid bus	197
Global architecture modeling	198
VI.3. Microgrid Central Controller	199
VI.3.1. Presentation of a case study	199
VI.3.2. Participation to the frequency regulation	200
VI.3.3. Power dispatching	203
VI.3.4. Power management	204
VI.3.5. Storage level protection.....	205
VI.3.6. Regulation of operating points	206
VI.4. Case study	206
VI.5. Conclusion	207
Chapter VII. Operating in an islanded mode	209
VII.1. Introduction.....	210
VII.2. Modeling of the microgrid in islanded mode	210
VII.3. MCC design	211
VII.3.1. Introduction.....	211
VII.3.2. Power dispatching.....	212
VII.3.3. Protection of the storage level	214
VII.4. Hardware-In-the-Loop Test studies	215
VII.4.1. Introduction of the test environment.....	215
VII.4.2. Test procedure.....	217
VII.4.3. Test of the micro turbine unit (“Zone1: MT”)	218
VII.4.4. Impact of the PV unit (“Zone2: MT+PV”).....	219
VII.4.5. Contribution of supercapacitors (“Zone3: MT+PV+SC”).....	219
VII.4.6. Operating during the night (“Zone4: MT+SC”).....	219

VII.5. Conclusion	223
Conclusion générale et perspectives	225
Annexe 1. Modélisation des systèmes physiques par Bond Graphs	229
A1.1. Introduction	229
A1.2. Principe du Bond Graph	230
A1.3. Effort-flux.....	230
A1.4. Eléments constitutifs	230
A1.4.1. Eléments passifs simples	231
Elément R	231
Elément C	232
Elément I	232
Elément TF	232
Jonction GY.....	233
A1.4.2. Eléments actifs	233
A1.4.3. Eléments de connexions	233
Jonction 0	233
Jonction 1	234
A1.5. La causalité.....	234
Annexe 2. Présentation du formalisme GIC	236
A2.1. Les processus de conversion	236
A2.2. Définitions	236
A2.3. Processeur.....	236
A2.4. Opérateur	237
A2.5. La causalité.....	237
A2.6. Les constituants élémentaires	238
A2.6.1. Objets actifs	238
A2.6.2. Objets accumulateurs simples	239
A2.6.3. Objets dissipateurs simples	239
A2.6.4. Objets coupleurs de puissance.....	240
A2.7. Commande.....	241
A2.7.1. Principe.....	241
A2.7.2. Les concepts du modèle inverse	241
Annexe 3. Présentation du formalisme REM	244
A3.1. Principe.....	244
A3.2. Aspects de la modélisation avec la REM	244
A3.2.1. Les sources d'énergie	244
A3.2.2. Les éléments d'accumulation	244
A3.2.3. Les éléments de conversion.....	244
A3.2.4. Les connecteurs	245
A3.3. Formalisme pour la commande	245
A3.3.1. Inversion des éléments de conversion	245
A3.3.2. Inversion des éléments d'accumulation	246

Annexe 4. Calcul des correcteurs IP	247
A4.1. Calcul du correcteur IP pour un intégrateur pur	247
A4.2. Calcul du correcteur IP pour une fonction de transfert du 1 ^{er} ordre	248
Annexe 5. Modélisation des supercondensateurs	249
Annexe 6. Banc d'essai du système de stockage à base de supercondensateurs	251
Annexe 7. Example of a MCC	256
Bibliographie.....	259

Nomenclatures des acronymes et conventions

\hat{x}	Grandeur x mesurée
\tilde{x}	Grandeur x estimée
x_{per}	Grandeur x qui représente des pertes
x_{reg}	Grandeur x de réglage
x_{ref}	Grandeur x de référence
ACE	Automate de Commande Eloignée
ACL	Agent Communication Language
ACMM	Automate de Contrôle des Modes de Marche
ACR	Automate de Commande Rapprochée
AG	Active Generator
AGC	Automatic Generation Control
BCC	Bloc de Contrôle des Commutations
BG	Bond Graph
BT	Basse Tension
CC	Chambre de Combustion
CH	Charges (Loads)
COG	Causal Ordering Graph
DER	Distributed Energy Resources
DG	Decentralized Generator
DNC	Distribution Network Controller
DSC	Dispatching System Controller
EMR	Energetic Macroscopic Representation
GIC	Graphe Informationnel Causal
GM	Grid connected Mode
GMT	Gas Micro Turbine
HIL	Hardware-In-the-Loop
HTA	Haute Tension A
IM	Island Mode
IP Controller	Integral-Proportional Controller
LC	Local Controller
MAS	Multi-Agent System
MCC	Microgrid Central Controller
MMN	Modélisation Multi-Niveaux
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MTG	Micro Turbine à Gaz
PCC	Point of Common Connection
PFD	Power Flow Diagram
PID Controller	Proportional-Integral-Derivative Controller
POG	Power-Oriented Graphs
PV	PhotoVoltaïque
REBG	Renewable Energy Based Generators
REM	Représentation Energétique Macroscopique
RMN	Représentation Multi-Niveaux
RMS	Root Mean Square
SC	SuperCapacitor
SCH	Structuration de la Commande Hiérarchique
SI Units	International System of Units
SMC	Structure Maximale de la Commande
SMES	Stockage d'Énergie Magnétique Supraconductrice
STC	Standard Test Conditions

Introduction générale

Evolution des réseaux électriques

L'architecture des réseaux électriques ainsi que leur gestion sont conçues et adaptées pour alimenter de manière optimale des consommateurs selon les différents modes de production et de consommation. Initialement pensés pour alimenter des consommateurs à partir de centrales de production à base de charbon et de gaz, les réseaux ont évolué de manière majeure dans les années 70 afin de permettre l'intégration de centrales de production de très forte puissance à base d'énergie nucléaire. L'architecture du réseau électrique que nous avons ainsi hérité a été initialement organisée pour alimenter des consommateurs à partir de puissantes centrales de production avec un réseau dédié de transport dont la supervision est centralisée. L'arrivée de nombreuses unités de production de faible puissance (unités de cogénération, générateurs à base d'énergie renouvelable) non interfacées avec un poste de supervision conduira indéniablement dans un premier temps à de profondes mutations sur la gestion du système électrique actuel. Une évolution vers de nouvelles architectures bien adaptées à ces nouveaux modes de production dispersée sera à imaginer pour les temps futurs.

Description des micro réseaux

Un exemple prometteur d'évolution d'architecture de réseau consiste à regrouper les différents producteurs et consommateurs autour d'un réseau moyenne tension pouvant fonctionner en îlotage par rapport au reste du réseau. Ce système est donc composé d'au moins une unité de production décentralisée conventionnelle et éventuellement d'une unité de stockage, le tout étant connecté à un réseau de distribution externe qui permet l'appoint ou l'évacuation d'énergie. Un tel ensemble doit permettre aux clients d'accéder à la qualité, la fiabilité et de satisfaire ses besoins en puissance et constitue en lui-même un réseau insulaire. Sur ce dernier sont connectés des clients qui peuvent avoir le choix d'approvisionnement auprès des divers producteurs décentralisés. Sur un micro réseau (constituant en fait une grappe), l'existence et le fonctionnement d'un marché structuré de vente et d'achat d'électricité se trouve facilité du point de vue technologique. Les excédents de production peuvent être, soit partiellement stockés, soit revendus sur le réseau centralisé ou à une autre grappe via le réseau centralisé, d'où la terminologie 'réseau en grappes'. Du point de vue de la gestion centralisée, l'architecture globale a l'avantage d'être reconfigurable. Toute grappe à l'origine d'une instabilité sur le réseau centralisé peut être isolée. La faisabilité d'une telle organisation de la distribution passe par une gestion intégrée et optimisée de l'énergie qu'il reste à imaginer.

Intérêt des micro réseaux

Les micro réseaux présentent deux caractéristiques intrinsèques essentielles qui en font un intérêt majeur pour le développement des réseaux électriques du futur :

- la proximité entre une production locale d'électricité et les consommateurs conduit à une minimisation immédiate des pertes liées au transport de l'énergie consommée en son sein,
- la disponibilité d'un générateur et son exploitation, toujours en local, apporte une fiabilité accrue de la fourniture vis-à-vis des aléas d'incident survenant dans les grands réseaux et la possibilité de fournir une énergie d'une haute qualité.

Les énergies renouvelables

La disparition prévue des ressources fossiles, associée à une volonté de réduction du taux de CO₂, conduit naturellement à introduire une diversification de la production électrique reposant sur des générateurs à base d'énergie renouvelable, au côté des groupes électrogènes diesel jusqu'à présent uniquement utilisés dans les micro réseaux. Comparés aux unités de production centralisée (tranche nucléaire, ...), les générateurs à base d'énergie renouvelable sont de très petites puissances en raison du dimensionnement du système de conversion

primaire (surface des panneaux photovoltaïque (PV), longueur des pales, ...). Par contre, ce dimensionnement favorise les installations sur un réseau de distribution chez les particuliers et donc en très grand nombre. La croissance de ces filières renouvelables devrait rester très soutenue et ainsi continuer d'augmenter leur part dans la production d'électricité mondiale. En premier lieu, ces technologies ont fait énormément de progrès, que ce soit sur le plan de la fiabilité, ou sur le plan de leur capacité à réduire leurs coûts de production. Ces progrès ont attiré de nouveaux investisseurs intéressés par les perspectives de développement. Ceux-ci ont permis d'augmenter la taille des projets d'énergies renouvelables et donc d'accroître très rapidement le productible de ces filières. En second lieu, les questions globales d'environnement, notamment le risque de changement climatique, ont renforcé la volonté politique de nombreux pays industrialisés à soutenir le développement des énergies non polluantes ou faiblement émissives. Cette volonté s'est traduite par des objectifs ambitieux en termes d'énergies renouvelables et la mise en place d'instruments réglementaires spécifiques pour les atteindre (prix garanti, certificats verts, quotas, fiscalité favorable, etc.) avec comme but à terme de rendre autonomes les différentes filières.

Identification de la problématique

La difficulté majeure associée au développement massif des sources dispersées et à base d'énergie renouvelable est que leur production est difficilement prévisible et très fluctuante. Leur intégration dans le système électrique pose donc un certain nombre de problèmes, par exemple :

- La production d'électricité d'origine « renouvelable » est difficilement prévisible ou très fluctuante (éolien, solaire) ;
- La production d'électricité peut être un processus secondaire, comme c'est le cas dans les unités de production combinée de chaleur et d'électricité ;
- Il en résulte souvent une absence de participation aux services système, parmi lesquels le réglage de la fréquence, via les réglages primaire et secondaire (fréquence-puissance) ou encore au réglage de la tension et de la compensation de l'énergie réactive.

Le fait de ne pas participer aux services système amène ce type de source à se comporter comme des **générateurs passifs** du point de vue de la gestion du réseau électrique. Le taux de pénétration de la production décentralisée doit alors être limité afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables.

Solutions exploratoires et thématiques de recherche à développer

La participation aux services système deviendra techniquement indispensable pour permettre le développement significatif des sources aléatoires (éolien, photovoltaïque). Plusieurs pistes de recherche complémentaires contribueront à lever ce verrou grâce aux **convertisseurs électroniques de puissance** et à l'utilisation de **moyens de stockage** dans le réseau.

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

- à imaginer des structures adaptées pour les unités de production décentralisée conduisant à de meilleurs rendements,
- à influencer sur les flux de puissance et la répartition énergétique des différentes sources présentes dans un réseau électrique.

Cependant, leur exploitation nécessite de concevoir de nouvelles lois de commande, d'intégrer des services « systèmes » et de revoir les stratégies locales de supervision pour ces unités de productions auxquelles les convertisseurs électroniques de puissance sont raccordés. L'ensemble de ces travaux à mener vise à rendre compatible les unités de production à base d'énergie renouvelable avec le système de gestion du micro réseau électrique de manière à lever les limitations actuelles à leur expansion.

Un deuxième ensemble de solutions vise à développer une gestion intégrée et optimisée de l'énergie au sein du micro réseau électrique qui devient ainsi un système multisource comportant une multiplicité de points de réglage. Un système multi source, avec une gestion intégrée et optimisée de l'énergie, est constituée de différentes catégories de générateurs (par exemple : éolien, photovoltaïque, micro turbine hydraulique, micro turbine à gaz, pile à combustible, etc.) pouvant être éventuellement associés à différents systèmes de stockage (par exemple : batterie, volant d'inertie, stockage électromagnétique ou stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES), super condensateur, pompage hydraulique, compression d'air, etc.). Les générateurs et systèmes de stockage peuvent être localisés en différents points du réseau, mais sont gérés par un opérateur industriel unique. Dans ce mémoire, nous étudions un micro réseau reposant sur l'utilisation d'une turbine à gaz, d'une centrale PV et d'une unité de stockage à base de supercondensateurs. Toutes ces sources sont couplées au micro réseau par des convertisseurs électroniques de puissance et sont interconnectées au gestionnaire central du micro-réseau (Microgrid System Operator) (Figure 1).

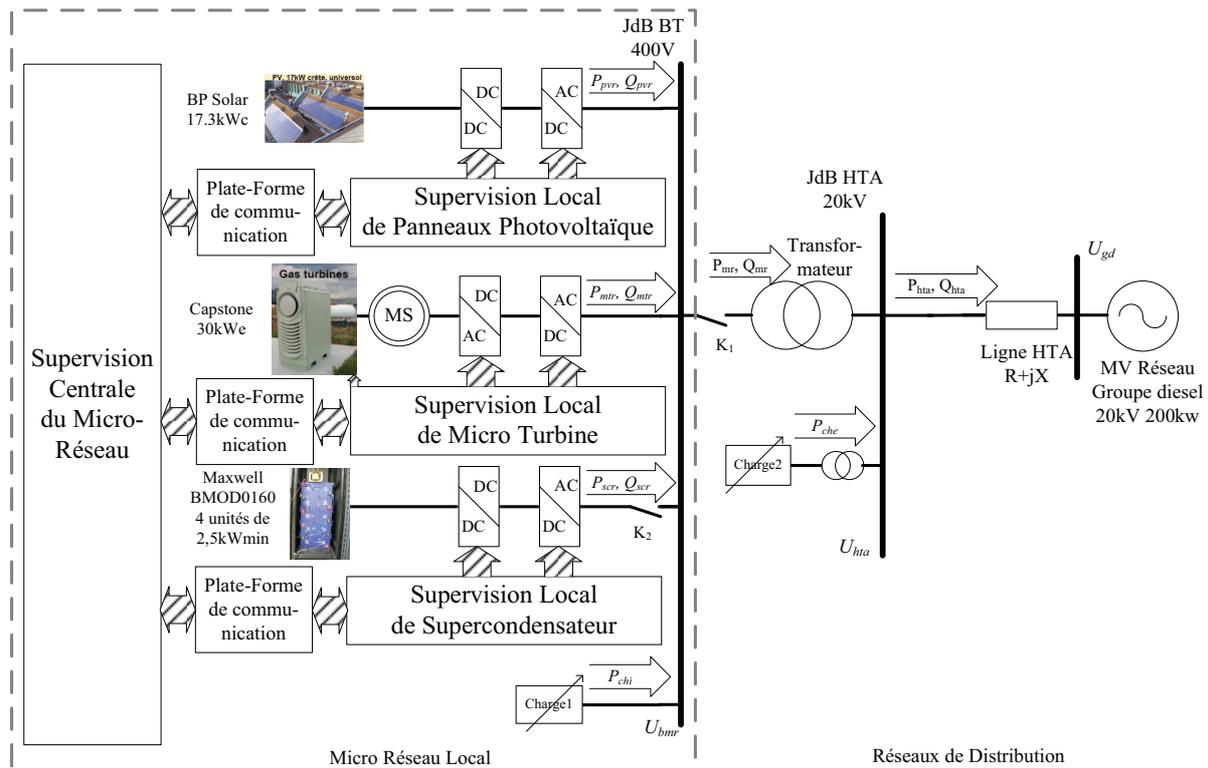


Figure 1. Schéma global du micro réseau étudié

Méthode suivie et organisation du mémoire

Tout d'abord, il s'agit de développer le concept de générateur actif c'est-à-dire d'implanter toutes les fonctions nécessaires pour faire participer ces petits générateurs à la gestion du micro réseau. La première partie de cette thèse présente les travaux ayant permis d'adapter les dispositifs de commande aux nouvelles formes de sources à base d'énergie renouvelable en prenant en compte les conditions de fonctionnement irrégulier et l'interfaçage au réseau via de l'électronique de puissance. Il s'agit de :

- Modifier les lois de réglage sur des générateurs existants et valider l'implantation de techniques nouvelles permettant la fourniture de services système (par exemple en vue de participer au réglage de tension ou de fréquence),
- Valider les modèles et stratégies de commande du stockage disponibles,
- Valider des stratégies de supervision innovantes, capable de répondre aux sollicitations nécessaires à la gestion du réseau et les interfaces correspondantes avec le système.

Dans cette logique, la première partie de ce mémoire est consacrée à la formalisation d'une méthode permettant la conception systématique des supervisions locales et des dispositifs de commande des unités de production et de stockage.

La seconde partie de cette thèse est consacrée à la gestion proprement dite de l'ensemble de ces moyens de production et de stockage en vue d'optimiser les services fournis aux micro-réseaux. L'objectif est d'en améliorer la fiabilité tout en augmentant l'efficacité énergétique. Les sources renouvelables plus ou moins aléatoires (éolien, photovoltaïque, hydraulique) sont au cœur des problèmes avec comme objectif de proposer des solutions contribuant à augmenter leur taux de pénétration. L'enjeu majeur est le développement d'une approche méthodologique pour la conception de la supervision énergétique du micro réseau. Cette supervision doit déterminer les grandeurs de référence permettant de satisfaire en temps réel des objectifs déterminés, et ce malgré un caractère fluctuant et mal déterminé de l'environnement (source primaire, état du réseau, charges,...). La production des sources et la sollicitation des éléments de stockage doivent être modulées en fonction des besoins du réseau.

Partie I

Méthodologie de conception des supervisions locales et dispositifs de commande des unités de production et de stockage

Présentation des objectifs et méthodologie

La première partie de la thèse concerne la conception des supervisions locales et des dispositifs de commande des unités de production et de stockage raccordées à un micro réseau.

Les dispositifs permettant de convertir les sources primaires d'origine renouvelables ne peuvent pas être directement connectées à un réseau triphasé alternatif de fréquence constante à 50Hz. Par exemple, les panneaux photovoltaïques sont des sources de courant continu [RAU-80] [ZUB-00] [MAX-04] [PAN-04], les micro turbines à gaz associées à une machine synchrone tournent à une grande vitesse et fournissent des courants de hautes fréquences [LAS-01] [NIK-05]. Des convertisseurs électroniques de puissance sont donc nécessaires pour les adapter au réseau triphasé [GAZ-06] [KAT-08]. Dans ce contexte, un dispositif de commande sophistiqué est obligatoire pour piloter les convertisseurs statiques et superviser le fonctionnement des différents éléments réalisant les conversions énergétiques jusqu'au réseau électrique.

Une supervision locale des différents éléments constitutifs du générateur est nécessaire.

Nous avons choisi une supervision locale communicante basée sur des puissances de référence, car pour un micro-réseau, toutes les unités de stockage sont proches. Cette proximité de la production, de la consommation et du stockage permet une installation facile d'un bus de communication. Des supervisions locales peuvent donc être conçues en recevant les consignes données par une supervision centrale par l'intermédiaire du bus de communication. Leur exploitation optimale est donc rendue possible en prenant en compte des informations sur leurs fonctionnements.

Un formalisme est nécessaire pour guider et rendre systématique la modélisation et la conception de la commande de chaque générateur. Actuellement parmi les formalismes existants, il n'y pas de formalisme qui permet de systématiser le calcul des puissances et le transit de la puissance au sein des éléments de l'une unité de production ou de stockage. Ce formalisme a pour objectif la conception d'un système de commande adéquat vis-à-vis de la supervision locale [LIP-06A] [LIP-08A].

Dans ce contexte, nous proposons un formalisme basé sur une Représentation Multi Niveaux de la modélisation et de la structure de la commande selon une hiérarchie ordonnée également en plusieurs niveaux. Ce formalisme permet d'automatiser la modélisation du transit de la puissance au sein du générateur et surtout permet de formaliser la conception de la supervision locale.

La première partie de cette thèse est donc organisée de la manière suivante :

Le chapitre I analyse les avantages et les limites des formalismes existants pour la conception de la supervision locale. Trois formalismes sont souvent utilisés, le Bond –Graph, le Graphe Information Causal (GIC) et la Représentation Énergétique Macroscopique (REM), sont analysés à travers leur utilisation pour le contrôle de deux unités types au sein d'un micro réseau : un système de production basé sur la micro turbine à gaz qui est une production

programmable ou encore contrôlable par le gestionnaire du micro réseau et un système photovoltaïques qui est une production non-programmable encore qualifiée de fatale. Par ce moyen, les limites communes aux formalismes sont mises en évidence.

Le chapitre II présente notre proposition, la Représentation Multi-Niveaux (RMN), pour résoudre ces limites. Ses principes de modélisation et de commande sont introduits dans ce chapitre pour analyser des éléments typiques au sein d'une unité de production ou de stockage.

Le chapitre III présente l'application de la RMN à une micro turbine à gaz. L'analyse sur ce système nous permet d'illustrer les étapes qui nous conduisent à la conception d'une supervision locale de manière synthétique et systématique par la RMN.

Le chapitre IV présente l'application de la RMN à un système photovoltaïque et un système de stockage basé sur des super condensateurs. Un premier intérêt de ce chapitre est de montrer que la RMN est un formalisme universel pour la conception d'une supervision locale d'unités diverses. Ensuite, ce chapitre met en évidence l'intérêt de la RMN par le fait que deux systèmes de structures similaires peuvent conduire à deux supervisions locales très différentes selon les capacités du système étudié et les objectifs du gestionnaire du micro réseau.

Chapitre I.

Formalismes existants et leurs limites

I.1. Introduction

Pour concevoir une supervision locale, nous avons besoin d'un modèle permettant la conception systématique du dispositif de commande. L'apparition du calcul sur ordinateurs a rendu possible la représentation des objets complexes réels par des modèles numériques. Depuis longtemps les chercheurs ont fait des modèles de synthèse pour différents objectifs scientifiques. Dans ce chapitre, les principes généraux de la modélisation seront présentés ainsi que différents outils graphiques, parmi lesquels, le Bond Graph (BG), le Graphe Informationnel Causal (GIC) et la Représentation Énergétique Macroscopique (REM) qui sont les formalismes les plus utilisés et les plus proches de notre objectif. Ces formalismes seront ensuite appliqués à la conception de supervisions locales pour analyser leurs limites.

I.2. Principe général pour la modélisation des processus

I.2.1. Notion de processus

Un processus est un système dynamique, c'est-à-dire un système évolutif pour lequel le temps joue un rôle fondamental. Dans le cas général (Figure I-1) [BOR-92A], un processus est un système traversé par des flux d'information, d'énergie et de matière tout en étant soumis à des perturbations ayant l'une des trois formes précitées.

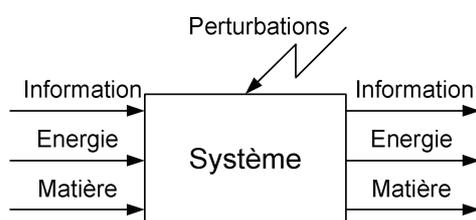


Figure I-1. Représentation générale d'un processus

Du point de vue d'un observateur, un processus correspond à un système physique envisagé dans le cadre de l'évolution des échanges réalisés avec son environnement. Diverses variables peuvent être mises en évidence sur un processus :

- des entrées de commande, qui permettent d'agir sur l'évolution du processus ;
- des entrées de perturbation, en général non contrôlables par l'utilisateur et qui agissent également sur le processus ;
- des sorties, variables mesurables ou estimables, qui caractérisent l'action du processus sur son environnement ;
- des variables d'état, variables internes du système, dont l'action sur l'environnement n'est pas nécessairement directement perceptible mais dont l'évolution régit celle du processus.

L'étude et la commande d'un processus s'effectuent à partir d'un modèle mathématique de ce processus. Il existe plusieurs types de modèles, principalement les modèles de connaissance d'une part, et les modèles de représentation et de conduite d'autre part. Il est important de noter que dans tous les cas, le système existe indépendamment de tout modèle que l'on peut lui attribuer et que le modèle n'est le plus souvent qu'une simplification et une caractérisation de la réalité. On peut enfin remarquer que le concepteur du modèle est très lié avec son modèle étant

donné que, la nature du modèle dépend des objectifs de son concepteur et que le modèle adopté modifie la perception et la compréhension que le modélisateur a du processus.

I.2.2. Objectifs de la modélisation

Le modèle permet ainsi de remplacer l'objet physique coûteux et peut être utilisé comme outil de simulation ou de conception. La simulation d'un objet sous-entend son existence, l'objectif du modèle consistant à prédéterminer et à étudier le comportement de l'objet aux différentes sollicitations.

Modèles de connaissance

Les modèles de connaissance ont pour objectif de donner l'évolution temporelle des grandeurs physiques du processus. Un modèle de connaissance est un modèle dont les caractéristiques et les équations ont été établies en faisant appel à des modèles plus généraux mettant en œuvre les lois de la physique, de la chimie, de l'économie, ... Les paramètres d'un tel modèle ont alors une interprétation physique directe : tension, courant, température, force, accélération... Ils sont beaucoup plus riches de signification que les modèles de représentation définis ci-dessous et contiennent toutes les informations utiles sur le processus étudié. Par contre, ils sont en général difficiles à déterminer et de mise en œuvre complexe.

Modèles de représentation

Ces modèles ne permettent pas, le plus souvent, d'interprétation physique des phénomènes étudiés. Ils sont constitués d'un ensemble de relations mathématiques qui vont relier dans un domaine d'évolution donné, les différentes variables du processus généralement mesurables. Les paramètres de tels modèles peuvent n'avoir aucun sens physique particulier connu.

Modèles pour l'optimisation

Le modèle pour l'optimisation systémique doit permettre de déterminer la configuration optimale du système par une approche de conception. Par exemple, il utilise les performances souhaitées d'un véhicule afin de déterminer les composants, non pas pour un seul point de fonctionnement, mais pour un cycle entier de points de fonctionnement. De plus, il impose pour chaque composant sa mission et la meilleure adaptation à cette mission [MES-07].

Modèles pour la conception de la commande

Les modèles pour la conception de la commande sont appliqués à des systèmes complexes ayant des possibilités de réglage. Par exemple pour une centrale photovoltaïque, en introduisant des convertisseurs de l'électronique de puissance, toutes les grandeurs physiques du système deviennent influencées par les fonctions de conversion ou les rapports cycliques des convertisseurs [PAN-04]. Un modèle adapté pour concevoir la bonne commande par le réglage de ces fonctions de conversion est alors nécessaire.

Pour notre étude, nous avons besoin de modèles pour la conception de la commande et de la supervision locale des générateurs comprenant des convertisseurs statiques. Ceux-ci introduisent des possibilités de réglage au sein des générateurs. Une conception de la commande est donc nécessaire pour calculer ces grandeurs de réglage afin d'obtenir un fonctionnement optimisé et interfacé avec la supervision centrale du micro-réseau.

I.2.3. Différents types de modèles

Il existe différents types de modèles pour réaliser les objectifs de la modélisation.

Modèles mathématiques

Dans ce type de représentation, les entrées et sorties du processus sont liées par un ensemble de relations mathématiques. Cet ensemble peut être composé par des relations algébriques, des équations différentielles et des relations récurrentes. A ces relations de type égalité, peuvent se rajouter des relations de type inégalité ou inclusion, permettant de tenir compte de contraintes ou d'éventuelles saturations. Dans le cas de processus linéaires stationnaires à état continu, les relations entrées-sorties peuvent être définies par des matrices de transfert (en s ou en z). Les modèles entrées-sorties correspondent aux représentations du type "boîte noire".

Modèle d'état

C'est un modèle mathématique imaginé pour être le plus général possible. Il est caractérisé par un ensemble de variables, en nombre minimum, regroupées dans un vecteur x de \mathfrak{R}^n appelé vecteur état, dont la connaissance à l'instant $t_0 \in \mathfrak{R}^n$ associée à la connaissance de l'évolution des entrées $u \in \mathfrak{R}^l$ sur un intervalle $T = [t_0, \tau]$ permet, à partir du modèle, de prévoir l'évolution de $x(t)$ sur T . Dans l'hypothèse déterministe, il existe alors une fonction $\varphi(t, t_0, x(t_0), u[t_0, t])$ appelée fonction de transition d'état telle que [BOR-92A] :

$$x(t) = \varphi(t, t_0, x(t_0), u[t_0, t]) \quad (\text{I-1})$$

Avec les propriétés :

$$\varphi(t, t, x(t), u[t, t]) = x(t) \quad (\text{I-2})$$

$$\varphi(t, t_0, x(t_0), u[t_0, t]) = \varphi(t, t_1, \varphi(t_1, t_0, x(t_0), u[t_0, t_1]), u[t_1, t]) \quad \forall t_1 \in [t_0, t] \quad (\text{I-3})$$

Il est important de noter que les systèmes physiques sont non anticipatifs et ne peuvent pas dépendre d'événements futurs.

Modèles de données (Fichiers)

Ils sont constitués d'informations, sous forme de tableaux de données, reliant l'évolution des sorties du processus à l'évolution des entrées pour diverses classes d'entrées. Ces modèles constituent le plus souvent le point de départ en vue de l'élaboration de modèles plus évolués.

Modèles à base de règles (Linguistique)

Ils correspondent à une description par règles de conduite, comme par exemple 'si on actionne A deux fois, B avance' et sont issus de l'observation du système en fonctionnement. Souvent lourds à manier et limités du point de vue des possibilités, ils se prêtent assez bien à une exploitation mettant en œuvre les techniques de l'intelligence artificielle et la logique floue.

Modèles graphiques

Les modèles graphiques constituent un mode de représentation en général assez aisé à manipuler de part la sollicitation simultanée des cerveaux droit et gauche et de l'utilisation des propriétés remarquables susceptibles d'aider à la modélisation. Généralement des signes graphiques sont utilisés pour visualiser ces propriétés.

Un système de production électrique est un système complexe qui comprend beaucoup de grandeurs physiques et d'équations mathématiques. Nous avons donc besoin d'un modèle graphique, qui nous permet de faciliter la modélisation des sources de production et de stockage au sein du micro réseau et la conception de son dispositif de commande.

I.2.4. Quelques exemples de modèles graphiques

Les schémas fonctionnels

Ce mode de description appelé également représentation par schéma blocs est souvent utilisé de façon intuitive. Il correspond à une description directe des divers éléments du processus étudié, (Figure I-2 et Figure I-3), faisant ou non intervenir les diverses relations mathématiques mises en œuvre dans le domaine de Laplace. Ils sont donc très pratiques pour illustrer des résultats établis par ailleurs mais malheureusement pas pour formaliser la commande.

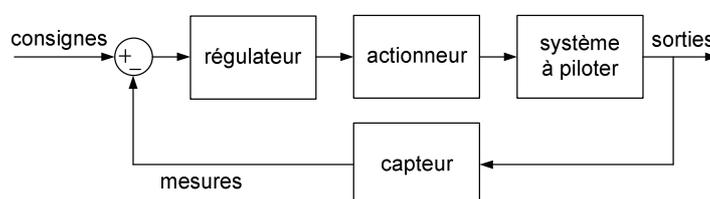


Figure I-2. Représentation descriptive par schéma bloc

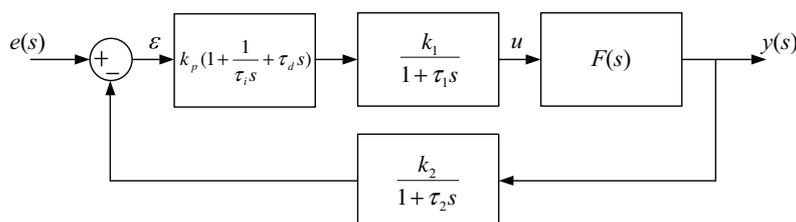


Figure I-3. Représentation mathématique par schéma-blocs

Les graphes de fluence

Ils correspondent à une représentation proche de celle des schémas fonctionnels dans le domaine de Laplace (Figure I-4). L'intérêt des graphes de fluence apparaît principalement au niveau de la modélisation des systèmes linéaires, c'est-à-dire pour lesquels il est possible d'appliquer le théorème de superposition.

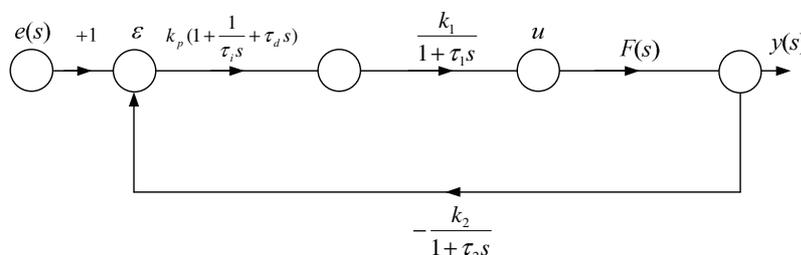


Figure I-4. Graphe de fluence

Les réseaux de Petri et les Grafçets

Ces représentations sont particulièrement adaptées aux processus à événements discrets

dont le nombre d'états est fini. Ces modes de représentation sont développés principalement pour la caractérisation des systèmes logiques, des systèmes de fabrication automatisée et des ateliers flexibles.

Le Bond Graph

Il permet une description des systèmes physiques (électriques, mécaniques, hydrauliques...) très bien adaptée à la modélisation des transferts de puissance, avec un langage unique quelque soit le domaine physique concerné. Il repose sur l'utilisation et l'ordonnement de grandeurs de flux et d'effort (voir Annexe 1).

Le GIC (Graphe Informationnel Causal)

Il permet une représentation graphique synthétique et ordonnée des relations entre les diverses variables d'un processus selon la causalité physique (causalité intégrale). L'inversion de ce graphe de modélisation donne directement une structure de commande en mettant en évidence les asservissements, rejets de perturbation et estimations nécessaires (voir Annexe 2).

La REM (Représentation Energétique Macroscopique)

Elle a été développée dans le même esprit que le GIC, pour aborder la modélisation et la commande de systèmes complexes. Les macro-modèles qui la composent mettent en évidence les interactions entre les divers composants du système. Chacun d'entre eux peut être décomposé à leur tour sous forme de GIC. Les règles d'inversion du GIC y sont étendues en vue de la commande (voir Annexe 3).

Autres outils graphiques

Il existe aussi d'autres représentations graphiques spécifiques qui peuvent s'adapter à l'analyse d'un système électromécanique, comme le Power-Oriented Graphs (POG) [ZAN-96] [MOR-03], Power Flow Diagram (PFD) [SCH-04] [GEI-06], Puzzles énergétiques [PIQ-00] [DEM-04]. Une présentation synthétique de ces outils graphiques est écrite dans [LHO-07]. Etant donné que ces outils ne sont pas adaptés à la conception de la commande, ils ne sont pas présentés dans cette thèse.

Par la suite, les représentations Bond Graph, GIC et REM seront utilisées pour la modélisation et la commande des centrales de production dans le micro réseau étudié. L'intérêt de l'utilisation de ces représentations graphiques est de faciliter la modélisation d'un système électrique complexe avec les convertisseurs de l'électronique de puissance. Ensuite, leurs limites pour la conception du dispositif de commande seront analysées.

I.3. Application à la modélisation et à la commande d'un système de production à base de turbine à gaz

I.3.1. Présentation de l'étude

Les premiers retours d'expérience concernant les réseaux dans les îles ont montré que la micro turbine est une source facile à utiliser pour la génération de l'énergie électrique et le contrôle local d'un réseau isolé [LAS-02]. Dans un micro réseau, les micro turbines jouent un

rôle important puisqu'elles ont à contrôler la tension et la fréquence. Ces générateurs doivent être exploités plus efficacement qu'actuellement. Récemment, des convertisseurs électroniques de puissance ont été utilisés pour la connexion au réseau et ainsi introduisent des possibilités nouvelles de réglage. La source de puissance étudiée est un générateur Capstone M330 et est représenté à la Figure I-5 [LAS-01] [YIN-01] [CAP-06].

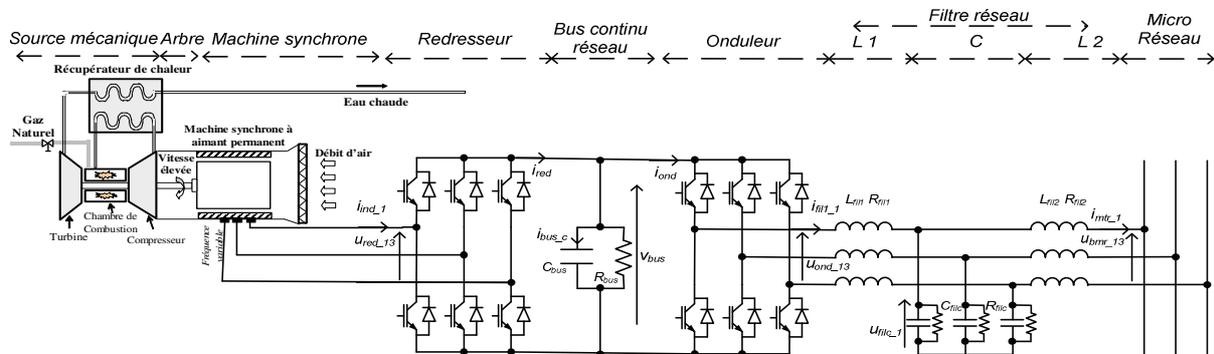


Figure I-5. Schéma de la micro turbine Capstone M330

Ce générateur est composé d'une microturbine à gaz, d'une machine synchronique à aimant permanent de grande vitesse, d'une mise en cascade de convertisseurs bidirectionnels AC-DC-AC et d'un filtre de type « LCL » pour le raccordement sur le réseau. La Micro Turbine à Gaz (MTG) comprend un système d'injection contrôlée du gaz, une Chambre de Combustion (CC), un compresseur de gaz comprenant un étage permettant la récupération de la chaleur et une turbine.

Dans cette partie, nous présenterons d'abord la modélisation de la micro turbine étudiée qui utilise une mise en cascade de deux convertisseurs. Chaque partie de ce système de production électrique sera modélisée en appliquant les modèles graphiques (GIC, REM et Bond Graph) pour obtenir un modèle de connaissance et pour concevoir la commande. Les limites de ces outils seront illustrées et les besoins pour notre micro réseau seront précisés.

I.3.2. Modélisation de la micro turbine

Conversion de l'énergie primaire

Le modèle dynamique et la simulation d'une micro turbine ont été discutés dans plusieurs références bibliographiques [ROW-83] [HAN-93] [NER-94] [ALH-02] [FET-04]. Un modèle simplifié est utilisé dans ce paragraphe [NIK-02] [NIK-05].

La chaleur échappée est utilisée pour préchauffer l'air avant qu'il entre dans la chambre de combustion. Cela réduit alors la consommation du gaz par à peu près de 50 pour cent. La chambre de combustion mélange l'air chauffé avec le gaz et le brûle. Ce mélange entraîne, par explosion dans la turbine, le compresseur de gaz et le générateur jusqu'à 96 000 tours/min. L'air chauffé est échappé dans le récupérateur avant d'être évacué à la sortie de l'échappement. Le débit de masse de gaz $\dot{m}_f(t)$ et le débit de masse d'air $\dot{m}_0(t)$ peuvent être considérés comme proportionnels avec le gain k (62,5) :

$$R1 : \quad \dot{m}_0(t) = k \dot{m}_f(t) \tag{I-4}$$

Un compresseur est utilisé pour pressuriser le débit de masse d'air en entrée, et pour augmenter la température de l'air en entrée de la chambre de combustion. Le débit de masse d'air à la sortie du compresseur est le même qu'à l'entrée avec un temps de retard :

$$R2 : \quad \dot{m}_c(t) = \dot{m}_0(t - \tau_c) \tag{I-5}$$

Le retard τ_c (1,3 ms) dépend de la vitesse du gaz et de la longueur du compresseur. La puissance thermique générée dans le compresseur est exprimée par :

$$R3 : P_{th,c} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p (\dot{m}_0(t) + \dot{m}_c(t)) \frac{[T_c - T_a]}{2} \quad (I-6)$$

où

C_p est le coefficient de puissance thermique (470),

T_a (210 °C) et T_c (25 °C) sont la température ambiante du compresseur et la température en sortie.

La puissance mécanique du compresseur $P_{m,c}$ est régie par l'équation suivante :

$$R4 : \tau_c \frac{dP_{m,c}}{dt} = P_{th,c} - P_{m,c} \quad (I-7)$$

Le débit de masse d'air du compresseur et le débit de masse de fuel sont injectés dans l'entrée de la chambre de combustion. L'air et le gaz sont mélangés et brûlent dans la chambre de combustion. Le temps de retard associé à ce processus est τ_{cc} (1,4 ms):

$$R5 : \dot{m}_{cc}(t) = \dot{m}_c(t - \tau_{cc}) + \dot{m}_f(t - \tau_{cc}) \quad (I-8)$$

La puissance thermique générée dans la chambre de combustion ne participe pas à la puissance mécanique de la micro turbine, et est exprimée par :

$$R6 : P_{th,cc} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p \dot{m}_{cc}(t) [T_{cc} - T_c] \quad (I-9)$$

où T_{cc} est la température en sortie de la chambre de combustion (982 °C).

Le débit de masse de gaz à la sortie $\dot{m}_{cc}(t)$ de la chambre de combustion est une grandeur d'entrée de la turbine. Le temps de retard associé avec ce processus est τ_T (0,294 ms), et le débit de masse d'air de la turbine est donné par :

$$R7 : \dot{m}_T(t) = \dot{m}_{cc}(t - \tau_T) \quad (I-10)$$

La puissance thermique générée dans cette étape est exprimée par :

$$R8 : P_{th,T} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p (\dot{m}_T(t) + \dot{m}_{cc}(t)) \frac{[T_{cc} - T_T]}{2} \quad (I-11)$$

où T_T est la température en sortie de la turbine (316 °C).

La puissance mécanique de la turbine $P_{m,T}$ est régie par l'équation différentielle suivante :

$$R9 : \tau_T \frac{dP_{m,T}}{dt} = P_{th,T} - P_{m,T} \quad (I-12)$$

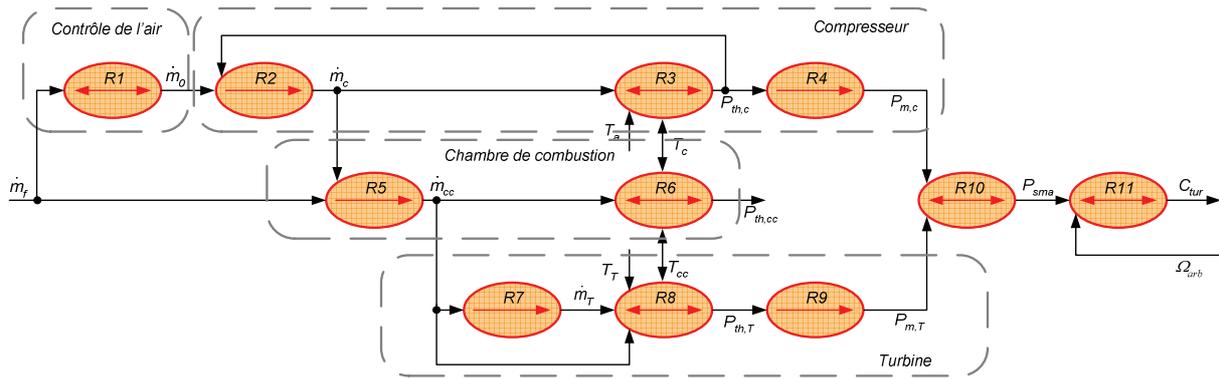
La puissance mécanique en sortie de la MTG est obtenue à partir de la puissance mécanique du compresseur et de la puissance mécanique de la turbine respectivement :

$$R10 : P_{sma} = P_{m,T} - P_{m,c} \quad (I-13)$$

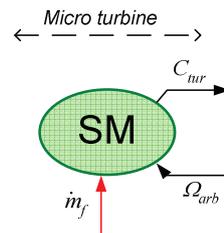
Alors, le couple est déduit en utilisant la vitesse de la turbine :

$$R11 : C_{tur} = \frac{P_{sma}}{\Omega_{arb}} \quad (I-14)$$

Le GIC du modèle est représenté à la Figure I-6.a [LIP-06B]. Les équations mathématiques ne comportent pas de variables effort-flux. Par exemple, la relation *R1* utilise le débit de gaz $\dot{m}_f(t)$, qui est un flux, mais il n'y a pas de relations exprimant la pression du gaz. Le Bond Graph ne peut donc pas être utilisé. En outre, la REM n'est pas adaptée à cette modélisation détaillée. Par contre, cet ensemble peut être vu comme un système ayant deux entrée : le débit de gaz et la vitesse et ayant une sortie qui est le couple développé par la TAG. Il est représenté par un bloc nommé 'SM' par la REM du modèle à la Figure I-6.b.



(a) GIC du modèle



(b) REM du modèle

Figure I-6. Modèle de la micro turbine

Partie mécanique

Le modèle dynamique simplifié de la partie mécanique repose sur les équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 R12 : & \quad \begin{cases} \frac{d\Omega_{arb}}{dt} = \frac{1}{J} C_{arb_s} \\ R13 : & \quad \begin{cases} C_{arb_s} = C_{tur} - C_{em} - C_{viscous} \\ R14 : & \quad \begin{cases} C_{viscous} = f_{vis} \Omega_{arb} \end{cases} \end{cases} \end{cases} \quad (I-15)
 \end{aligned}$$

Où :

- J est l'inertie représente l'inertie totale ($0,001 \text{ kg.m}^2$), qui apparaît sur le rotor du générateur,
- f_{vis} est le frottement visqueux du transfert mécanique a été modélisé par un coefficient visqueux total unique ($1,5 \times 10^{-5}$),
- C_{arb_s} est le couple total,
- C_{em} est le couple électromagnétique,
- $C_{viscous}$ est le couple de frottements visqueux.

Les équations correspondent à un système dynamique avec deux couples comme grandeur d'entrée (C_{tur}, C_{em}) et une vitesse mécanique comme grandeur de sortie. Il est représenté par le GIC (Figure I-7.a), le Bond Graph (Figure I-7.b) et le bloc REM nommé 'Arbre' (Figure I-7.c) à la Figure I-7.

Le GIC du modèle précise le couplage entre les équations mathématiques. La REM donne une vision claire des grandeurs d'entrée et de sortie de ce sous système. A la suite de ce paragraphe, les GIC, Bond Graph et REM seront présentés élément par élément. Les remarques précédentes seront toujours valables et ne seront pas répétées.

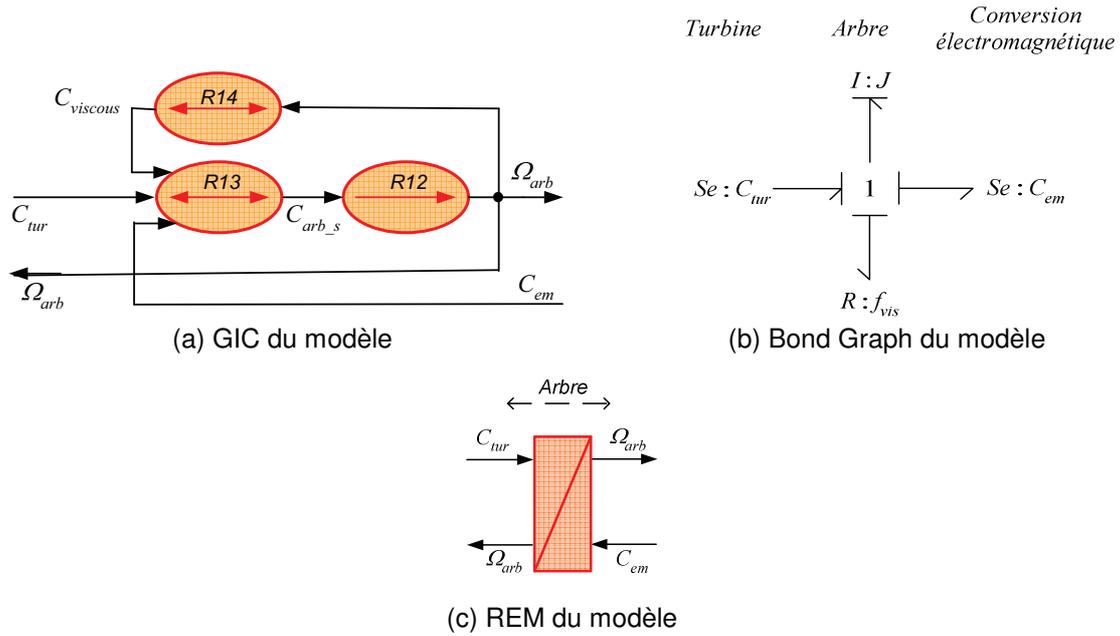


Figure I-7. Modèles graphiques de la partie mécanique

I.3.3. Modélisation de la génératrice

Machine synchrone à aimants permanents

Le générateur utilisé est une machine synchrone à aimants permanents à deux pôles avec un rotor à pôle lisse. Cette machine synchrone est refroidie par un système de ventilation monté sur l'axe de la micro turbine. Les tensions du générateur sont alternatives et de fréquence et d'amplitude variables. A 1 600 Hz (96 000 tours/min), la puissance de sortie de la machine est de 30 kVA et la valeur efficace de ses tensions composées nominale est de 400 V. Le modèle ici représenté est décomposé en une modélisation de la conversion électromécanique et du circuit d'induit de la machine.

Transformations mathématiques

Le modèle de la machine sera écrit dans un repère de Park tournant en utilisant une première transformation. Une seconde transformation sera utilisée pour calculer les tensions simples triphasées à partir de deux tensions composées et pour déterminer les courants de deux phases à partir des trois courants de phase. L'application de la transformation de Park sur les tensions d'alimentation de la machine (Figure I-8) et de son inverse sur les courants générés conduit à :

$$\begin{aligned} R26 : & \begin{cases} \dot{i}_{ind_3} = P_{park}^{-1} \cdot \dot{i}_{ind_dq} \\ v_{red_dq} = P_{park} \cdot v_{red} \end{cases} \end{aligned} \quad (I-16)$$

où

- $\dot{i}_{ind_3} = [i_{ind1}, i_{ind2}, i_{ind3}]^T$ est le vecteur des courants triphasés dans les inducts de la machine,
 - $v_{red} = [v_{red1n}, v_{red2n}, v_{red3n}]^T$ est le vecteur des tensions simples triphasées issues du redresseur.

On supposera que les systèmes électriques sont équilibrés et donc que la composante homopolaire de Park est nulle. Dans ce cas, la matrice de Park s'exprime par :

$$P_{park} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (I-17)$$

L'angle θ est lié à la vitesse de rotation du repère (ω) et à l'angle initial (θ_0) :

$$\theta = \omega t + \theta_0 \quad (I-18)$$

La matrice inverse de Park s'exprime par :

$$P_{park}^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (I-19)$$

L'application des deux autres transformations conduit à :

$$R28 : \begin{cases} \dot{i}_{ind} = C_{i32} \cdot \dot{i}_{ind_3} \\ v_{red} = C_{ucs} \cdot u_{red} \end{cases} \quad (I-20)$$

$$R29 :$$

- $\dot{i}_{ind} = [i_{ind1}, i_{ind2}]^T$ est le vecteur des courants de deux phases dans les inducts de la machine ,
 - $u_{red} = [u_{red13}, v_{red23}]^T$ est le vecteur des deux tensions composées issues du redresseur.

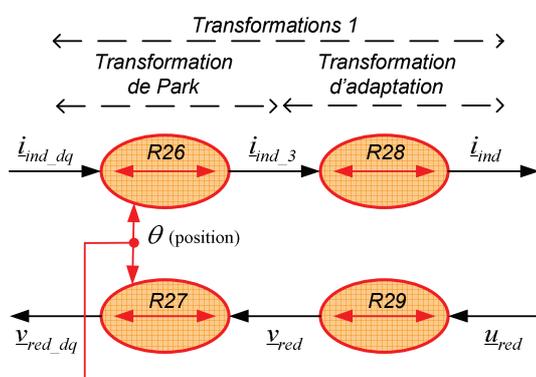
C_{i32} est exprimée par :

$$C_{i32} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (I-21)$$

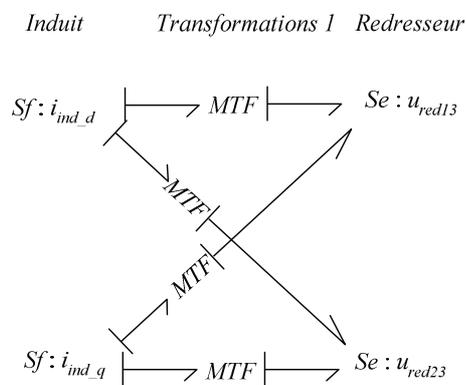
C_{ucs3} est la matrice qui permet d'adapter les tensions composées aux tensions simples triphasées :

$$C_{ucs3} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \\ -1 & -1 \end{bmatrix} \quad (I-22)$$

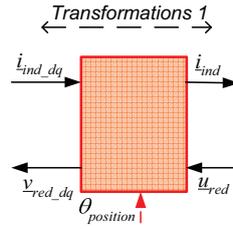
Ce modèle est représenté par le GIC, le Bond Graph et le bloc REM nommé 'Transformation 1' à la Figure I-8. Pour que le modèle du Bond Graph soit lisible, l'expression de *MTF* combine les deux transformations.



(a) GIC du modèle



(b) Bond Graph du modèle



(c) REM du modèle

Figure I-8. Modèles graphiques des transformations

Modélisation des circuits d'induit

Les équations mathématiques du modèle de Park de l'induit de la machine synchrone s'expriment par :

$$R18 : \begin{cases} \frac{di_{ind_d}}{dt} = \frac{1}{L_{s_d}} v_{ind_l_d} \\ \frac{di_{ind_q}}{dt} = \frac{1}{L_{s_q}} v_{ind_l_q} \end{cases}$$

$$R19 : \begin{cases} v_{ind_l_d} = v_{1_d} - v_{ind_r_d} \\ v_{ind_l_q} = v_{1_q} - v_{ind_r_q} \end{cases}$$

(I-23)

$$R20 : \begin{cases} v_{1_d} = e_{ms_d} - v_{red_d} \\ v_{1_q} = e_{ms_q} - v_{red_q} \end{cases}$$

$$R21 : \begin{cases} v_{ind_r_d} = R_s i_{ind_d} \\ v_{ind_r_q} = R_s i_{ind_q} \end{cases}$$

où:

- L_{s_d} (0,688 mH), L_{s_q} (0,688 mH) sont les inductances des bobines du stator pour le modèle de Park,

- R_s est la résistance du stator (0,25 Ω),

- $\dot{i}_{ind_dq} = [i_{ind_d}, i_{ind_q}]^T$ est le vecteur des composantes d - q des courants issus de la machine,

- $\underline{v}_{ind_l_dq} = [v_{ind_l_d}, v_{ind_l_q}]^T$ est le vecteur des composantes d et q des tensions au bornes des bobines,

- $\underline{v}_{red_dq} = [v_{red_d}, v_{red_q}]^T$ est le vecteur des composantes d et q des tensions fournies par le redresseur,

- $\underline{v}_{ind_r_dq} = [v_{ind_r_d}, v_{ind_r_q}]^T$ est le vecteur des composantes d et q du vecteur des tensions au bornes des résistances R_s ,

- $\underline{e}_{ms} = [e_{ms_d}, e_{ms_q}]^T$ sont les composantes d et q du vecteur des forces électromotrices de la machine.

Ce modèle est représenté par le GIC, le Bond Graph et le bloc REM nommé 'Induit' à la Figure I-9.

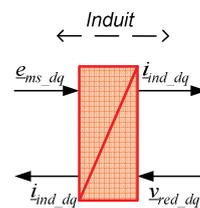
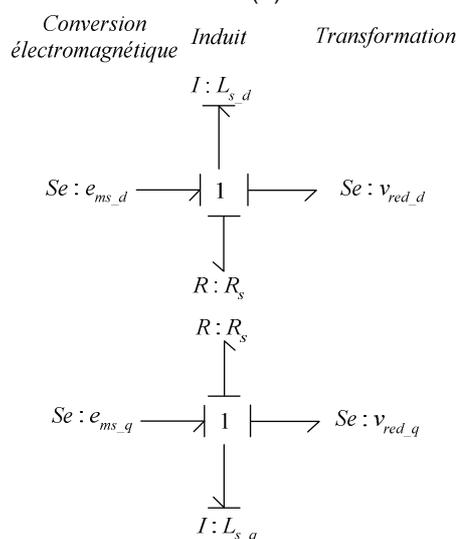
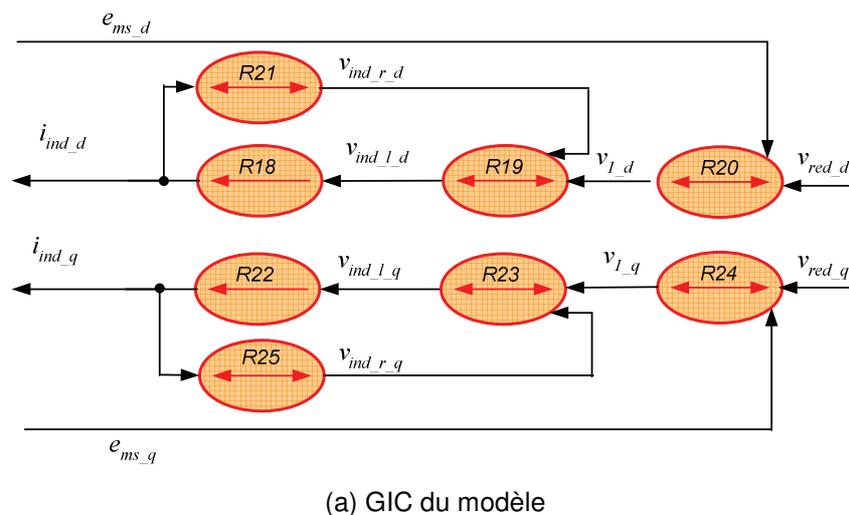


Figure I-9. Modèles graphiques de l'induit de la machine synchrone

Modélisation de la partie électromécanique

En convention moteur, les force électromotrices sont exprimées en prenant en compte seulement l'harmonique fondamentale du flux d'entrefer [LEC-04]:

$$\begin{aligned} R15 : & \begin{cases} e_{ms_d} = -p_m L_{sq} \Omega_{arb} i_{ind_q} \\ e_{ms_q} = p_m \phi_m \Omega_{arb} + p_m L_{sd} \Omega_{arb} i_{ind_d} \end{cases} \end{aligned} \quad (I-24)$$

où:

- p_m est le nombre de paire de pôles (1),
- ϕ_m est le flux produit par l'aimant permanent (0,0534 Wb).

Le couple fourni par cette machine est exprimé par [LEC-04]:

$$R17 : C_{em} = p_m \phi_m i_{ind_q} + (L_{sd} - L_{sq}) p_m i_{ind_d} i_{ind_q} \quad (I-25)$$

Ce modèle de la conversion électromécanique est vu comme un système dynamique avec la vitesse et les courants comme entrées et le couple électromagnétique et les fem comme sorties. Ce modèle est représenté par le GIC, le Bond Graph et le bloc REM nommé 'Conversion électromagnétique' à la Figure I-10.

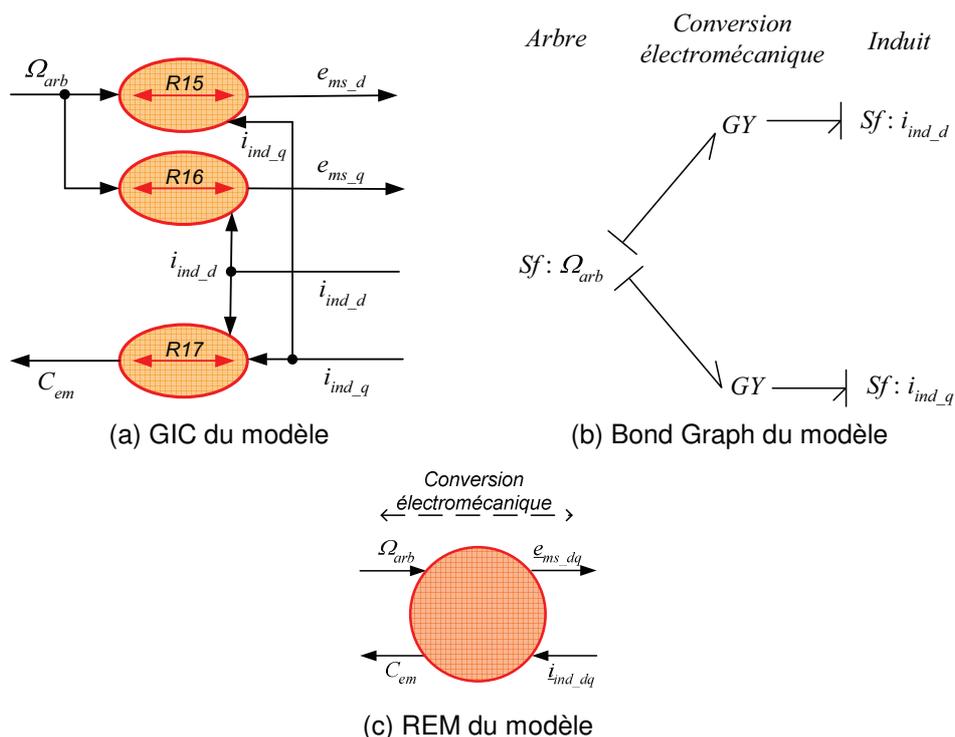


Figure I-10. Modèles graphiques de la conversion électromécanique

I.3.4. Modélisation de la chaîne de conversion électronique

Modélisation des convertisseurs statiques

Deux convertisseurs statiques triphasés sont utilisés pour convertir la fréquence variable des grandeurs électriques générées par la génératrice en grandeurs de fréquence constante (50 Hz). L'un est appelé redresseur et est connecté à la machine et l'autre est appelé onduleur et est connecté au réseau. Les convertisseurs sont adaptés pour une puissance de 30 kW et des valeurs efficaces de 400V pour les tensions composées. Puisque la structure des deux convertisseurs est identique, nous ne présentons que le modèle du convertisseur connecté à la machine synchrone.

Le contenu harmonique des courants générés sera plus ou moins important selon la valeur de l'inductance des bobinages de la machine et/ou du filtre. La structure des filtres utilisés pour le raccordement au réseau est souvent de type L-C-L. Ainsi un modèle moyen équivalent des convertisseurs est suffisant pour l'étude à réaliser et est présenté à la Figure I-11.

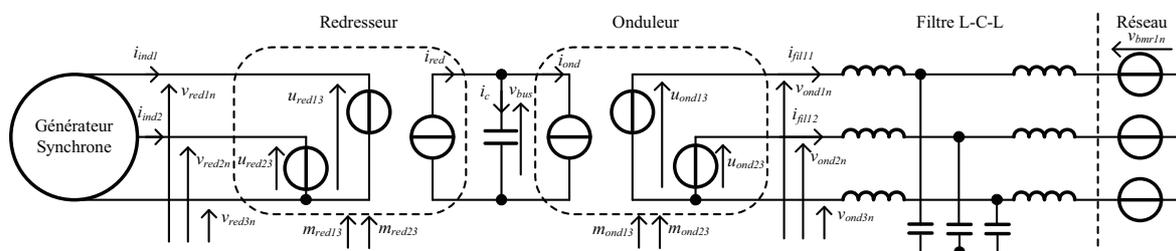


Figure I-11. Schéma électrique équivalent du modèle moyen des convertisseurs

Pour le redresseur, ce modèle représente les composantes basses fréquences des tensions et des courants comme :

- des sources de tension composée (u_{red13} et u_{red23}) dépendantes de la tension du bus continu par

les fonctions de conversion (m_{red13} et m_{red23}) et

- une source de courant (i_{red}) dépendante des courants alternatifs par les mêmes fonctions de conversion.

$$\begin{aligned} R30 : & \left\{ \begin{aligned} \langle i_{red} \rangle &= \langle \underline{m}_{red} \rangle \cdot i_{ind} \\ R31 : & \left\{ \begin{aligned} \langle \underline{u}_{red} \rangle &= \langle \underline{m}_{red} \rangle \cdot v_{bus} \end{aligned} \right. \end{aligned} \right. \end{aligned} \quad (I-26)$$

Pour l'onduleur, l'analyse est identique. Les valeurs moyennes des grandeurs modulées sont exprimées par :

$$\begin{aligned} R32 : & \left\{ \begin{aligned} \langle \underline{u}_{ond} \rangle &= \langle \underline{m}_{ond} \rangle \cdot v_{bus} \\ R33 : & \left\{ \begin{aligned} \langle i_{ond} \rangle &= \langle \underline{m}_{ond} \rangle \cdot i_{fil1} \end{aligned} \right. \end{aligned} \right. \end{aligned} \quad (I-27)$$

où $\langle \underline{m}_{red} \rangle = [\langle m_{red13} \rangle, \langle m_{red23} \rangle]^T$ et $\langle \underline{m}_{ond} \rangle = [\langle m_{ond13} \rangle, \langle m_{ond23} \rangle]^T$ sont respectivement les fonctions de conversion pour le redresseur et pour l'onduleur.

Toutes les équations sont représentées par le GIC, le Bond Graph et le bloc REM nommés 'Redresseur' et 'Onduleur' à la Figure I-12 et à la Figure I-13.

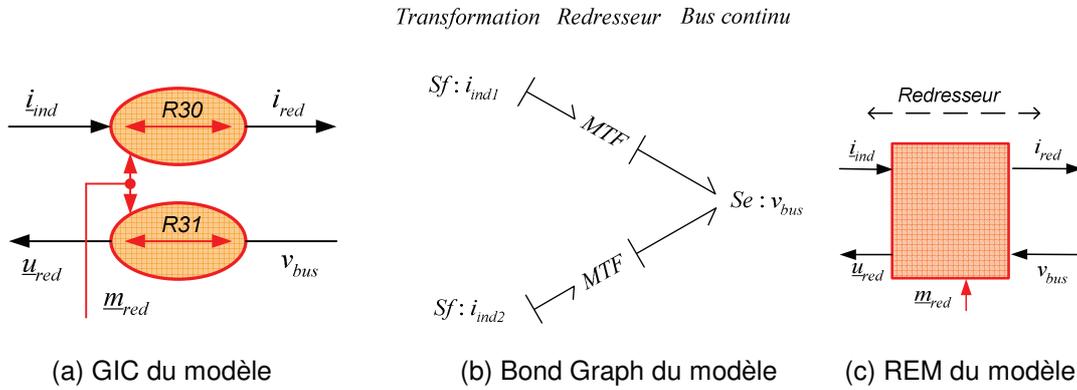


Figure I-12. Modèles graphiques du modèle moyen du redresseur

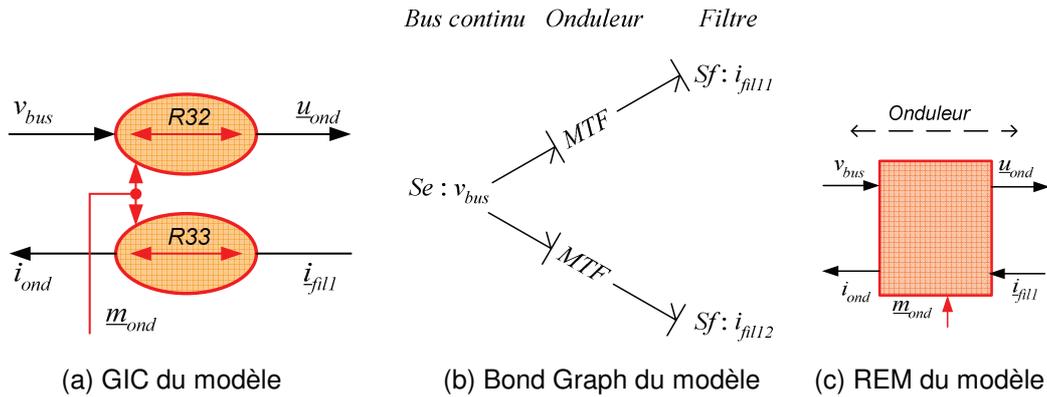


Figure I-13. Modèles graphiques du modèle moyen de l'onduleur

Modélisation du bus continu

L'évolution de la tension du bus continu v_{bus} est donnée par l'équation suivante :

$$\begin{aligned}
 R34 : & \left\{ \begin{aligned} \frac{dv_{bus}}{dt} &= \frac{1}{C_{bus}} i_{bus_c} \end{aligned} \right. \\
 R35 : & \left\{ \begin{aligned} i_{bus_c} &= i_{red} - i_{ond} - i_{bus_r} \end{aligned} \right. \\
 R36 : & \left\{ \begin{aligned} i_{bus_r} &= \frac{1}{R_{bus}} v_{bus} \end{aligned} \right.
 \end{aligned} \tag{I-28}$$

où:

- C_{bus} est la capacité du bus continu (5000 μ F),
- R_{bus} représente les pertes (50 k Ω),
- i_{bus_c} est le courant du condensateur C_{bus} ,
- i_{bus_r} est le courant dans la résistance R_{bus} .

Son modèle est représenté par le GIC, le Bond Graph et le bloc REM 'Bus continu' à la Figure I-14.

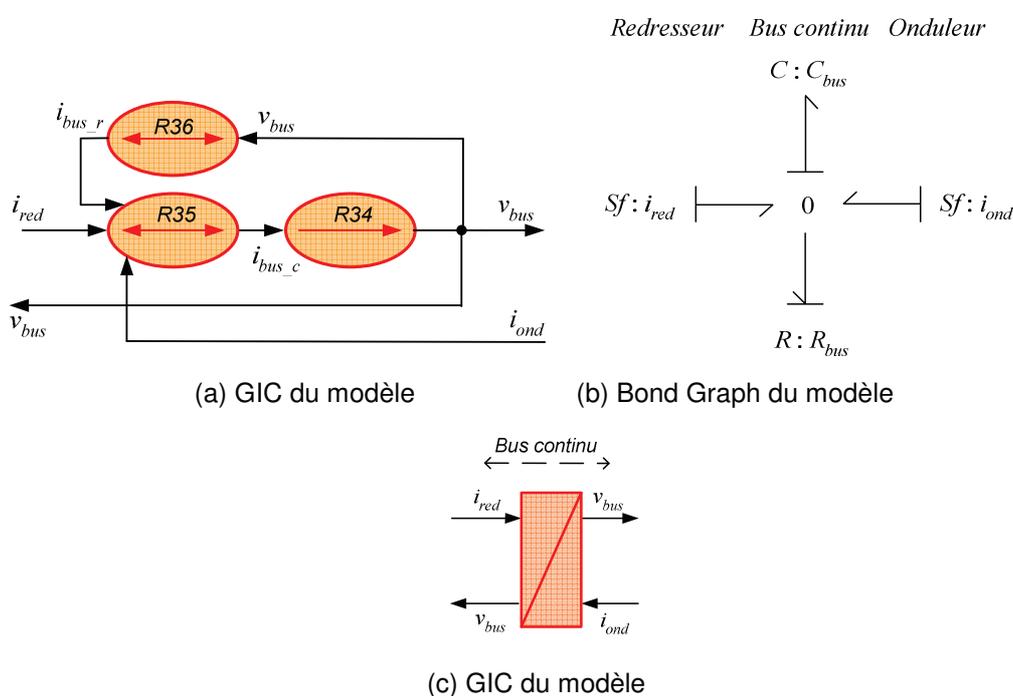


Figure I-14. Modèle du bus continu

I.3.5. Modélisation du filtre réseau

Transformations mathématiques

Le filtre réseau sera modélisé dans un repère tournant de Park synchrone avec une tension simple. Tout comme pour la modélisation de la machine synchrone, deux transformations mathématiques sont nécessaires et regroupées dans les blocs 'Transformations 2' et 'Transformations 3', seules les notations des grandeurs électriques sont adaptées. La REM du modèle détaillé du filtre est montrée à la Figure I-15. L'ensemble sera représenté par un seul bloc, appelé 'Filtre L-C-L' et ayant uniquement les grandeurs triphasées sinusoïdales comme entrées et sorties.

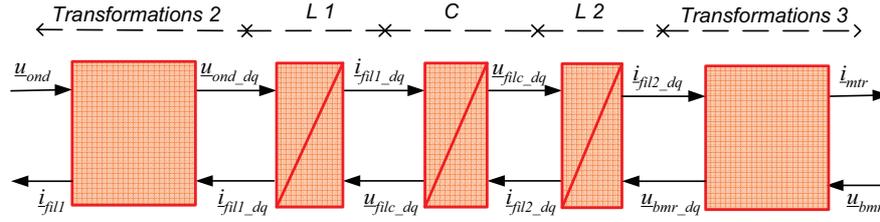


Figure I-15. Macro représentation du modèle du filtre L-C-L dans un repère de Park

Transformations 2 :

$$R37 : \begin{cases} v_{ond_dq} = P_{park} \cdot v_{ond} \\ i_{fil1_3} = P_{park}^{-1} \cdot i_{fil1_dq} \end{cases} \quad (I-29)$$

$$R39 : \begin{cases} v_{ond} = C_{ucs} \cdot u_{ond} \\ i_{fil1} = C_{i32} \cdot i_{fil1_3} \end{cases} \quad (I-30)$$

Transformations3

$$R41 : \begin{cases} i_{mtr_3} = P_{park}^{-1} \cdot i_{fil2_dq} \\ v_{bmr_dq} = P_{park} \cdot v_{bmr} \end{cases} \quad (I-31)$$

$$R43 : \begin{cases} i_{fil2} = C_{i32} \cdot i_{fil2_3} \\ v_{bmr} = C_{ucs} \cdot u_{bmr} \end{cases} \quad (I-32)$$

Modélisation des bobines *LI*

Les équations des bobines "*LI*" sont écrites en utilisant les projections des grandeurs électriques dans le repère de Park tournant :

$$R48 : \begin{cases} \frac{di_{fil1_d}}{dt} = \frac{1}{L_{fil1}} v_{fil1_ld} \\ \frac{di_{fil1_q}}{dt} = \frac{1}{L_{fil1}} v_{fil1_lq} \end{cases} \quad (I-33)$$

$$R47 : \begin{cases} v_{fil1_ld} = v_{2_d} - v_{fil1_rd} \\ v_{fil1_lq} = v_{2_q} - v_{fil1_rq} \end{cases} \quad (I-34)$$

$$R49 : \begin{cases} v_{fil1_rd} = R_{fil1} i_{fil1_d} \\ v_{fil1_rq} = R_{fil1} i_{fil1_q} \end{cases}$$

$$R46 : \begin{cases} v_{2_d} = v_{1_d} + e_{fil1_d} \\ v_{2_q} = v_{1_q} + e_{fil1_q} \end{cases} \quad (I-35)$$

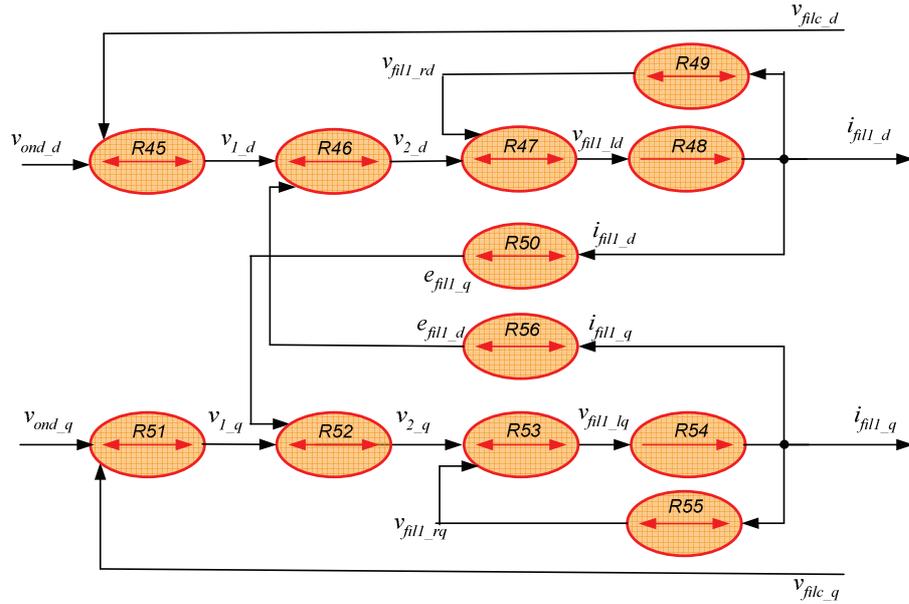
$$R56 : \begin{cases} e_{fil1_d} = L_{fil1} \omega_s i_{fil1_q} \\ e_{fil1_q} = -L_{fil1} \omega_s i_{fil1_d} \end{cases}$$

$$R45 : \begin{cases} v_{1_d} = v_{ond_d} - v_{filc_d} \\ v_{1_q} = v_{ond_q} - v_{filc_q} \end{cases} \quad (I-36)$$

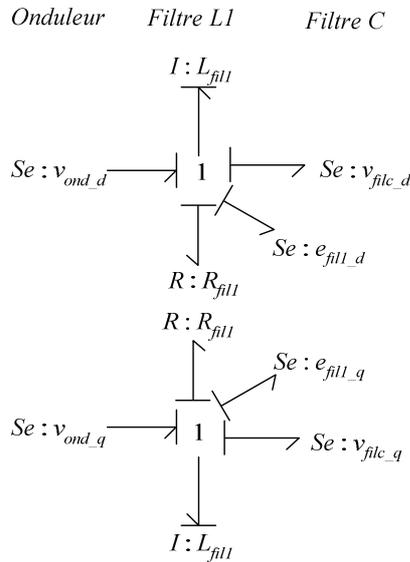
où:

- L_{fil1} est l'inductance des bobines *LI* (6 mH),
- R_{fil1} représente les pertes (0,2 Ω).

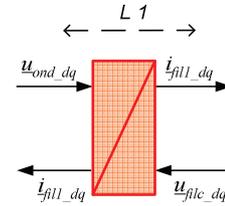
Son modèle est représenté par le GIC, le Bond Graph et le bloc REM '*LI*' à la Figure I-16.



(a) GIC du modèle



(b) Bond Graph du modèle



(c) REM du modèle

Figure I-16. Modèles graphiques du filtre connecté au réseau

Modèles des condensateurs C

Les condensateurs étant des éléments réactifs duaux aux bobines, on note des similarités par rapport au modèle des bobines. Les tensions aux bornes du condensateur C sont déduites des équations différentielles suivantes :

$$R60 : \begin{cases} \frac{dv_{filc_d}}{dt} = \frac{1}{C_{filc}} i_{filc_ld} \\ \frac{dv_{filc_q}}{dt} = \frac{1}{C_{filc}} i_{filc_lq} \end{cases} \quad (I-37)$$

$$R59 : \begin{cases} i_{filc_ld} = i_{2_d} - i_{filc_rd} \\ i_{filc_lq} = i_{2_q} - i_{filc_rq} \end{cases} \quad (I-38)$$

$$\begin{aligned}
 R61 : & \begin{cases} i_{filc_rd} = \frac{1}{R_{filc}} v_{filc_d} \end{cases} \\
 R67 : & \begin{cases} i_{filc_rq} = \frac{1}{R_{filc}} v_{filc_q} \end{cases} \\
 R58 : & \begin{cases} i_{2_d} = i_{1_d} + i_{cc_d} \end{cases} \\
 R64 : & \begin{cases} i_{2_q} = i_{1_q} + i_{cc_q} \end{cases} \\
 R68 : & \begin{cases} e_{fil1_d} = C_{filc} \omega_s v_{filc_q} \end{cases} \\
 R62 : & \begin{cases} e_{fil1_q} = -C_{filc} \omega_s v_{filc_d} \end{cases} \\
 R57 : & \begin{cases} i_{1_d} = i_{fil1_d} - i_{fil2_d} \end{cases} \\
 R63 : & \begin{cases} i_{1_q} = i_{fil1_q} - i_{fil2_q} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{I-39}$$

où:

- C_{filc} est la capacité des condensateurs (2,2 μ F),

- R_{filc} représente les pertes (100 k Ω).

Son modèle est représenté par le GIC, le Bond Graph et le bloc REM 'C' à la Figure I-17.

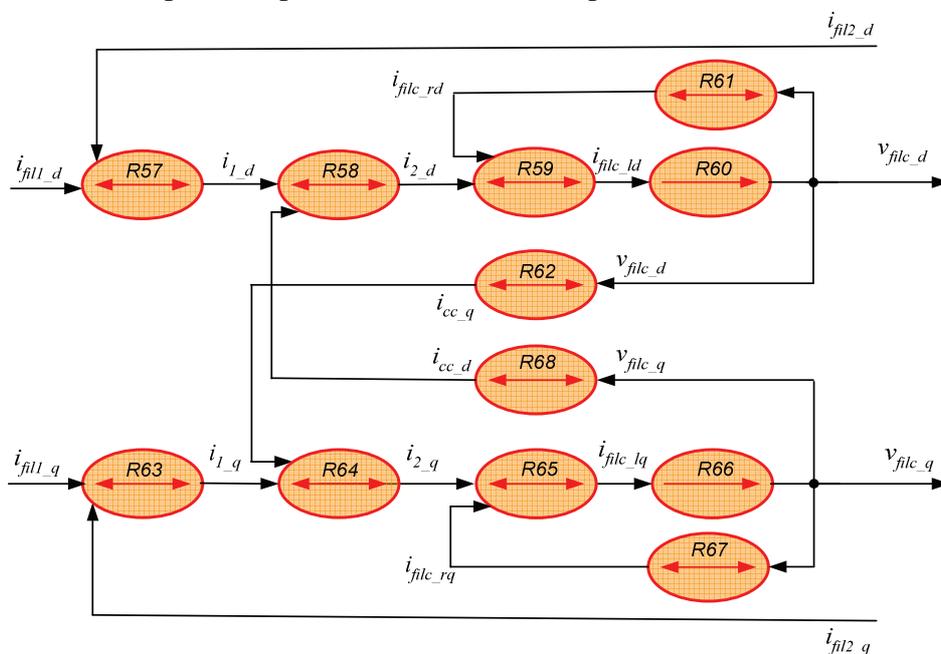


Figure I-17 (a) GIC du modèle

Au niveau de la modélisation, la REM et le Bond Graph nous donnent des informations sur les grandeurs physiques échangées entre les éléments du système. Ces deux modèles permettent de retrouver les équations mathématiques et d'établir le modèle de connaissance pour le modèle d'état. Le GIC permet de donner les équations précises de chaque élément. Malheureusement, après la modélisation, le Bond Graph ne permet pas la conception systématique du dispositif de commande. Dans le paragraphe suivant, pour concevoir le dispositif de commande, seuls la REM et le GIC seront utilisés. On va aussi mettre en évidence quelques inconvénients de la REM.

I.3.7. Dispositif de commande

Pour le gestionnaire de réseau, la micro turbine doit pouvoir générer les puissances active et réactive dont il a besoin. En outre, elle est vue comme une source de courant qui doit respecter les normes en vigueur (Power quality, courant sinusoïdaux à 50Hz, ...). Il est donc nécessaire de concevoir le dispositif local de commande de la micro turbine afin d'atteindre ces objectifs. La REM du modèle de la micro turbine (Figure I-20) fait apparaître cinq entrées de commande : une pour le débit de gaz, deux fonctions de conversion pour le convertisseur connecté à la machine et deux fonctions de conversion pour le convertisseur connecté au réseau.

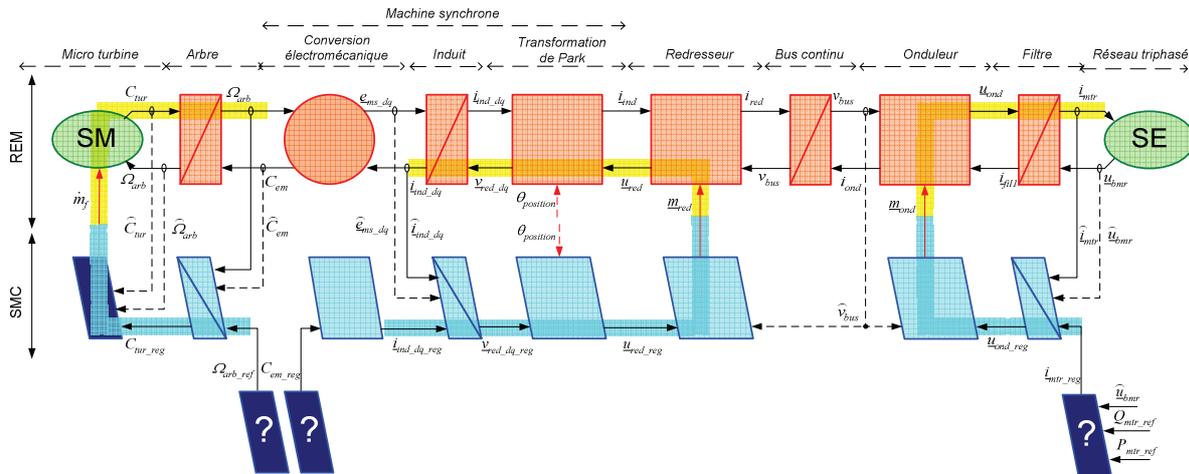


Figure I-20. SMC obtenue par inversion des trois chaînes d'action

D'une manière générale, toutes les grandeurs issues des blocs énergétiques (avec un trait de causalité) doivent être contrôlées et rendues égales à des références. Trois chaînes d'action sont montrées entre les cinq entrées de commande et les grandeurs à contrôler par des grosses flèches jaunes à la Figure I-21. Le débit de gaz (\dot{m}_f) est utilisé pour contrôler la vitesse de l'arbre (Ω_{arb}) ; l'ensemble constitue un premier étage de conversion de l'énergie primaire en énergie mécanique. Les fonctions de conversion du redresseur (\underline{m}_{red}) sont utilisées pour contrôler les courants générés par la machine synchronisée (\underline{i}_{ind_dq}), et les fonctions de conversion de l'onduleur (\underline{m}_{ond}) sont utilisées pour contrôler les courants injectés au réseau (\underline{i}_{mtr}). En utilisant les lois d'inversion de la REM [BOU-00] [BOU-02], la Structure Maximale de Commande (SMC) propose une organisation du dispositif de commande en utilisant les fonctions de commande pour inverser ces trois chaînes d'action. Une représentation équivalente du dispositif de commande par schéma bloc est organisée à la Figure I-21 et fait

apparaître les trois chaînes de commande. En l'état, le contrôle du bus continu n'est pas formalisé par la SMC. Chaque fonction de commande est maintenant détaillée.

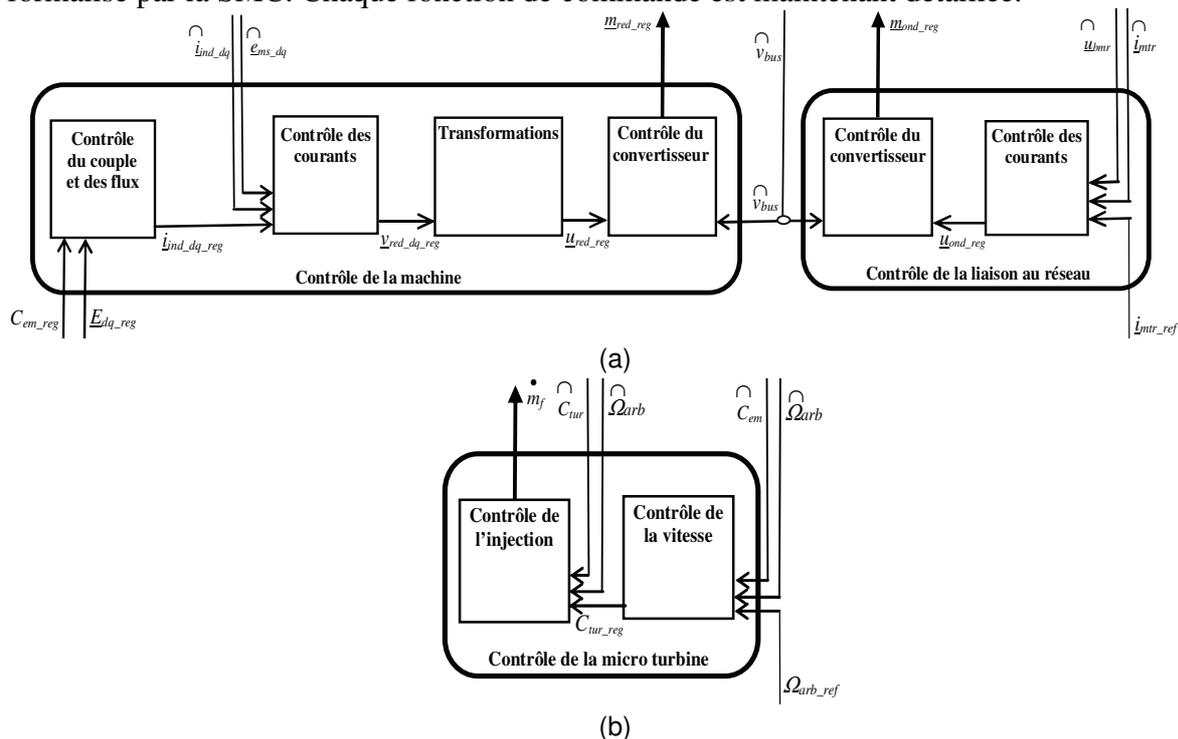


Figure I-21. Représentation du dispositif de commande par schéma bloc

I.3.8. Contrôle de la liaison au réseau

Le contrôle de la liaison au réseau est réalisé par deux fonctions de commande : le contrôle de l'onduleur permettant d'imposer les tensions de sortie égales aux références (\underline{u}_{ond_reg}) et un contrôle des courants permettant d'imposer les références des composantes des courants générés (\underline{i}_{mtr_ref}).

Contrôle de l'onduleur

Les fonctions de conversion pour l'onduleur sont calculées par l'inversion de l'équation (R32) de (I-27) (Figure I-18) :

$$R32c : \langle m_{ond13_reg} \rangle = \frac{u_{ond13_reg}}{\hat{v}_{bus}}, \quad \langle m_{ond23_reg} \rangle = \frac{u_{ond23_reg}}{\hat{v}_{bus}} \quad (I-41)$$

Le vecteurs de conversion est défini par : $[\underline{m}_{ond_reg}] = [m_{ond13_ref} \quad m_{ond23_ref}]^T$ et le vecteur des tensions de réglage par : $\underline{u}_{ond_reg} = [u_{ond13_reg} \quad m_{ond23_reg}]^T$.

Contrôle des courants générés sur le réseau

Principe

Les courants sont contrôlés en utilisant la structure issue de la SMC qui comporte trois correcteurs et une transformation inverse qui permettront d'imposer les références de composantes de Park des courants générés sur le réseau (Figure I-22).

Les transformations inverses

Les références des tensions composées de l'onduleur sont obtenues en utilisant deux

transformations inverses (Figure I-23) :

$$R37c : v_{ond_reg} = P_{park}^{-1} \cdot v_{ond_dq_reg} \quad (I-42)$$

$$R39c : u_{ond_reg} = C_{usc} \cdot v_{ond_reg} \quad (I-43)$$

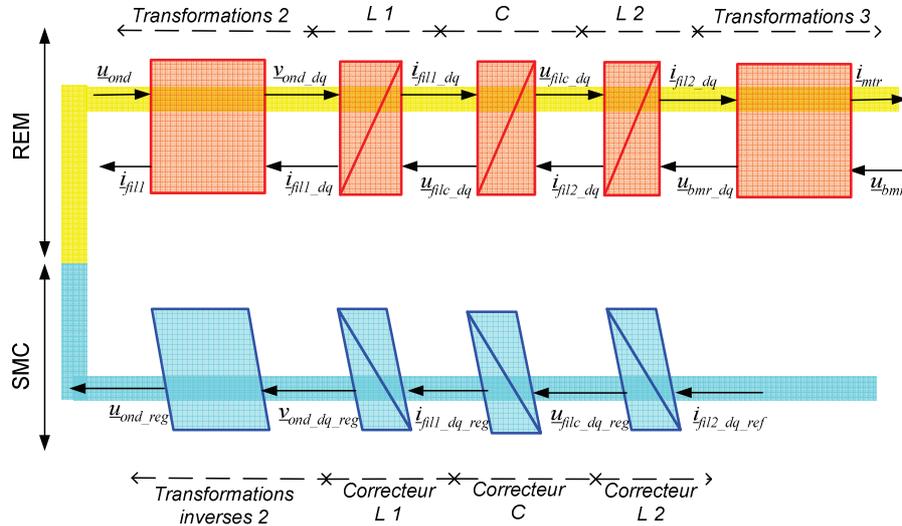


Figure I-22. Macro représentation du modèle du filtre L-C-L dans un repère de Park

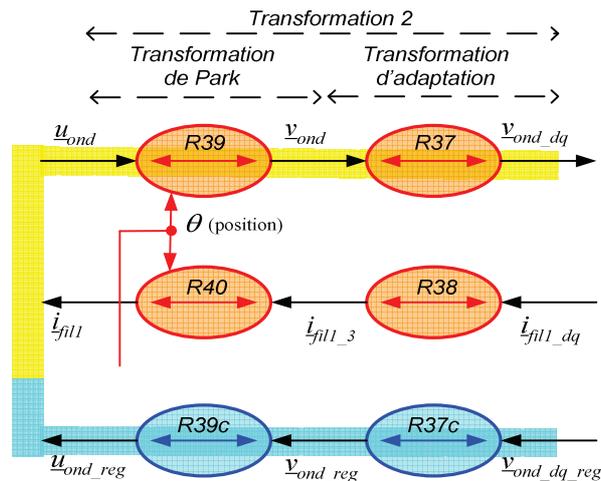


Figure I-23. GIC de l'inversion des transformations

Correcteurs

Les correcteurs sont obtenus par inversion des GIC des modèles (Figure I-24). A titre d'exemple, la commande des courants issus des bobines 'L1' permet de calculer les tensions de réglage ($v_{ond_dq_reg} = [v_{ond_d_reg} \quad v_{ond_q_reg}]^T$) en utilisant :

- une compensation des tensions du réseau,

$$\begin{cases} R45c : v_{ond_d_reg} = v_{1_d_reg} + \hat{v}_{filc_d} \\ R51c : v_{ond_q_reg} = v_{1_q_reg} + \hat{v}_{filc_q} \end{cases} \quad (I-44)$$

- un découplage des f.e.m.,

$$\begin{aligned}
 R46c : & \left\{ \begin{aligned} v_{1_d_reg} &= v_{2_d_reg} + \tilde{e}_{fil1_d} \\ v_{1_q_reg} &= v_{2_q_reg} + \tilde{e}_{fil1_q} \end{aligned} \right. \\
 R52c : & \left\{ \begin{aligned} v_{1_d_reg} &= v_{2_d_reg} + \tilde{e}_{fil1_d} \\ v_{1_q_reg} &= v_{2_q_reg} + \tilde{e}_{fil1_q} \end{aligned} \right.
 \end{aligned} \tag{I-45}$$

$$\begin{aligned}
 R50e : & \left\{ \begin{aligned} \tilde{e}_{fil1_d} &= -L_{fil1} \cdot \omega_s \cdot \hat{i}_{fil1_q} \\ \tilde{e}_{fil1_q} &= L_{fil1} \cdot \omega_s \cdot \hat{i}_{fil1_d} \end{aligned} \right. \\
 R56e : & \left\{ \begin{aligned} \tilde{e}_{fil1_d} &= -L_{fil1} \cdot \omega_s \cdot \hat{i}_{fil1_q} \\ \tilde{e}_{fil1_q} &= L_{fil1} \cdot \omega_s \cdot \hat{i}_{fil1_d} \end{aligned} \right.
 \end{aligned}$$

- une anticipation des chutes de tension et

$$\begin{aligned}
 R47c : & \left\{ \begin{aligned} v_{2_d_reg} &= v_{fil1_d_reg} + \tilde{v}_{fil1_rd} \\ v_{2_q_reg} &= v_{fil1_q_reg} + \tilde{v}_{fil1_rq} \end{aligned} \right. \\
 R53c : & \left\{ \begin{aligned} v_{2_d_reg} &= v_{fil1_d_reg} + \tilde{v}_{fil1_rd} \\ v_{2_q_reg} &= v_{fil1_q_reg} + \tilde{v}_{fil1_rq} \end{aligned} \right.
 \end{aligned} \tag{I-46}$$

$$\begin{aligned}
 R49e : & \left\{ \begin{aligned} \tilde{v}_{fil1_rd} &= R_{fil1} \cdot \hat{i}_{fil1_d} \\ \tilde{v}_{fil1_rq} &= R_{fil1} \cdot \hat{i}_{fil1_q} \end{aligned} \right. \\
 R55e : & \left\{ \begin{aligned} \tilde{v}_{fil1_rd} &= R_{fil1} \cdot \hat{i}_{fil1_d} \\ \tilde{v}_{fil1_rq} &= R_{fil1} \cdot \hat{i}_{fil1_q} \end{aligned} \right.
 \end{aligned}$$

- un contrôle en boucle fermée des courants,

$$\begin{aligned}
 R48c : & \left\{ \begin{aligned} \frac{di_{fil1_d}}{dt} &= \frac{1}{L_{fil1}} v_{fil1_ld} \\ \frac{di_{fil1_q}}{dt} &= \frac{1}{L_{fil1}} v_{fil1_lq} \end{aligned} \right. \\
 R54c : & \left\{ \begin{aligned} \frac{di_{fil1_d}}{dt} &= \frac{1}{L_{fil1}} v_{fil1_ld} \\ \frac{di_{fil1_q}}{dt} &= \frac{1}{L_{fil1}} v_{fil1_lq} \end{aligned} \right.
 \end{aligned} \tag{I-47}$$

La même structure de commande est adaptée pour les éléments L2 et C.

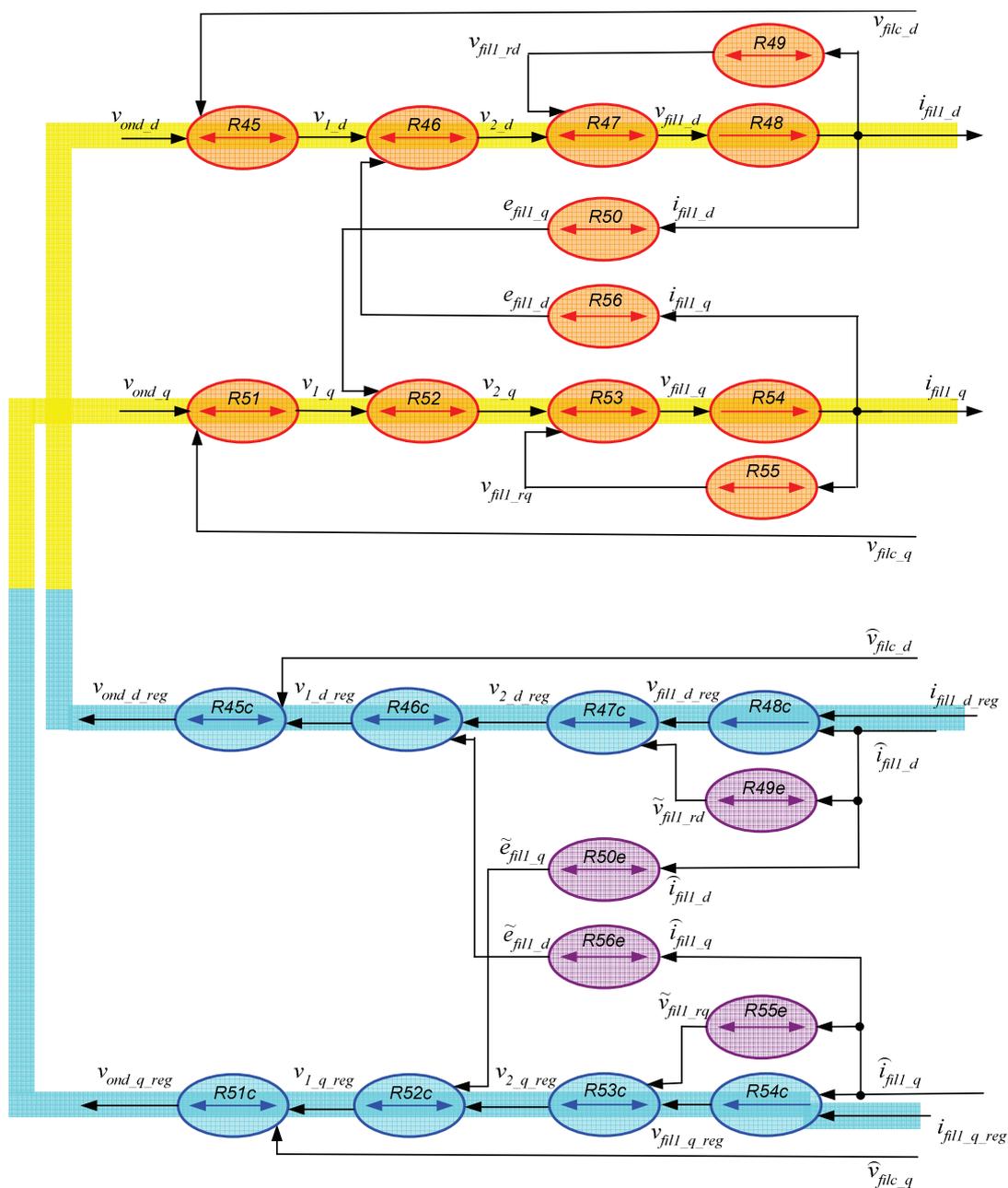


Figure I-24. GIC du modèle des courants de L1 et de leur commande dans un repère de Park

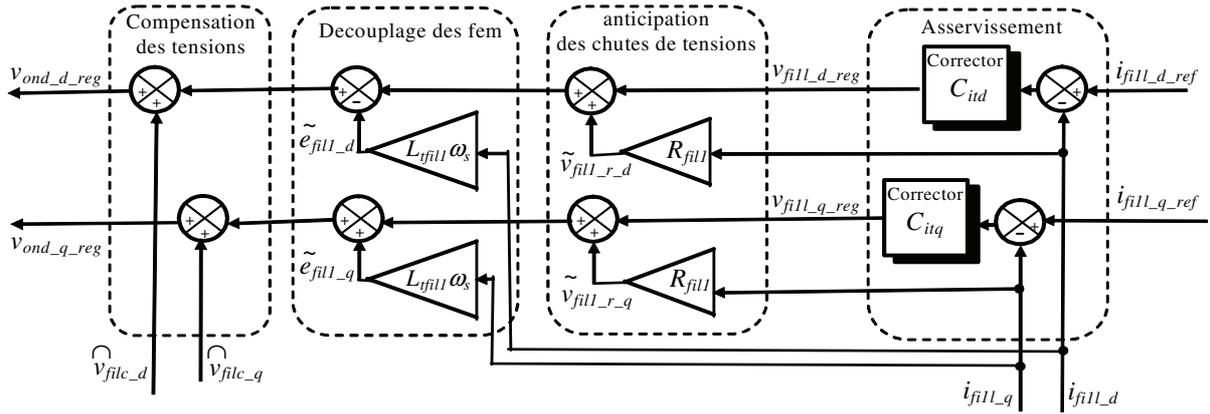


Figure I-25. Schéma bloc de la commande des courants dans un repère de Park

I.3.9. Contrôle de la machine

Le contrôle de la machine est réalisé par trois fonctions de commande (Figure I-20) ; le contrôle du redresseur permettant d'imposer les tensions de sortie égales aux références (\underline{u}_{red_reg}), une transformation de Park permettant d'imposer les tensions dans ce repère ($\underline{v}_{red_dq_reg}$) et le contrôle des courants des circuits d'induit permettant d'imposer les références ($\underline{i}_{ind_dq_reg}$).

Contrôle du redresseur

Les fonctions de conversion pour le redresseur sont calculées par l'inversion de l'équations (R31) de (I-26) (Figure I-26) :

$$R31c : \langle m_{red13_reg} \rangle = \frac{u_{red13_reg}}{\hat{v}_{bus}}, \quad \langle m_{red23_reg} \rangle = \frac{u_{red23_reg}}{\hat{v}_{bus}} \quad (I-48)$$

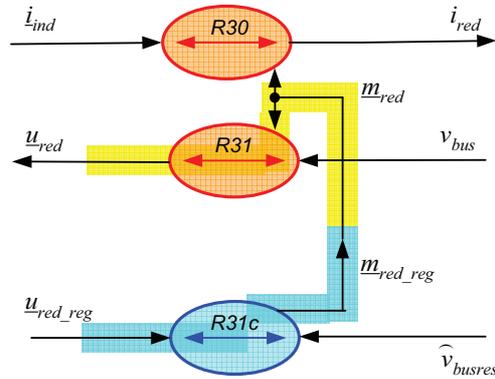


Figure I-26. GIC du modèle moyen du redresseur et de sa commande

Les vecteurs de conversion sont définis par : $\underline{m}_{red_reg} = \begin{bmatrix} m_{red13_reg} & m_{red23_reg} \end{bmatrix}^T$.

Les transformations inverses

Les références des tensions composées du redresseur sont obtenues en utilisant deux transformations inverses (Figure I-27) :

$$R29c : \underline{u}_{red_reg} = C_{usc} \cdot \underline{v}_{red_reg} \quad (I-49)$$

$$R27c : \underline{v}_{red_reg} = P_{park}^{-1} \cdot \underline{v}_{red_dq_reg} \quad (I-50)$$

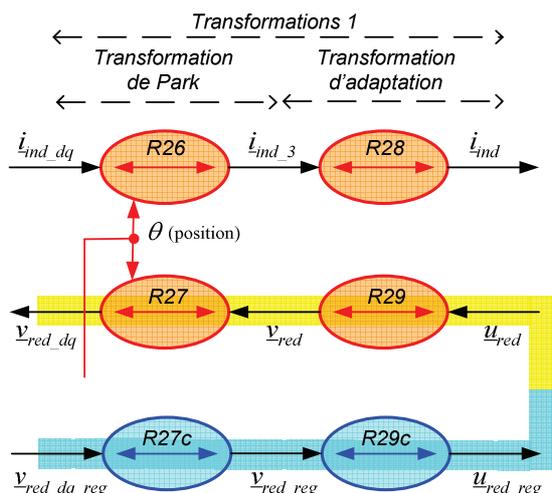


Figure I-27. GIC de l'inversion des transformations

Contrôle des courants de l'induit de la machine synchrone

Les courants de la machine sont asservis par un contrôle en boucle fermée (Figure I-28) :

$$\begin{cases} R18c : \dot{i}_{ind_l_d_reg} = C_{cor_ind} (\dot{i}_{ind_d_reg} - \hat{i}_{ind_d}) \\ R22c : \dot{i}_{ind_l_q_reg} = C_{cor_ind} (\dot{i}_{ind_q_reg} - \hat{i}_{ind_q}) \end{cases} \quad (I-51)$$

d'une compensation de la chute de tension

$$\begin{cases} R21e : \tilde{v}_{ind_r_d} = R_s \hat{i}_{ind_d} \\ R25e : \tilde{v}_{ind_r_q} = R_s \hat{i}_{ind_q} \end{cases} \quad (I-52)$$

suivie d'un découplage de la composante quadratique de la f.e.m. :

$$\begin{cases} R19c : v_{1_d_reg} = v_{ind_l_d_reg} + \tilde{v}_{ind_r_d} \\ R23c : v_{1_q_reg} = v_{ind_l_q_reg} + \tilde{v}_{ind_r_q} \end{cases} \quad (I-53)$$

$$\begin{cases} R20c : v_{red_d_reg} = \tilde{e}_{ms_d} - v_{1_d_reg} \\ R24c : v_{red_q_reg} = \tilde{e}_{ms_q} - v_{1_q_reg} \end{cases}$$

Les composantes de la force électromotrice peuvent être estimées en utilisant les relations R15 et R16.

$$R15e : \tilde{e}_{ms_d} = -p_m \hat{\Omega}_{arb} L_{sq} \hat{i}_{ind_q} \quad (I-54)$$

$$R16e : \tilde{e}_{ms_q} = p_m \hat{\Omega}_{arb} (L_d \hat{i}_{ind_d} + \phi_m) \quad (I-55)$$

Contrôle du couple et du flux

En supposant $L_{s_d} = L_{s_q}$, la composante en quadrature du courant de référence de la machine est calculée pour fixer le couple de référence à partir de l'inversion de l'équation (R17) (Figure I-30) :

$$R17c : i_{ind_q_reg} = \frac{1}{p_m \phi_m} \frac{1}{C_{em_reg}} \quad (I-56)$$

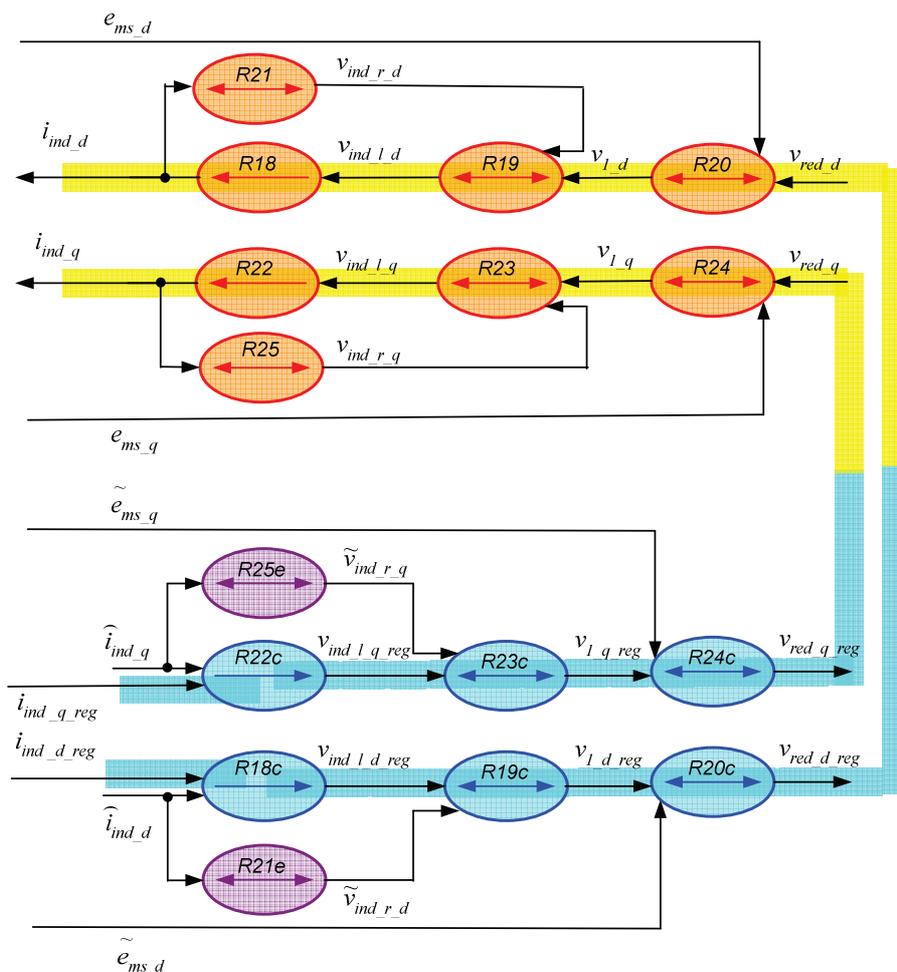


Figure I-28. Contrôle de l'induit de la machine

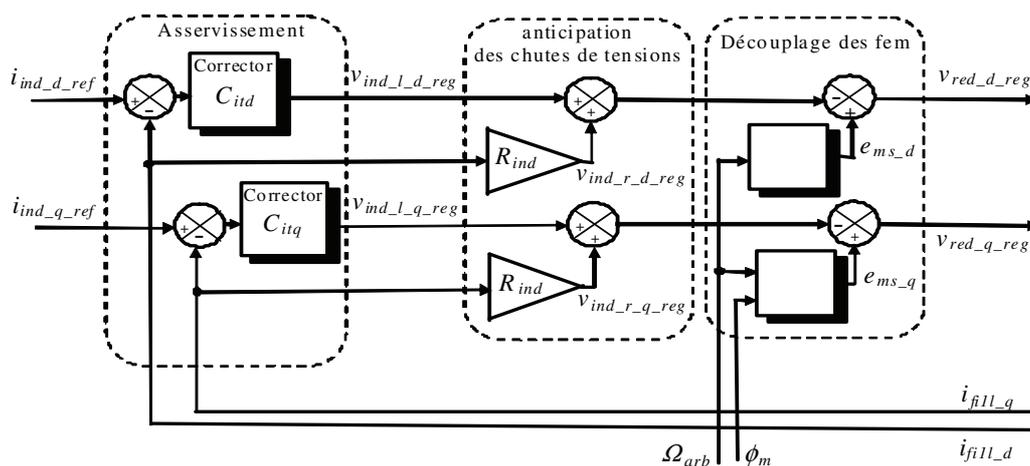


Figure I-29. Schéma bloc de la commande dans un repère de Park

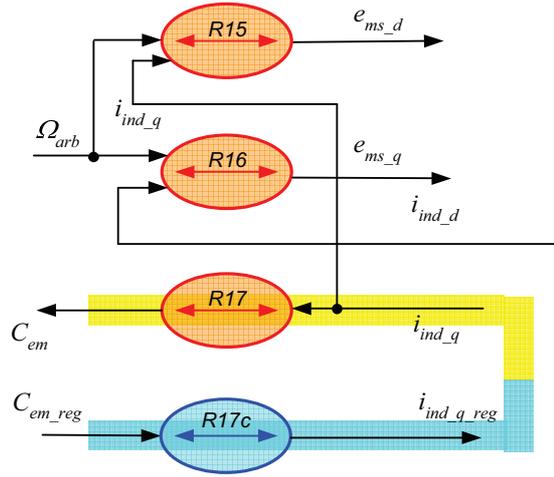


Figure I-30. Modèle GIC de la machine synchrone et de sa commande

Le courant $i_{ind_d_reg}$ est fixé à zéro pour diminuer les pertes de la machine synchrone.

$$i_{ind_d_reg} = 0 \quad (I-57)$$

I.3.10. Contrôle de la micro turbine

Le contrôle de la microturbine est réalisé à travers un contrôle en boucle fermée de la vitesse permettant d'imposer un couple de référence (C_{tur_ref}) et un contrôle de l'injection de gaz.

Contrôle de l'injection

L'injection du gaz doit être réglée pour imposer un couple de référence. L'ensemble des équations (apparaissant dans le GIC de la Figure I-6) peut être regroupé en une seule équation dynamique globale $R69$ (Figure I-31).

Le contrôle de l'injection de gaz (Figure I-31) est réalisé à partir d'un correcteur PI proposé par [NIK-05] et calcule l'injection de gaz (\dot{m}_{f_reg}) à partir de la puissance mécanique de référence (P_{r_ref}) :

$$R69c : \quad \dot{m}_{f_reg} = k_p \left(1 + \frac{k_i}{s} \right) (P_{sma_reg} - \tilde{P}_{sma}) \quad (I-58)$$

Où :

k_p (8×10^{-10}) et k_i (1 000) sont les paramètres de ce correcteur.

La puissance mécanique nécessaire est obtenue à partir de l'inversion de l'équation $R11$ (I-14) :

$$R11c : \quad P_{sma_ref} = C_{tur_ref} \hat{\Omega}_{arb} \quad (I-59)$$

La puissance mécanique réelle est calculée à partir des mesures :

$$R11e : \quad \tilde{P}_{sma} = \hat{C}_{tur} \hat{\Omega}_{arb} \quad (I-60)$$

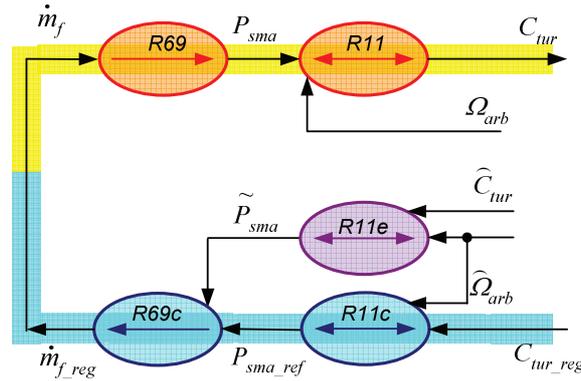


Figure I-31. GIC du contrôle de l'injection

Contrôle de la vitesse de l'arbre

La vitesse de l'axe est asservie par un contrôle en boucle fermée (Figure I-32) :

$$R12c : C_{arb_s_reg} = C_{cor_arb} (\hat{\Omega}_{arb_ref} - \hat{\Omega}_{arb}) \quad (I-61)$$

et une compensation du couple visqueux :

$$R13c : C_{tur_reg} = C_{arb_s_reg} + \hat{C}_{em} + \tilde{C}_{viscous} \quad (I-62)$$

$$R14e : \tilde{C}_{viscous} = f_{vis} \hat{\Omega}_{arb} \quad (I-63)$$

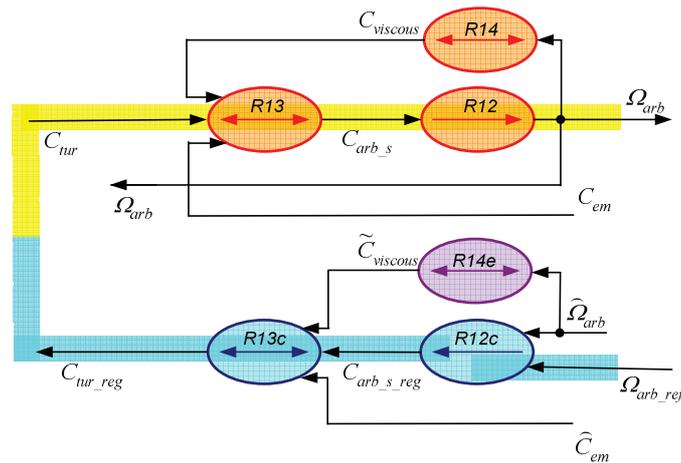


Figure I-32. GIC du contrôle de la vitesse

I.3.11. Problèmes posés par les formalismes existants

Le Bond Graph, tout comme les autres outils graphiques de modélisation permet de visualiser les chaînes d'action à utiliser pour contrôler un système. Par contre, il ne permet pas la conception systématique du dispositif de commande.

La SMC propose l'utilisation d'un bloc appelé 'Stratégie' représenté en couleur bleu foncé (Figure I-20) pour la détermination des grandeurs de références. Par exemple, les références des courants générés sur le réseau sont issues d'un bloc de stratégie. Du côté de la machine, une commande des courants est réalisée et symbolisée par un bloc stratégie. Cependant le contenu algorithmique n'est pas spécifié par le formalisme et reste à chaque fois à imaginer.

Un autre problème de la SMC est l'impossibilité de réaliser des boucles de contrôle imbriquées fortement utiles lorsqu'il s'agit de réaliser le contrôle de variables ayant des dynamiques différentes. Par exemple, la tension du bus continu réseau doit être contrôlée à une

valeur constante pour assurer le fonctionnement des convertisseurs. En effet, la tension du bus continu réseau ne peut pas dépasser sa valeur nominale et elle ne peut pas être plus faible que l'amplitude de la tension composée du réseau triphasé pour que la fonction de modulation du convertisseur ne sature pas. La question qui se pose alors, porte sur la conception du contrôle de ce bus continu qui n'est pas formalisée par la SMC.

Pour résoudre ces problèmes, nous allons présenter au chapitre suivant une 'Représentation Multi-Niveau' afin de permettre une conception systématique du dispositif de commande.

I.4. Application au système de production à base de panneaux photovoltaïques

I.4.1. Introduction

Dans cette partie, nous allons étudier un autre exemple d'application : la centrale photovoltaïque installée à l'ENSAM. Elle a une puissance crête de 17,3 kW et est composée de 108 panneaux PV BP Solar – BP3160 regroupés en 6 ensembles de 18 panneaux (9 en parallèle et 2 en série). Chaque groupe est connecté au réseau par un convertisseur de puissance.

I.4.2. Modélisation

Le modèle considéré d'une cellule photovoltaïque, dit « modèle simplifié » est un modèle de comportement présenté dans le rapport d'un étudiant en Master de Recherche 2004-2005 [KRE-05]. Nous avons utilisé les mêmes relations et mis sous forme de GIC son modèle. Pour une température donnée (T) et un éclairement donné (G), la courbe caractéristique courant/tension d'une cellule photovoltaïque (Figure I-33) est paramétrée par 4 grandeurs importantes :

- i_{sc} courant de court circuit,
- v_{oc} tension de circuit ouvert,
- i_{mp} courant au point de puissance maximale,
- v_{mp} tension au point de puissance maximale.

La modélisation d'une cellule photovoltaïque consiste à obtenir un modèle mathématique permettant de se rapprocher de cette courbe caractéristique. Rauschenbach [RAU-80] a développé des équations qui permettent de décrire cette caractéristique par la relation entre le courant i_{cel} et la tension de cette cellule v_{cel} :

$$R77 : \quad i_{cel} = i_{sc} \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{v_{cel}}{C_2 v_{oc}} \right) - 1 \right) \right] \quad (I-64)$$

Les constantes C_1 et C_2 sont définies par :

$$R78 : \quad C_1 = \left(1 - \frac{i_{mp}}{i_{sc}} \right) \exp \left(- \frac{v_{mp}}{C_2 v_{oc}} \right) \quad (I-65)$$

$$R79 : \quad C_2 = \frac{\frac{v_{mp}}{v_{oc}} - 1}{\ln \left(1 - \frac{i_{mp}}{i_{sc}} \right)} \quad (I-66)$$

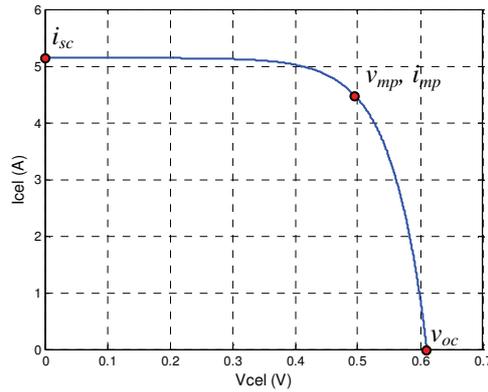


Figure I-33. Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

Remarque : Dans le programme de simulation, on limite numériquement la valeur de i_{mp} pour ne pas dépasser 0,999 fois i_{sc} , afin d'empêcher les divisions par zéro dans la relation R79.

La tension correspondant du maximum de puissance v_{mp} est calculée par l'équation suivante [RAU-80] :

$$R71 : \quad v_{mp} = V_{mps} \left[1 + \Delta V_{mps} (T - T_s) \right] + K_1 v_t \ln \left(\frac{G}{G_s} \right) + K_2 \left[v_t \ln \left(\frac{G}{G_s} \right) \right]^2 \quad (I-67)$$

où :

- V_{mps} est la tension au point de puissance maximale en condition de test standard (STC) (0,479V) [FRO-06],

- ΔV_{mps} est le coefficient de température de tension au point de puissance maximale,

- T est la température de la cellule en K,

- T_s est la température standard (298 K),

- K_1, K_2 sont les paramètres constants ($K_1 = -10$, $K_2 = -1850$),

- G est l'éclairement (W/m^2),

- G_s est l'éclairement standard (1000 W/m^2).

Avec :

$$R72 : \quad T = T_c + 273.15 \quad (I-68)$$

$$R73 : \quad v_t = \frac{AkT}{q} \quad (I-69)$$

- T_c est la température de la cellule en $^{\circ}\text{C}$,

- A est le facteur idéalisé de la diode (entre 1 et 5, dans notre application, on prend la valeur 1),

- k est la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$),

- q est la charge élémentaire ($1,60 \times 10^{-19} \text{ Coulomb}$).

Le courant correspondant au maximum de puissance i_{mp} est défini par l'équation suivante [RAU-80] :

$$R74 : \quad i_{mp} = I_{mps} \frac{G}{G_s} \left[1 + \Delta I_{mps} (T - T_s) \right] \quad (I-70)$$

où

- I_{mps} est le courant au point de puissance maximale en condition de test standard (STC) (4,65A) [FRO-06],

- ΔI_{mps} est le coefficient de température de courant au point de puissance maximale.

L'identification des paramètres a été réalisée en utilisant des relevés issus du système

photovoltaïque à l'ENSAM [KRE-05] :

$$-\Delta V_{mps} = -4,58 \times 10^{-3}, K_1 = -10, K_2 = -1850 \text{ et } \Delta I_{mps} = 2,42 \times 10^{-3}.$$

La tension en circuit ouvert V_{oc} et le courant de court circuit I_{sc} s'expriment par :

$$R75 : v_{oc} = V_{ocs} + \Delta V_{oc} (T - T_s) \quad (I-71)$$

$$R76 : i_{sc} = I_{scs} \frac{G}{G_s} [1 + \Delta I_{sc} (T - T_s)] \quad (I-72)$$

où

$-V_{ocs}$ est la tension de circuit ouvert en STC (0,611V) [FRO-06],

$-\Delta V_{oc}$ est le coefficient de température de tension de circuit ouvert (-160mV /°C) [FRO-06],

$-I_{scs}$ est le courant de court circuit en STC (5,15A) [FRO-06],

$-\Delta I_{sc}$ est le coefficient de température de courant de court circuit (0,065% /°C) [FRO-06].

Ces quatre valeurs sont fournies par le constructeur.

La modélisation d'un panneau est obtenue en prenant en compte l'agencement des cellules.

$$R80 : i_{pan} = i_{cel} \cdot N_{celp} \quad (I-73)$$

$$R81 : v_{cel} = v_{pan} / N_{cels} \quad (I-74)$$

où

$-i_{pan}$ est le courant issu d'un panneau,

$-v_{pan}$ est la tension aux bornes d'un panneau,

$-N_{celp}$ est le nombre de cellules mis en parallèle dans un panneau (1 cellule),

$-N_{cels}$ est le nombre de cellules mises en série dans un panneau (72 cellules).

Le passage à la modélisation d'un groupe de panneaux est réalisé de la manière suivante :

$$R82 : i_{pv} = i_{pan} \cdot N_{panp} \quad (I-75)$$

$$R83 : v_{pan} = v_{pv} / N_{pans} \quad (I-76)$$

où

$-i_{pv}$ est le courant issu d'un groupe de panneaux,

$-v_{pv}$ est la tension aux bornes d'un groupe de panneaux,

$-N_{panp}$ est le nombre de panneaux mis en parallèle dans un groupe (2 panneaux),

$-N_{pans}$ est le nombre de panneaux mis en série dans un groupe (9 panneaux).

La Figure I-34 présente le GIC du modèle.

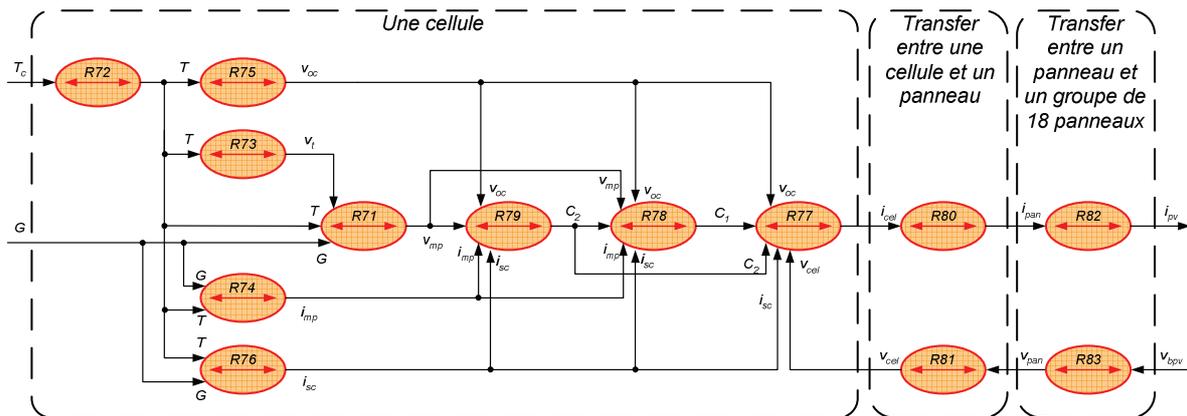


Figure I-34. GIC du modèle d'un groupe de panneaux photovoltaïques

Le Bond Graph ne peut pas être appliqué à ce modèle pour la même raison que précédemment. Les équations mathématiques ne comportent pas de variables effort-flux. La REM peut représenter globalement un groupe de panneaux photovoltaïque comme un

où m_{hac} est l'index de modulation du hacheur (fonction de conversion).

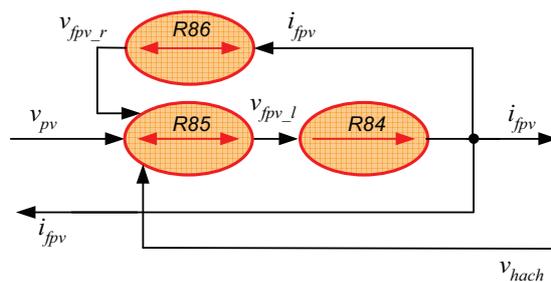


Figure I-36. GIC du modèle du filtre PV

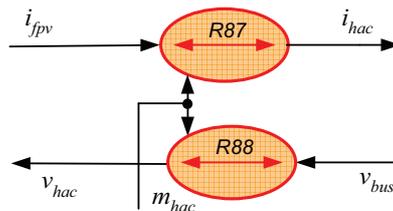


Figure I-37. GIC du modèle du modèle du hacheur

I.4.4. Modèles graphiques du système de génération REM

La REM du système est obtenue en mettant en cascade l'ensemble des objets graphiques propres à chaque composant (Figure I-38). La macro représentation du modèle montre les grandeurs échangées entre les panneaux photovoltaïques et le réseau.

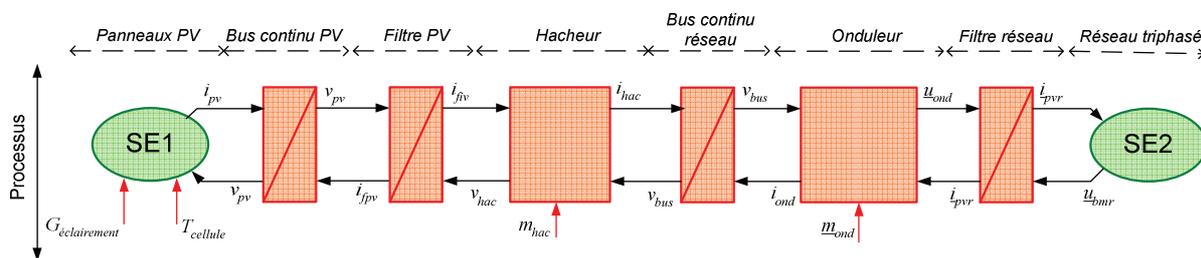


Figure I-38. REM du modèle du système de production basé sur des panneaux photovoltaïques

Bond Graph

On peut également établir sa modélisation par un Bond Graph (Figure I-39).

Les commentaires sur l'utilisation des outils de représentation pour la modélisation du système de génération basé sur les panneaux photovoltaïques sont identiques à celle de la micro turbine. Au niveau de la modélisation, la REM et le Bond Graph nous donnent des informations sur les grandeurs échangées entre les éléments du système. Ces deux représentations graphiques permettent de retrouver les équations mathématiques et d'établir de connaissance pour le modèle d'état. Les GIC et le Bond Graph permettent d'avoir un modèle détaillé de chaque élément. Cependant, après la modélisation, le Bond Graph ne permet pas la conception du dispositif de commande. Dans le paragraphe suivant, pour concevoir le dispositif de commande, seuls la REM et le GIC seront utilisés.

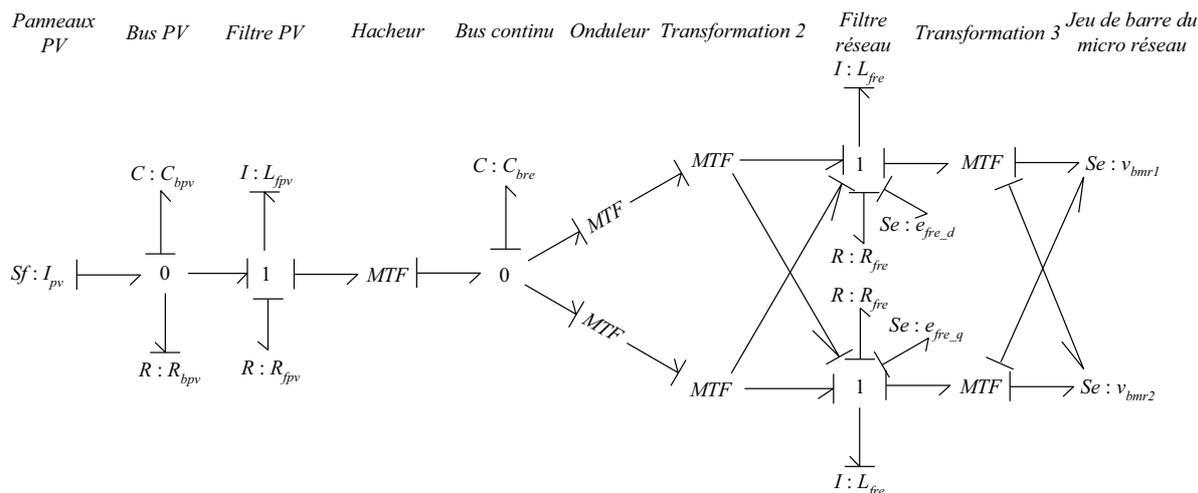


Figure I-39. Bond Graph du système de production basé sur des panneaux photovoltaïques

I.4.5. Dispositif de commande

L'objectif principal du générateur à base de panneaux PV est de générer le maximum de puissance à partir de la ressource primaire. Pour pouvoir superviser les différents générateurs, le gestionnaire du micro réseau a besoin de connaître la puissance générée.

Pour la conception du dispositif de commande, le formalisme REM est utilisé pour déterminer les chaînes d'action à utiliser qui permettront de déterminer les fonctions de commande. Les insuffisances de la REM par rapport à nos besoins seront mises en évidence.

La REM (Figure I-40) fait apparaître trois entrées de réglage correspondant aux fonctions de conversion des convertisseurs électroniques de puissance.

La fonction de conversion du hacheur (m_{hac}) permet d'agir sur la tension aux bornes du panneau PV, les deux fonctions de conversion de l'onduleur (m_{ond}) permettent d'agir sur les courants injectés au réseau. Les deux chaînes d'action utilisées par ces grandeurs sont représentées par des grosses lignes jaunes dans la partie processus de la Figure I-40.

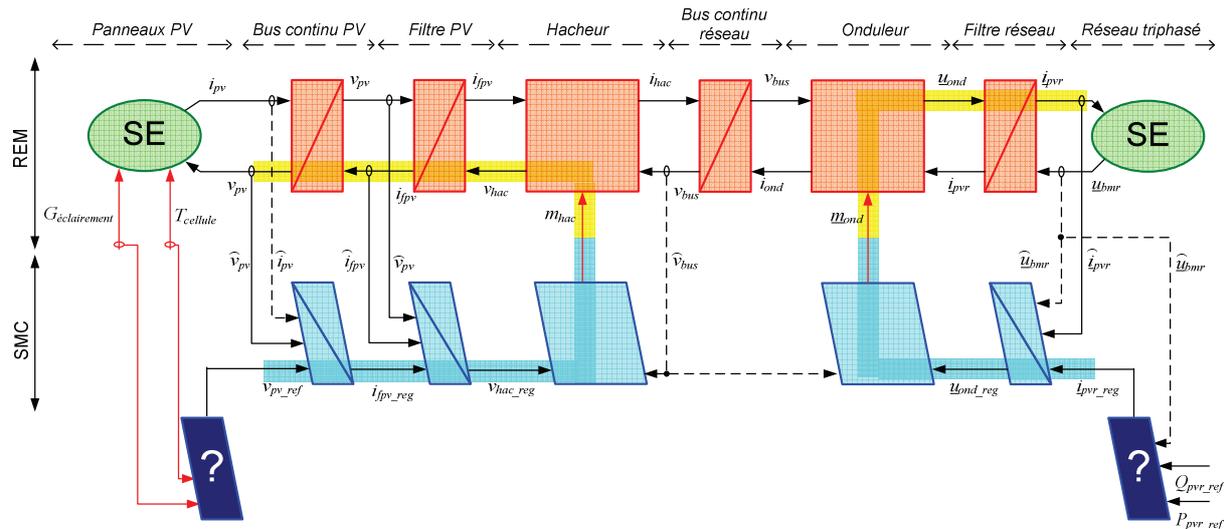


Figure I-40. Contrôle des grandeurs dynamiques rapides

Le dispositif de commande des grandeurs dynamiques rapides est obtenu en utilisant les fonctions de commande qui inversent ces deux chaînes d'action permettant de réaliser aussi le

contrôle de la liaison au réseau et le contrôle des panneaux PV. Ce dernier comprend un contrôle du convertisseur et deux contrôleurs pour imposer successivement le courant ($i_{b_{pv}}$) et la tension aux bornes du panneau (v_{pv}) [PAN-04]. Sur les systèmes industriels actuels, la valeur de cette référence de cette tension est calculée par un algorithme permettant de maximiser la puissance générée (MPPT). Dans le cadre de notre application (la gestion d'un micro réseau) ce fonctionnement n'est qu'un cas particuliers, dans le cas général elle devra être calculée par une supervision locale selon les besoins énergétiques demandés par la supervision centrale. En ce qui concerne le contrôle de la liaison au réseau est composé du contrôle du convertisseur et du contrôle des courants injectés pour les asservir aux courants de référence ($i_{b_{pv_reg}}$). Une représentation équivalente par schéma bloc de ce dispositif de commande est présentée à la Figure I-41. Ce dispositif de commande est maintenant détaillé.

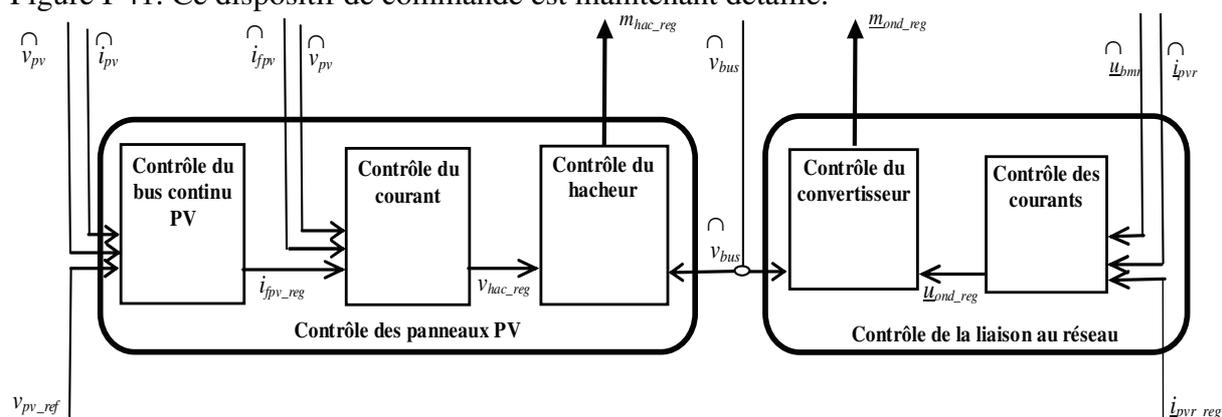


Figure I-41. Représentation du dispositif de commande par schéma bloc

I.4.6. Contrôle des panneaux PV

Contrôle du hacheur

La fonction de conversion du hacheur est calculée par l'inversion de l'équation (I-78) (Figure I-42) :

$$R88c : m_{hac_reg} = \frac{v_{hac_reg}}{\hat{v}_{bus}} \quad (I-79)$$

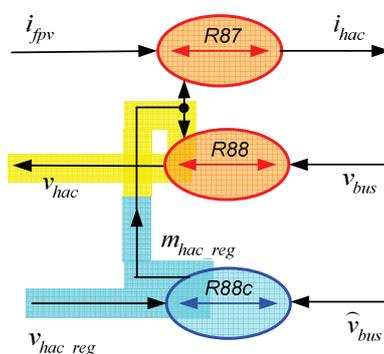


Figure I-42. GIC du modèle du hacheur et de sa commande

Contrôle du filtre PV

La commande du filtre PV est obtenue par l'inversion du GIC de son modèle (Figure I-43). La tension de référence v_{hac_reg} est obtenue par un contrôle en boucle fermée du courant à sa

référence ($i_{f_{pv_reg}}$) en utilisant un correcteur IP (annexe 4) ($R84c$) et d'une anticipation des pertes ($R85c$ et $R86e$).

$$\begin{cases}
 R85c : v_{hac_reg} = \widehat{v}_{pv} - v_{f_{pv_l_reg}} - \widetilde{v}_{f_{pv_r}} & (R85c) \\
 R86e : \widetilde{v}_{f_{pv_r}} = R_{f_{pv}} \widehat{i}_{f_{pv}} & (R86e) \\
 R84c : v_{f_{pv_l_reg}} = C_{cor_fp} (i_{f_{pv_reg}} - \widehat{i}_{f_{pv}}) & (R84c)
 \end{cases} \quad (I-80)$$

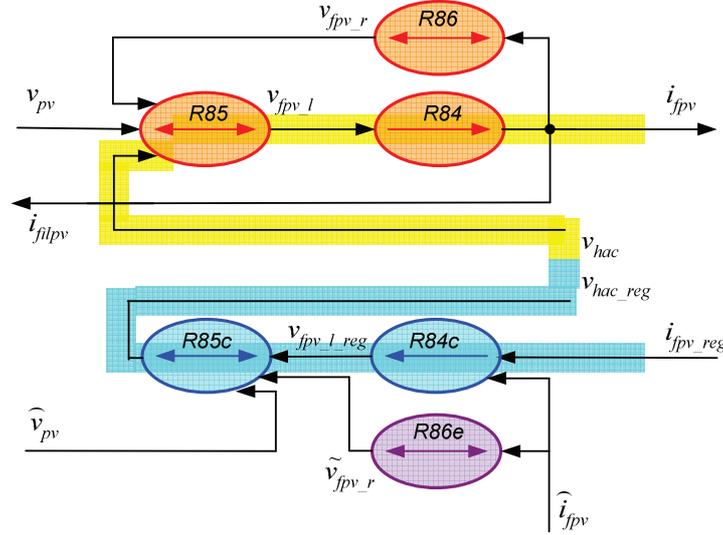


Figure I-43. GIC du modèle du filtre PV et de sa commande

Contrôle du bus continu PV

La commande du bus continu PV est obtenue par l'inversion du GIC de son modèle. On retrouve une structure de commande identique à la précédente.

$$\begin{cases}
 R90c : i_{f_{pv_reg}} = \widehat{i}_{pv} - i_{b_{pv_c_reg}} - \widetilde{i}_{b_{pv_r}} & (R90c) \\
 R91e : \widetilde{i}_{b_{pv_r}} = \frac{1}{R_{bre}} \widehat{v}_{pv} & (R91e) \\
 R89c : i_{b_{pv_c_reg}} = C_{cor_ipv} (v_{pv_reg} - \widehat{v}_{pv}) & (R89c)
 \end{cases} \quad (I-81)$$

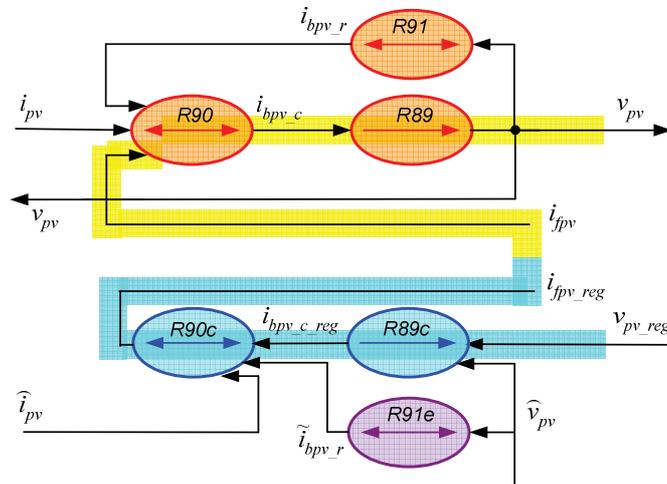


Figure I-44. GIC du modèle bus continu PV et de sa commande

I.4.7. Contrôle de la liaison au réseau

Un filtre L est utilisé pour réaliser la connexion du bus continu au réseau. En conséquence, le contrôle de la liaison au réseau est identique à celui des bobines 'L1' pour la micro turbine (présenté dans le paragraphe I.3.8) en adaptant les notations (Figure I-45).

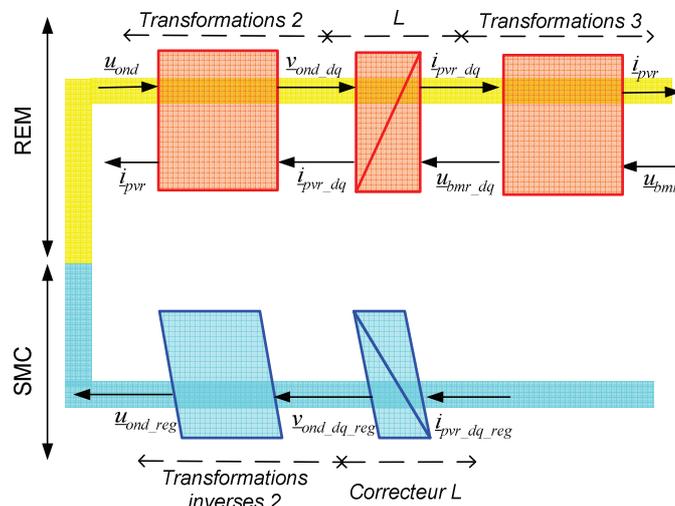


Figure I-45. Macro représentation du modèle du filtre L-C-L dans n repère de Park

I.4.8. Problèmes posés par les formalismes existants

En prenant en compte toutes les modélisations et les commandes présentées, la REM et la SMC pour le système de production à base de panneaux PV sont présentées à la Figure I-40.

La REM et la SMC nous donnent une représentation générale du système. La SMC est conçue par inversion de la REM. Tous les macro-blocs peuvent être détaillés par les équations mathématiques représentées sous forme de GIC. Les blocs du GIC de la partie commande sont également conçus à partir de ceux de la partie processus en utilisant des lois d'inversion.

Pour réaliser le contrôle des puissances, des blocs en couleur bleue de 'Stratégie' sont représentés sur la SMC (Figure I-40). Le contenu algorithmique n'est pas spécifié par le formalisme. En outre le contrôle du bus continu n'est pas formalisé.

I.5. Discussion et Conclusions

Dans ce chapitre, des notions sur le processus, la modélisation et la commande sont présentées. Nous nous sommes intéressés à trois formalismes graphiques le Bond Graph, le GIC et la REM, car ils nous donnent des informations claires et permettent une modélisation structurelle d'un système électrique. En appliquant ces trois formalismes existants, des contraintes ont été trouvées surtout au niveau de la conception de la commande.

Le Bond Graph est un outil pour établir le modèle, il est difficilement utilisable pour concevoir graphiquement le dispositif de commande.

En appliquant le GIC et la REM, la modélisation obtenue est structurelle et claire. Ces outils nous donnent des informations sur les causalités et les chaînes d'action qui faciliteront la conception de la commande. On peut alors facilement trouver l'organisation du dispositif de commande en utilisant des règles d'inversion. Il s'agit notamment de la commande des

grandeurs dynamiques. Pour un système de production électrique, le contrôle de la tension du bus continu réseau est une contrainte nécessaire pour assurer le fonctionnement des convertisseurs. Le moyen de le réaliser n'est pas spécifié dans les deux exemples précités.

En outre le calcul de certaines grandeurs de référence est souvent représenté par un bloc de stratégie en couleur bleu foncé par la REM. Cependant le contenu algorithmique n'est pas spécifié par le formalisme. Pour résoudre ce problème, nous allons présenter notre proposition 'Représentation Multi-Niveau' au chapitre suivant afin de structurer et formaliser le contrôle en puissance des générateurs électriques.

Chapitre II.

Représentation Multi-Niveaux

II.1. Introduction

Pour répondre aux problèmes posés sur les formalismes présentés dans le chapitre I, une 'Représentation Multi-Niveaux (RMN)' est proposée dans ce chapitre. La RMN a été développée pour permettre d'analyser le système de production ou de stockage d'électricité et pour concevoir la supervision locale de manière synthétique et systématique. Des applications seront présentées aux chapitres 3 et 4 pour valider ce formalisme.

Cette représentation est composée par une Modélisation Multi-Niveaux (MMN) et une Structuration de la Commande Hiérarchique (SCH). La MMN utilise une représentation du bilan de puissance associée à la REM. Son principe est progressivement introduit à travers des exemples dans la première partie de ce chapitre. Ensuite, la structuration générale de la commande hiérarchique est présentée sous la forme de différents niveaux. Chaque niveau est déduit de l'inversion méthodique de la MMN. Différentes stratégies sont montrées et des règles liées à la conception de la commande et de la supervision locale sont établies.

II.2. Modélisation Multi-Niveaux

II.2.1. Présentation

La MMN est structurée par trois niveaux de modélisation.

Elle s'appuie sur la 'REM' qui constitue un premier niveau macroscopique de modélisation. Elle représente les équations mathématiques nécessaires à la modélisation d'un système électrique sous la forme de blocs et représente les grandeurs physiques échangées, (comme les tensions, les courants, les vitesses et les couples etc ...) sous forme de flèches.

Le niveau 'Interface' englobe les calculs des puissances à partir des grandeurs physiques mises en évidence par la REM.

Le niveau 'Puissance' comprend les équations modélisant l'écoulement de la puissance au sein du système de production. Par exemple, pour les générateurs, cet écoulement prend en compte les puissances dissipées et les puissances échangées avec les éléments de stockage (comme le bus continu).

Pour introduire les principes de la MMN, trois exemples sont présentés dans cette section : un hacheur, un bus continu et un filtre.

II.2.2. Modèles d'un hacheur

a) Présentation de l'étude

Les convertisseurs statiques permettent d'assurer un transfert énergétique contrôlé entre deux éléments. Leur utilisation actuelle et future pour la production d'électricité ou son stockage en font des éléments essentiels. Dans cette section, nous allons présenter le principe de la MMN d'un hacheur bidirectionnel en courant. Ce hacheur est classiquement composé de deux transistors IGBT qui sont connectés à deux diodes en anti-parallèle (Figure II-1). Les signes de la tension et du courant pour la source de courant (i_{fil}) sont sous convention générateur, et celles pour la source de tension (v_{bus}) sont sous convention récepteur. Les générateurs seront représentés toujours à la gauche du schéma électrique pour fournir une puissance vers le réseau

qui sera toujours supposé être à la droite.

Les progrès réalisés permettent de disposer de composants électroniques de puissance avec des pertes fortement réduites et des périodes de commutation de plus en plus petites. C'est la raison pour laquelle, on considère très souvent un convertisseur équivalent à interrupteurs idéaux, et donc sans pertes, pour les modéliser (Figure II-2).

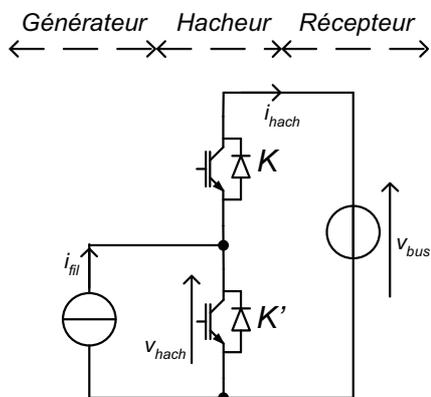


Figure II-1. Schéma électrique d'un hacheur

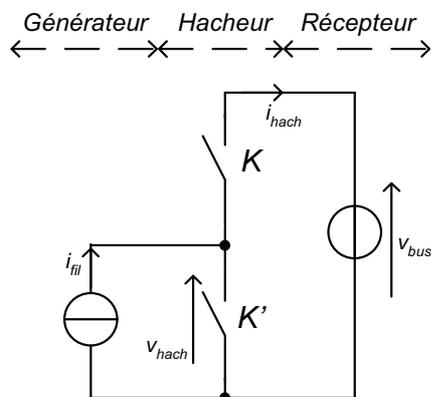


Figure II-2. Hacheur à interrupteurs idéaux

b) Modèle instantané

Chaque ensemble transistor / diode synthétise un interrupteur idéal (K et K'). L'état de chaque interrupteur est quantifié par une fonction de connexion (respectivement f_{hach} et f'_{hach}) qui prend une valeur 0 si l'interrupteur est ouvert et 1 si l'interrupteur est fermé. De part la présence d'une source de tension et de courant, les deux interrupteurs doivent être à tout instant dans des états complémentaires ($f_{hach}' = 1 - f_{hach}$).

f_{hach}	f_{hach}'	v_{hach}	i_{hach}
0	1	0	0
1	0	v_{bus}	i_{fil}

Les grandeurs électriques hachées par l'ouverture et la fermeture des interrupteurs idéaux équivalents sont déduites par les équations suivantes :

$$i_{hach}(t) = f_{hach}(t) i_{fil}(t) \quad (\text{II-1})$$

$$v_{hach}(t) = f_{hach}(t) v_{bus}(t) \quad (\text{II-2})$$

Avec $f_{hach} \in \{0,1\}$.

Pour ce convertisseur, on peut montrer que la fonction de connexion est égale à une fonction de conversion $m_{hach} = f_{hach}$ [FRA-96]. Le GIC du modèle instantané est représenté à la Figure II-3.

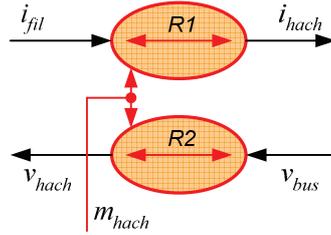


Figure II-3. GIC du modèle instantané d'un hacheur

c) Modèle moyen

La valeur moyenne d'une grandeur sur une fenêtre temporelle glissante Δt est obtenue en utilisant l'opérateur :

$$\langle x(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t-\Delta t}^t x(\tau) d\tau + x(t - \Delta t)$$

Où τ est une variable muette d'intégration

$$\langle x(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} x(t_0 + t) dt + x(t_0), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t \quad (\text{II-3})$$

Où t_0 est l'instant initial

Le modèle moyen du hacheur est obtenu en appliquant cet opérateur sur les grandeurs modulées :

$$R1 : \langle i_{hach}(t) \rangle = \langle m_{hach}(t) \rangle i_{fil} \quad (\text{II-4})$$

$$R2 : \langle v_{hach}(t) \rangle = \langle m_{hach}(t) \rangle v_{bus} \quad (\text{II-5})$$

$\langle m_{hach} \rangle$ représente la valeur moyenne de la fonction de conversion, dont le domaine de variation correspond ici à $[0, 1]$ (Figure II-4). Elle correspond à la fonction génératrice de conversion qui est la limite de cette valeur moyenne lorsque $\Delta t \rightarrow 0$ [FRA-96], [GUI-92].

$$\langle m_{hach}(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} m_{hach}(t) dt + m_{hach}(t_0) \quad (\text{II-6})$$

$\langle v_{hach} \rangle$ et $\langle i_{hach} \rangle$ sont respectivement la valeur moyenne de la tension et du courant modulé.

Les grandeurs i_{fil} et v_{bus} sont imposées par des sources constantes (Figure II-1), on obtient donc :

$$\langle i_{fil}(t) \rangle = i_{fil}(t) = i_{fil} \text{ et } \langle v_{bus}(t) \rangle = v_{bus}(t) = v_{bus} \quad (\text{II-7})$$

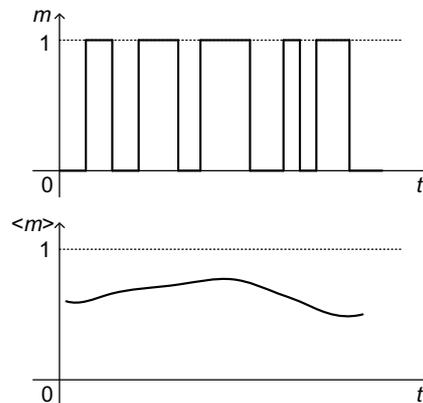


Figure II-4. Evolution temporelle d'une grandeur instantanée et de sa valeur moyenne

D'un point de vue électrique, ce modèle moyen correspond à un ensemble de deux sources contrôlables par une même grandeur : la fonction génératrice de conversion (Figure II-5).

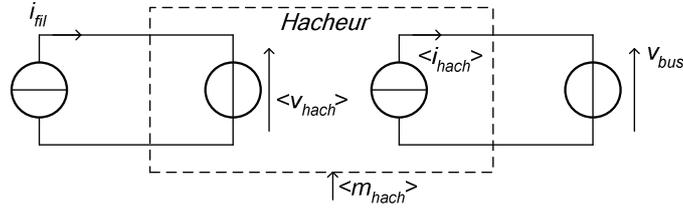


Figure II-5. Schéma électrique équivalent du modèle moyen du hacheur

Le GIC de ce modèle est présenté à la Figure II-6.

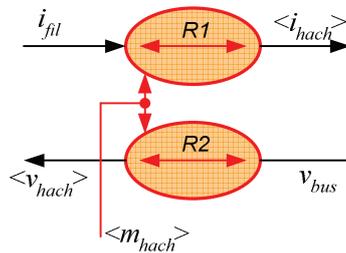


Figure II-6. GIC du modèle moyen d'un hacheur

On peut également représenter ce graphe par un macro-bloc nommé *Pro1* (Figure II-7) qui est à l'origine de la REM (Figure II-8). On appelle :

- *ProX*, les relations qui permettent de calculer les grandeurs physiques externes et qui sont symbolisées par un macro-bloc carré dans la REM,
- *SE1*, la source de courant représentée par un ovale vert,
- *SE2*, la source de tension représentée par un ovale vert.

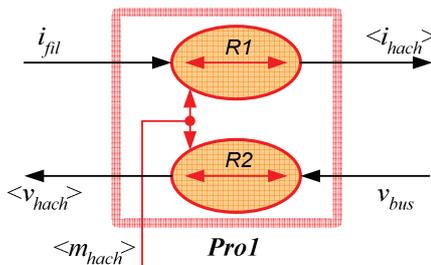


Figure II-7. Détail du bloc *Pro1*

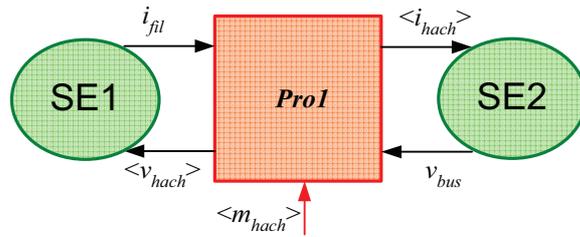


Figure II-8. REM du modèle moyen d'un hacheur

d) Modèle en puissance instantanée et moyennée

La puissance instantanée à gauche du hacheur p_{hach_g} (Figure II-1) s'écrit :

$$p_{hach_g}(t) = v_{hach}(t) i_{fil}(t) \tag{II-8}$$

Selon le sens de v_{hach} et i_{fil} défini par la Figure II-1 sous convention générateur, p_{hach_g} est positive quand la source de courant fournit la puissance et négative quand la source de courant reçoit la puissance. La puissance instantanée à droite du hacheur p_{hach_d} s'écrit :

$$p_{hach_d}(t) = v_{bus} i_{hach}(t) \tag{II-9}$$

Selon le sens de v_{bus} et i_{hach} définis par la Figure II-1 sous convention récepteur, p_{hach_d} est

positive quand la source de tension reçoit la puissance et négative quand la source de tension fournit la puissance.

Les valeurs moyennes des puissances instantanées calculées sur une fenêtre temporelle Δt correspondent à :

$$\langle p_{hach_g}(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} p_{hach_g}(t) dt + p_{hach_g}(t_0) = \langle v_{hach}(t) \rangle i_{fil} \quad (\text{II-10})$$

$$\langle p_{hach_d}(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} p_{hach_d}(t) dt + p_{hach_d}(t_0) = v_{bus} \langle i_{hach}(t) \rangle \quad (\text{II-11})$$

On peut en déduire une modification de la REM en ajoutant des multiplicateurs sur les grandeurs moyennes équivalentes pour calculer ces puissances (Figure II-9). On appelle $IntX$, les relations utilisées.

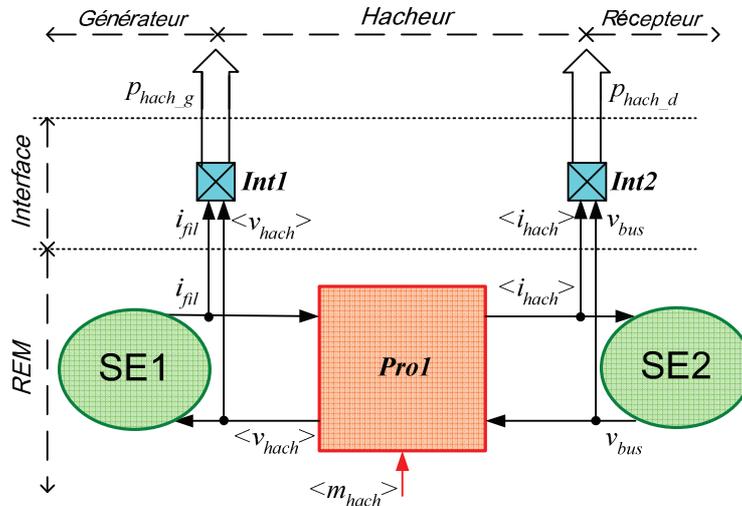


Figure II-9. Niveaux *REM* et *Interface* du modèle moyen d'un hacheur

e) Modélisation des flux de puissance

En raison de la structure électronique du hacheur, le transit de puissance à travers ce hacheur peut être bidirectionnel. Dans cette thèse, on représentera systématiquement le générateur à gauche et on supposera que le sens de la puissance est de ce générateur (gauche) vers le réseau (à droite). Le bilan de puissance est très facilement représentable (Figure II-10). Pour ce sens que l'on appellera « sens générateur », on convient que p_{hach_g} et p_{hach_d} sont positives. La relation permettant de modéliser le transit de puissance est appelée *Pui1*. Comme le hacheur est idéal, les puissances de chaque côté sont égales. Comme le transfert de puissance est bidirectionnel, la relation est formulée sans a priori sur le sens du transfert de puissance :

$$Pui1 : 0 = \langle p_{hach_g} \rangle - \langle p_{hach_d} \rangle \quad (\text{II-12})$$

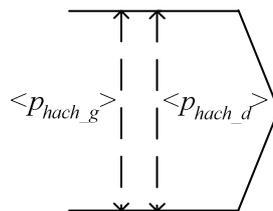


Figure II-10. Bilan de puissance du sens générateur vers le récepteur

f) Propositions pour une modélisation multi niveau

Par hypothèse, les grandeurs considérées seront toujours leurs valeurs moyennes équivalentes et pour simplifier les notations utilisées le symbole $\langle \rangle$ ne sera plus utilisé. Cela induit également l'hypothèse selon laquelle la fenêtre temporelle (Δt) est suffisamment petite pour considérer comme constante cette puissance.

Pour représenter de manière graphique l'ensemble des relations, nous proposons de distinguer les différentes relations et de les classer en trois niveaux (Figure II-11) :

- un premier niveau correspond à la REM et aux équations utilisant les grandeurs physiques (tension, courant, flux, ... en électricité ; couple, vitesse, force, ... en mécanique) du processus,
- un second niveau, appelé 'Interface' permet de calculer les puissances de chaque côté du processus,
- un troisième niveau décrit le bilan de puissance.

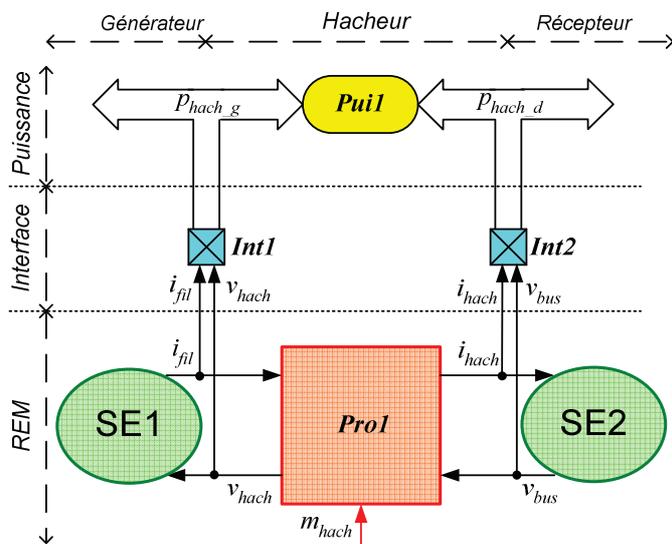


Figure II-11. Modélisation multi-niveaux d'un hacheur

$Pui1 : 0 = p_{hach_g} - p_{hach_d}$
$Int1 : p_{hach_g} = v_{hach} i_{fil}$
$Int2 : p_{hach_d} = v_{bus} i_{hach}$
$Pro1 :$
$R1 : i_{hach} = m_{hach} i_{fil}$
$R2 : v_{hach} = m_{hach} v_{bus}$

Tableau II-1. Equations du modèle

Les flèches bidirectionnelles indiquent que le sens du transit de puissance est considéré bidirectionnel à ce stade de l'étude. Cette modélisation multi-niveaux peut être implantée sous Matlab-Simulink (Figure II-12 et Figure II-13).

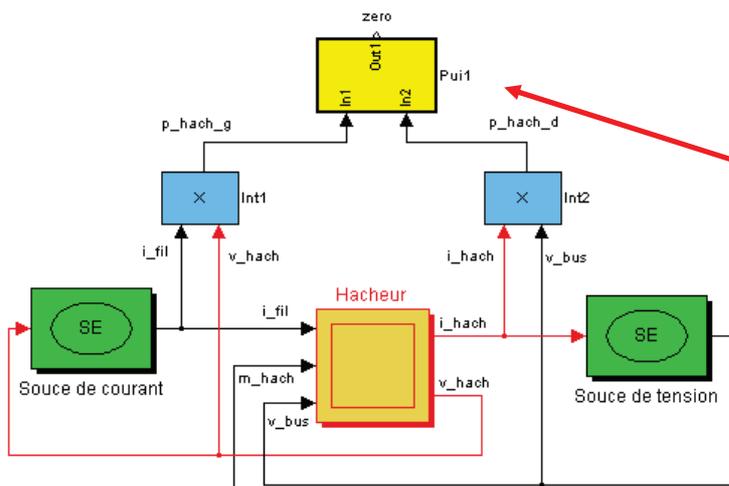


Figure II-12. Aperçu sous Simulink

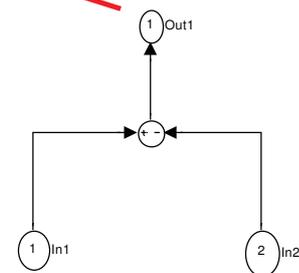


Figure II-13. Bloc 'Pui1' sous Simulink

II.2.3. Modèles mathématiques d'un bus continu

a) Présentation de l'étude

Un bus continu est couramment utilisé pour découpler deux systèmes électriques (tensions, courants) ayant des fréquences différentes. Un bus continu sera modélisé par un schéma électrique équivalent à deux éléments R_{bus} et C_{bus} mis en parallèle (Figure II-14). La résistance R_{bus} représente la puissance dissipée et la capacité C_{bus} sera utilisée pour quantifier l'énergie stockée. La tension à ses bornes est positive, constante ou variable autour d'une valeur constante. Pour notre exemple, on supposera que les courants $i_{hach}(t)$ et $i_{ond}(t)$ sont issus de convertisseurs électroniques de puissance et donc sont hachés. Les sens de la tension et du courant pour la source de courant i_{hach} sont mis sous convention générateur, ceux pour le bus continu et la source de courant i_{ond} sont mis sous convention récepteur.

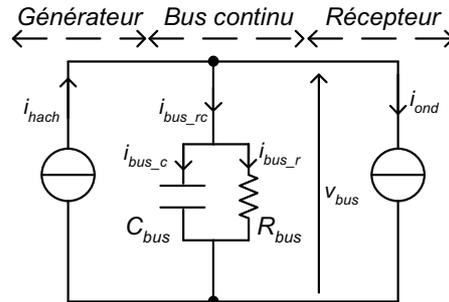


Figure II-14. Schéma électrique d'un bus continu

b) Modèle instantané

Le modèle dynamique d'un bus continu repose sur les équations différentielles suivantes :

$$R5 : \quad \frac{dv_{bus}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{bus}} i_{bus_c}(t) \quad (\text{pour l'élément de stockage } C_{bus}) \quad (II-13)$$

$$R4 : \quad i_{bus_c}(t) = i_{bus_rc}(t) - i_{bus_r}(t) \quad (\text{loi des noeuds}) \quad (II-14)$$

$$R3 : \quad i_{bus_rc}(t) = i_{hach}(t) - i_{ond}(t) \quad (\text{loi des noeuds}) \quad (II-15)$$

$$R6 : \quad i_{bus_r}(t) = \frac{1}{R_{bus}} v_{bus}(t) \quad (\text{pour l'élément } R_{bus}) \quad (II-16)$$

Le GIC de ce modèle est présenté à la Figure II-15. On rappelle que la flèche unidirectionnelle à l'intérieur de l'ovale $R5$ montre une opération mathématique d'intégration et/ou une accumulation énergétique.

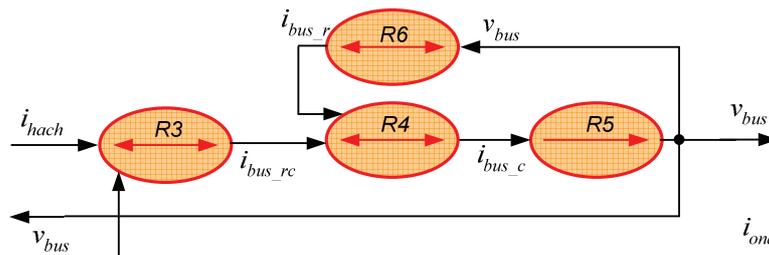


Figure II-15. GIC du modèle dynamique d'un bus continu

c) Modèle moyen

Précédemment, pour le cas d'un hacheur, nous avons considéré le concept de modèle moyen pour obtenir un modèle dont les grandeurs physiques ont des évolutions temporelles continues. Dans le cas où les sources de courant (Figure II-14) sont modulées, le modèle moyen du bus continu est obtenu en considérant leurs valeurs moyennes équivalentes ainsi que les grandeurs qui en découlent. Il est à noter que l'ensemble des relations $R4$, $R5$ et $R6$ constituent un filtre qui élimine « naturellement » l'effet des harmoniques de modulation (contenus dans le courant haché i_{hach}). Sur un intervalle de temps Δt très petit (équation II-3), les valeurs moyennes et instantanées se trouvent être confondues : $\langle v_{bus} \rangle = v_{bus}(t)$.

La REM du modèle moyen du bus continu est obtenue en englobant l'ensemble de ces relations dans un macro-bloc nommé $Pro2$ (Figure II-16 et Figure II-17). La barre en travers du macrobloc $Pro2$ rappelle l'existence d'une accumulation d'énergie. De ce graphe, on doit faire sortir des grandeurs (v_{bus} et i_{bus_c}) pour calculer par la suite la puissance dissipée et l'énergie stockée.

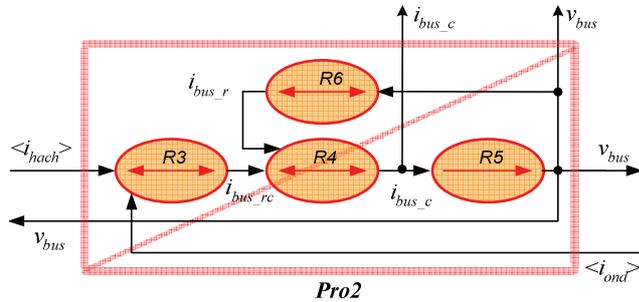


Figure II-16. Détail de la relation $Pro2$ du modèle moyen d'un bus continu

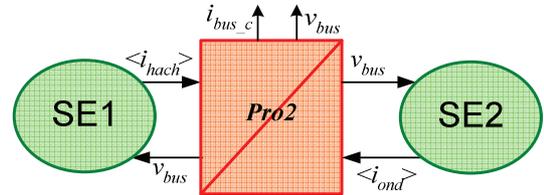


Figure II-17. REM enrichie du modèle moyen d'un bus continu

d) Modèle en puissance instantanée et moyennée

Les puissances instantanées associées à cet élément (Figure II-14) s'écrivent :

- pour la puissance à gauche :

$$Int3 : p_{bus_g}(t) = i_{hach}(t)v_{bus}(t) \quad (II-17)$$

- pour la puissance à droite :

$$Int6 : p_{bus_d}(t) = i_{ond}(t)v_{bus}(t) \quad (II-18)$$

Selon le sens de i_{hach} et v_{bus} défini par la Figure II-14 sous convention générateur, p_{bus_g} est positive quand la source de courant fournit la puissance, négative quand la source de courant reçoit la puissance. De même, sous convention récepteur, p_{bus_d} est positive quand la source de tension reçoit la puissance et négative quand la source de courant fournit la puissance. Selon le sens de i_{bus_r} et v_{bus} définis par la Figure II-14 sous convention récepteur, la puissance instantanée dissipée par l'élément passif R_{bus} est positive et s'écrit :

$$Int4 : p_{bus_per}(t) = \frac{1}{R_{bus}} v_{bus}^2(t) \quad (II-19)$$

La puissance accumulée ou restituée avec le condensateur s'écrit :

$$Int5 : p_{bus_sto}(t) = i_{bus_c}(t)v_{bus}(t) \quad (II-20)$$

Selon le sens de i_{bus_r} et v_{bus} définis par la Figure II-14 sous convention récepteur, p_{bus_sto}

est positive quand l'élément passif C_{bus} accumule de la puissance et négative quand l'élément passif C_{bus} restitue de la puissance.

Si l'on considère les valeurs moyennes équivalentes des grandeurs hachées sur un intervalle de temps très court tels que les harmoniques dus à la modulation disparaissent, alors les puissances instantanées et moyennes seront également considérées égales. Ce résultat peut être démontré en suivant la même méthode que présentée précédemment (paragraphe II.2.2.d). En conséquence, la distinction entre la valeur instantanée et moyenne n'est pas représentée sur le dessin (Figure II-18). Pour visualiser graphiquement les grandeurs de puissance, on utilise la même représentation que pour le hacheur en prenant en compte les puissances internes ; c'est-à-dire les pertes et la puissance échangée avec l'élément de stockage.

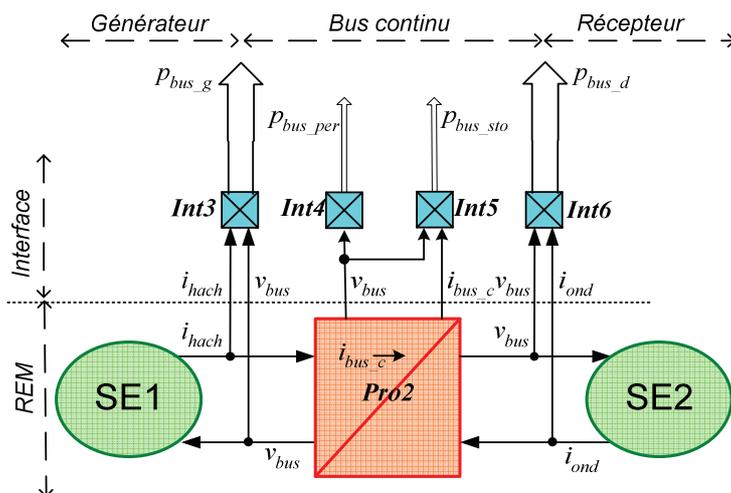


Figure II-18. Niveaux *REM* et *Interface* du modèle moyen pour un bus continu

e) Modélisation des flux de puissance

Le bus continu influence le transfert de puissance par dissipation (relation *Int4*) et par modification du niveau énergétique (relation *Int5*). La Figure II-19 représente le transit de puissance circulant de la gauche vers la droite à travers le bus continu (sens appelé générateur).

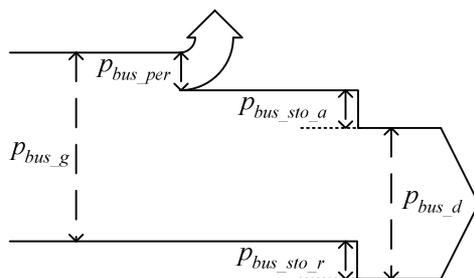


Figure II-19. Bilan de puissance pour le bus continu dans le sens générateur

Les pertes sont formalisées par une flèche orientée vers le haut au niveau de la représentation du transit de la puissance (p_{bus_per} à la Figure II-19). Cette puissance est dissipée quelque soit la direction du transit de puissance. Généralement, cette puissance est très faible par rapport aux autres puissances car la minimisation des pertes fait partie des objectifs des concepteurs. La puissance échangée avec le condensateur est décomposée en deux termes :

$$p_{bus_sto}(t) = p_{bus_sto_a}(t) - p_{bus_sto_r}(t) \quad (II-21)$$

$p_{bus_sto_a}$ représente la puissance accumulée dans le condensateur. Elle est éliminée du transit de

puissance comme pour les pertes et est comptée positive.

$p_{bus_sto_r}$ représente la puissance restituée par le condensateur. Elle vient s'ajouter au transit de puissance.

A tout instant, une de ces deux puissances est nulle, l'autre indique le mode utilisé par le stockage (accumulation ou restitution). Par exemple, si $p_{bus_sto} \geq 0$, la puissance est accumulée, $p_{bus_sto_r} = 0$ et le transit de la puissance peut être simplifié comme sur la Figure II-20. Si $p_{bus_sto} \leq 0$, la puissance est restituée, $p_{bus_sto_a} = 0$ et le transit de la puissance est alors simplifié comme sur la Figure II-21.

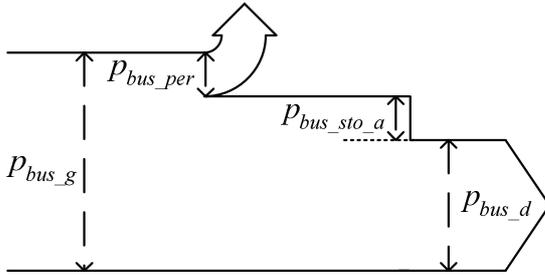


Figure II-20. Transit de la puissance avec le condensateur en accumulation

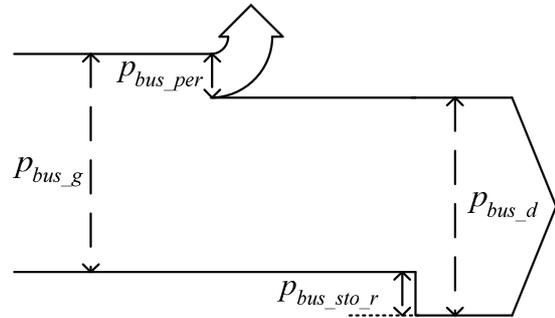


Figure II-21. Transit de la puissance avec le condensateur en restitution

Quelque soit le sens du transit de puissance, la variation de puissance s'écrit :

$$Pui2 : \Delta p_{bus}(t) = p_{bus_per}(t) + p_{bus_sto}(t) \quad (II-22)$$

Etant donné que le flux de puissance est bidirectionnel, le transit de puissance est écrit de manière non déductive.

$$Pui2 : 0 = p_{bus_g}(t) - p_{bus_d}(t) - \Delta p_{bus}(t) \quad (II-23)$$

En pratique, si la puissance est en sens générateur, c'est-à-dire qu'elle circule de la gauche vers la droite (Figure II-20), alors on déduit :

$$p_{bus_d}(t) = p_{bus_g}(t) - \Delta p_{bus}(t).$$

Dans le cas où la puissance est en sens récepteur, c'est-à-dire qu'elle circule de la droite vers la gauche, alors p_{bus_g} est négative et la puissance résultante p_{bus_d} est négative également :

$$p_{bus_g}(t) = p_{bus_d}(t) + \Delta p_{bus}(t).$$

f) Propositions pour une modélisation multi niveau

Par hypothèse, les grandeurs considérées seront toujours leurs valeurs moyennes équivalentes et pour simplifier les notations utilisées le symbole $\langle \rangle$ ne sera plus utilisé. La représentation multiniveau du modèle de ce bus continu est obtenue en superposant les trois niveaux de modélisation (Figure II-22).

Elle présente l'avantage de visualiser l'influence des différentes grandeurs électriques impliquées dans le bilan de puissance. On note ' $i_{bus_c} \rightarrow$ ' sur le bloc 'Pro2', pour signifier que c'est la grandeur interne i_{bus_c} qui va influencer directement (par la relation R5, Figure II-15) la tension de sortie v_{bus} de l'élément condensateur (Figure II-22). On peut implanter ce modèle sous Matlab-Simulink (Figure II-23 et Figure II-24).

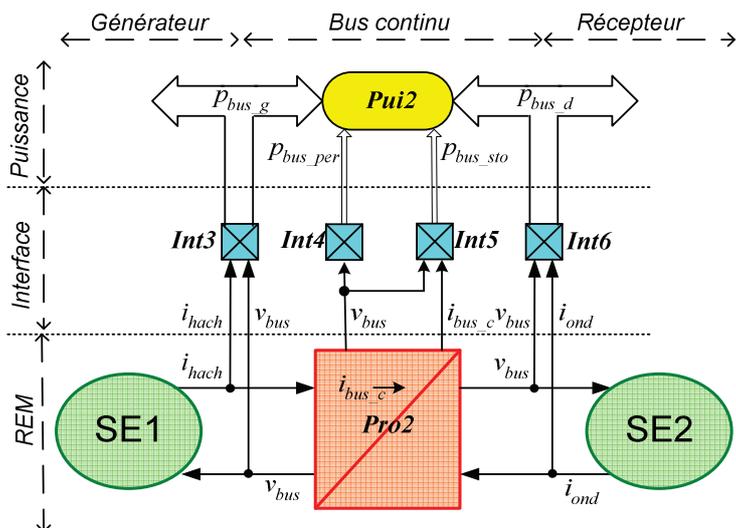


Figure II-22. Modélisation multi-niveaux du modèle d'un bus continu

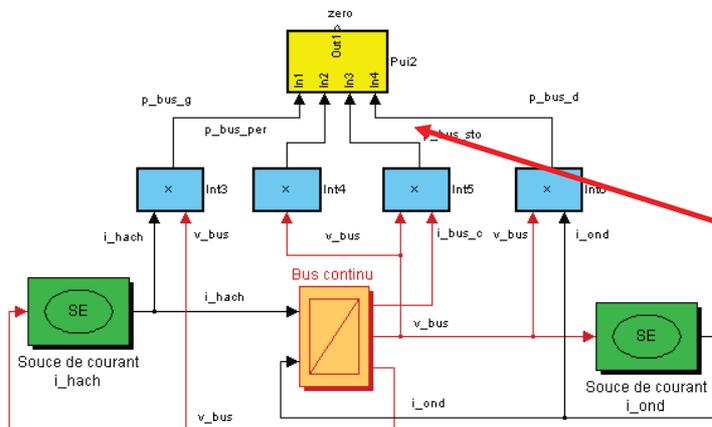


Figure II-23. Aperçu sous Simulink

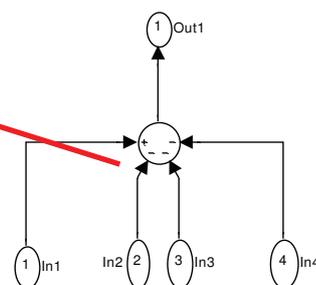


Figure II-24. Bloc Pui2 sous Simulink

II.2.4. Modèles d'un filtre du 1^{er} ordre

a) Présentation de l'étude

On considère le schéma électrique équivalent d'un filtre composé d'une bobine (Figure II-25). R_{fil} va représenter la puissance dissipée et L_{fil} sera utilisée pour quantifier l'énergie stockée. On suppose que la tension v_{hach} est issue d'un convertisseur de puissance et donc hachée. Le récepteur est une source de tension alternative. La méthode pour établir une modélisation multi-niveaux pour un filtre du 1^{er} ordre est identique à celle utilisée pour le bus continu. Les sens de la tension et du courant pour la source de tension v_{bus} sont mis sous convention générateur, ceux pour le filtre et la source de tension v_{hach} sont mis sous convention récepteur.

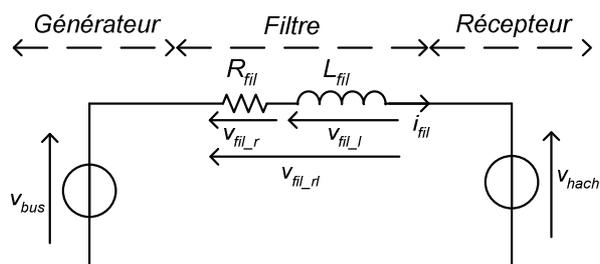


Figure II-25. Schéma électrique d'un filtre du 1^{er} ordre

b) Modèle instantané

Le GIC du modèle est représenté à la Figure II-26 en utilisant les équations suivantes :

$$R9 : \quad \frac{di_{fil}(t)}{dt} = \frac{1}{L_{fil}} v_{fil_l}(t) \quad (\text{pour l'élément } L_{fil}) \quad (\text{II-24})$$

$$R8 : \quad v_{fil_l}(t) = v_{fil_rl}(t) - v_{fil_r}(t) \quad (\text{II-25})$$

$$R7 : \quad v_{fil_rl}(t) = v_{bus}(t) - v_{hach}(t) \quad (\text{II-26})$$

$$R10 : \quad v_{fil_r}(t) = R_{fil} i_{fil}(t) \quad (\text{pour l'élément } R_{fil}) \quad (\text{II-27})$$

La flèche unidirectionnelle dans l'ovale respectif à la relation $R9$ localise l'accumulation énergétique dans le modèle.

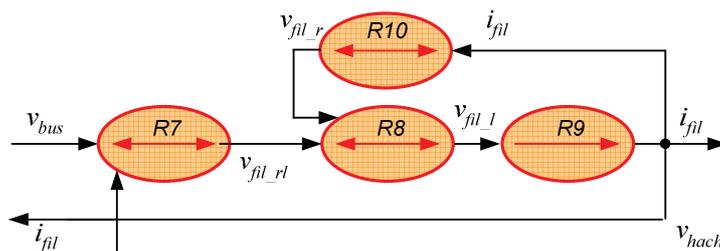


Figure II-26. GIC du modèle dynamique d'un filtre du 1^{er} ordre

c) Modèle moyen

Le modèle moyen de ce filtre est obtenu en considérant les valeurs moyennes des grandeurs modulées ($\langle v_{hach}(t) \rangle$). Encore une fois, pour ce système, on doit considérer l'effet de filtrage « naturel » qui conduit à approcher raisonnablement la valeur moyenne du courant (calculée sur un faible intervalle de temps) égale à sa valeur instantanée : $\langle i_{fil}(t) \rangle = i_{fil}(t)$.

La REM de cet ensemble d'équations est représentée par un macro-bloc nommé *Pro3* (Figure II-27 et Figure II-28) barré pour montrer la présence d'une accumulation énergétique. De ce graphe, on doit faire sortir des grandeurs (i_{fil} et v_{fil_l}) pour calculer, par la suite, la puissance dissipée et l'énergie stockée.

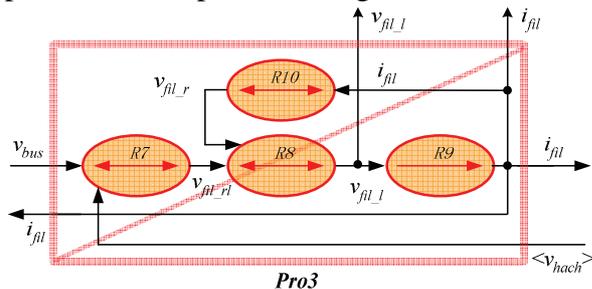


Figure II-27. Détail de la relation *Pro3* pour le modèle moyen d'un filtre

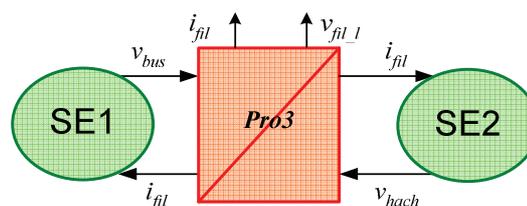


Figure II-28. REM de la relation *Pro3* pour le modèle moyen d'un filtre

d) Modélisation en puissance instantanée et moyennée

Les relations suivantes sont nécessaires pour calculer les différentes puissances:

- pour la puissance à gauche :

$$Int7 : \quad p_{fil_g}(t) = v_{bus} i_{fil}(t) \quad (\text{II-28})$$

- pour la puissance à droite :

$$Int10 : \quad p_{fil_d}(t) = v_{hach}(t) i_{fil}(t) \quad (\text{II-29})$$

- pour la puissance dissipée :

$$Int8 : p_{fil_per}(t) = R_{fil} i_{fil}^2(t) \quad (II-30)$$

- pour la puissance accumulée ou restituée avec la bobine :

$$Int9 : p_{fil_sto}(t) = v_{fil_l}(t) i_{fil}(t) \quad (II-31)$$

Un raisonnement similaire à celui suivi pour le calcul des puissances moyennes du bus continu peut être suivi. En effet, en considérant les valeurs moyennes équivalentes des grandeurs hachées sur un intervalle de temps très court tels que les harmoniques dus à la modulation disparaissent alors, les puissances instantanées et moyennes seront elles également considérées égales :

$$\langle p_{fil_g}(t) \rangle = p_{fil_g}(t) \quad \langle p_{fil_d}(t) \rangle = p_{fil_d}(t).$$

De façon identique, la distinction entre la valeur moyenne et instantanée n'est pas réalisée sur la représentation (Figure II-29). Ces relations sont regroupées dans le niveau 'Interface'.

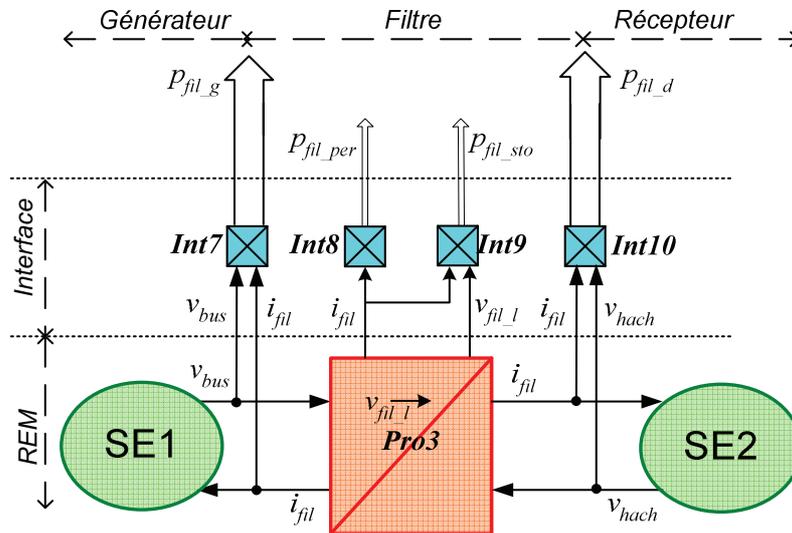


Figure II-29. Niveaux REM et Interface d'un modèle pour un filtre

e) Modélisation des flux de puissance

La Figure II-30 présente le bilan de puissance pour un transit de la gauche vers la droite.

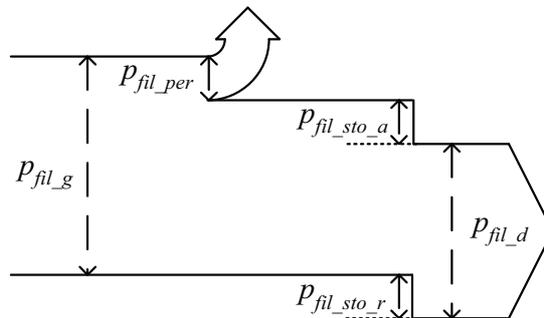


Figure II-30. Modèle du transit de la puissance pour un filtre

La puissance à l'origine de l'énergie stockée est décrite par :

$$p_{fil_sto}(t) = p_{fil_sto_a}(t) - p_{fil_sto_r}(t) \quad (II-32)$$

avec $p_{fil_sto_a}$ qui représente la puissance accumulée dans la bobine et $p_{fil_sto_r}$ qui représente la puissance restituée par la bobine.

A tout instant, une des deux puissances est nulle, l'autre indique le mode utilisé par le stockage (accumulation ou restitution). Dans le cas général, le transfert de puissance est bidirectionnel. En sens générateur, on a :

- p_{fil_g} et p_{fil_d} positives quand le transit de la puissance est de la gauche vers la droite,
- p_{fil_per} la puissance dissipée toujours positive quelque soit la direction du transit,
- $p_{fil_sto} = p_{fil_sto_a}$ positive quand le filtre accumule de la puissance ; $p_{fil_sto} = -p_{fil_sto_r}$ négative quand le filtre restitue de la puissance.

Quelque soit le sens du transit de puissance, la variation de puissance s'écrit :

$$Pui3 : \Delta p_{bus}(t) = p_{fil_per}(t) + p_{fil_sto}(t) \quad (II-33)$$

$$Pui3 : 0 = p_{fil_g}(t) - p_{fil_d}(t) - \Delta p_{bus}(t) \quad (II-34)$$

f) Propositions pour une modélisation multi niveau

En prenant en compte la relation *Pui3*, on peut établir la modélisation multi-niveaux de ce filtre du 1^{er} ordre (Figure II-31) :

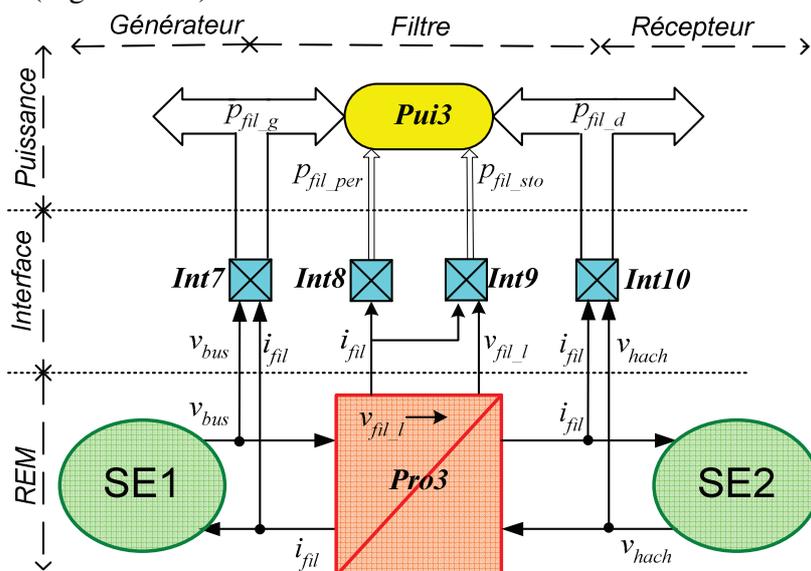


Figure II-31. Modélisation multi-niveaux d'un filtre

Remarque :

On note ' $v_{fil_l} \rightarrow$ ' sur le bloc '*Pro3*', pour signifier que c'est la grandeur interne v_{fil_l} qui va influencer l'énergie emmagasinée dans la bobine et donc directement (par la relation *R9*) le courant de sortie i_{fil} de l'inductance.

Cette modélisation multi-niveaux d'un filtre est implantée sous Matlab-Simulink (Figure II-32 et Figure II-33).

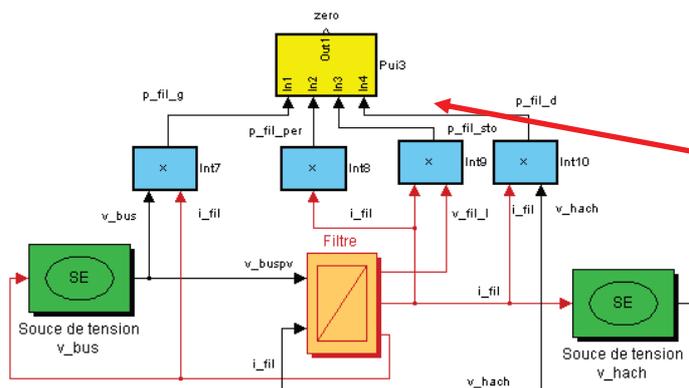


Figure II-32. Aperçu sous Simulink

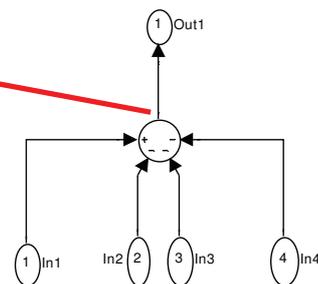


Figure II-33. Bloc Pui3 sous Simulink

II.2.5. Modèles d'un onduleur triphasé à source de tension

a) Présentation de l'étude

L'onduleur étudié permet la conversion de courants triphasés alternatifs en un courant continu et d'une tension continue en tensions triphasées alternatives. Dans cette section, nous allons présenter le principe de la MMN d'un onduleur bidirectionnel en courant relié à un réseau triphasé considéré comme récepteurs (de courants triphasés) et à un bus continu (considéré comme générateur de tension). Cet onduleur est classiquement composé de trois cellules de commutation, chacune est composée de deux transistors IGBT qui sont connectés à deux diodes en anti-parallèle et sera supposé être contrôlé par modulation par largeur d'impulsion (Figure II-34). La diminution des pertes et des périodes de commutation nous conduit à considérer un convertisseur équivalent à interrupteurs idéaux et donc sans pertes (Figure II-35) [FRA-96].

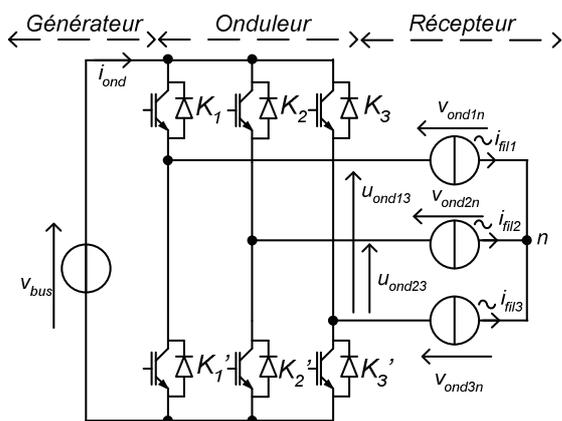


Figure II-34. Schéma électrique d'un onduleur

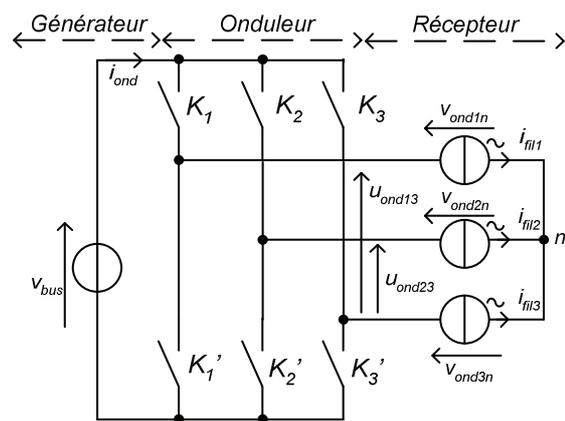


Figure II-35. Onduleur à interrupteurs idéaux

b) Modèle instantané

Chaque ensemble transistor/diode synthétise un interrupteur idéal (K_n et K_n' avec $n \in 1, 2, 3$). L'état de chaque interrupteur est quantifié par une fonction de connexion (f_{ondn} et f_{ondn}') qui prend une valeur 0 si l'interrupteur est ouvert et 1 si l'interrupteur est fermé. De part la présence d'une source de tension et de courant, les deux interrupteurs doivent être à tout instant dans des états complémentaires ($f_{ondn}' = 1 - f_{ondn}$). Les grandeurs électriques hachées par l'ouverture et la fermeture des interrupteurs idéaux équivalents sont déduites par les équations

suivantes [FRA-96]:

$$R11: \begin{cases} u_{ond13}(t) = [f_{ond1}(t) - f_{ond3}(t)]v_{bus}(t) \\ u_{ond23}(t) = [f_{ond2}(t) - f_{ond3}(t)]v_{bus}(t) \end{cases} \quad (II-35)$$

$$R12: i_{ond}(t) = [f_{ond1}(t) - f_{ond3}(t)]i_{fil1}(t) + [f_{ond2}(t) - f_{ond3}(t)]i_{fil2}(t) \quad (II-36)$$

avec $f_{ondn} \in \{0,1\}, n \in 1,2,3$.

Pour ce convertisseur, les fonctions de conversion sont déduites des fonctions de connexion par :

$$\begin{cases} m_{ond13}(t) = f_{ond1}(t) - f_{ond3}(t) \\ m_{ond23}(t) = f_{ond2}(t) - f_{ond3}(t) \end{cases} \quad (II-37)$$

On note :

$$\underline{m}_{ond}(t) = \begin{bmatrix} m_{ond13}(t) \\ m_{ond23}(t) \end{bmatrix}, \underline{u}_{ond}(t) = \begin{bmatrix} u_{ond13}(t) \\ u_{ond23}(t) \end{bmatrix}, \underline{i}_{fil}(t) = \begin{bmatrix} i_{fil1}(t) \\ i_{fil2}(t) \end{bmatrix}$$

Le GIC du modèle d'un onduleur est présenté à la Figure II-36.

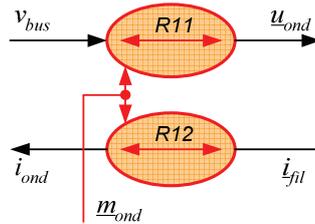


Figure II-36. GIC du modèle d'un onduleur

c) Modèle moyen

Pour la modélisation d'un onduleur raccordé à un réseau électrique alternatif, il faut distinguer deux périodes :

- La période du réseau électrique (T_r) est liée à la fréquence de la composante fondamentale du réseau électrique alternatif (50Hz en France). La valeur moyenne à la période du réseau électrique d'une grandeur physique alternative sinusoïdale de même période est bien évidemment nulle.

- La période de modulation (T_m) est liée à la fréquence de modulation de largeur d'impulsion d'un onduleur. Cette fréquence est souvent de l'ordre du kHz ou d'une dizaine de kHz. Le modèle moyen à la période de modulation considère que les sources alternatives à 50Hz sont équivalentes à des grandeurs constantes pendant cette période assez courte et que les grandeurs modulées sont des grandeurs continues constantes.

Le modèle moyen à la période de modulation de l'onduleur est obtenu en utilisant l'équation (II-3) avec $\Delta t = T_m$ pour les équations (II-35), (II-36) et (II-39). La tension du bus continu étant considérée constante ($\langle v_{bus}(t) \rangle = v_{bus}$), on a donc :

$$R11: \langle \underline{u}_{ond}(t) \rangle = \langle \underline{m}_{ond}(t) \rangle v_{bus} \quad (II-38)$$

$$R12 : \langle i_{ond}(t) \rangle = \langle \underline{m}_{ond}(t) \rangle^T \underline{i}_{fil}(t) \quad (II-39)$$

$$\text{avec } \langle \underline{m}_{ond}(t) \rangle = \begin{bmatrix} \langle m_{ond13}(t) \rangle \\ \langle m_{ond23}(t) \rangle \end{bmatrix}, \langle \underline{u}_{ond}(t) \rangle = \begin{bmatrix} \langle u_{ond13}(t) \rangle \\ \langle u_{ond23}(t) \rangle \end{bmatrix}, \underline{i}_{fil}(t) = \begin{bmatrix} i_{fil1}(t) \\ i_{fil2}(t) \end{bmatrix}$$

$\langle \underline{m}_{ond} \rangle$ est le vecteur des valeurs moyennes des fonctions de conversion dont le domaine de variation correspond à $[-1, 1]$ (Figure II-37). $\langle \underline{u}_{ond} \rangle$ est le vecteur des valeurs moyennes des tensions composées du réseau (Figure II-38) en supposant que la tension du bus continu v_{bus} est de valeur constante 800 V.

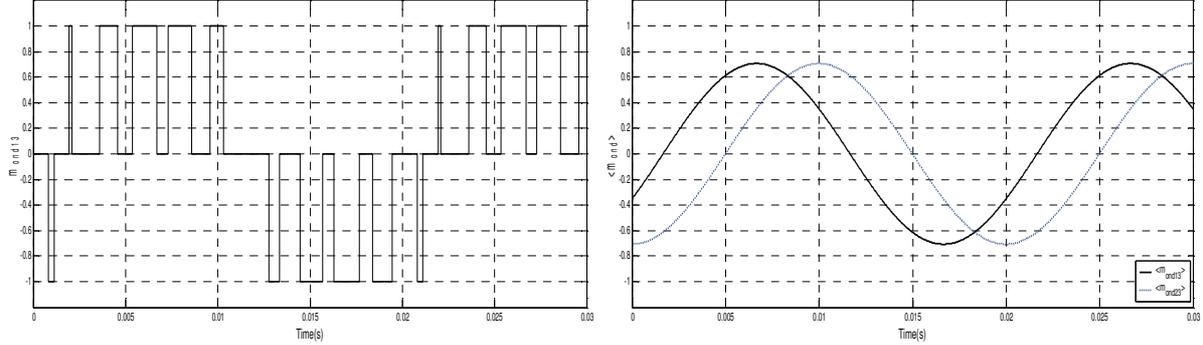


Figure II-37. Fonction de conversion m_{ond13} et fonctions génératrices de conversion avec $\Delta t = Tm$

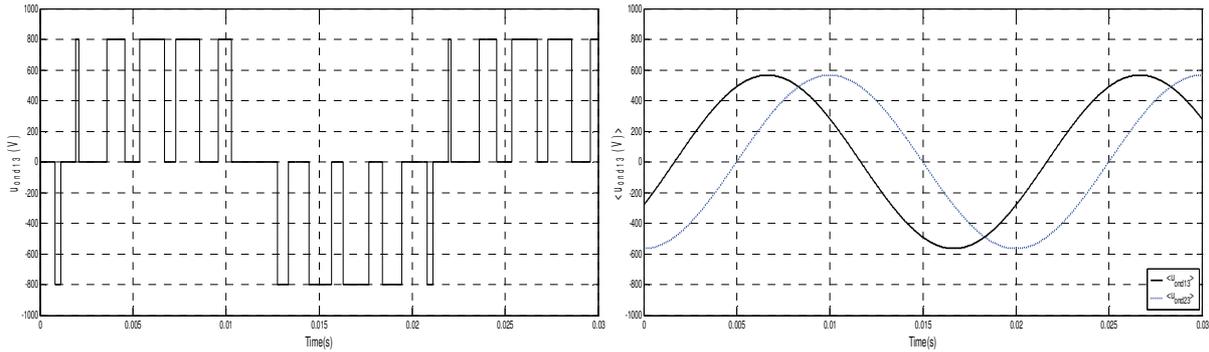


Figure II-38. Tensions alternatives instantanées u_{ond13} et en valeur moyenne avec $\Delta t = Tm$

La valeur moyenne du produit de l'équation (II-41) peut se simplifier en un produit des valeurs moyennes en respectant une hypothèse. En supposant les courants alternatifs très faiblement variables sur la fenêtre temporelle utilisée pour les calculs (Δt), on peut considérer les valeurs moyennes comme constantes et égales à leur valeur à l'instant initial de la fenêtre :

$$\langle i_{fil1}(t) \rangle \cong i_{fil1}(t_0) \quad \text{et} \quad \langle i_{fil2}(t) \rangle \cong i_{fil2}(t_0)$$

Sous cette hypothèse, on obtient :

$$R12 : \langle i_{ond}(t) \rangle = \langle \underline{m}_{ond}(t) \rangle^T \langle \underline{i}_{fil}(t_0) \rangle \quad (II-40)$$

$$\text{avec } \langle \underline{i}_{fil}(t) \rangle = \begin{bmatrix} \langle i_{fil1}(t) \rangle \\ \langle i_{fil2}(t) \rangle \end{bmatrix}.$$

L'évolution du courant modulé et de sa valeur moyenne sont représentées à la Figure II-40.

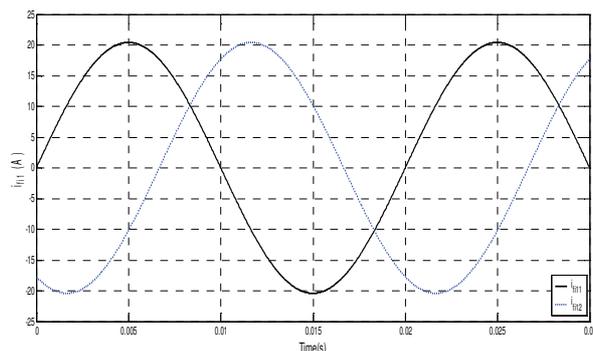


Figure II-39. Courants alternatifs instantanés i_{fil}

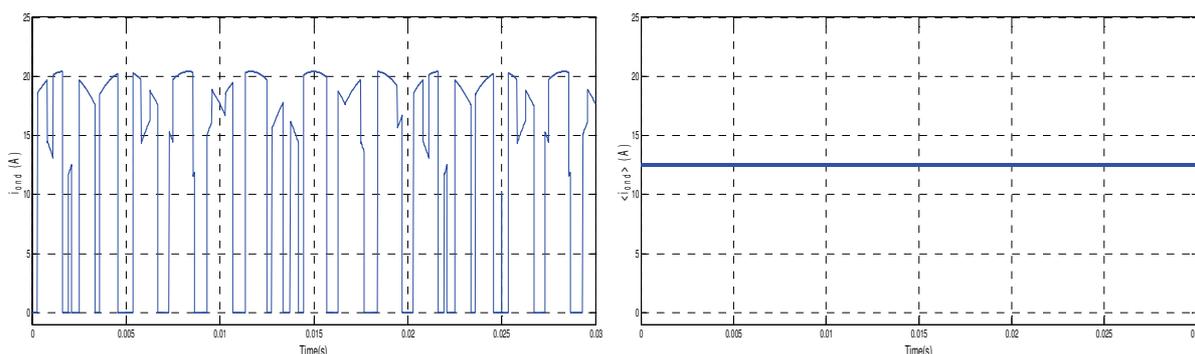


Figure II-40. Courant continu instantané i_{ond} et en valeur moyenne $\langle i_{ond} \rangle$ avec $\Delta t = T_m$

Le modèle moyen de l'onduleur triphasé consiste donc à considérer deux sources de tension équivalentes (en valeur moyenne) et une source de courant équivalente (en valeur moyenne) (Figure II-41).

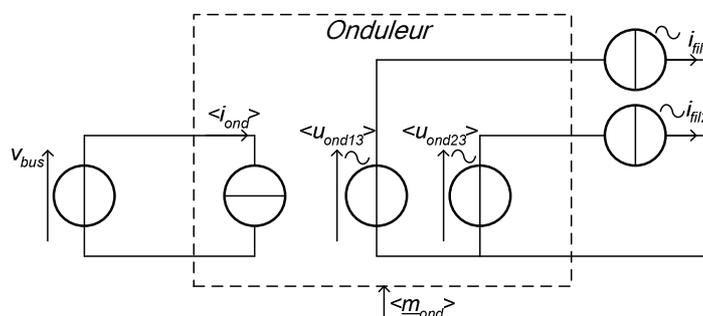


Figure II-41. Schéma électrique équivalent du modèle moyen d'un onduleur triphasé

Le GIC de ce modèle est présenté à la Figure II-42.

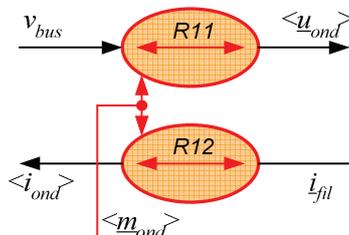


Figure II-42. GIC du modèle moyen d'un onduleur

On peut également représenter ce graphe par un macro-bloc nommé *Pro4* (Figure II-43) qui est à l'origine de la REM (Figure II-44). On appelle :

- *SE1*, la source de tension représentée par un ovale vert,

- SE2, les sources de courant représentées par un ovale vert.

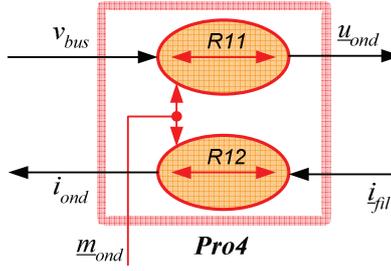


Figure II-43. Détail du bloc *Pro4*

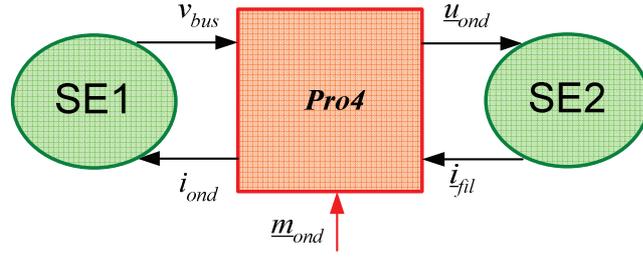


Figure II-44. REM du modèle d'un onduleur

Remarque : On rappelle qu'il s'agit d'un modèle moyen équivalent sur une période de modulation.

d) Modèle en puissance instantanée et moyenne

La puissance instantanée monophasée du côté du générateur (Figure II-37) s'écrit :

$$Int11 \quad p_{ond_g}(t) = v_{bus}(t)i_{ond}(t) = v_{bus}i_{ond}(t) \quad (II-41)$$

Par extension de la définition de la puissance en monophasé, [AKA-84] définit respectivement les puissances actives et réactives instantanées pour des grandeurs électriques diphasées par :

$$\begin{aligned} p(t) &= v_{\alpha}(t)i_{\alpha}(t) + v_{\beta}(t)i_{\beta}(t) \\ q(t) &= v_{\alpha}(t)i_{\beta}(t) - v_{\beta}(t)i_{\alpha}(t) \end{aligned} \quad (II-42)$$

Les grandeurs électriques diphasées peuvent correspondre aux projections des tensions et courants triphasés dans un repère diphasé orthogonal en appliquant la transformation de Concordia sur les grandeurs triphasées :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \end{bmatrix} = C_{23} \cdot \begin{bmatrix} v_{1n}(t) \\ v_{2n}(t) \\ v_{3n}(t) \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} i_{\alpha}(t) \\ i_{\beta}(t) \end{bmatrix} = C_{23} \cdot \begin{bmatrix} i_{fil1}(t) \\ i_{fil2}(t) \\ i_{fil3}(t) \end{bmatrix} \quad (II-43)$$

où $[v_{1n}, v_{2n}, v_{3n}]^T$ est le vecteur des tensions simples et $[i_{fil1}, i_{fil2}, i_{fil3}]^T$ est le vecteur des courants de ligne. La matrice C_{23} est exprimée par :

$$C_{23} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (II-44)$$

Les tensions simples (supposées équilibrées) sont déterminées à partir des tensions composées par :

$$\begin{bmatrix} v_{1n}(t) \\ v_{2n}(t) \\ v_{3n}(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \\ -1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{13}(t) \\ u_{23}(t) \end{bmatrix} \quad (II-45)$$

L'expression générale des puissances en fonction des grandeurs triphasées est obtenue en

remplaçant (II-43) dans l'expression des puissances (II-44) et en remplaçant les tensions simples par les tensions composées :

$$p_{ond_d}(t) = \left[\sqrt{\frac{2}{3}} \left(u_{13}(t) - \frac{1}{2} u_{23}(t) \right) \right] \left[\sqrt{\frac{3}{2}} i_{fil1}(t) + \frac{1}{\sqrt{2}} u_{23}(t) \left[\frac{1}{\sqrt{2}} i_{fil1}(t) + \sqrt{2} i_{fil2}(t) \right] \right] \quad (\text{II-46})$$

$$q_{ond_d}(t) = -\frac{1}{\sqrt{2}} u_{23}(t) \sqrt{\frac{3}{2}} i_{fil1}(t) + \left[\sqrt{\frac{2}{3}} \left(u_{13}(t) - \frac{1}{2} u_{23}(t) \right) \right] \left[\frac{1}{\sqrt{2}} i_{fil1}(t) + \sqrt{2} i_{fil2}(t) \right] \quad (\text{II-47})$$

Ces puissances instantanées du côté alternatif de l'onduleur s'écrivent encore :

$$p_{ond_d}(t) = u_{ond13}(t) i_{fil1}(t) + u_{ond23}(t) i_{fil2}(t) \quad (\text{II-48})$$

$$q_{ond_d}(t) = \sqrt{3} \left[(2u_{ond23}(t) - u_{ond13}(t)) i_{fil1}(t) - (2u_{ond13}(t) - u_{ond23}(t)) i_{fil2}(t) \right] \quad (\text{II-49})$$

Remarque 1 :

L'expression de la puissance active instantanée est à l'origine de la « méthode des deux wattmètres » permettant sa mesure en triphasé.

Remarque 2 :

En régime équilibré, la puissance réactive instantanée peut encore être réécrite en fonction des tensions simples.

$$q_{ond_d}(t) = \sqrt{3} \left[v_{1n}(t) i_{fil1}(t) - v_{2n}(t) i_{fil2}(t) \right] \quad (\text{II-50})$$

Remarque 3 :

L'équation (II-42) peut être également exprimée en utilisant les projections des tensions (v_d , v_q) et courants (i_d , i_q) dans un repère de Park tournant avec une vitesse identique aux grandeurs électriques. Pour les tensions (v_d , v_q) et les courants (i_d , i_q), on a :

$$\begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix} = C_{rot}(t) \cdot \begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} = C_{rot}(t) \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha(t) \\ i_\beta(t) \end{bmatrix} \quad (\text{II-51})$$

$$\begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix} = C_{rot}^{-1}(t) \cdot \begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \begin{bmatrix} i_\alpha(t) \\ i_\beta(t) \end{bmatrix} = C_{rot}^{-1}(t) \cdot \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} \quad (\text{II-52})$$

Avec $C_{rot}(t)$ la matrice de rotation pour une adaptation des grandeurs dans le repère de Park :

$$C_{rot}(t) = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & \sin(\theta(t)) \\ -\sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} \quad (\text{II-53})$$

Avec la propriété :

$$C_{rot}^T(t) = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & -\sin(\theta(t)) \\ \sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} = C_{rot}^{-1}(t) \quad (\text{II-54})$$

où $\theta(t)$ est l'angle de rotation qui varie en fonction de la vitesse de rotation (ω) et l'angle initial est (θ_0).

$$\theta(t) = \omega t + \theta_0 \quad (\text{II-55})$$

Donc à partir de l'équation (II-42), on peut déduire pour la puissance active :

$$p(t) = \begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha(t) \\ i_\beta(t) \end{bmatrix} = \left(C_{rot}^{-1}(t) \cdot \begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix} \right)^T \cdot \left(C_{rot}^{-1}(t) \cdot \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} \right) \quad (\text{II-56})$$

$$p(t) = \begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix}^T \cdot (C_{rot}^{-1}(t))^T \cdot C_{rot}^{-1}(t) \cdot \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} \quad (\text{II-57})$$

Puisque le produit de $(C_{rot}^{-1}(t))^T \cdot C_{rot}^{-1}(t)$ donne une matrice unitaire :

$$(C_{rot}^{-1}(t))^T \cdot C_{rot}^{-1}(t) = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & \sin(\theta(t)) \\ -\sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & -\sin(\theta(t)) \\ \sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{II-58})$$

Donc, nous avons :

$$p(t) = \begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} = v_d(t)i_d(t) + v_q(t)i_q(t) \quad (\text{II-59})$$

De la même manière, on peut justifier pour la puissance réactive que :

$$q(t) = \begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix}^T \cdot C_{q-dq} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha(t) \\ i_\beta(t) \end{bmatrix} \quad \text{avec } C_{q-dq} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II-60})$$

Où C_{q-dq} est la matrice pour calculer la puissance réactive dans le repère de Park :

En remplaçant $[v_\alpha, v_\beta]^T$ et $[i_\alpha, i_\beta]^T$ dans l'équation (II-60) par l'équation (II-52), on a :

$$p(t) = \begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix}^T \cdot (C_{rot}^{-1}(t))^T \cdot C_{q-dq} \cdot C_{rot}^{-1}(t) \cdot \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} \quad (\text{II-61})$$

Puisque le produit de $(C_{rot}^{-1}(t))^T \cdot C_{q-dq} \cdot C_{rot}^{-1}(t)$ est égal à C_{q-dq} :

$$(C_{rot}^{-1}(t))^T \cdot C_{q-dq} \cdot C_{rot}^{-1}(t) = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & \sin(\theta(t)) \\ -\sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & -\sin(\theta(t)) \\ \sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II-62})$$

Donc, nous avons :

$$q(t) = \begin{bmatrix} v_d(t) \\ v_q(t) \end{bmatrix}^T \cdot C_{q-dq} \cdot \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} = v_d(t)i_q(t) - v_q(t)i_d(t) \quad (\text{II-63})$$

Remarque 4 :

Très généralement, on considère que le repère de Park utilisé tourne à la même vitesse que les tensions et si il est orienté avec le vecteur tension de manière à avoir $v_q(t) = 0$ et $v_d(t) = V$.

Cette hypothèse n'est valable qu'en régime établi et conduit à simplifier l'expression des puissances :

$$p(t) = v_d(t)i_d(t), \quad q(t) = v_d(t)i_q(t) \quad (\text{II-64})$$

La valeur moyenne des puissances instantanées calculées sur une fenêtre temporelle $\Delta t =$

Tm (Figure II-45) correspond à :

$$\langle p_{ond_g}(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} p_{ond_g}(t) dt + p_{ond_g}(t_0) = v_{bus} \langle i_{ond}(t) \rangle + p_{ond_g}(t_0) \quad (II-65)$$

$$\langle p_{ond_d}(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} p_{ond_d}(t) dt + p_{ond_d}(t_0), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t \quad (II-66)$$

$$\langle q_{ond_d}(t) \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} q_{ond_d}(t) dt + q_{ond_d}(t_0), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t \quad (II-67)$$

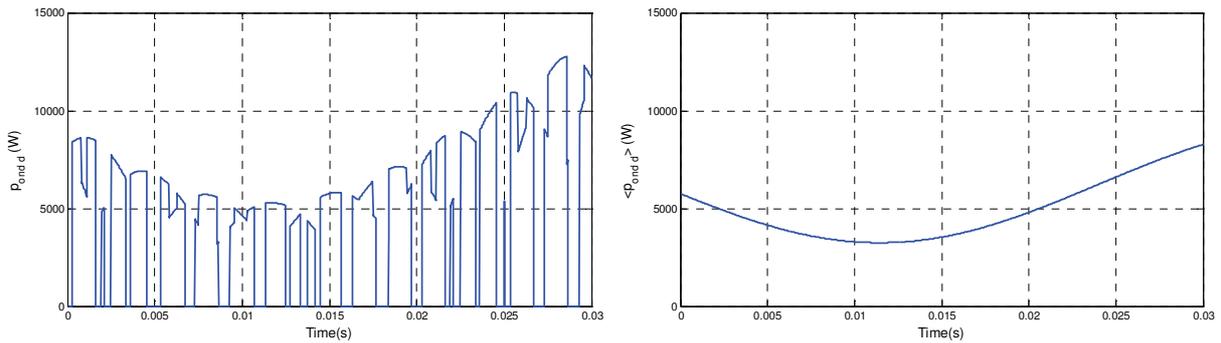


Figure II-45. Puissance active instantanée p_{ond_d} et moyennée $\langle p_{ond_d} \rangle$

Sur cette fenêtre, très inférieure à 0,02s, les courants (i_{fil1} et i_{fil2}) sinusoïdaux peuvent être considérés comme constants, alors les puissances peuvent être obtenues à partir des produits vectoriels :

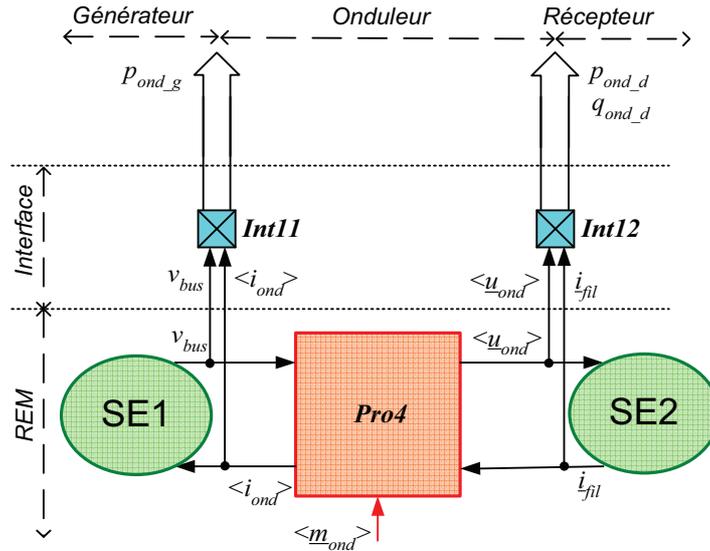
$$Int11 \quad \langle p_{ond_d}(t) \rangle = \langle \underline{u}_{ond}^T(t) \rangle \cdot \underline{i}_{fil}(t), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t \quad (II-68)$$

$$Int12 \quad \langle q_{ond_d}(t) \rangle = \langle \underline{u}_{ond}^T(t) \rangle \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil}(t), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t \quad (II-69)$$

Avec C_q la matrice de calcul pour la puissance réactive instantanée en réseau triphasé :

$$C_q = \begin{bmatrix} -\sqrt{3} & -2 \\ 2\sqrt{3} & \sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (II-70)$$

On peut alors en déduire une modification de la REM en ajoutant des multipliers vectoriels sur les grandeurs moyennes équivalentes pour calculer ces puissances (Figure II-46).


 Figure II-46. Niveaux *REM* et *Interface* du modèle moyen d'un onduleur

e) Modélisation des flux de puissance

Comme l'onduleur est supposé idéal, la puissance du côté continu est égale à la puissance active du côté alternatif. Le transit de puissance peut être modélisé en supposant que la puissance provient du générateur (source de tension v_{bus}), dans ce cas on appellera ce sens « sens générateur ». On convient que p_{ond_g} et p_{ond_d} sont positives quand le transit de la puissance est en sens générateur et négatives quand le transit de la puissance est en sens récepteur.

Le transfert de puissance est bidirectionnel. En remplaçant i_{ond} dans l'expression de la puissance instantanée du côté du courant continu (II-41) par l'équation (II-39), on obtient :

$$p_{ond_g}(t) = v_{bus} \cdot \langle \underline{m}_{ond}(t) \rangle^T \cdot \underline{i}_{fil}(t) = (\langle \underline{m}_{ond}(t) \rangle \cdot v_{bus})^T \cdot \underline{i}_{fil}(t) \quad (\text{II-71})$$

Selon l'équation (II-38), on a :

$$p_{ond_g}(t) = (\langle \underline{u}_{ond}(t) \rangle)^T \cdot \underline{i}_{fil}(t) \quad (\text{II-72})$$

La partie droite de cette équation est identique à l'expression de la puissance active alternative instantanée (p_{ond_d}) à l'équation (II-69). La relation permettant de modéliser le transit de puissance est appelée *Pui5* et est formulée sans a priori sur le sens du transfert de puissance :

$$Pui5 : 0 = p_{ond_g}(t) - p_{ond_d}(t) \quad (\text{II-73})$$

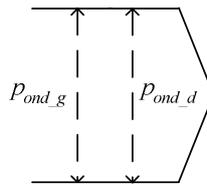


Figure II-47. Bilan de puissance en sens générateur

La puissance réactive instantanée du côté alternatif d'un onduleur q_{ond_d} est créée par le déphasage entre les courants triphasés et les tensions triphasées. Une valeur quelconque de

q_{ond_d} n'influence pas la puissance instantanée p_{ond_d} du côté continu.

f) Propositions pour une modélisation multi niveau

Pour représenter de manière graphique l'ensemble des relations, nous proposons de distinguer les différentes relations et de les classer en 3 niveaux (Figure II-48) :

- un premier niveau correspond à la REM et aux équations utilisant les grandeurs physiques (tension, courant, flux, ... en électricité ; couple, vitesse, force, ... en mécanique) du processus,
- un second niveau, appelé 'Interface' permet de calculer les puissances de chaque côté du processus,
- un troisième niveau décrit le bilan de puissance.

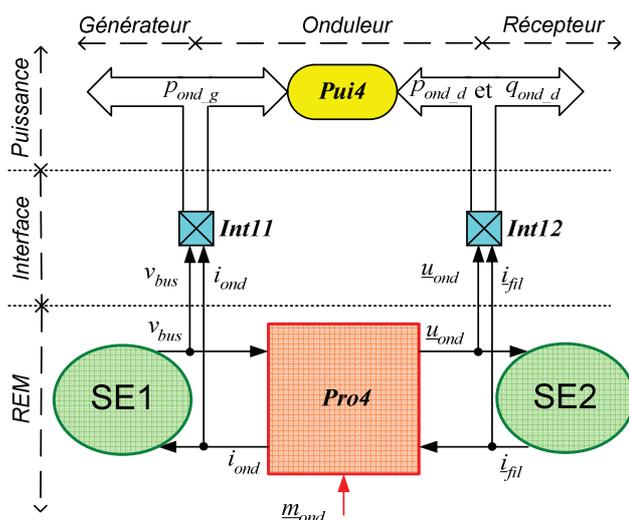


Figure II-48. Modélisation multi-niveaux d'un onduleur

$Pui4 : 0 = p_{ond_g} - p_{ond_d}$
$Int11 : p_{ond_g} = v_{bus} i_{ond}$
$Int12 : \begin{cases} p_{ond_d} = \underline{u}_{ond}^T \cdot \underline{i}_{fil} \\ q_{ond_d} = \underline{u}_{ond}^T \cdot \underline{C}_q \cdot \underline{i}_{fil} \end{cases}$
$Pro4 :$
$R11 : \underline{u}_{ond} = \underline{m}_{ond} v_{bus}$
$R12 : i_{ond} = \underline{m}_{ond}^T \cdot \underline{i}_{fil}$

Tableau II-2. Equations du modèle

II.2.6. Modèles d'un filtre triphasé du 1^{er} ordre

a) Présentation de l'étude

Le filtre triphasé du 1^{er} ordre est très souvent utilisé pour connecter un système de production au réseau triphasé afin d'en éliminer le contenu harmonique non désiré. Chaque phase de ce filtre est composée de deux éléments R_{fil} et L_{fil} mis en série (Figure II-49). R_{fil} va représenter les pertes Joules. On suppose que les tensions triphasées \underline{u}_{ond} sont issues d'un convertisseur de puissance et donc hachées et que les tensions sinusoïdales \underline{u}_{res} sont issues d'un réseau électrique.

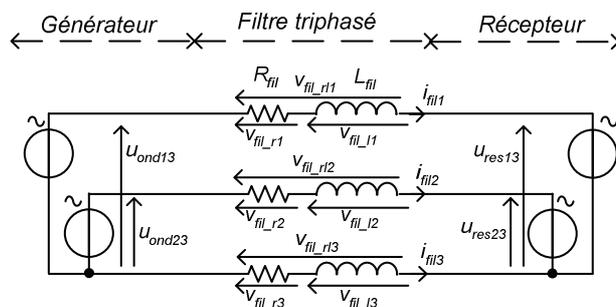


Figure II-49. Schéma électrique d'un filtre triphasé du 1^{er} ordre

b) Modèle instantané vectoriel

On note :

$$\underline{u}_{ond}(t) = \begin{bmatrix} u_{ond13}(t) \\ u_{ond23}(t) \end{bmatrix}, \underline{u}_{res}(t) = \begin{bmatrix} u_{res13}(t) \\ u_{res23}(t) \end{bmatrix}, \dot{i}_{fil}(t) = \begin{bmatrix} i_{fil1}(t) \\ i_{fil2}(t) \end{bmatrix}$$

$$\underline{v}_{fil_l}(t) = \begin{bmatrix} v_{fil_l1}(t) \\ v_{fil_l2}(t) \end{bmatrix}, \underline{v}_{fil_rl}(t) = \begin{bmatrix} v_{fil_rl1}(t) \\ v_{fil_rl2}(t) \end{bmatrix}, \underline{v}_{fil_r}(t) = \begin{bmatrix} v_{fil_r1}(t) \\ v_{fil_r2}(t) \end{bmatrix}$$

Le GIC du modèle est une extension du filtre monophasé (Figure II-50) avec des équations vectorielles suivantes :

$$R15 : \frac{d\dot{i}_{fil}(t)}{dt} = \frac{1}{L_{fil}} \underline{v}_{fil_l}(t) \quad (\text{pour l'élément } L_{fil}) \quad (II-74)$$

$$R14 : \underline{v}_{fil_l}(t) = \underline{v}_{fil_rl}(t) - \underline{v}_{fil_r}(t) \quad (II-75)$$

$$R13 : \underline{v}_{fil_rl}(t) = C_{ucs} \cdot (\underline{u}_{ond}(t) - \underline{u}_{res}(t)) \quad (II-76)$$

$$R16 : \underline{v}_{fil_r}(t) = R_{fil} \dot{i}_{fil}(t) \quad (\text{pour l'élément } R_{fil}) \quad (II-77)$$

C_{cs} est la matrice qui permet d'obtenir les tensions simples à partir des tensions composées

$$C_{ucs} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 \\ -1 & 2 \end{bmatrix}.$$

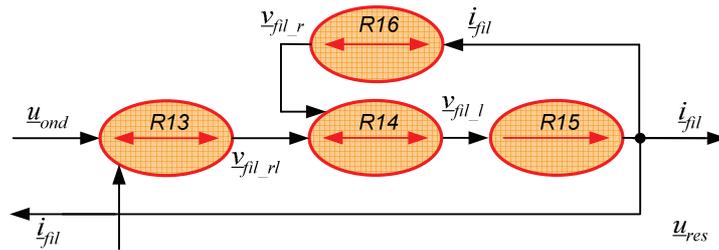


Figure II-50. GIC du modèle dynamique vectoriel d'un filtre du 1^{er} ordre triphasé

c) Modèle moyen

Le modèle moyen de ce filtre est obtenu en considérant les valeurs moyennes des grandeurs modulées ($\langle u_{ond} \rangle$). Comme pour le filtre monophasé, on doit considérer l'effet de filtrage « naturel » qui conduit à considérer la valeur moyenne du courant (calculée sur un faible intervalle de temps) égale à sa valeur instantanée : $\langle \dot{i}_{fil}(t) \rangle = i_{fil}(t)$.

La REM de cet ensemble d'équations est représentée par un macro-bloc nommé *Pro5* (Figure II-51 et Figure II-52).

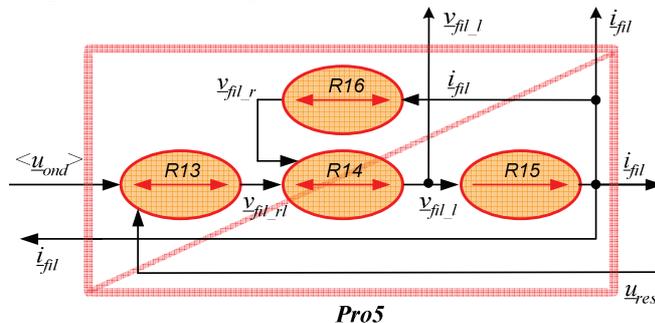


Figure II-51. Détail de la relation *Pro5* pour le modèle moyen d'un filtre triphasé

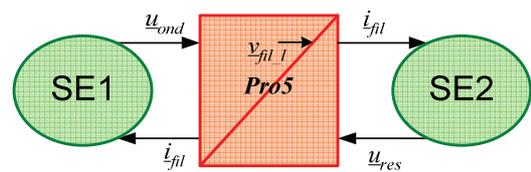


Figure II-52. REM de la relation *Pro5* pour le modèle moyen d'un filtre triphasé

De ce graphe, on doit faire sortir des grandeurs (\underline{i}_{fil} et \underline{v}_{fil_l}) pour calculer, par la suite, la puissance active dissipée et la puissance réactive. Dans la suite de cette partie, on utilisera toujours les valeurs moyennes des grandeurs et le symbole $\langle \rangle$ ne sera plus utilisé.

d) Modélisation en puissance instantanée et moyennée

Les relations suivantes sont nécessaires pour calculer les différentes puissances :

- pour les puissances triphasées instantanées à gauche :

$$Int13 : \begin{cases} p_{filt_g}(t) = \underline{u}_{ond}^T(t) \cdot \underline{i}_{fil}(t) \\ q_{filt_g}(t) = \underline{u}_{ond}^T(t) \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil}(t) \end{cases} \quad (II-78)$$

- pour les puissances triphasées instantanées à droite :

$$Int16 : \begin{cases} p_{filt_d}(t) = \underline{u}_{res}^T(t) \cdot \underline{i}_{fil}(t) \\ q_{filt_d}(t) = \underline{u}_{res}^T(t) \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil}(t) \end{cases} \quad (II-79)$$

- pour la puissance triphasée dissipée :

$$Int14 : p_{filt_per}(t) = R_{fil}(i_{fil1}^2(t) + i_{fil2}^2(t) + i_{fil3}^2(t)) = R_{fil} [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil}(t)]^T \cdot [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil}(t)] \quad (II-80)$$

où C_{i23} est la matrice de passage entre les courants de deux phases et les courants de trois

$$\text{phases avec } C_{i23} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & -1 \end{bmatrix},$$

- pour la puissance réactive triphasée avec les bobines :

$$Int15 : q_{filt_ech}(t) = \sqrt{3}(v_{fil_l2}(t)i_{fil1}(t) - v_{fil_l1}(t)i_{fil2}(t)) = \sqrt{3}\underline{v}_{fil_l}^T(t) \cdot C_{ech} \cdot \underline{i}_{fil}(t) \quad (II-81)$$

C_{ech} est la matrice de calcul pour la puissance réactive échangée avec les bobines triphasées : $C_{ech} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}$.

Si l'on considère un intervalle temps très petit (de l'ordre de la période de modulation), les grandeurs sinusoïdales varient très peu :

$$\underline{i}_{fil}(t) \cong \underline{i}_{fil}(t_0) \quad \text{et} \quad \underline{u}_{res} \cong \underline{u}_{res}(t_0)$$

et la valeur moyenne des grandeurs modulées peuvent être également considérées constantes :

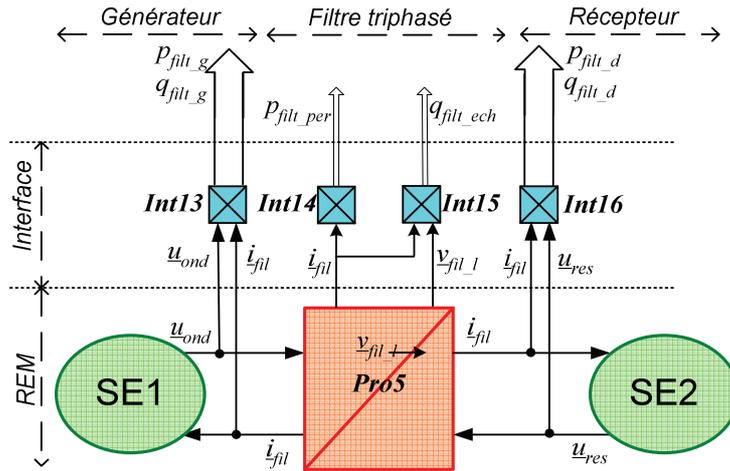
$$\underline{u}_{ond} \cong \underline{u}_{ond}(t_0).$$

Dès lors, les puissances moyennes peuvent être considérées égales aux puissances instantanées :

$$\langle p_{filt_g}(t) \rangle = p_{filt_g}(t), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t \quad (II-82)$$

$$\langle p_{filt_d}(t) \rangle = p_{filt_d}(t), \text{ pour } t_0 < t < t_0 + \Delta t \quad (II-83)$$

Ces relations sont regroupées dans le niveau 'Interface' de la Figure II-53.


 Figure II-53. Niveaux *REM* et *Interface* du modèle moyen du filtre triphasé

Remarque :

En aucun cas, on ne considère ici des puissances moyennes calculées sur une période du réseau.

e) Modélisation des flux de puissance

Puissance active :

Quelque soit le sens du transit de puissance, la variation de puissance s'écrit :

$$P_{ui3} : 0 = p_{filt_g}(t) - p_{filt_d}(t) - p_{filt_per}(t) \quad (II-84)$$

Etant donné que le flux de puissance est bidirectionnel, cette expression est écrite de manière non déductive. En pratique, si la puissance est générée, c'est-à-dire qu'elle circule de la gauche vers la droite, alors on déduit (Figure II-53) :

$$p_{filt_d}(t) = p_{filt_g}(t) - p_{filt_per}(t) \quad (II-85)$$

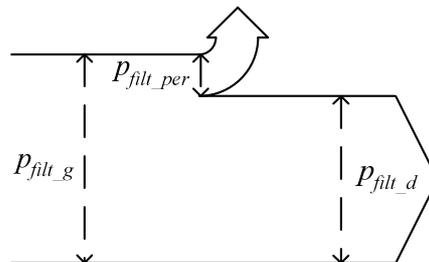


Figure II-54. Modèle du transit de la puissance active pour un filtre triphasé

Puissance réactive :

Quelque soit le sens du transit de la puissance, la variation de la puissance réactive s'écrit :

$$P_{ui5} : 0 = q_{filt_g}(t) - q_{filt_d}(t) - q_{filt_ech}(t) \quad (II-86)$$

Etant donné que le flux de puissance est bidirectionnel, cette expression est écrite de manière non déductive. En pratique, si la puissance est générée, c'est-à-dire qu'elle circule de la gauche vers la droite, alors on déduit :

$$q_{filt_d}(t) = q_{filt_g}(t) - q_{filt_per}(t) \quad (II-87)$$

Dans le cas où la puissance est consommée, c'est-à-dire qu'elle circule de la droite vers la gauche, alors q_{fil_d} est négative et la puissance résultante q_{fil_g} est négative également :

$$q_{fil_g}(t) = q_{fil_d}(t) + q_{fil_per}(t) \quad (II-88)$$

La Figure II-55 présente le transit de la puissance réactive de la gauche vers la droite.

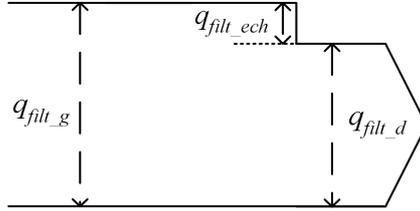


Figure II-55. Modèle du transit de la puissance réactive pour un filtre triphasé

f) Propositions pour une modélisation multi niveau

En prenant en compte la relation *Pui5*, on peut établir la modélisation multi-niveaux de ce filtre triphasé du 1^{er} ordre (Figure II-56) . On note ' v_{fil_l} ' sur le bloc '*Pro5*', pour signifier que c'est la grandeur interne v_{fil_l} qui est la grandeur qui va influencer l'énergie emmagasinée dans les bobines et donc directement (par la relation *R15*) le courant de sortie i_{fil} de l'élément inductance.

Remarque : Les tensions u_{ond} sont ici les valeurs moyennes des tensions modulées, c'est-à-dire des tensions sinusoïdales triphasées.

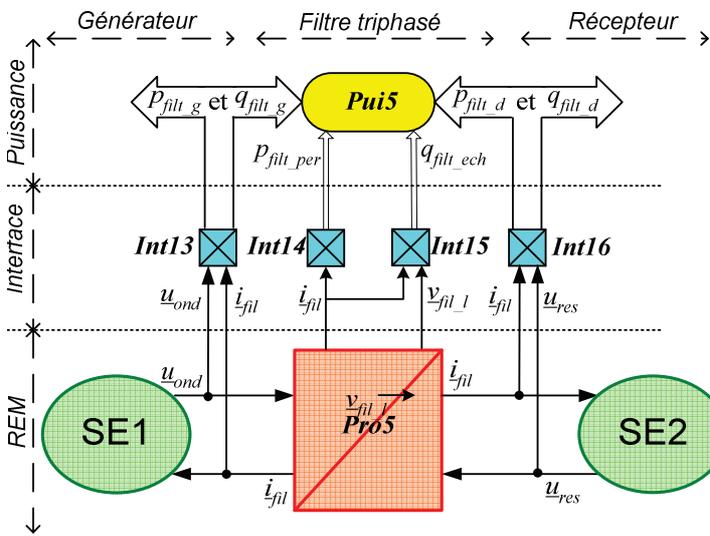


Figure II-56. Modélisation multi-niveaux d'un hacheur

<i>Pui5</i> :	$\begin{cases} 0 = P_{fil_g} - P_{fil_d} - P_{fil_per} \\ 0 = q_{fil_g} - q_{fil_d} - q_{fil_ech} \end{cases}$
<i>Int13</i> :	$\begin{cases} P_{fil_g} = \underline{u}_{ond}^T \cdot \underline{i}_{fil} \\ q_{fil_g} = \underline{u}_{ond}^T \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil} \end{cases}$
<i>Int14</i>	$P_{fil_per} = R_{fil} [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil}]$
<i>Int15</i> :	$q_{fil_ech} = \sqrt{3} v_{fil_l}^T \cdot C_{ech} \cdot \underline{i}_{fil}$
<i>Int16</i> :	$\begin{cases} P_{fil_d} = \underline{u}_{res}^T \cdot \underline{i}_{fil} \\ q_{fil_d} = \underline{u}_{res}^T \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil} \end{cases}$
<i>Pro5</i> :	
<i>R13</i> :	$v_{fil_rl}(t) = C_{ucs} \cdot (u_{ond}(t) - u_{res}(t))$
<i>R14</i> :	$v_{fil_l}(t) = v_{fil_rl}(t) - v_{fil_r}(t)$
<i>R15</i> :	$\frac{d\underline{i}_{fil}(t)}{dt} = \frac{1}{L_{fil}} v_{fil_l}(t)$
<i>R16</i> :	$v_{fil_r}(t) = R_{fil} \underline{i}_{fil}(t)$

Tableau II-3. Equations du modèle

II.2.7. Application à la modélisation d'un système électrique

Dans cette partie, on traite l'exemple d'un système électrique constitué des éléments précédemment modélisés. La centrale photovoltaïque présentée dans le chapitre I est composée par une source de courant (Panneaux PV), une source de tension (v_{bus}), un bus continu, un filtre et un hacheur (Figure II-57).

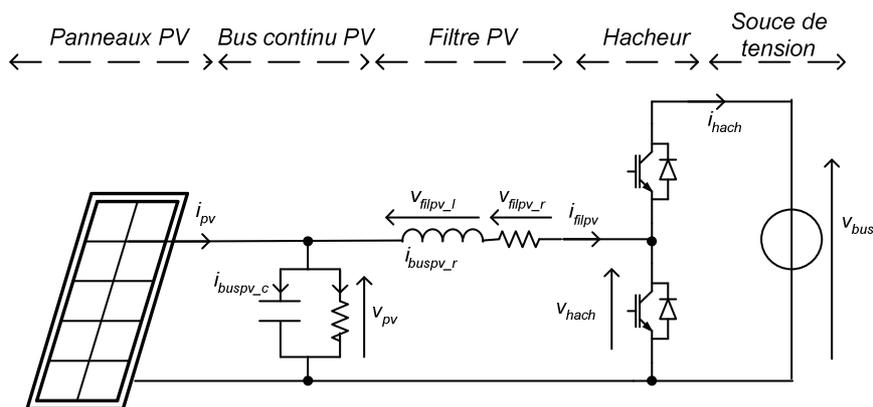


Figure II-57. Schéma électrique d'une partie de la centrale PV

La modélisation de ce système est directement obtenue en mettant en cascade les RMN des Figures II-6, II-16 et II-26 qui sont représentatives des modèles élémentaires de chaque composant (Figure II-58).

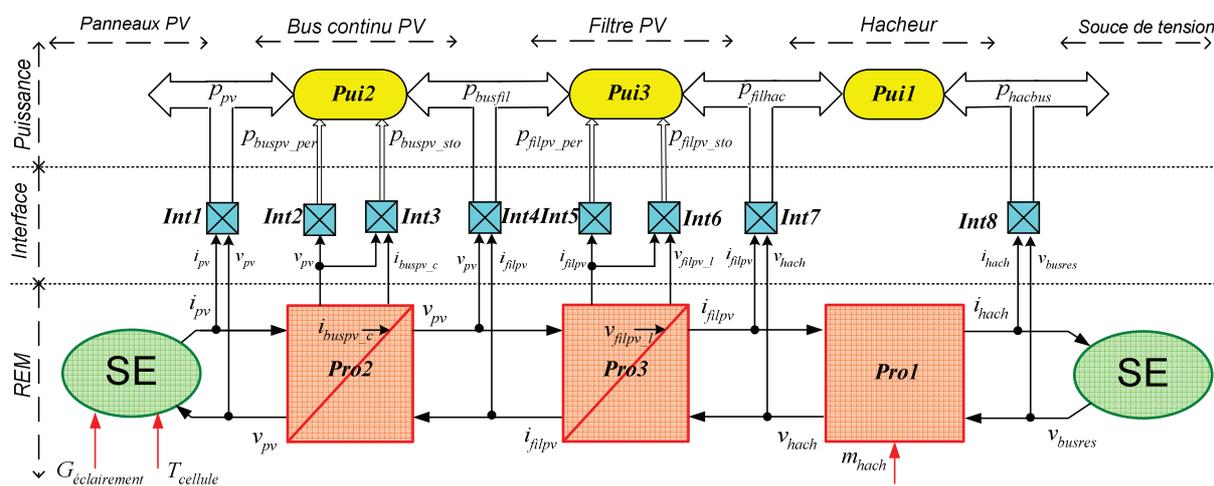


Figure II-58. Modélisation multi-niveaux d'une partie d'une centrale PV

La représentation fait apparaître les deux chaînes d'action et de réaction propre à la Représentation Énergétique Macroscopique, mais aussi un chemin, a priori bidirectionnel pour le transit de la puissance (la directionnalité est liée à la topologie des convertisseurs électroniques utilisés). Nous verrons par la suite que l'utilisation de la supervision de la puissance dans le dispositif de commande rend unidirectionnel ce transfert de puissance pour un mode de fonctionnement donné.

II.3. Structuration de la commande hiérarchique

II.3.1. Principe

La référence [Hau-99] a présenté l'architecture du dispositif de commande d'un système électrotechnique de conversion d'énergie électrique utilisant un convertisseur électronique de puissance (Figure II-59).

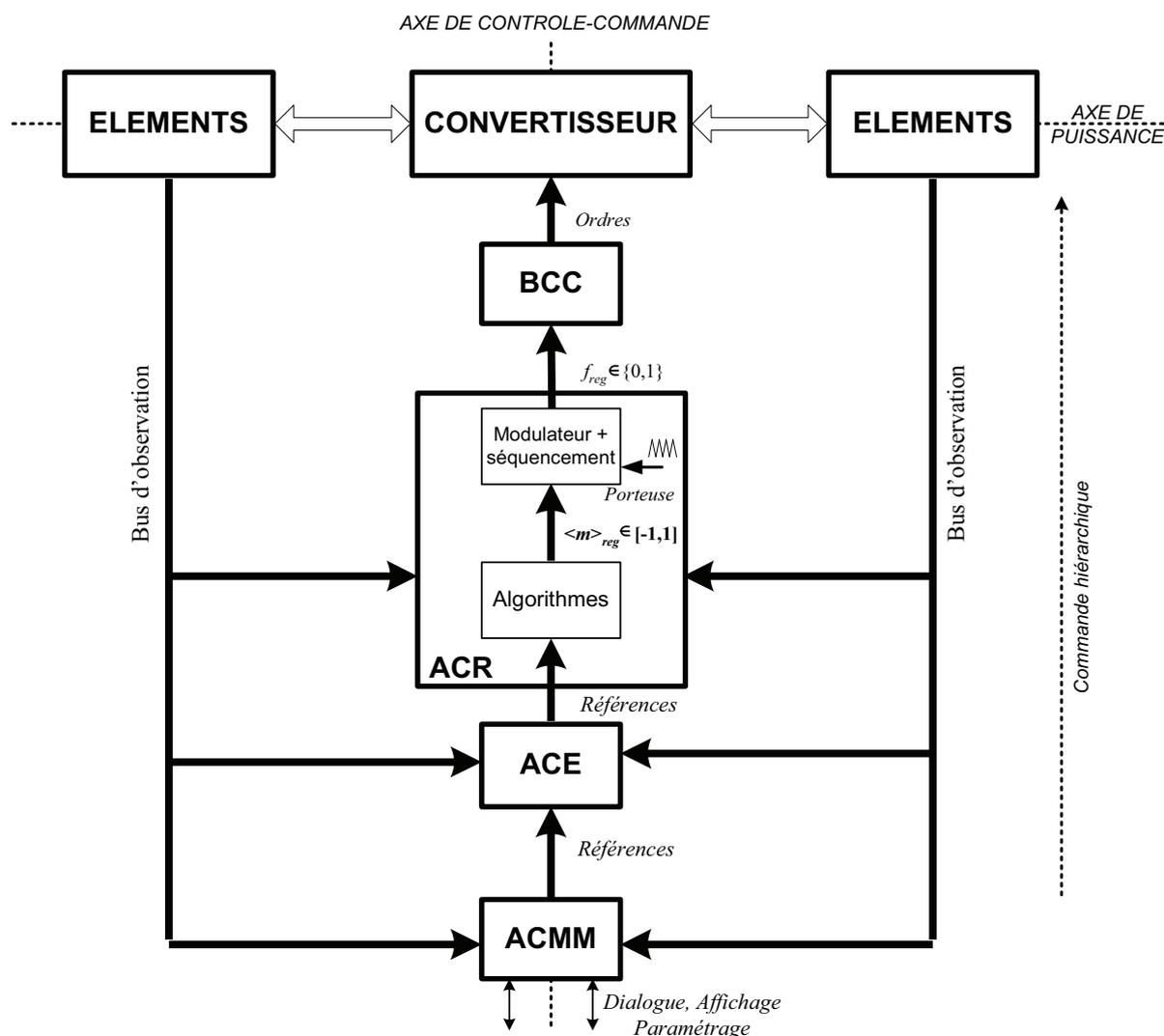


Figure II-59. Structure générale du dispositif de commande d'un convertisseur électronique de puissance

Ainsi, le convertisseur se trouve être à l'articulation de deux axes :

- Un axe de puissance comprenant les interrupteurs statiques où le sens du transfert énergétique est considéré implicitement bidirectionnel sur la représentation et,
- un axe de contrôle-commande hiérarchisé selon des contraintes temporelles notamment, induites par le caractère particulier de l'organe de réglage.

L'axe de contrôle-commande se décompose en quatre niveaux, chacun ayant des tâches précises liées à sa position hiérarchique :

- L'automate de Contrôle des Modes de Marche (ACMM) est l'unité supérieure assurant la supervision du système : il délivre les références pour le niveau inférieur en décidant des modes

de marche et le dialogue avec l'extérieur. C'est à cet automate que sont dévolues des tâches de paramétrage, d'affichage, de surveillance, le cas échéant de passage à des marches dégradées.

- L'automate de Commande Eloignée (ACE) détermine les références des grandeurs à asservir en valeur instantanée (le réglage du niveau inférieur) pour un mode de marche donné. C'est à ce niveau que sont dévolues des tâches algorithmiques liées plus ou moins directement au contrôle de la puissance, que ce soit au travers de l'asservissement d'une grandeur mécanique (vitesse, position) ou d'une grandeur électrique (régulation de tension par exemple).

- L'automate de Commande Rapprochée (ACR) est multifonctionnel. Quel que soit le mode de réalisation de la modulation (à fréquence fixe, à fréquence variable), il traite des signaux rapides : asservissement des tensions ou des courants commutés, génération et optimisation des connexions, modulation de largeur d'impulsions (cas de la commande en durée pour les modulations à période constante). Fonctionnellement, il est donc construit autour de blocs algorithmiques et logiques, même si le support matériel est souvent le même (Processeurs de signaux). Il délivre la séquence primaire des ordres d'ouverture et de fermeture ; les signaux logiques représentatifs sont alors adaptés par le niveau inférieur. On distingue donc deux niveaux au sein de l'ACR celui propre aux algorithmes de commande (issus de l'automatique) qui dépend de celui propre au modulateur (à hystérésis, à MLI, ...) (Figure II-62).

- Le Bloc de Contrôle des Commutations (BCC) est l'interface entre les composants du convertisseur et les signaux logiques issus de l'ACR pour le réglage de leur séquençement. Il est conçu différemment suivant la technologie des semi-conducteurs utilisés et se trouve chargé de fonctions diverses : calibrage des signaux, introduction de temps morts, isolation galvanique, protection rapprochée contre les surintensités, etc. Pratiquement, c'est donc un circuit spécialisé souvent proposé par les constructeurs sous le vocable 'driver'.

Ainsi, un système électrotechnique se caractérise par une complexité induite par l'hétérogénéité des grandeurs en présence. Une bonne organisation est incontournable ; la présentation ci-dessus est avant tout un découpage fonctionnel des problèmes qui ne présage pas systématiquement des choix et supports matériels de la commande globale.

La commande hiérarchique issue de la représentation multi niveaux permet de structurer la conception de la commande hiérarchique au niveau de la partie algorithmique de l'ACR (SMC, voir annexe), des niveaux de l'ACE et de l'ACMM.

II.3.2. Conception de l'Automate de Commande Rapprochée

a) Modulation

Sur l'exemple du hacheur, nous avons vu que l'on pouvait déterminer un modèle moyen en utilisant la valeur moyenne d'une fonction de conversion sur un horizon temporel. Si l'on considère comme horizon la période constante de modulation des interrupteurs (T_m) lors de l'utilisation d'une modulation à fréquence fixe, on obtient au cours d'un intervalle de temps $k.T_m < t < (k+1).T_m$ (à partie de l'équation II-7) :

$$\langle m(t) \rangle = \left[\frac{1}{T_m} \int_{kT_m}^{(k+1)T_m} m(t) dt \right]_{T_m \rightarrow 0} \quad \text{avec } k \in N \quad (\text{II-89})$$

Pour les convertisseurs de topologie plus complexe, l'ensemble de ces valeurs moyennes peut être regroupé dans une matrice notée $\langle M(t) \rangle$.

Inversement, à partir de la connaissance de la valeur moyenne des grandeurs de réglage souhaitées $\langle M_{reg} \rangle$, il nous faut reconstruire la matrice de conversion $[M]$ telle que $\langle M_{reg} \rangle =$

[<M>]. En pratique, la matrice de conversion est générée par différents types de modulation qu'il est possible de classer en deux familles selon que cette période de modulation est constante ou variable au cours du temps. Les différentes techniques de modulation envisageable ont un effet sur la commutation réalisée des semi-conducteurs et sur les formes d'onde des grandeurs électriques [FRA-96]. Dans cette thèse, on supposera que l'on utilise une technique de modulation classique des largeurs d'impulsions à partir des rapports cycliques signés (fonctions génératrices de conversion [<M_{reg}>]).

b) Commande algorithmique

De manière générale, la commande d'un système est obtenue par l'inversion de son modèle [HAU-99]. Dans cette partie, on montre que la partie algorithmique peut être conçue par l'inversion de la REM du modèle moyen du système (SMC, voir annexe).

Règle générale propre aux convertisseurs

Tout convertisseur électronique de puissance est un double modulateur à l'origine de tensions modulées et de courants modulés. Inversement, on peut donc contrôler ce convertisseur pour imposer soit la valeur moyenne du courant modulé, soit la valeur moyenne de la tension modulée. Pour calculer la référence de la fonction de conversion (m_{hach_reg}) à partir de l'inversion de la REM *Pro1*, nous aurons toujours deux possibilités. Sur l'exemple du hacheur (Figure II-6), soit on inverse la relation *R1* (Figure II-60) pour imposer un courant de référence (v_{hach_ref}), soit on inverse la relation *R2* (Figure II-38) pour imposer une tension de référence (v_{hach_ref}).

Modèle (<i>Pro1</i>)	Commande (<i>Pro1c</i>)
<i>R1</i> : $\langle i_{hach}(t) \rangle = \langle m_{hach}(t) \rangle \cdot i_{fil}$	<i>Pro1c1</i> : $\langle m_{hach_reg}(t) \rangle = \frac{\langle i_{hach_ref}(t) \rangle}{\hat{i}_{fil}}$
<i>R2</i> : $\langle v_{hach}(t) \rangle = \langle m_{hach}(t) \rangle \cdot v_{bus}$	<i>Pro1c2</i> : $\langle m_{hach_reg}(t) \rangle = \frac{\langle v_{hach_ref}(t) \rangle}{\hat{v}_{bus}}$

Tableau II-4. Modèle moyen d'un hacheur et de sa commande

Remarque : *ProXc* dans le niveau 'Contrôle des grandeurs d'état' représente l'inversion du processus *ProX*.

On peut noter trois remarques :

- La possibilité utilisée (*Pro1c1* ou *Pro2c2*) pour concevoir le dispositif de commande est obtenue par l'inversion de la chaîne d'action retenue par le cahier des charges (contrôle de la tension ou du courant). Il est donc indispensable de définir correctement les grandeurs de sortie à contrôler, les entrées de réglages ainsi qu'une chaîne d'action entre ces grandeurs.
- Dans les lois de commande *Pro1c1* et *Pro1c2*, il existe une grandeur à mesurer qui est utilisée au dénominateur. En pratique, on préfère toujours utiliser au dénominateur soit une constante, soit une grandeur ayant une dynamique lente.
- Les références nécessaires sont les valeurs moyennes des grandeurs modulées ($\langle v_{hach_ref} \rangle$ et $\langle i_{hach_ref} \rangle$).

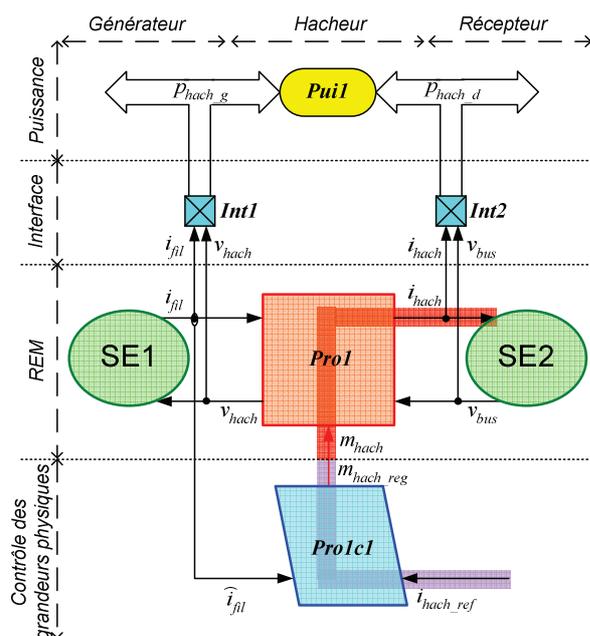


Figure II-60. *Pro1c1* pour contrôler le courant moyen issu d'un convertisseur

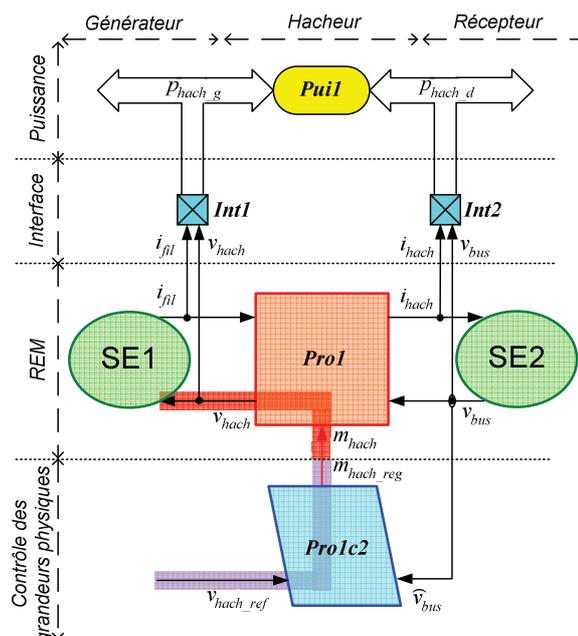


Figure II-61. *Pro1c2* pour contrôler la tension moyenne issue d'un convertisseur

Règle générale propre aux éléments de stockage.

On considère l'exemple d'un bus continu alimenté par deux hacheurs (Figure II-62) et dont la tension v_{bus} doit être contrôlée.

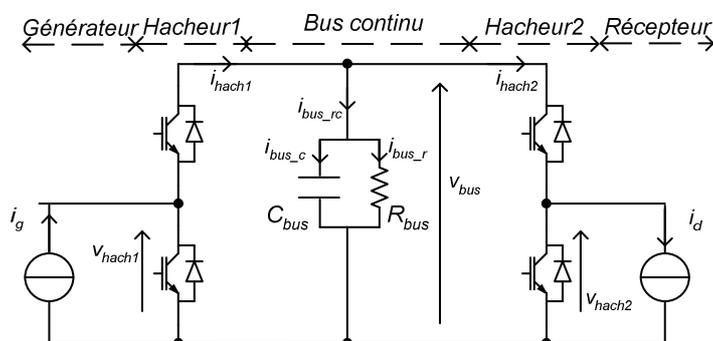


Figure II-62. Exemple pour présenter la commande algorithmique d'un bus continu

Comme pour tout élément de stockage, trois structures de commande peuvent être considérées pour atteindre cet objectif. Les deux premières techniques utilisent les chaînes d'action interne au niveau de la REM par réglage de l'une des deux grandeurs externes i_{hach1} ou i_{hach2} issu d'un des deux hacheurs pour influencer indirectement la tension v_{bus} . La troisième consiste à régler la grandeur interne i_{bus_c} (Equation (II-13)).

La première technique (symbolisée par le macro bloc *Pro2c1*, Figure II-63) calcule le courant nécessaire i_{hach1_reg} en mesurant \hat{i}_{hach2} . La seconde technique (symbolisée par le macro bloc *Pro2c2*, Figure II-64) calcule le courant i_{hach2_reg} en mesurant \hat{i}_{hach1} .

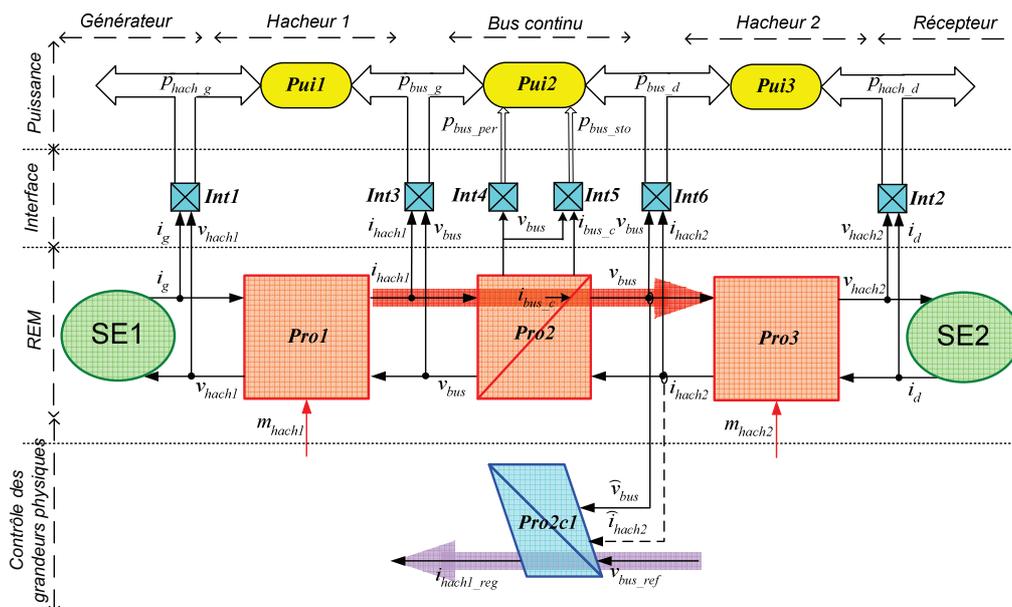


Figure II-63. *Pro2c1* pour la commande de la tension d'un bus continu v_{bus}

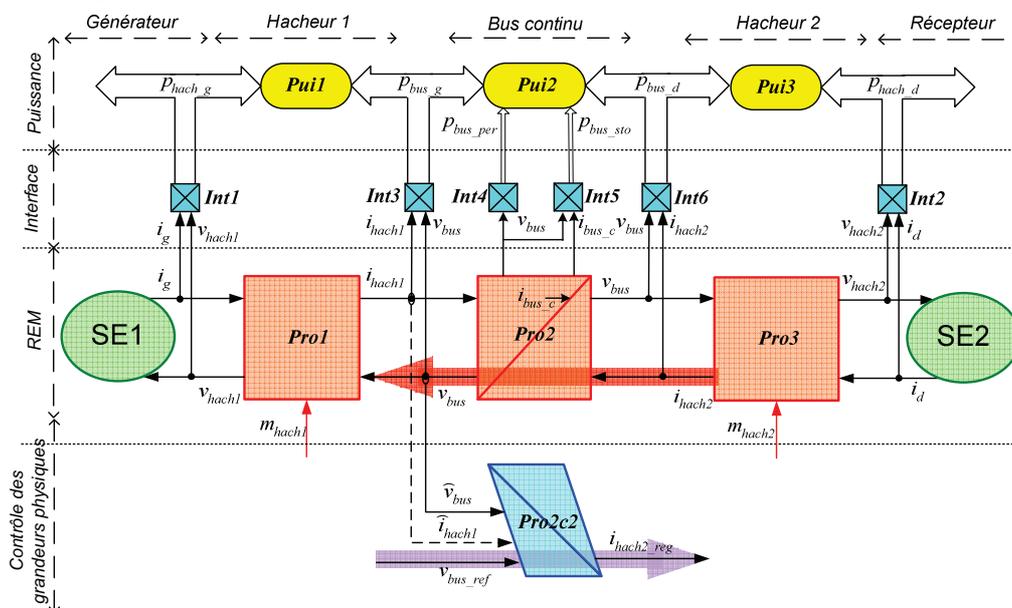


Figure II-64. *Pro2c2* pour la commande de la tension d'un bus continu v_{bus}

Les relations mathématiques à utiliser pour synthétiser ces fonctions de commande sont représentées sur les GIC des Figure II-65 et Figure II-67 et listées dans le Tableau II-5. Le schéma bloc équivalent à la structure de commande de la Figure II-65 est représenté à la Figure II-66. Les macro-blocs *Pro2c1* et *Pro2c2* sont similaires et se distinguent par l'inversion de l'équation R3.

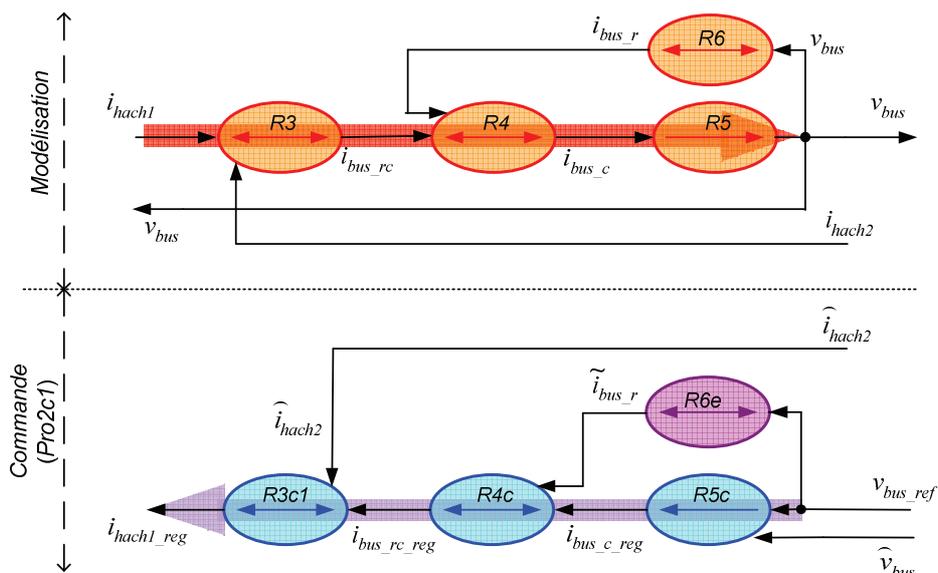


Figure II-65. GIC de la structure de commande par réglage du courant i_{hach1_reg} (Pro2c1)

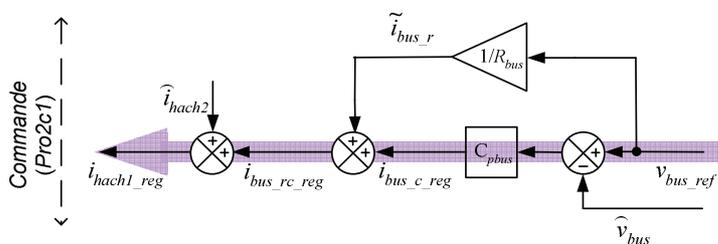


Figure II-66. Schéma bloc de la structure de commande du courant i_{hach1_reg} (Pro2c1)

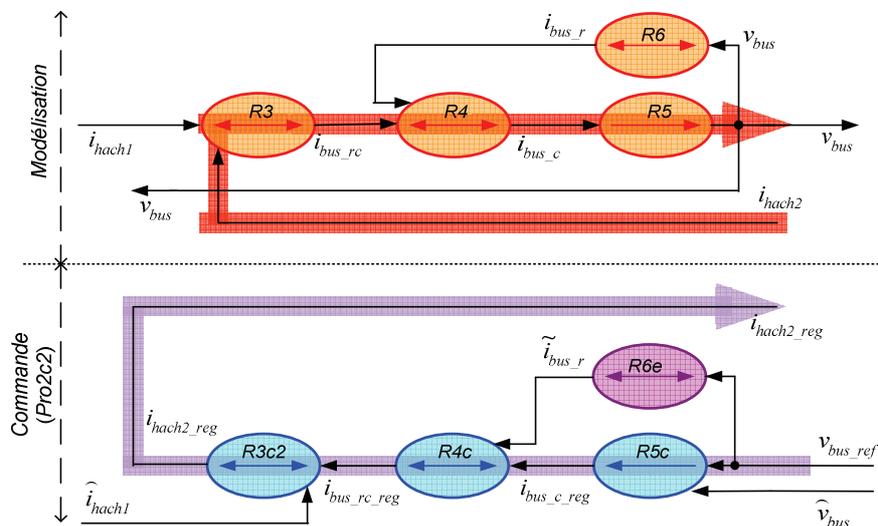


Figure II-67. GIC de la structure de commande par réglage du courant i_{hach2_reg} (Pro2c2)

Modèle (<i>Pro2</i>)	Commande
$R3 : i_{bus_rc} = i_{hach1} - i_{hach2}$	$R3c1 : i_{hach1_reg} = i_{bus_rc_reg} + \hat{i}_{hach2}$ ou $R3c2 : i_{hach2_reg} = \hat{i}_{hach1} - i_{bus_rc_reg}$
$R4 : i_{bus_c} = i_{bus_rc} - i_{bus_r}$	$R4c : i_{bus_rc_reg} = i_{bus_c_reg} + \tilde{i}_{bus_r}$
$R5 : \frac{dv_{bus}}{dt} = \frac{1}{C_{bus}} i_{bus_c}$	$R5c : i_{bus_c_reg} = C_{pbus} (v_{bus_ref} - \hat{v}_{bus})$
$R6 : i_{bus_r} = \frac{1}{R_{bus}} v_{bus}$	$R6e : \tilde{i}_{bus_r} = \frac{1}{R_{bus}} v_{bus_ref}$

Tableau II-5. Modèle d'un bus continu issue et de sa commande

La troisième possibilité utilise une chaîne d'action issue du niveau « Puissance ». Pour notre cas, cela consiste à influencer le courant circulant dans le condensateur, ce qui n'est pas réalisable compte tenu du schéma électrique (Figure II-62). Comme le montre la Figure II-68, la valeur de réglage du courant capacitif ($i_{bus_c_reg}$) doit être calculée par ailleurs ; ce qui sera expliqué plus tard.

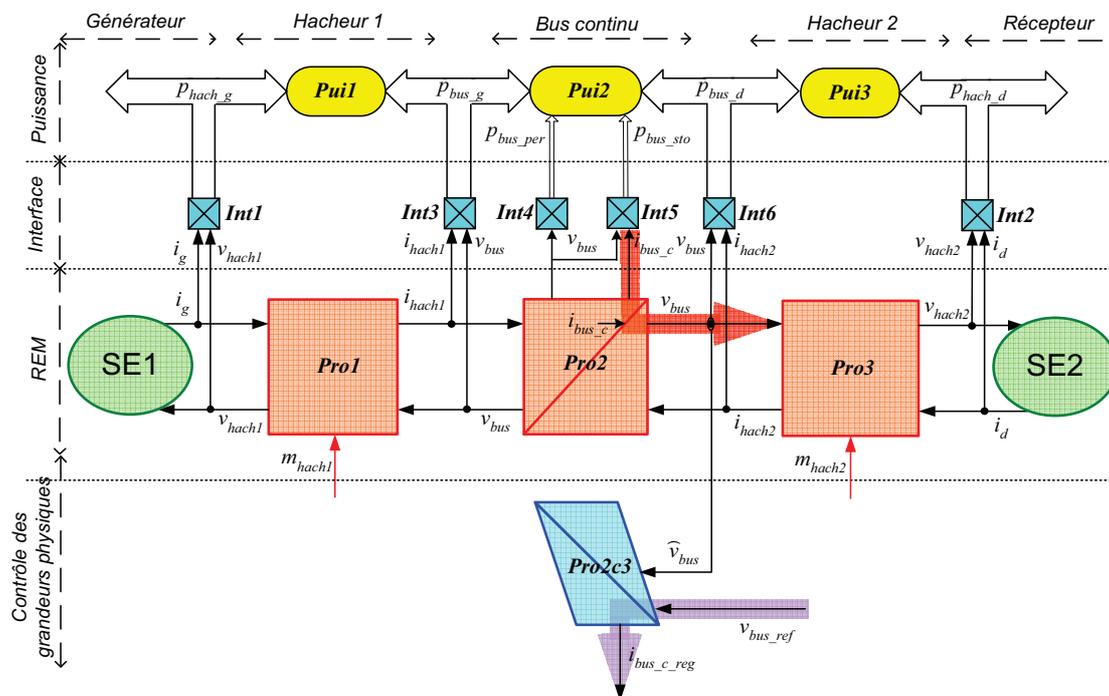


Figure II-68. *Pro2c3* pour la commande de la tension d'un bus continu v_{bus}

Le macro-bloc *Pro2c3* ne calcule que le courant de référence $i_{bus_c_reg}$ en utilisant un correcteur C_{pbus} (relation *R5c* du GIC de la Figure II-69).

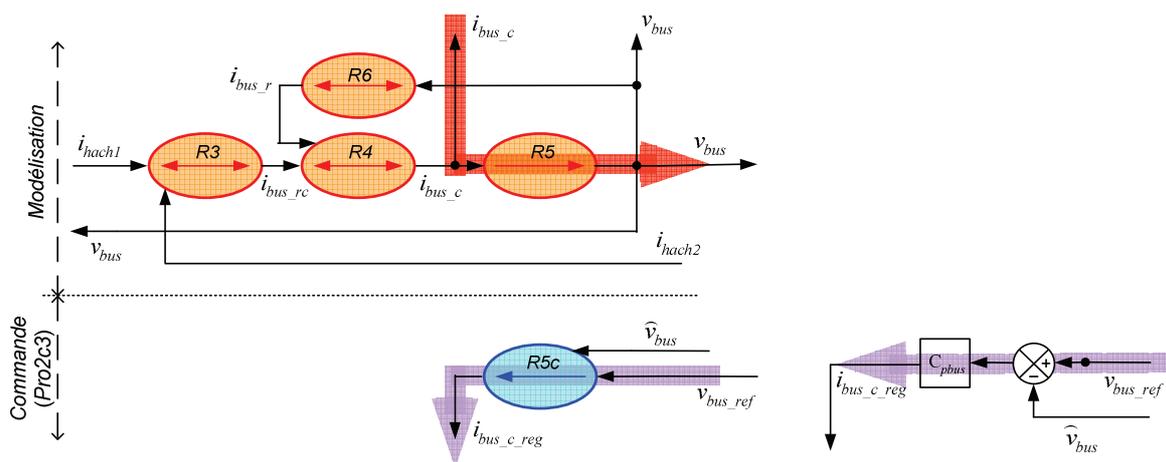


Figure II-69. GIC et schéma bloc de la structure de commande par réglage du courant $i_{bus_c_reg}$ (*Pro2c3*)

On remarque que le dispositif de commande utilisé (*Pro2c1*, *Pro2c2* ou *Pro2c3*) est déduit de l'inversion d'une chaîne d'action choisie pour un système donné. L'utilisation de *Pro2c1* ou de *Pro2c2* oblige à régler la valeur moyenne équivalente de grandeurs modulées (i_{hach1_reg} ou i_{hach2_reg}). Le 3^{ème} possibilité (*Pro2c3*) oblige à régler le courant échangé avec le condensateur ($i_{bus_c_reg}$).

Règles de blocage imposées par les grandeurs difficilement mesurables

Les grandeurs issues d'un convertisseur sont des grandeurs modulées, découpées et difficilement mesurables. Pour se passer de leur mesure lors de la conception de la commande, un estimateur ou un correcteur réjecteur qui atténue cette entrée de perturbation non-mesurable doit être utilisé. Pour mettre en évidence cette situation une flèche est utilisée pour toutes les grandeurs non-mesurables en pointillés.

Sur l'exemple précédent (Figure II-62) les courants modulés i_{hach1} et i_{hach2} sont difficilement mesurables et seront représentés en pointillés sur la RMN. Cette particularité introduira des limitations pour la conception de la commande. Des croix sont introduites pour visualiser des difficultés à faire face dans le cas où une chaîne de d'action utilise ces grandeurs. Par exemple, pour contrôler la tension du bus continu par i_{hach1} ou i_{hach2} (comme pour les cas précédents des Figure II-63 et Figure II-64), il faut se passer de la mesure des courants modulés et utiliser un correcteur réjecteur ou un estimateur. Dans ce cas là, on ajoute un symbole \times dans *Pro2* pour montrer ce 'blocage' de i_{hach1} vers v_{bus} dans la partie commande car i_{hach2} est non-mesurable pour la partie commande. Le deuxième symbole \times est ajouté pour présenter le 'blocage' de i_{hach2} vers v_{bus} car i_{hach2} est non-mesurable pour la commande Si on ne veut pas utiliser un estimateur ou un correcteur, la troisième possibilité (*Pro2c3*) sera utilisée pour contrôler la tension du bus continu par le courant capacitif ($i_{bus_c_reg}$) (Figure II-70).

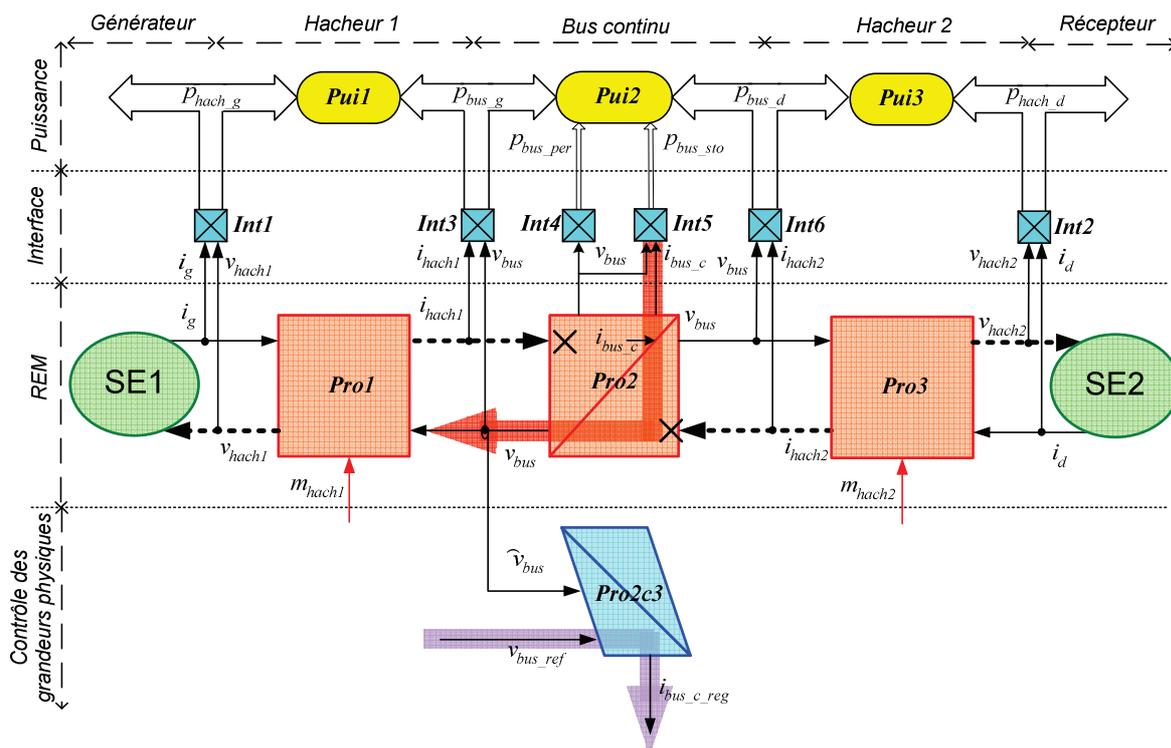


Figure II-70. Application de la règle de blocage pour une grandeur non-mesurable

II.3.3. Automate de Commande Eloignée

a) Principe

L'ACE est composée par deux niveaux : le niveau 'Supervision de la puissance' et le niveau 'Contrôle des puissances'. La 'Supervision de la Puissance' est obtenue par l'inversion du niveau 'Puissance' de la modélisation. Une estimation et une compensation des pertes dans les filtres et les convertisseurs sont théoriquement nécessaires mais ne sont réellement utilisés que si les pertes sont effectivement importantes.

b) Niveau 'Supervision de la puissance'

On reprend l'exemple d'un bus continu (Figure II-62) pour lequel trois puissances (p_{bus_g} , p_{bus_d} et p_{bus_sto}) peuvent être réglées, les pertes (p_{bus_per}) étant subies. 6 possibilités différentes pour concevoir la supervision du transfert de la puissance existent et sont présentées au Tableau II-6.

Modélisation :
$Pui2 : 0 = p_{bus_g} - p_{bus_d} - p_{bus_per} - p_{bus_sto}$
Commande :
$Pui2c1 : p_{bus_d_reg} = \tilde{p}_{bus_g} - \tilde{p}_{bus_per} - p_{bus_sto_reg}$
$Pui2c2 : p_{bus_d_reg} = p_{bus_g_reg} - \tilde{p}_{bus_per} - \tilde{p}_{bus_sto}$
$Pui2c3 : p_{bus_g_reg} = \tilde{p}_{bus_d} + \tilde{p}_{bus_per} + p_{bus_sto_reg}$
$Pui2c4 : p_{bus_g_reg} = p_{bus_d_reg} + \tilde{p}_{bus_per} + \tilde{p}_{bus_sto}$
$Pui2c5 : p_{bus_sto_reg} = \tilde{p}_{bus_g} - \tilde{p}_{bus_per} - p_{bus_d_reg}$
$Pui2c6 : p_{bus_sto_reg} = p_{bus_g_reg} - \tilde{p}_{bus_per} - \tilde{p}_{bus_d}$

Tableau II-6. Equations de la puissance et des techniques de supervision possibles

L'utilisation de chaque cas correspond à un objectif défini pour le contrôle du flux de la puissance. En effet pour une puissance à régler, plusieurs chaînes d'action existent. Les objectifs de réglage seront marqués par la couleur de fond rouge et les solutions de réglage obtenues par inversion de ces chaînes sont marquées en couleur violette.

Par exemple, pour imposer une puissance p_{bus_d} égale à une puissance de référence $p_{bus_d_reg}$, on peut soit agir sur la puissance échangée avec le bus continu $p_{bus_sto_reg}$, soit sur la puissance $p_{bus_g_reg}$ (Figure II-71). Les pertes sont systématiquement des perturbations mais peuvent être estimées \tilde{p}_{bus_per} pour réaliser une compensation.

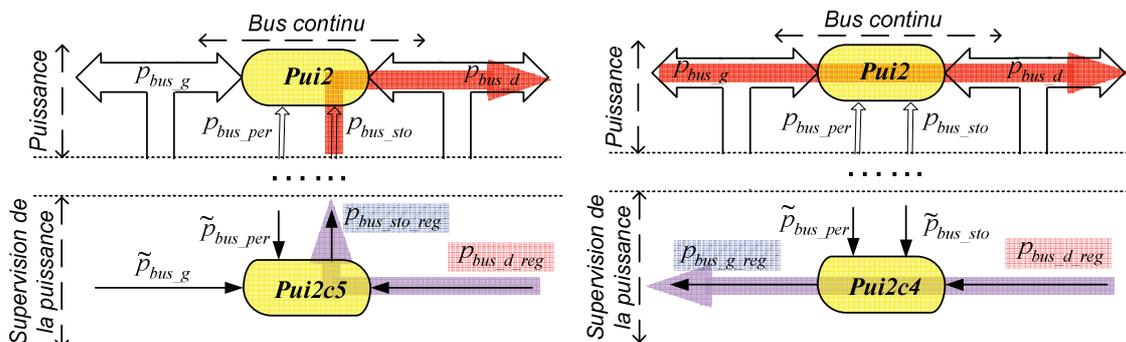


Figure II-71. Exemples de supervision de la puissance p_{bus_d}

De la même manière, on a des stratégies équivalentes pour imposer une puissance p_{bus_g} égale à une puissance de référence $p_{bus_g_reg}$ (Figure II-72). On remarque que la technique de supervision utilisée (*Pui2c1*, *Pui2c2*, *Pui2c3*, *Pui2c4*, *Pui2c5*, ou/et *Pui2c6*) est fixée par l'inversion du sens de transit de puissance qui doit être contrôlé.

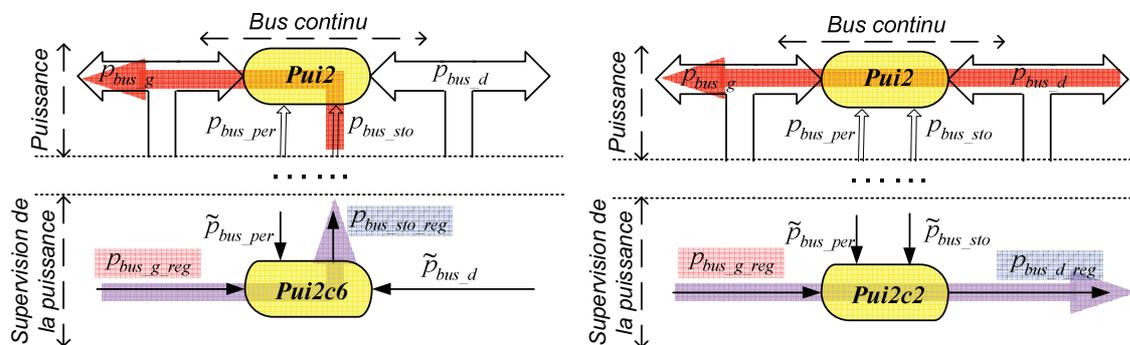


Figure II-72. Exemples de supervision de la puissance p_{bus_g}

Pour imposer une référence sur la puissance échangée avec le bus continu ($p_{bus_sto_reg}$), on peut soit agir sur $p_{bus_d_reg}$, soit sur $p_{bus_g_reg}$ (Figure II-73).

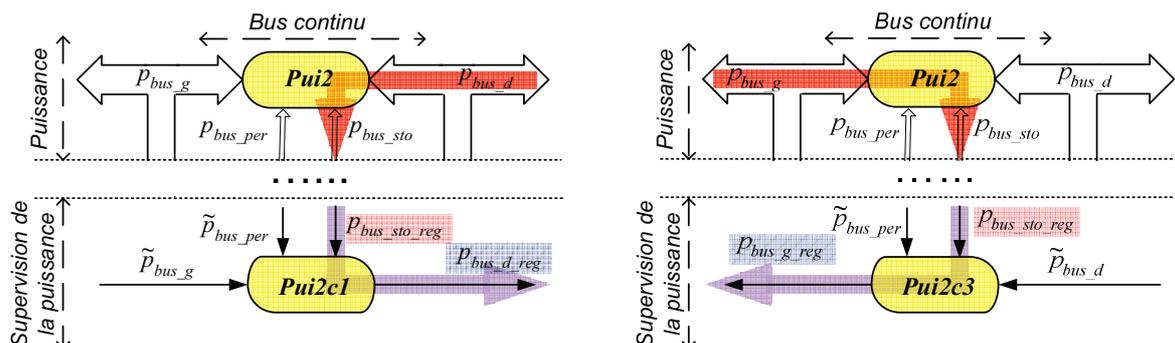


Figure II-73. Exemples de supervision de la puissance p_{bus_sto}

c) Niveau ‘Contrôle des puissances’, règle générale

Le niveau ‘Contrôle des puissances’ est obtenu par inversion du niveau ‘Interface’ et comprend des relations de deux types :

- des relations d’estimation, quand il faut calculer la puissance de réglage à partir de la mesure de grandeurs dynamiques et des grandeurs de réglage et
- des relations de commande, quand il faut déduire une grandeur dynamique de référence à partir d’une puissance de référence à imposer.

On prend l’exemple du bus continu (Figure II-62) pour lequel la puissance p_{bus_g} doit être supervisée pour être rendue égale à une référence $p_{bus_g_reg}$. Cela conduit à utiliser la relation de supervision (*Pui2c2* à la Figure II-72) fixée selon la chaîne d’action imposée par cet objectif. Les pertes du stockage \tilde{p}_{bus_per} doivent être calculées à partir de la tension \hat{v}_{bus} en utilisant une estimation (*Int4e*). La puissance échangée avec le stockage $p_{bus_sto_reg}$ doit être calculée à partir du courant $i_{bus_c_reg}$ en utilisant une estimation (*Int5e*). De même, à partir de la puissance de réglage $p_{bus_d_reg}$, le courant de référence i_{hach2_reg} est calculé par inversion (*Int6c*) (Figure II-74).

$$Int4e : \tilde{p}_{bus_per} = \frac{1}{R_{bus}} \hat{v}_{bus}^2 \quad (II-90)$$

$$Int5e : p_{bus_sto_reg} = \hat{v}_{bus} i_{bus_c_reg} \quad (II-91)$$

$$Int6c : i_{hach2_reg} = \frac{p_{bus_d_reg}}{\hat{v}_{bus}} \quad (II-92)$$

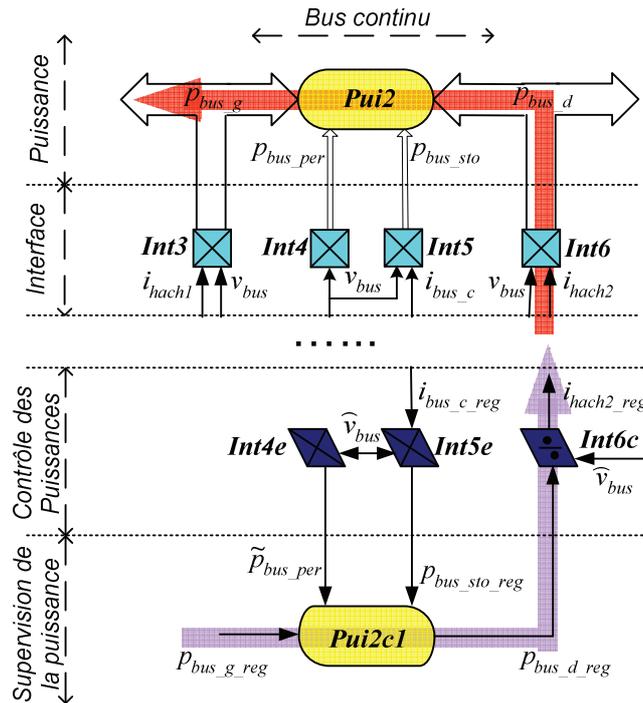


Figure II-74. Niveau ‘Contrôle des puissances’ de la commande hiérarchique

Règle de passage pour le ‘Contrôle des puissances’

Pour imposer une puissance de référence, les relations de commande (*IntXc*) consistent à utiliser une division par une grandeur mesurée. Si cette grandeur n’est pas stationnaire, alors il sera nécessaire d’utiliser un capteur ayant un temps de réponse suffisamment rapide pour ne pas déformer ce signal. Graphiquement, on représentera par un trait en gras les grandeurs stationnaires connues (généralement imposée par des sources). Pour imposer une puissance de

référence on utilisera prioritairement ces traits en gras. Les deux exemples suivants illustrent cette méthode. Le premier exemple introduit la règle de passage. Le deuxième justifie la nécessité de la règle de passage. Cette dernière est démontrée par une comparaison entre deux stratégies différentes de commande pour un même système électrique.

Exemple 1 :

Le premier exemple concerne la structure de puissance constituée d'un filtre et d'un hacheur (Figure II-75) qui peut être utilisée pour un système de stockage à base de super condensateurs (imposant v_e).

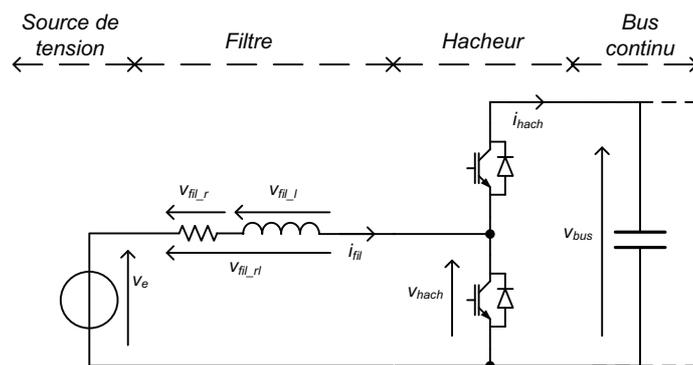


Figure II-75. Schéma électrique de l'exemple 1

La Modélisation Multi Niveau est obtenue en associant en cascade les blocs correspondants aux différents éléments précédemment étudiés (Figure II-76). Les équations sont reportées dans le tableau II-7.

Sur cet exemple, v_e et v_{bus} sont deux tensions imposées par des sources et sont supposées constantes. On visualise ces grandeurs stationnaires par un trait en gras et les blocs *Int1* et *Int5* sont colorés en couleur foncée.

L'objectif est de contrôler la puissance p_{hacse_reg} par l'intermédiaire du courant i_{fil} . Le convertisseur de puissance introduit une entrée de réglage (m_{hach}). On peut donc faire apparaître une chaîne d'action entre la grandeur à contrôler (i_{fil}) et la grandeur de réglage (m_{hach_reg}) dont l'inversion permet de déterminer la partie algorithmique de l'ACR (fonctions de commande : *Pro1c* et *Pro2c*). L'ensemble des équations de la fonction de commande *Pro1c* et *Pro2c* (table I-7) permet d'imposer une référence pour le courant i_{fil_reg} . Les pertes dans le filtre sont supposées petites (p_{fil_sto}) et ne sont pas prises en compte dans la supervision (*Pui1c*).

Au niveau de la modélisation, une seconde chaîne de réglage apparaît entre le courant i_{fil} et la puissance échangée avec le bus continu p_{hacse} . Cette chaîne passe par la relation *Int1* représentée en bleu foncée et utilisant la grandeur stationnaire v_e représentée en trait gras. L'inversion de cette chaîne conduit à définir les niveaux « contrôle des puissances » *Int1c* et « supervision de la puissance ». La supervision des puissances comprend deux fonctions *Pui1c* et *Pui2c* détaillée dans le tableau II-7.

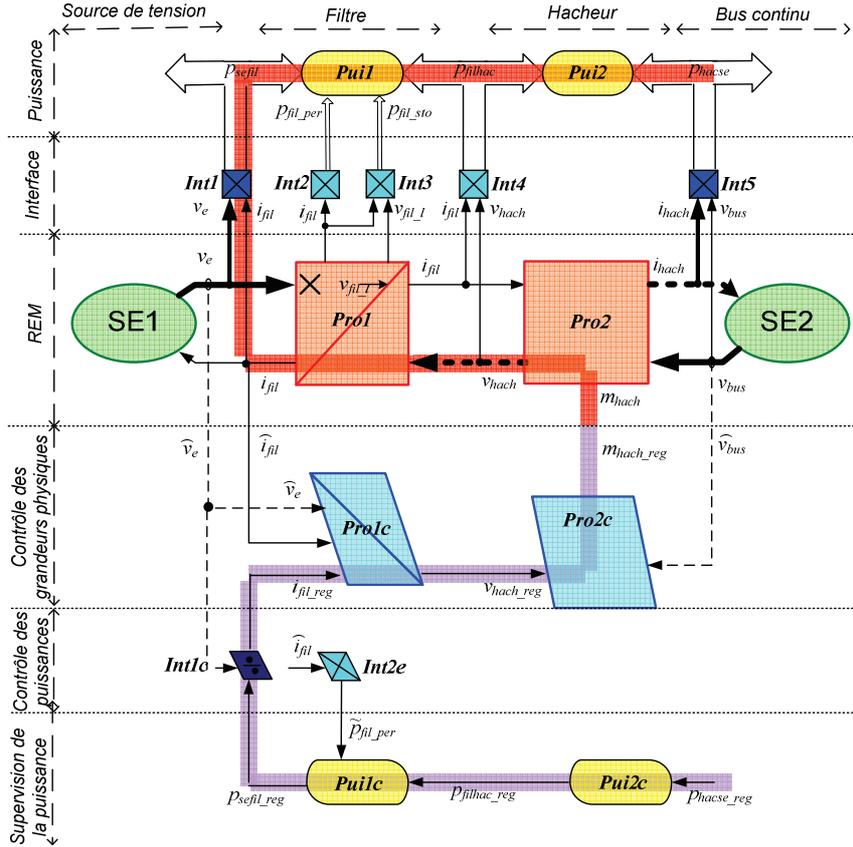


Figure II-76. Architecture du dispositif de commande pour l'exemple 1

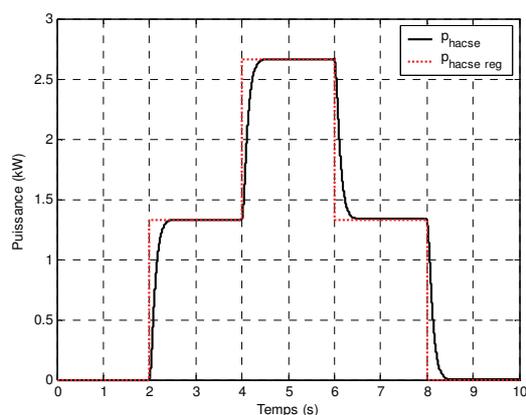
	Modèle	Commande
Niveau REM :	Pro1 : $\frac{di_{fil}}{dt} = \frac{1}{L_{fil}} v_{fil_l}$ $v_{fil_l} = v_{fil_rl} - v_{fil_r}$ $v_{fil_rl} = v_e - v_{hach}$ $v_{fil_r} = R_{fil} i_{fil}$	Pro1c : $v_{fil_l_reg} = K_{pfil} (i_{fil_reg} - \hat{i}_{fil})$ $v_{fil_rl_reg} = v_{fil_l_reg} + \tilde{v}_{fil_r}$ $v_{hach_reg} = v_e - v_{fil_rl_reg}$ $\tilde{v}_{fil_r} = R_{fil} \hat{i}_{fil}$
	Pro2 : $i_{hach} = m_{hach} \cdot i_{fil}$ $v_{hach} = m_{hach} \cdot v_{bus}$	Pro2c : $m_{hach_reg} = \frac{v_{hach_reg}}{\hat{v}_{bus}}$
Niveau Interface :	Int1 : $p_{sefil} = v_e i_{fil}$	Int1c : $i_{fil_reg} = \frac{p_{sefil_reg}}{\hat{v}_e}$
	Int2 : $p_{fil_per} = R_{fil} i_{fil}^2$	Int2e : $\tilde{p}_{fil_per} = R_{fil} \hat{i}_{fil}^2$
	Int3 : $p_{fil_sto} = v_{fil_l} i_{fil}$	
	Int4 : $p_{filhac} = v_{hach} i_{fil}$	
	Int5 : $p_{hacse} = v_{bus} i_{hach}$	
Niveau Puissance :	Pui1 : $0 = p_{filhac} - p_{sefil} - p_{fil_per} - p_{fil_sto}$	Pui1c : $p_{sefil_reg} = p_{filhac_reg} - \tilde{p}_{fil_per}$
	Pui2 : $0 = p_{hacse} - p_{filhac}$	Pui2c : $p_{filhac_reg} = p_{hacse_reg}$

Tableau II-7. Tableau des équations pour l'exemple 1

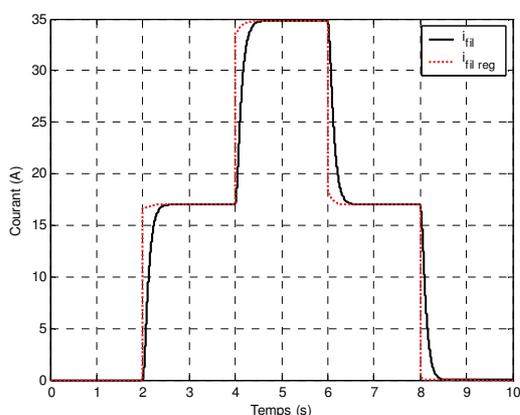
L_{fil} est l'inductance du filtre (23 mH),
 R_{fil} est la résistance série qui représente les pertes du filtre (0,1 Ω),
 K_{ifil} (9,17) , K_{pfil} (0,627) sont les gains du correcteur IP du filtre,
 v_e est une source de tension constante (80 V),
 v_{bus} est une source de tension constante (800 V).

Résultats de simulation :

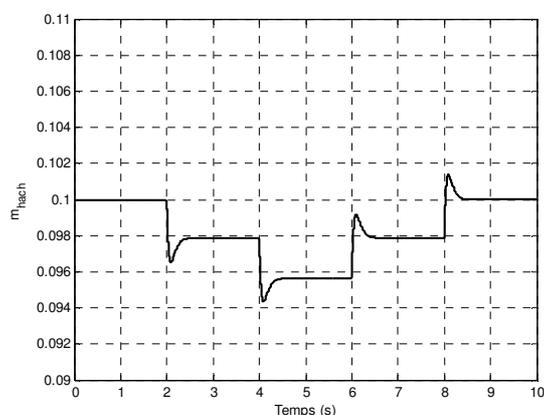
Le résultat de la simulation montre que la puissance p_{hacse} est bien contrôlée par le hacheur (Figure II-77.a). Le courant envoyé (i_{fil}) par la source de tension varie proportionnellement à la puissance demandée (Figure II-77.b). La fonction de conversion (m_{hach}) s'adapte à la variation du courant (Figure II-77.c). Cet exemple justifie donc la représentation graphique de la 'règle de passage' et valide la commande par cette règle.



(a)



(b)



(c)

Figure II-77. Résultat de la simulation pour l'exemple 1

Exemple 2 :

Pour le deuxième exemple présenté (Figure II-78), la source de tension v_e est remplacée par un bus continu (de type R, C parallèle) et une source de courant constant (i_e). En conséquence, la tension à ses bornes varie selon la variation du courant i_{fil} .

La représentation est obtenue en ajoutant les blocs propres au bus continu (Figure II-79). De plus, comme la tension v_e varie, elle n'est pas représentée en gras.

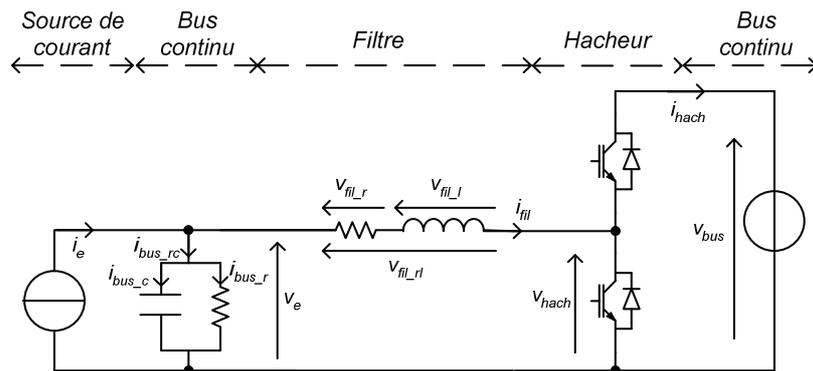


Figure II-78. Schéma électrique de l'exemple 2

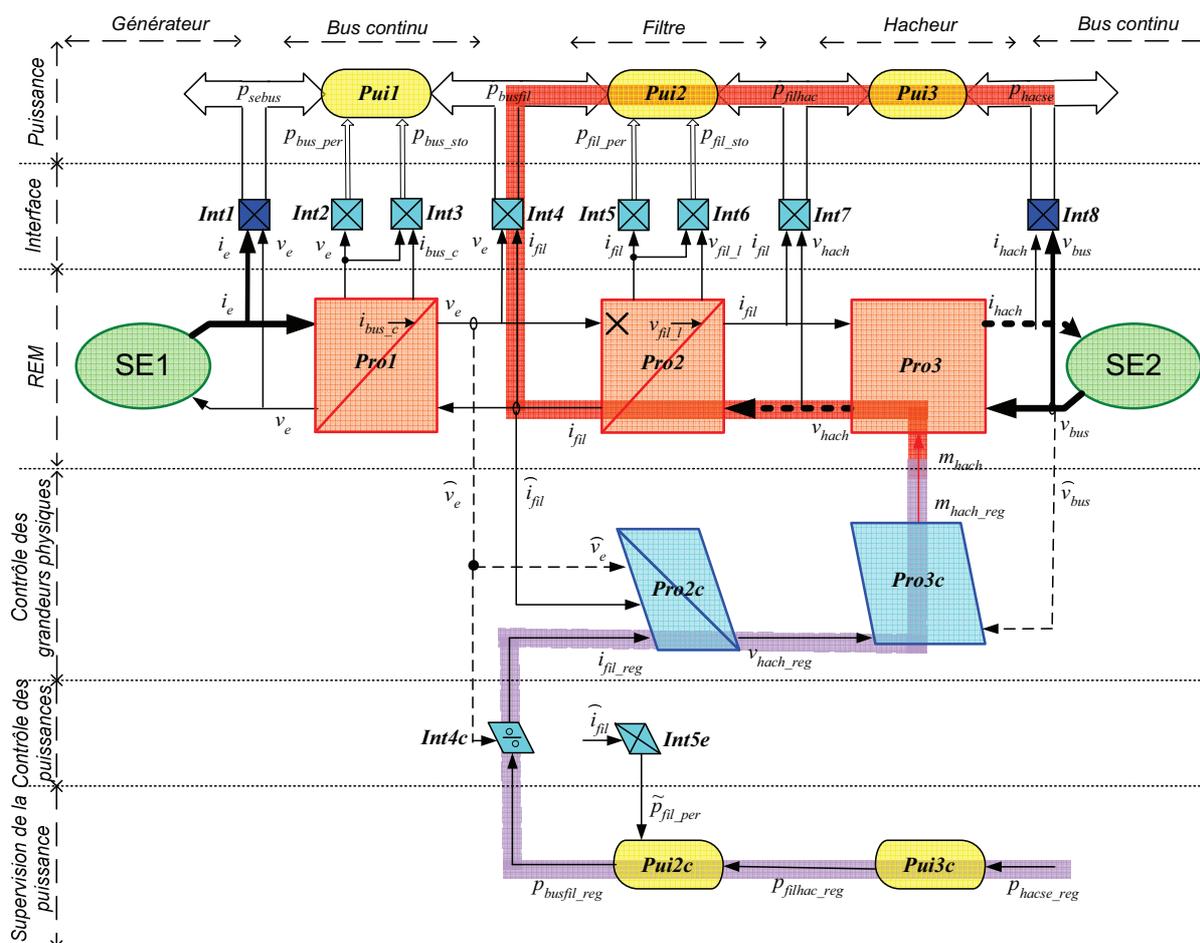


Figure II-79. Contrôle non approprié de l'interface pour l'exemple 2

L'objectif de la commande de ce système est toujours de contrôler la puissance p_{hacse_reg} transitée vers le bus continu par réglage de la fonction de modulation du hacheur (m_{hach}).

L'intérêt de la 'règle de passage' sera présenté en utilisant deux structures différentes de commande. L'une respecte la règle de passage et l'autre ne la respecte pas.

Stratégie 1 :

La première structure consiste à asservir le courant i_{fil} à une référence i_{fil_reg} . Celle-ci est déterminée par la puissance p_{busfil_reg} en utilisant la relation inverse $Int4$ (Figure II-79). Cette dernière implique la division par une grandeur qui varie v_e pour faire le passage entre la puissance de référence et la grandeur tension. Toutes les équations sont listées dans le Tableau II-8 et obtenues par inversion de la chaîne entre cette puissance et la puissance envoyée au

réseau.

La simulation constate que le système devient difficile à stabiliser (Figure II-80) car la tension \hat{v}_e varie (Figure II-80.b). La puissance (p_{hacse}) ne peut pas suivre sa référence (Figure II-80.a). Le courant de référence (i_{fi_regl}) est mal calculé à cause du régime non-stabilisé (Figure II-80.c). La fonction de modulation (m_{hach}) est figée à zéro (Figure II-80.d). De plus, on peut noter qu'une grandeur issue d'un bloc énergétique (*ProI*) n'est pas contrôlée. Cet exemple montre donc qu'une chaîne d'action doit utiliser toutes les grandeurs issues des blocs énergétiques ainsi que des relations d'interface utilisant des grandeurs stationnaires (symbolisés en bleu foncé). Cette structure de commande n'est pas validée.

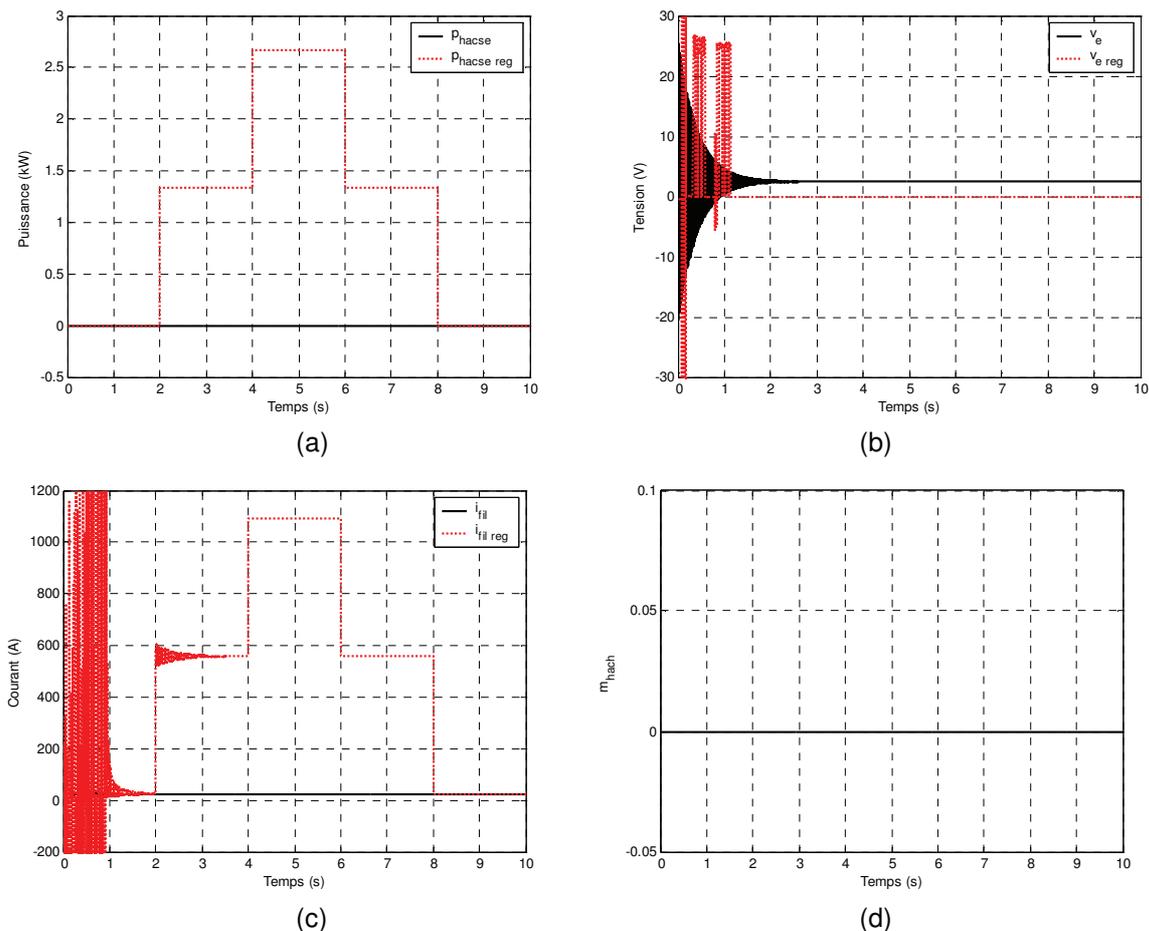


Figure II-80. Résultat de la simulation pour (a) p_{hacse} (b) v_e (c) i_{fi} (d) m_{hach} par le contrôle non approprié de l'interface

	Modèle	Commande
Niveau <i>REM</i> :	$Pro1 :$ $\frac{dv_e}{dt} = \frac{1}{C_{bus}} i_{bus_c}$ $i_{bus_c} = i_{bus_rc} - i_{bus_r}$ $i_{bus_rc} = i_e - i_{fil}$ $i_{bus_r} = \frac{1}{R_{bus}} v_e$	$Pro1c :$ $i_{bus_c_reg} = K_{pbus} (v_{e_reg} - \hat{v}_e)$ $i_{bus_rc_reg} = i_{bus_c_reg} + \tilde{i}_{bus_r}$ $i_{fil_reg} = \hat{i}_e - i_{bus_rc_reg}$ $\tilde{i}_{bus_r} = \frac{1}{R_{bus}} v_{e_reg}$
	$Pro2 :$ $\frac{di_{fil}}{dt} = \frac{1}{L_{fil}} v_{fil_l}$ $v_{fil_l} = v_{fil_rl} - v_{fil_r}$ $v_{fil_rl} = v_e - v_{hach}$ $v_{fil_r} = R_{fil} i_{fil}$	$Pro2c :$ $v_{fil_l_reg} = K_{pfil} (i_{fil_reg} - \hat{i}_{fil})$ $v_{fil_rl_reg} = v_{fil_l_reg} + \tilde{v}_{fil_r}$ $v_{hach_reg} = v_e - v_{fil_rl_reg}$ $\tilde{v}_{fil_r} = R_{fil} \hat{i}_{fil}$
	$Pro3 :$ $i_{hach} = m_{hach} \cdot i_{fil}$ $v_{hach} = m_{hach} \cdot v_{bus}$	$Pro3c :$ $m_{hach_reg} = \frac{v_{hach_reg}}{\hat{v}_{bus}}$
Niveau <i>Interface</i> :	$Int1 : p_{sebus} = v_{bus} i_e$	$Int1c : v_{bus_reg} = \frac{p_{sebus_reg}}{\hat{i}_e}$
	$Int2 : p_{bus_per} = \frac{v_e^2}{R_{bus}}$	$Int2e : \tilde{p}_{bus_per} = \frac{\hat{v}_e^2}{R_{bus}}$
	$Int3 : p_{bus_sto} = v_e i_{bus_c}$	
	$Int4 : p_{busfil} = v_e i_{fil}$	$Int4c : i_{fil_reg} = \frac{p_{busfil_reg}}{\hat{v}_e}$
	$Int5 : p_{fil_per} = R_{fil} i_{fil}^2$	$Int5e : \tilde{p}_{fil_per} = R_{fil} \hat{i}_{fil}^2$
	$Int6 : p_{fil_sto} = v_{fil_l} i_{fil}$	
	$Int7 : p_{filhac} = v_{hach} i_{fil}$	
	$Int8 : p_{hacse} = v_{bus} i_{hach}$	$Int8e : p_{hacse_reg} = \hat{v}_{bus} i_{hach_reg}$
Niveau <i>Puissance</i> :	$Pui1 :$ $0 = p_{busfil} - p_{sebus} - p_{bus_per} - p_{bus_sto}$	$Pui1c :$ $p_{sebus_reg} = p_{busfil_reg} - \tilde{p}_{bus_per}$
	$Pui2 :$ $0 = p_{filhac} - p_{busfil} - p_{fil_per} - p_{fil_sto}$	$Pui2c :$ $p_{sefil_reg} = p_{filhac_reg} - \tilde{p}_{fil_per}$
	$Pui3 : 0 = p_{hacse} - p_{filhac}$	$Pui3c : p_{hacse_reg} = p_{filhac_reg}$

Tableau II-8. Tableau des équations pour l'exemple 2

L_{fil} est l'inductance du filtre (23 mH),

R_{fil} est la résistance série qui représente les pertes du filtre (0,1 Ω),

K_{ifil} (238) , K_{pfil} (21,7) sont les gains du correcteur IP du filtre,

C_{bus} est la capacité du bus continu (5000 μ F),

R_{bus} est la résistance parallèle qui représente les pertes du filtre (10 k Ω),
 K_{ibus} (1,90), K_{pbus} (0,0379) sont les gains du correcteur IP du bus continu,
 i_e est une source de courant constante (25 A),
 v_{bus} est une source de tension constante (800 V).

Stratégie 2 :

La seconde structure consiste à asservir la tension v_e à une référence v_{e_reg} . Celle-ci est déterminée par la puissance p_{sebus_reg} en utilisant la relation inverse *Int1* (Figure II-81). Cette dernière implique la division par une grandeur constante i_e pour faire le passage entre la puissance de référence et la grandeur tension. Toutes les équations sont listées dans le Tableau II-8 et obtenues par inversion du chemin entre cette puissance et la puissance envoyée au réseau. Les pertes dans le bus continu (p_{bus_sto}) et le filtre (p_{fil_sto}) sont supposées négligeables devant les puissances transitées.

Nous avons fait un programme de simulation qui vérifie la faisabilité de cette solution. Le système est bien stabilisé et la commande est validée (Figure II-82). La puissance p_{hacse} suit bien sa référence (Figure II-82.a). La tension v_e varie selon la puissance demandée. Le courant i_{fil} est presque égale à la source de courant i_e (Figure II-82.c). Et il varie un peu, car les pertes sont un peu plus fortes quand la puissance demandée (p_{hacse_reg}) est forte. La fonction de modulation m_{hach} s'adapte à la tension v_e (Figure II-82.d).

En comparant les deux stratégies différentes pour l'exemple 2, nous avons bien constaté la nécessité de l'introduction de la règle de passage pour la supervision locale.

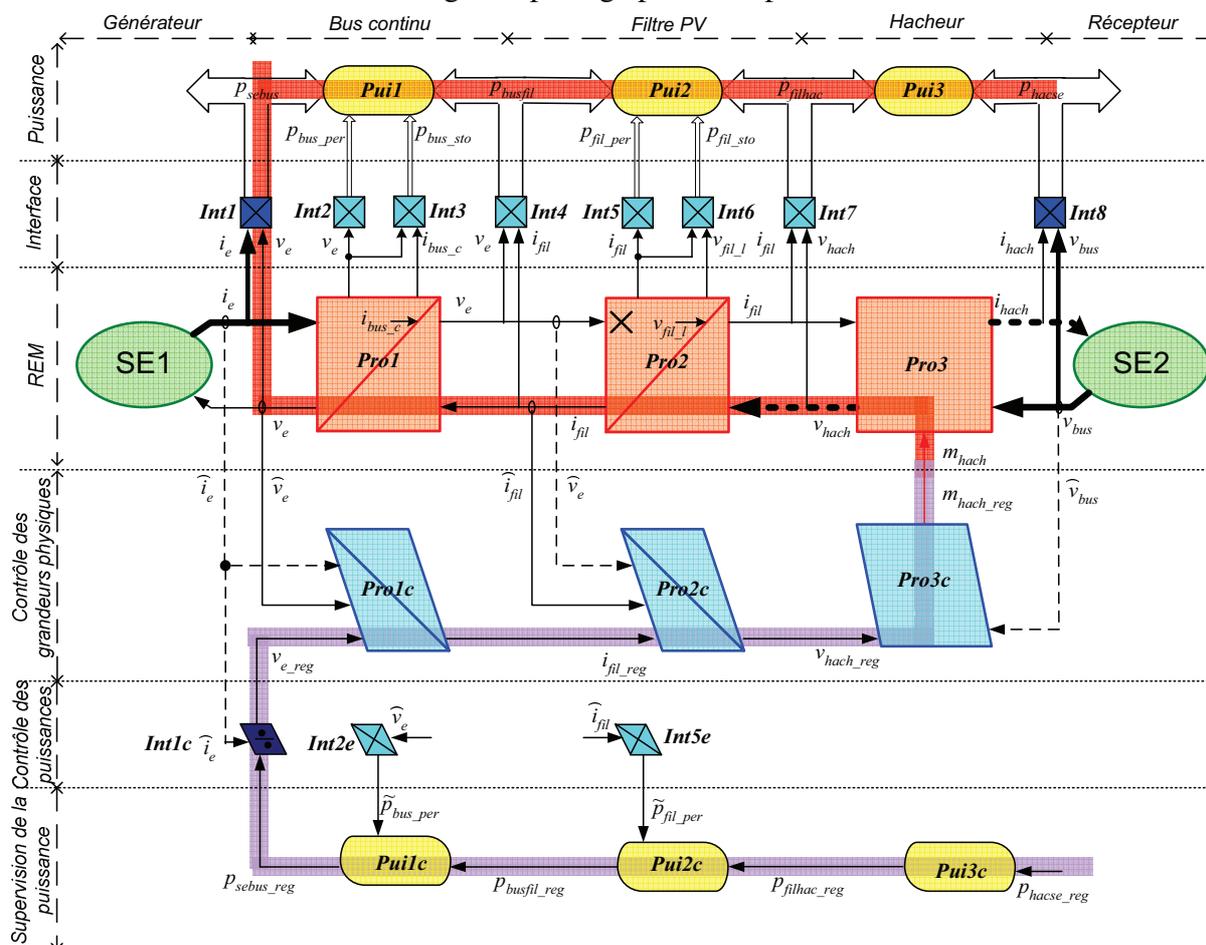


Figure II-81. Contrôle correct de l'interface pour l'exemple

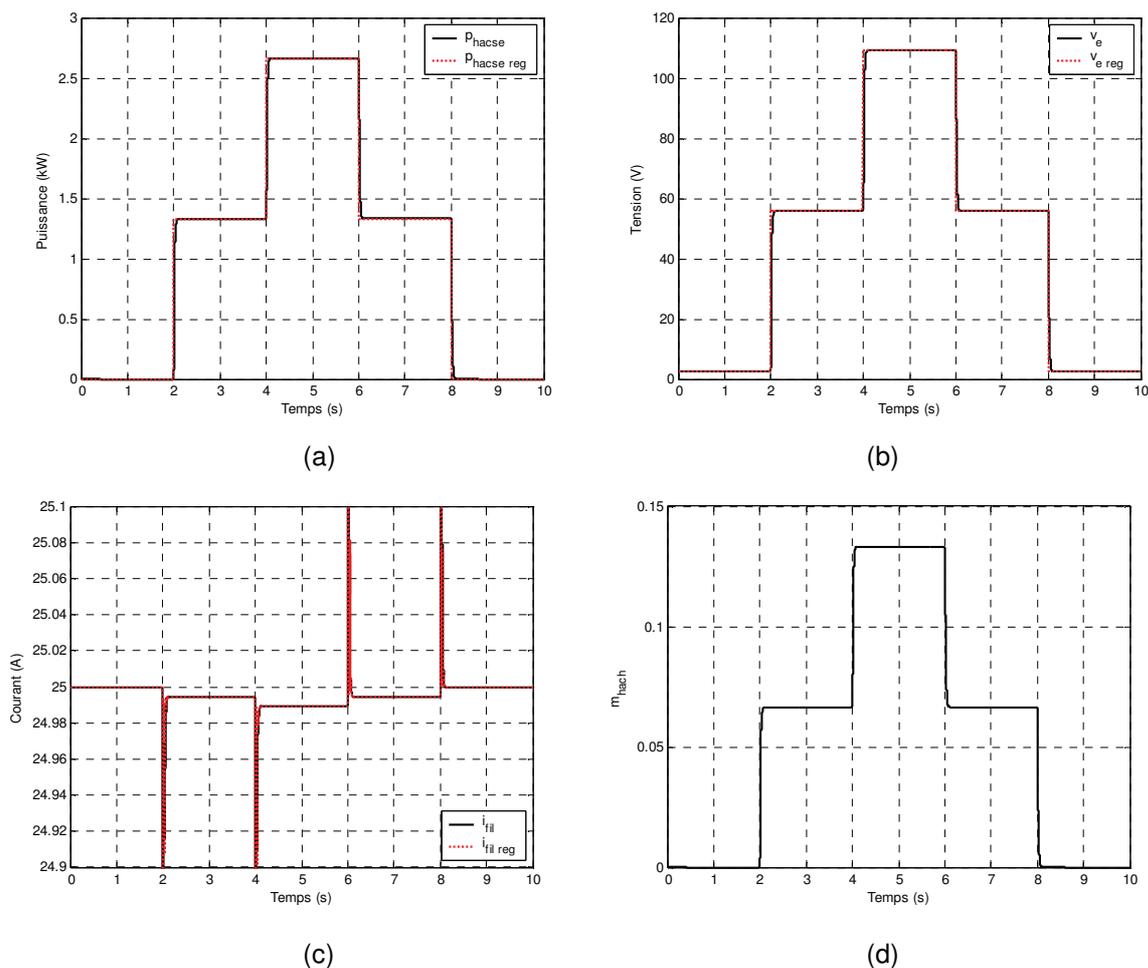


Figure II-82. Résultat de la simulation pour (a) p_{hacse} (b) v_e (c) i_{fil} (d) m_{hach} par le contrôle approprié de l'interface

II.3.4. Automate de Contrôle des Modes de Marche

Pour les systèmes de production, l'ACMM impose un mode imposé de marche et calcule les références en puissance pour l'ACE (Figure II-59) [LUD-08]. Dans ce chapitre, nous avons considéré que le mode de marche consistait à transiter de la puissance du générateur (SE1) vers le récepteur (SE2). Lorsque l'on utilise une unité de stockage, le transfert de puissance peut être inversé pour accumuler de l'énergie. Ceci est l'exemple d'un second mode de marche. Le changement de mode de marche peut être décrit, par exemple, par un réseau de Petri. L'ACMM comprend deux fonctions distinctes :

- une estimation des modes de fonctionnement réalisables,
- une fonction de décision qui va choisir un mode de marche à partir des états envoyés par l'ACE.

A partir des exemples traités, nous verrons comment un tel ACMM peut être fortement simplifié.

II.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une solution permettant de visualiser graphiquement le calcul des puissances ainsi que leur flux au sein d'un système électrique en s'appuyant sur la

Représentation Energétique Macroscopique. Les principes fondamentaux de la Modélisation Multi-Niveaux et de sa commande hiérarchique ont été présentés. Elle est composée par trois niveaux : la REM, l'Interface et la modélisation des flux de puissance. Cette représentation graphique permet de visualiser les grandeurs sur lesquelles il est possible d'agir pour influencer les différentes puissances mises en jeu.

Ensuite, nous avons utilisé cette représentation pour visualiser des chaînes d'action entre entrées de réglage et sorties à contrôler et les différentes grandeurs physiques impliquées. Cette chaîne doit utiliser toutes les grandeurs énergétiques et les relations d'interface utilisant des grandeurs constantes.

La structure d'une commande hiérarchique est obtenue par inversion d'une chaîne d'action visualisée sur la MMN et qui est fixée par un objectif imposé de réglage. Deux règles pour restreindre le nombre de structures de commande envisageables ont été mises en évidence. La règle de blocage et la règle de passage sont présentées pour faciliter la recherche de la chaîne d'action et de son inversion.

Dans le chapitre suivant, cette méthodologie est appliquée dans le but de concevoir de manière systématique le dispositif de commande d'une turbine à gaz afin de l'interfacer avec une supervision centrale d'un micro réseau.

Chapitre III.

Système de production basée sur une micro turbine à gaz

III.1. Introduction

L'utilisation de l'électronique de puissance amène à revoir le dispositif de commande des turbines à gaz qui, à l'origine entraînait un alternateur synchrone directement connecté au réseau. Actuellement, très peu d'informations sont accessibles auprès des constructeurs concernant ce point. L'utilisation d'une structure électronique de puissance dite « Back to back » permet d'implanter deux types de stratégie de commande.

La première consiste à utiliser la micro turbine pour contrôler la tension du bus continu. Dès lors, l'onduleur connecté au réseau peut fonctionner en source de tension « autonome » en imposant des tensions sinusoïdales de fréquence constante. Cette stratégie permet d'utiliser la micro turbine pour faire fonctionner le micro réseau en isolé.

La seconde technique consiste à contrôler le bus continu en utilisant le réseau, dès lors, la participation à la production de puissance active et réactive est réglée par deux caractéristiques dépendantes de la fréquence mesurée et de la tension efficace mesurée. Cette stratégie oblige à être connecté à un réseau qui impose ses tensions en valeur efficace et fréquence.

Pour notre application, l'utilisation d'une micro turbine au sein du micro réseau envisagé oblige à pouvoir générer des références en puissance qui sont directement envoyées par la supervision centrale et à envoyer à cette même supervision des informations permettant de caractériser le point de fonctionnement (débit de gaz, vitesse de la turbine, ...). Ceci est à réaliser pour des modes de fonctionnement en isolé comme en connecté qui seront imposés par le gestionnaire du micro réseau. Pour le gestionnaire, lorsque le micro réseau est connecté à un réseau de distribution, la micro turbine doit lui permettre de garantir le plan de production vendu au distributeur. Lorsque le micro réseau fonctionne en isolé, la micro turbine doit permettre en plus de régler la tension (valeur efficace et fréquence). L'objectif de ce chapitre est donc de déterminer le dispositif de commande permettant d'implémenter ces fonctionnalités. A partir de mesures réalisées sur une micro turbine réelle, le dispositif de commande doit être conçu pour permettre d'obtenir des performances identiques en modifiant les fonctions de contrôle et en ajoutant les fonctionnalités permettant d'assurer le fonctionnement désiré dans un micro réseau.

La micro turbine considérée a été modélisée en utilisant la REM au chapitre 1. Une structure de commande permettant de contrôler certaines parties dynamiques a été trouvée en utilisant la SMC. Cependant, cette structure reste insuffisante vis-à-vis des objectifs d'utilisation au sein d'un micro réseau. Dans ce chapitre, nous montrons que l'application de la RMN permet de structurer la conception du dispositif de commande de manière à répondre aux objectifs de fonctionnement dans le micro réseau proposé. Dans un premier temps, nous rappellerons la modélisation de la micro turbine établie au chapitre I. Puis, le formalisme présenté au chapitre 2 est méthodiquement appliqué pour concevoir un modèle en puissance et des transits de puissance au sein des différentes parties de l'unité de production. Le dispositif de commande et la supervision des transits de puissance sont alors établis en suivant les règles précédemment exposées.

III.2. Modélisation du système de production

III.2.1. Modélisation de la turbine

On rappelle le GIC du modèle de la turbine (Figure III-1) et ses équations mathématiques (Tableau III-1) qui ont déjà été présentées dans le paragraphe I.6 du chapitre I.

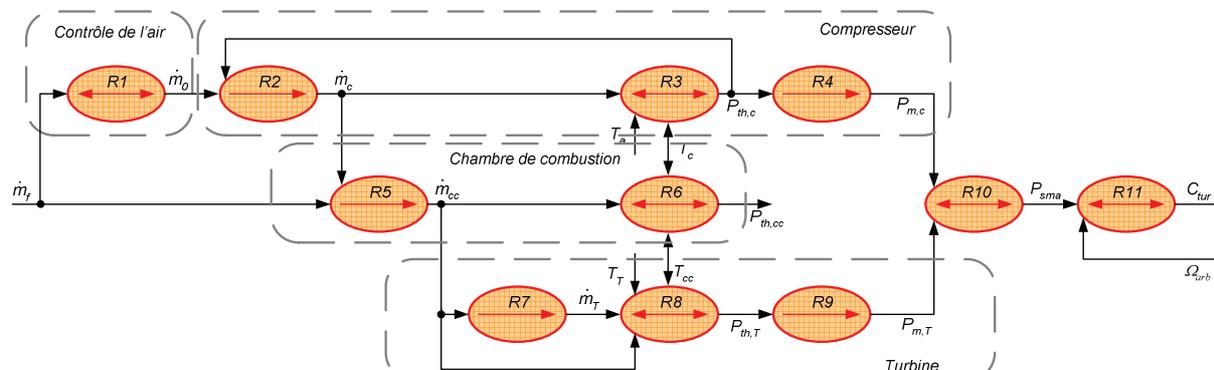


Figure III-1. GIC du modèle de la micro turbine

R1: $\dot{m}_0(t) = k \dot{m}_f(t)$	R2: $\dot{m}_c(t) = \dot{m}_0(t - \tau_c)$ R2: $\dot{m}_c(t) = \dot{m}_0(t - \tau_c)$
R3: $P_{th,c} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p (\dot{m}_0(t) + \dot{m}_c(t)) \frac{[T_c - T_a]}{2}$	R4: $\tau_c \frac{dP_{m,c}}{dt} = P_{th,c} - P_{m,c}$
R5: $\dot{m}_{cc}(t) = \dot{m}_c(t - \tau_{cc}) + \dot{m}_f(t - \tau_{cc})$	R6: $P_{th,cc} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p \dot{m}_{cc}(t) [T_{cc} - T_c]$
R7: $\dot{m}_T(t) = \dot{m}_{cc}(t - \tau_T)$	R8: $P_{th,T} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p (\dot{m}_T(t) + \dot{m}_{cc}(t)) \frac{[T_{cc} - T_T]}{2}$
R9: $\tau_T \frac{dP_{m,T}}{dt} = P_{th,T} - P_{m,T}$	R10: $P_{sma} = P_{m,T} - P_{m,c}$
R11: $C_{tur} = \frac{P_{sma}}{\Omega_{arb}}$	

Tableau III-1. Liste des équations mathématiques pour la micro turbine

Cet ensemble peut être vu comme un système ayant deux entrées : le débit de gaz (\dot{m}_f) et la vitesse mécanique (Ω_{arb}), et ayant une sortie qui est le couple développé par la TAG (C_{tur}). Il est représenté par un même bloc nommé « SM » à la Figure III-2.

III.2.2. Etape 1 : REM du modèle moyen du système de génération

En utilisant la REM pour les éléments de ce système, comme la partie mécanique, la machine synchrone, les convertisseurs de puissance, le bus continu et le filtre réseau, nous avons obtenu une macro représentation du modèle qui montre les grandeurs physiques échangées entre la turbine à gaz et le micro-réseau (Figure III-2). Toutes les équations et tous les GIC dans les macro-blocs *ProX* ont été présentées au paragraphe I.6 du chapitre I.

Remarque :

Dans le macro-bloc *Pro10*, le courant injecté au micro-réseau est appelé i_{mtr} et correspond aux courants générés par la micro turbine (i_{mtr} et i_{fil2}).

<p>Pro1 :</p> $\begin{cases} J \frac{d\Omega_{arb}}{dt} = C_{arb_s} \\ C_{arb_s} = C_{tur} - C_{em} - C_{viscous} \\ C_{viscous} = f_{vis} \Omega_{arb} \end{cases}$	<p>Pro2 :</p> $\begin{cases} e_{ms_d} = -p_m L_{sq} \Omega_{arb} i_{ind_q} \\ e_{ms_q} = p_m \phi_m \Omega_{arb} + p_m L_{sd} \Omega_{arb} i_{ind_d} \\ C_{em} = p_m \phi_m i_{ind_q} + (L_{sd} - L_{sq}) p_m i_{ind_d} i_{ind_q} \end{cases}$
<p>Pro3 :</p> $\begin{cases} \frac{di_{ind_d}}{dt} = \frac{1}{L_{s_d}} v_{ind_l_d} \\ \frac{di_{ind_q}}{dt} = \frac{1}{L_{s_q}} v_{ind_l_q} \\ v_{ind_l_dq} = v_{red_dq} - v_{ind_r_dq} - e_{ms_dq} \\ v_{ind_r_dq} = R_s i_{ind_dq} \end{cases}$	<p>Pro4 :</p> $\begin{cases} i_{ind} = C_{i32} \cdot P_{park}^{-1} \cdot i_{ind_dq} \\ v_{red_dq} = P_{park} \cdot C_{ucs} \cdot u_{red} \end{cases}$
<p>Pro5 :</p> $\begin{cases} i_{red} = \underline{m}_{red}^T \cdot i_{ind} \\ u_{red} = \underline{m}_{red} \cdot v_{bus} \end{cases}$	<p>Pro6 :</p> $\begin{cases} \frac{dv_{bus}}{dt} = \frac{1}{C_{bus}} i_{bus_c} \\ i_{bus_c} = i_{red} - i_{ond} - i_{bus_r} \\ i_{bus_r} = \frac{1}{R_{bus}} v_{bus} \end{cases}$
<p>Pro7 :</p> $\begin{cases} u_{ond} = \underline{m}_{ond} \cdot v_{bus} \\ i_{ond} = \underline{m}_{ond}^T \cdot i_{fil1} \end{cases}$	<p>Pro8 :</p> $\begin{cases} \frac{di_{fil1}}{dt} = \frac{1}{L_{fil1}} v_{fil1_l} \\ v_{fil1_l} = C_{ucs} \cdot (u_{ond} - u_{filc}) - v_{fil1_r} \\ v_{fil1_r} = R_{fil1} i_{fil1} \end{cases}$
<p>Pro9 :</p> $\begin{cases} u_{filc} = C_{usc} \cdot v_{filc} \\ \frac{dv_{filc}}{dt} = \frac{1}{C_{filc}} i_{filc_c} \\ i_{filc_c} = i_{fil1} - i_{fil2} - i_{filc_r} \\ i_{filc_r} = \frac{1}{R_{filc}} v_{filc} \end{cases}$	<p>Pro10 :</p> $\begin{cases} \frac{di_{fil2}}{dt} = \frac{1}{L_{fil2}} v_{fil2_l} \\ v_{fil2_l} = C_{ucs} \cdot (u_{filc} - u_{bmr}) - v_{fil2_r} \\ v_{fil2_r} = R_{fil2} i_{fil2} \\ i_{mtr} = i_{fil2} \end{cases}$

Tableau III-2. Liste des équations mathématiques pour le niveau REM

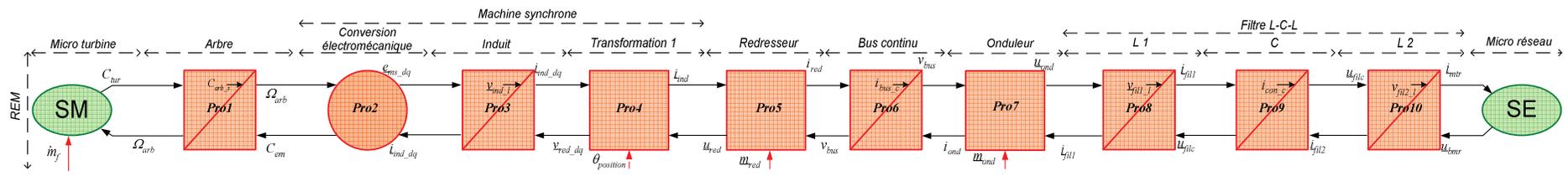


Figure III-2. Etape 1 : Niveau REM de la MMN

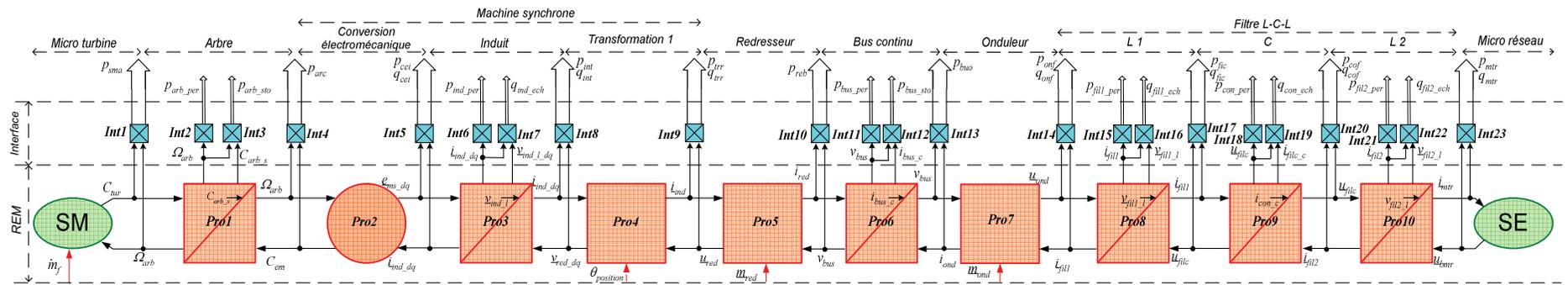


Figure III-3. Etape 2 : Niveau Interface de la MMN

III.2.3. Etape 2 : Niveau « interface » de la Modélisation Multi-Niveaux

Afin d'analyser (et contrôler ensuite) l'écoulement de la puissance, on considère les puissances instantanées circulant de la turbine à gaz au réseau. Toutes les puissances sont calculées en s'appuyant sur les exemples présentés au chapitre II (Tableau III-3) et sont visualisée sur la MMN (Figure III-3). Les puissances triphasées respectives au coté alternatif des convertisseurs électroniques de puissances (*Int9* et *Int14*) et respectives aux éléments réactifs (L_1 , C et L_2) (*Int15* à *Int23*) sont calculées selon la méthode présentée au chapitre 2.

Les puissances utilisant les grandeurs de Park (*Int5*, *Int6*, *Int7* et *Int8*) sont calculées en utilisant les équations (II-68) et (II-73) du chapitre 2 (Paragraphe II.2.5.d)

<i>Int1</i> : $p_{sma} = C_{tur} \Omega_{arb}$	<i>Int2</i> : $p_{arb_per} = f_{vis} \Omega_{arb}^2$
<i>Int3</i> : $p_{arb_sto} = C_{arb_s} \Omega_{arb}$	<i>Int4</i> : $p_{arc} = C_{em} \Omega_{arb}$
<i>Int5</i> : $\begin{cases} p_{cei} = \underline{e}_{ms_dq}^T \cdot \underline{i}_{ind_dq} \\ q_{cei} = \underline{e}_{ms_dq}^T \cdot C_{q_dq} \cdot \underline{i}_{ind_dq} \end{cases}$	<i>Int6</i> : $p_{ind_per} = R_s \underline{i}_{ind_dq}^T \cdot \underline{i}_{ind_dq}$
<i>Int7</i> : $q_{ind_ech} = \underline{v}_{ind_l_dq}^T \cdot C_{q_dq} \cdot \underline{i}_{ind_dq}$	<i>Int8</i> : $\begin{cases} p_{int} = \underline{v}_{red_dq}^T \cdot \underline{i}_{ind_dq} \\ q_{int} = \underline{v}_{red_dq}^T \cdot C_{q_dq} \cdot \underline{i}_{ind_dq} \end{cases}$
<i>Int9</i> : $\begin{cases} p_{irr} = \underline{u}_{red}^T \cdot \underline{i}_{ind} \\ q_{irr} = \underline{u}_{red}^T \cdot C_q \cdot \underline{i}_{ind} \end{cases}$	<i>Int10</i> : $p_{reb} = v_{bus} \underline{i}_{red}$
<i>Int11</i> : $p_{bus_per} = \frac{1}{R_{bus}} v_{bus}^2$	<i>Int12</i> : $p_{bus_sto} = v_{bus} \underline{i}_{bus_c}$
<i>Int13</i> : $p_{buo} = v_{bus} \underline{i}_{ond}$	<i>Int14</i> : $\begin{cases} p_{onf} = \underline{u}_{ond}^T \cdot \underline{i}_{fil} \\ q_{onf} = \underline{u}_{ond}^T \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil} \end{cases}$
<i>Int15</i> : $p_{fil1_per} = R_{fil1} [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil1}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil1}]$	<i>Int16</i> : $q_{fil1_ech} = \sqrt{3} \underline{v}_{fil1_l}^T \cdot C_{ech} \cdot \underline{i}_{fil1}$
<i>Int17</i> : $\begin{cases} p_{filc} = \underline{u}_{filc}^T \cdot \underline{i}_{fil1} \\ q_{filc} = \underline{u}_{filc}^T \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil1} \end{cases}$	<i>Int18</i> : $p_{con_per} = \frac{1}{R_{filc}} [C_{u23} \cdot C_{ucs} \cdot \underline{u}_{filc}]^T \cdot [C_{u23} \cdot C_{ucs} \cdot \underline{u}_{filc}]$
<i>Int19</i> : $q_{con_ech} = \sqrt{3} (C_{ucs} \cdot \underline{u}_{filc})^T \cdot C_{ech} \cdot \underline{i}_{filc_c}$	<i>Int20</i> : $\begin{cases} p_{cof} = \underline{u}_{filc}^T \cdot \underline{i}_{fil2} \\ q_{cof} = \underline{u}_{filc}^T \cdot C_q \cdot \underline{i}_{fil2} \end{cases}$
<i>Int21</i> : $p_{fil2_per} = R_{fil2} [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil2}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \underline{i}_{fil2}]$	<i>Int22</i> : $q_{fil2_ech} = \sqrt{3} \underline{v}_{fil2_l}^T \cdot C_{ech} \cdot \underline{i}_{fil2}$
<i>Int23</i> : $\begin{cases} p_{mtr} = \underline{u}_{bmr}^T \cdot \underline{i}_{mtr} \\ q_{mtr} = \underline{u}_{bmr}^T \cdot C_q \cdot \underline{i}_{mtr} \end{cases}$	

Tableau III-3. Liste des équations mathématiques pour le niveau *Interface*

III.2.4. Etape 3 : Niveau « Puissance » de la Modélisation Multi-Niveaux

Etant donné la réversibilité des convertisseurs électroniques de puissance, le transfert de puissance est bidirectionnel entre le micro réseau et la machine synchrone, par contre, il ne l'est pas dans la micro turbine. L'écoulement de la puissance instantanée au sein de la chaîne de conversion est donc représenté à la Figure III-4 dans le sens « micro turbine vers le micro-réseau » (en convention « générateur ») en prenant en compte les pertes mécaniques (p_{arb_per}), les pertes dans l'induit du générateur (p_{ind_per}), les pertes dans le bus continu (p_{bus_per}) et les pertes dans le filtre L-C-L (p_{fil1_per} , p_{con_per} et p_{fil2_per}). Les puissances échangées avec les éléments de stockage interne, c'est à dire l'arbre de la turbine ($p_{arb_sto_r}$ et $p_{arb_sto_a}$) et le bus continu ($p_{bus_sto_a}$ et $p_{bus_sto_r}$) sont également précisés.

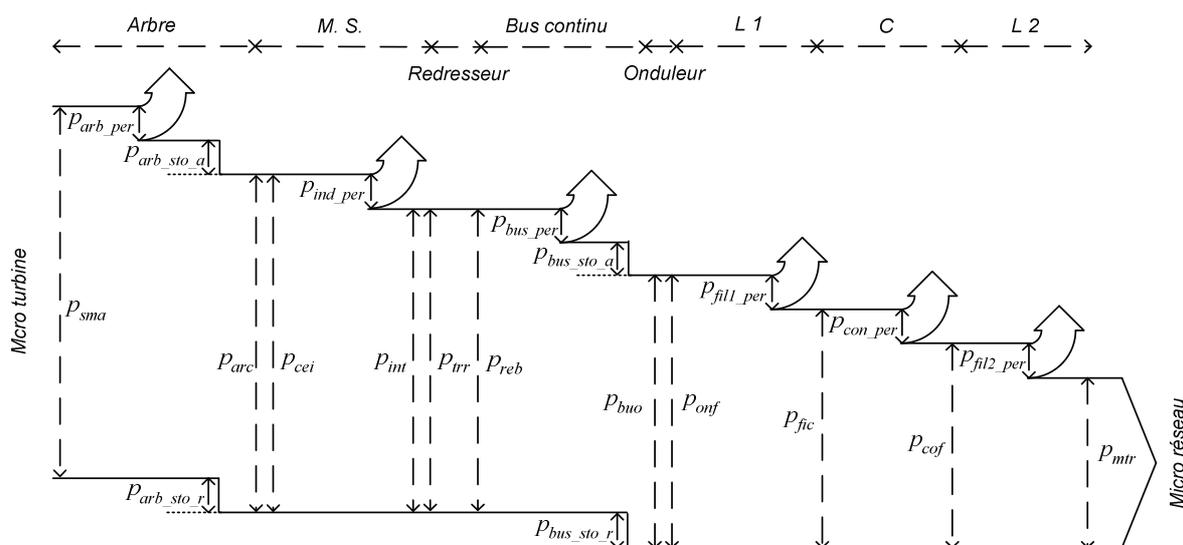


Figure III-4. Ecoulement de la puissance instantanée en mode générateur

Le bilan de puissance est modélisé par des équations linéaires reportées dans le Tableau III-4 et représentées à la Figure III-5.

$Pui1 : 0 = p_{sma} - p_{arc} - p_{arb_per} - p_{arb_sto}$	$Pui2 : 0 = p_{arc} - p_{cei}$
$Pui3 : \begin{cases} 0 = p_{cei} - p_{int} - p_{ind_per} \\ 0 = q_{cei} - q_{int} - q_{ind_ech} \end{cases}$	$Pui4 : 0 = p_{int} - p_{trr}$
$Pui5 : 0 = p_{trr} - p_{reb}$	$Pui6 : 0 = p_{reb} - p_{buo} - p_{bus_per} - p_{bus_sto}$
$Pui7 : 0 = p_{buo} - p_{onf}$	$Pui8 : \begin{cases} 0 = p_{onf} - p_{fic} - p_{fil1_per} \\ 0 = q_{onf} - q_{fic} - q_{fil1_ech} \end{cases}$
$Pui9 : \begin{cases} 0 = p_{fic} - p_{cof} - p_{con_per} \\ 0 = q_{fic} - q_{cof} - q_{con_ech} \end{cases}$	$Pui10 : \begin{cases} 0 = p_{cof} - p_{mtr} - p_{fil2_per} \\ 0 = q_{cof} - q_{mtr} - q_{fil2_ech} \end{cases}$

Tableau III-4. Liste des équations mathématiques pour le niveau puissance

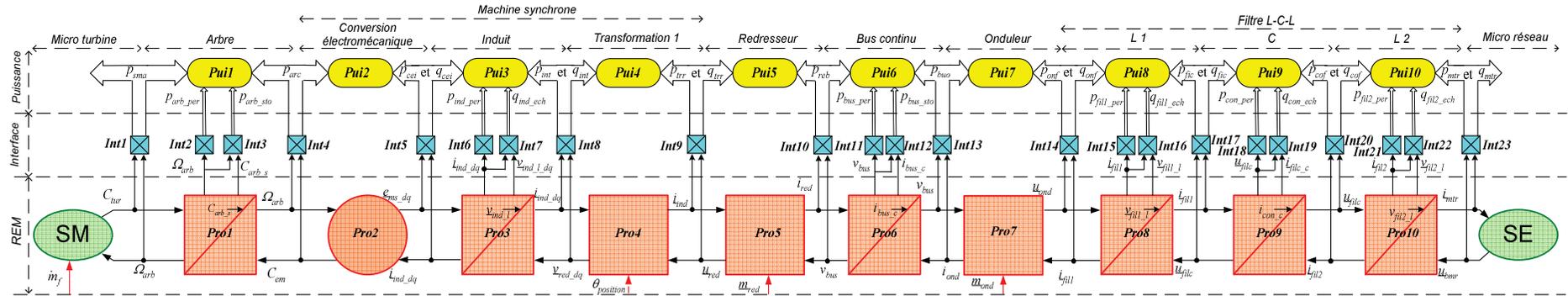


Figure III-5. Etape 3 : Niveau Puissance de la MMN

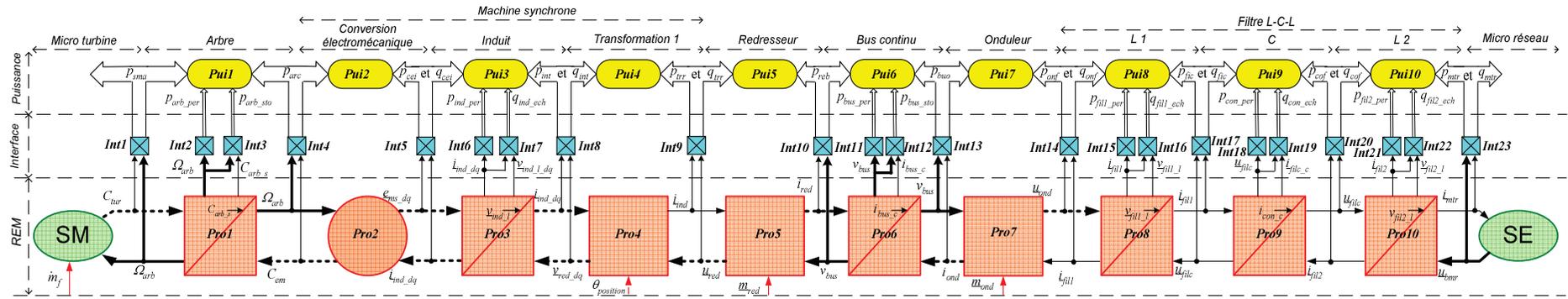


Figure III-6. Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables

La puissance électromécanique (p_{arc} , *Int4*, tableau III-2) est supposée entièrement convertie en puissance électrique (p_{cei} , *Int5*). En effet, en remplaçant C_{em} (équation *Pro2*, tableau I-1) dans l'expression de la puissance mécanique instantanée (*Int4*, tableau I-2), on a :

$$p_{arc} = (p_m \phi_m i_{ind_q} + (L_{sd} - L_{sq}) p_m i_{ind_d} i_{ind_q}) \Omega_{arb} \quad (III-1)$$

$$p_{arc} = (-p_m L_{sq} \Omega_{arb} i_{ind_q}) i_{ind_d} + (p_m \phi_m \Omega_{arb} + p_m L_{sd} \Omega_{arb} i_{ind_d}) i_{ind_q} \quad (III-2)$$

En prenant en compte l'expression de e_{ms_d} et e_{ms_q} (équation *Pro2*), on obtient :

$$p_{arc} = e_{ms_dq}^T \cdot i_{ind_dq} \quad (III-3)$$

Cette équation est identique à l'expression de la puissance active instantanée alternative (p_{cei}) (équation *Int5*). Donc, la relation permettant de modéliser le transit de puissance est formulée sans a priori sur le sens du transfert de puissance :

$$Pui2 : 0 = p_{arc} - p_{cei} \quad (III-4)$$

Les puissances réactives triphasées apparaissent dans les deux parties triphasées alternatives entre la machine synchrone et le redresseur et entre l'onduleur et le micro réseau (Figure III-7). La puissance réactive instantanée du côté alternatif des convertisseurs électroniques de puissance (q_{trr} et q_{onf}) est créée par le déphasage entre les courants triphasés et les tensions triphasées. Une valeur quelconque n'influence pas les puissances instantanées (p_{reb} et p_{buo}) du côté continu.

Entre la machine synchrone et le redresseur, la puissance réactive issue de l'induit dans le repère $d-q$ (q_{int}) est égale à la puissance réactive q_{trr} , car la transformation conserve la puissance. La puissance réactive créée par la machine synchrone (q_{cei}) est égale à la somme de q_{int} et de la puissance réactive échangée avec l'induit de la machine (q_{ind_ech}).

Entre l'onduleur et le micro réseau, la puissance réactive échangée avec le micro réseau (q_{mtr}) est égale à la puissance réactive créée par l'onduleur (q_{onf}) diminuée des puissances réactives échangées (q_{fil1_ech} , q_{con_ech} et q_{fil2_ech}) avec les éléments du filtre L-C-L. Les deux puissances réactives q_{fic} et q_{cof} sont les puissances intermédiaires entre les éléments (L1 et C) et (C et L2).

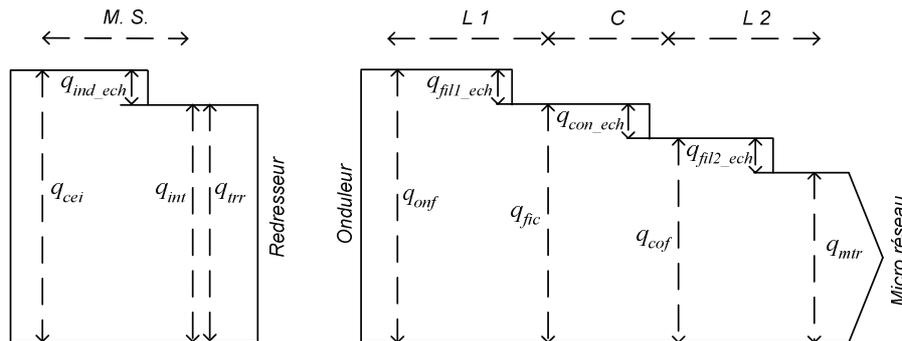


Figure III-7. Ecoulement de la puissance réactive en mode générateur

III.3. Commande hiérarchique en mode connexion

III.3.1. Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables

La vitesse de l'arbre de la micro turbine varie lentement selon la variation de la puissance générée et a une dynamique d'une trentaine de secondes comme le montre les résultats

expérimentaux (Figure III-22). La tension du bus continu réseau a également une dynamique lente car elle doit être maintenue constante pour assurer le fonctionnement correct des convertisseurs (le redresseur et l'onduleur). Côté réseau alternatif, toutes les grandeurs (tensions et courants) sont imposées en mode connexion par le réseau principal, dont la composante fondamentale est 50Hz. Dans un repère de Park tournant et synchronisé avec les grandeurs du réseau, (50 tours par seconde), les grandeurs sinusoïdales à 50Hz deviennent stationnaires [LOU-97]. Les tensions du micro réseau seront donc considérées stationnaires à la fréquence de 50Hz. Dans la représentation multi-niveaux, on visualise les grandeurs stationnaires par des traits en gras (Figure III-6).

Les courants i_{red} et i_{ond} , les tensions u_{red} et u_{ond} sont des valeurs moyennes de grandeurs modulées et sont difficilement mesurables. Les couples C_{em} et C_{tur} sont également des grandeurs dont la mesure est délicate et onéreuse. Les forces électromotrices e_{ms_dq} sont des grandeurs fictives non-mesurables. Dans la représentation multi-niveaux, on visualise les grandeurs non-mesurables par des pointillées (Figure III-6).

III.3.2. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage

Cette étape est une préparation nécessaire pour déterminer les chaînes d'action qui seront exploitées pour concevoir la structure du dispositif de commande.

Quand une grandeur est stationnaire, on peut l'utiliser pour faire le passage entre le niveau 'Processus' et le niveau 'Puissance'. Dans ce cas, on peut colorier les relations en bleu foncé dans le niveau 'Interface'. Ainsi $Int1$, $Int2$ et $Int3$ sont mis en couleur foncée car Ω_{arb} est considérée stationnaire, de même pour $Int8$, $Int9$ et $Int10$ en raison de la stationnarité de v_{bus} , et $Int17$ en raison de u_{bmr} (Figure III-8).

L'utilisation d'une grandeur non mesurable dans une chaîne d'action (entre une entrée de commande et une sortie à contrôler) va obliger à utiliser soit un estimateur soit un correcteur réjecteur dans le dispositif de commande. Pour visualiser cette difficulté, on ajoute des symboles \times pour montrer cette contrainte qui apparaîtra lors de la conception de la partie commande. Ainsi, dans $Pro1$ (Figure III-8), le chemin $C_{tur} \rightarrow \Omega_{arb}$ ne peut pas être inversé car C_{em} est un couple non-mesurable. Pour montrer ce blocage, on fait figurer le symbole \times devant C_{em} . De même, le chemin $C_{em} \rightarrow \Omega_{arb}$ est bloqué par C_{tur} , car il est un couple non-mesurable dans $Pro3$. Le chemin $e_{ms_dq} \rightarrow \dot{i}_{ind_dq}$ est bloqué par v_{red_dq} car c'est une grandeur équivalente à une grandeur modulée. Le chemin $v_{red_dq} \rightarrow \dot{i}_{ind_dq}$ est bloqué par e_{ms_dq} car c'est une grandeur non-mesurable dans $Pro6$. Le chemin $i_{red} \rightarrow v_{bus}$ est bloqué par i_{ond} car c'est une grandeur modulée. Le chemin $i_{ond} \rightarrow v_{bus}$ est bloqué par i_{red} car c'est une grandeur modulée dans $Pro8$. Le chemin $u_{filc} \rightarrow \dot{i}_{filc}$ est bloqué par u_{ond} car c'est une grandeur modulée.

III.3.3. Etape 6 : Fixer les chaînes d'action

Les objectifs de la commande de la micro turbine sont les suivants :

- La tension du bus continu réseau doit être contrôlée à une valeur constante ;
- L'onduleur réseau doit permettre de contrôler les puissances active et réactive injectées au réseau (par réglage des courants alternatifs pour les rendre égales à des références imposées par le gestionnaire) ;
- La vitesse de l'arbre doit être asservie à une référence permettant de satisfaire la fourniture de puissance électrique.

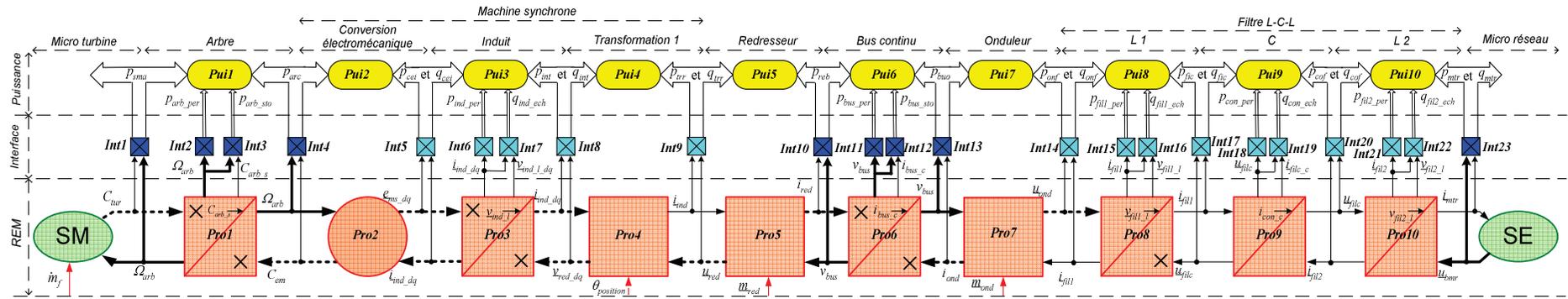


Figure III-8. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage

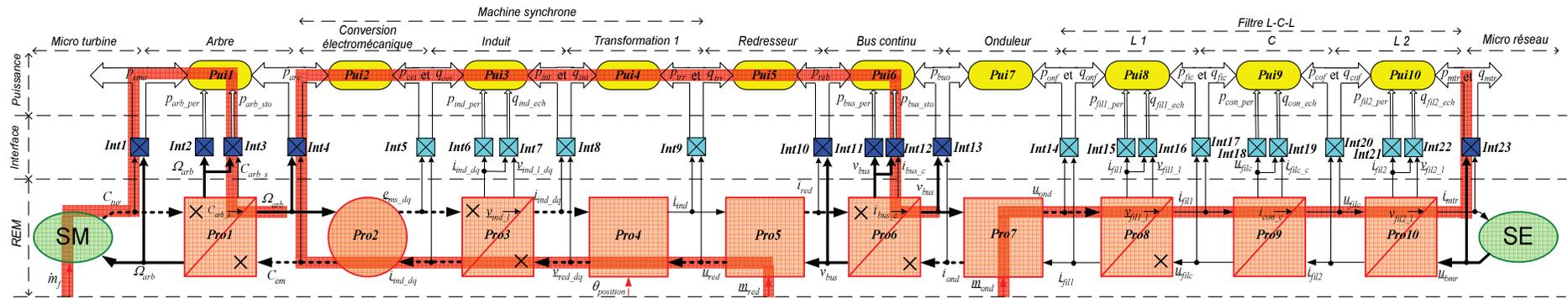


Figure III-9. Etape 6 : Fixer les chaînes d'action

Les convertisseurs électroniques de puissance sont utilisés pour introduire des entrées influençables de contrôle pour les grandeurs apparaissant sur le graphe. Dans un premier temps, il s'agit de faire apparaître des chaînes d'action entre les entrées de commande et les grandeurs à contrôler.

Une première chaîne d'action est à considérer entre le débit d'injection et la vitesse de l'arbre. Le débit (\dot{m}_f) influence le couple C_{tur} à travers la micro-turbine (SM) (Figure III-9). Ce couple ne peut être utilisé pour contrôler la vitesse (présence d'un \times dans $Pro 1$). Le formalisme, tel que nous l'avons défini montre que les couples de la turbine et de la machine (C_{tur} et C_{em}) sont considérés comme non mesurables (lignes en pointillés et \times dans le bloc $Pro 1$). Dès lors, le formalisme met en évidence que le couple C_{arb_g} doit être utilisé en matérialisant la chaîne d'action (en rouge sur la Figure III-9) par l'utilisation des relations $Int1$, $Pui1$, $Int3$ pour influencer le couple résultant (C_{arb_g}) qui modifiera la vitesse.

Le contrôle du bus continu requiert la définition d'une seconde chaîne d'action.

En mode isolé, la puissance ne peut provenir que de la source primaire (micro-turbine SM). Le réglage de la tension du bus continu ne peut être réalisé que par une chaîne d'action provenant de cette source. Le graphe montre que les deux courants modulés i_{ond} et i_{red} ne peuvent pas être utilisés pour contrôler v_{bus} (Figure III-9) de par la présence des deux \times dans le bloc $Pro 6$. En conséquence, le réglage de la tension du bus continu sera réalisé par action sur i_{bus_c} à travers des puissances transférées à partir de l'arbre de la micro turbine (de $Pui2$ à $Pui6$) visualisée dans le niveau « puissance ». La tension du bus continu représente l'énergie stockée qui peut être contrôlée par la puissance fournie par la micro turbine de la manière suivante. Etant donné que l'équation $Pui1$ est déjà utilisée par la première chaîne d'action, la chaîne d'action commence par la puissance p_{arc} jusqu'à la puissance échangée avec le bus continu

p_{bus_sto} :

$$p_{arc} (Pui2) \rightarrow p_{cei} (Pui3) \rightarrow p_{int} (Pui4) \rightarrow p_{trr} (Pui5) \rightarrow p_{reb} (Pui6) \rightarrow p_{bus_sto}$$

L'équation $Int12$ doit être utilisée pour faire le passage entre p_{bus_sto} et la grandeur à contrôlée v_{bus} . La puissance mécanique p_{arc} ($Pui2$) est influençable par le couple C_{em} en utilisant la relation de passage $Int4$. Il est alors nécessaire de poursuivre la chaîne d'action depuis C_{em} jusqu'aux grandeurs de réglage (m_{red} , $Pro5$) :

$$\underline{m}_{red} (Pro5) \rightarrow \underline{u}_{red} (Pro4) \rightarrow \underline{v}_{red_dq} (Pro3) \rightarrow \dot{i}_{ind_dq} (Pro2) \rightarrow C_{em} (Int4).$$

Il existe deux entrées de réglage dans le vecteur (\underline{m}_{red}) pour un redresseur triphasé, le contrôle de la tension du bus continu n'utilise qu'une fonction de conversion. L'autre est utilisée pour contrôler le courant direct de la machine synchrone. La chaîne d'action utilise les courants de la machine \dot{i}_{ind_dq} à partir de \underline{m}_{red} . Et, les grandeurs utilisées pour construire la chaîne d'action dans le niveau REM sont :

$$\underline{m}_{red} (Pro5) \rightarrow \underline{u}_{red} (Pro4) \rightarrow \underline{v}_{red_dq} (Pro3) \rightarrow \dot{i}_{ind_dq} (Pro 2) \rightarrow C_{em}$$

A noter que cette partie de la chaîne d'action passe par un symbole de blocage (dans $Pro3$) ; cela impliquera que les grandeurs non-mesurables \underline{e}_{ms_dq} devront être estimées par la suite.

Le contrôle des courants envoyés au réseau peut être réalisé par action sur les fonctions de conversion m_{ond} par la chaîne d'action :

$$\underline{m}_{ond} (Pro7) \rightarrow \underline{u}_{ond} (Pro8) \rightarrow \dot{i}_{fill} (Pro9) \rightarrow \underline{u}_{filc} (Pro10) \rightarrow \dot{i}_{mtr} (Int23) \rightarrow p_{mtr} \text{ et } q_{mtr}$$

Le graphe (Figure III-9) montre que les puissances échangées avec le réseau sont influencées par les équations de passage dans $Int23$.

III.3.4. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs physiques par inversion de la REM.

La structure du dispositif de commande est conçue en définissant les différentes fonctions de la commande qui constituent la chaîne inverse de la chaîne d'action. Le niveau 'Contrôle des grandeurs physiques' est conçu par l'inversion des chaînes d'action selon les règles de l'inversion de la REM (Figure III-10, Annexe 3). Il s'agit des macro-blocs *SMc*, *Pro1c*, *Pro2c*, *Pro3c*, *Pro4c*, *Pro5c*, *Pro6c*, *Pro7c*, *Pro8c*, *Pro9c* et *Pro10c* (Tableau III-5). Cette structure sans *Pro6c* a été détaillée dans le chapitre I, paragraphe I.3. Ici, on utilise i_{bus_sto} pour contrôler v_{bus} comme à la Figure II-69 dans le chapitre II.

<p><i>SMc</i> :</p> $\dot{m}_{f_reg} = C_{cor_tur} (C_{tur_reg} - \hat{C}_{tur})$	<p><i>Pro1c</i> :</p> $C_{arb_s_reg} = C_{cor_arb} (\Omega_{arb_reg} - \hat{\Omega}_{arb})$
<p><i>Pro3c</i> :</p> $v_{red_dq_reg} = \tilde{e}_{ms_dq} - C_{cor_ind} (i_{ind_dq_reg} - \tilde{i}_{ind_dq})$	<p><i>Pro2c</i> :</p> $i_{ind_q_reg} = \frac{1}{p\phi_m} \frac{1}{C_{em_ref}}, \quad i_{ind_d_reg} = 0$
<p><i>Pro4c</i> :</p> $u_{red_reg} = C_{usc} \cdot P_{park}^{-1} \cdot v_{red_dq_reg}$	<p><i>Pro5c</i> :</p> $m_{red_reg} = \frac{1}{\hat{v}_{bus}} u_{red_reg}$
<p><i>Pro6c</i> :</p> $i_{bus_sto_reg} = C_{cor_bus} (v_{bus_reg} - \hat{v}_{bus})$	<p><i>Pro7c</i> :</p> $m_{ond_reg} = \frac{1}{\hat{v}_{bus}} u_{ond_reg}$
<p><i>Pro8c</i> :</p> $v_{ond_dq_reg} = \tilde{v}_{filc_dq} + \tilde{e}_{fil1_dq} + C_{cor_fil1} (i_{fil1_dq_ref} - \tilde{i}_{fil1_dq})$ <p>avec</p>	$\tilde{v}_{filc_dq} = P_{park} \cdot \hat{u}_{filc}$ $\tilde{e}_{fil1_dq} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} L_{fil1} \omega_s \tilde{i}_{fil1_dq}$ $i_{fil1_dq_ref} = P_{park} \cdot i_{fil1_reg}$ $\tilde{i}_{fil1_dq} = P_{park} \cdot \hat{i}_{fil1}$ $u_{ond_reg} = P_{park}^{-1} \cdot v_{ond_dq_reg}$
<p><i>Pro9c</i> :</p> $i_{fil1_dq_reg} = \tilde{i}_{fil2_dq} + \tilde{e}_{filc_dq} + C_{cor_filc} (v_{filc_dq_ref} - \tilde{v}_{filc_dq})$ <p>avec</p>	$\tilde{i}_{fil2_dq} = P_{park} \cdot \hat{i}_{fil2}$ $\tilde{e}_{filc_dq} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} C_{filc} \omega_s \tilde{v}_{filc_dq}$ $v_{filc_dq_ref} = P_{park} \cdot u_{filc_reg}$ $\tilde{v}_{filc_dq} = P_{park} \cdot \hat{u}_{filc}$ $i_{fil1_reg} = P_{park}^{-1} \cdot i_{fil1_dq_reg}$
<p><i>Pro10c</i> :</p> $v_{filc_dq_reg} = \tilde{v}_{bmr_dq} + \tilde{e}_{fil2_dq} + C_{cor_fil2} (i_{mtr_dq_ref} - \tilde{i}_{mtr_dq})$ <p>avec</p>	$\tilde{v}_{bmr_dq} = P_{park} \cdot \hat{u}_{bmr}$ $\tilde{e}_{fil2_dq} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} L_{fil2} \omega_s \tilde{i}_{mtr_dq}$ $i_{mtr_dq_ref} = P_{park} \cdot i_{mtr_reg}$ $\tilde{i}_{mtr_dq} = P_{park} \cdot \hat{i}_{mtr}$ $u_{filc_reg} = P_{park}^{-1} \cdot v_{filc_dq_reg}$

Tableau III-5. Liste des équations pour le contrôle des grandeurs physiques

Le bloc *Pro1c* n'est pas identique à celui présenté dans le paragraphe I.3.8 (Figure I-20) pour éviter la mesure du couple C_{em} . Les fonctions de commande *Pro8c*, *Pro9c* et *Pro10c* sont implémentés avec des correcteurs IP en générant des courants et tensions dans un repère de

Park tournant à la vitesse du réseau électrique.

Remarque :

Dans le macro-bloc *Pro2c*, le courant de réglage $i_{ind_d_reg}$ est mis à zéro pour diminuer les pertes de la machine synchrone (*Int6*).

III.3.5. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance

La conception de la supervision locale des transits de puissance dépend de l'utilisation qui doit être faite du générateur. Si la source est programmable, alors les puissances générées en sortie peuvent être imposées, l'énergie primaire étant supposée disponible voire infinie. Nous considérons le cas où les puissances de référence sont imposées par le gestionnaire du micro réseau et la supervision locale doit donc être conçue pour les générer correctement. Si la source est non réglable, (cas des énergies renouvelables), la puissance générée sera estimée en utilisant une mesure de la source primaire et cette information est envoyée au gestionnaire du micro réseau.

Pour notre application, la micro turbine est une source réglable car la puissance générée peut être rendue égale à une consigne en réglant le débit de gaz. En réécrivant les équations du bilan de puissance (Figure III-4), une chaîne de supervision des puissances est fixée à partir des références imposées par le gestionnaire du micro réseau (p_{mtr_ref}) jusqu'à la puissance de réglage de l'énergie primaire (p_{sma_reg} en négligeant les pertes considérées faibles (p_{arb_per} et p_{bus_per}) (Figure III-11). L'ensemble des équations nécessaires sont reportées dans le tableau III-6.

$Pui1c : p_{sma_reg} = p_{arc_reg} + p_{arb_sto_reg}$	$Pui2c : p_{arc_reg} = p_{cei_reg}$
$Pui3c : p_{cei_reg} = p_{int_reg} + \tilde{p}_{ind_per}$	$Pui4c : p_{int_reg} = p_{trr_reg}$
$Pui5c : p_{trr_reg} = p_{reb_reg}$	$Pui6c : p_{reb} = p_{buo_reg} + p_{bus_sto_reg}$
$Pui7c : p_{buo_reg} - p_{onf_reg}$	$Pui8c : p_{onf_reg} = p_{fic_reg} + \tilde{p}_{fil1_per}$
$Pui9c : p_{fic_reg} = p_{cof_reg} - \tilde{p}_{con_per}$	$Pui10c : p_{cof_reg} = p_{mtr_ref} - \tilde{p}_{fil2_per}$

Tableau III-6. Liste des équations pour la supervision de la puissance

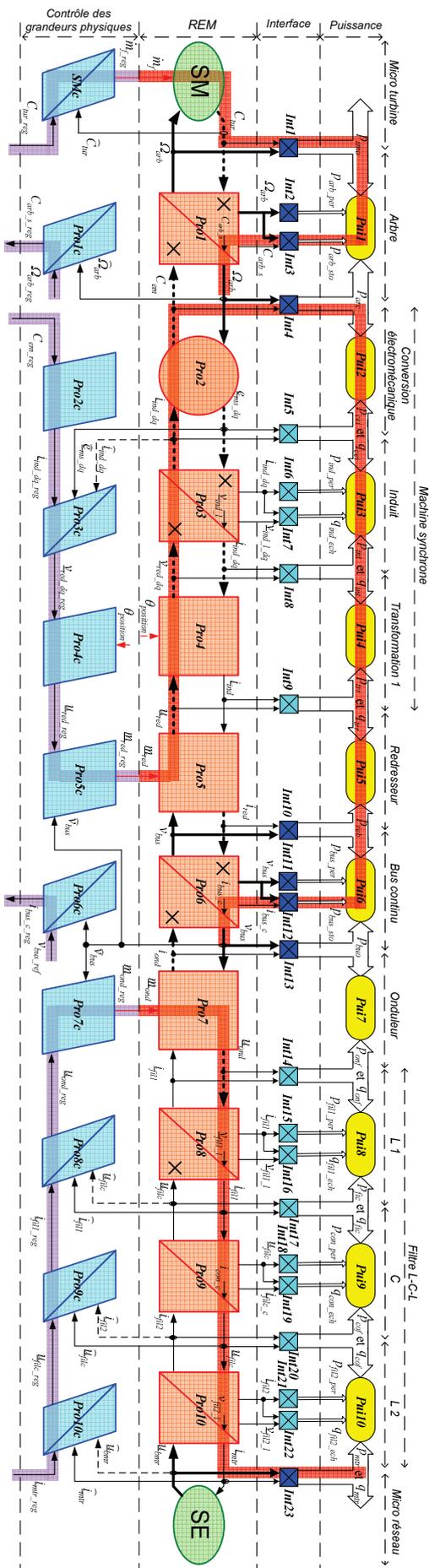


Figure III-10. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs d'état d'après l'inversion de la REM

A partir de la représentation (Figure III-11), on peut faire apparaître trois chaînes de contrôle (en mauve) qui correspondent à l'inversion des trois chaînes d'action.

Ainsi, on montre que la puissance à échanger avec le bus continu ($p_{bus_sto_reg}$) et la puissance générée sur le réseau p_{mtr_ref} doit être utilisée pour déterminer la puissance de la turbine p_{sma_reg} . La puissance à échanger avec le bus continu est calculée à partir de la référence du courant dans le condensateur ($i_{bus_c_reg}$) obtenue par un contrôle en boucle fermée de la tension du bus continu.

On retrouve une organisation déjà expliquée au chapitre 1 et conforme à la représentation par schéma bloc de la Figure I-21.

Les relations entre les puissances de référence et les grandeurs physiques sont calculées dans le niveau '*Contrôle des puissances*'. Il comprend deux relations d'estimation, quand il faut calculer une puissance à partir des grandeurs dynamiques (*Int3e* et *Int12e*) et trois relations de commande, quand il faut calculer une grandeur dynamique à partir d'une puissance (*Int1c*, *Int4c* et *Int23c*).

<i>Int1c</i> : $C_{tur_reg} = \frac{P_{sma_reg}}{\hat{\Omega}_{arb}}$	<i>Int3e</i> : $p_{arb_sto_reg} = C_{arb_s_reg} \hat{\Omega}_{arb}$
<i>Int4c</i> : $C_{em_reg} = \frac{P_{arc_reg}}{\hat{\Omega}_{arb}}$	<i>Int12e</i> : $p_{bus_sto_reg} = \hat{v}_{bus} i_{bus_c_reg}$
<i>Int23c</i> : $\begin{cases} i_{mtr_1_reg} = \frac{(2\hat{u}_{bmr13} - \hat{u}_{bmr23})p_{mtr_ref} + \sqrt{3}\hat{u}_{bmr23}q_{mtr_ref}}{2\hat{u}_{bmr13}^2 - 2\hat{u}_{bmr13}\hat{u}_{bmr23} + 2\hat{u}_{bmr23}^2} \\ i_{mtr_2_reg} = \frac{(2\hat{u}_{bmr23} - \hat{u}_{bmr13})p_{mtr_ref} - \sqrt{3}\hat{u}_{bmr13}q_{mtr_ref}}{2\hat{u}_{bmr13}^2 - 2\hat{u}_{bmr13}\hat{u}_{bmr23} + 2\hat{u}_{bmr23}^2} \end{cases}$	

Tableau III-7. Liste des équations pour le contrôle des puissances

III.3.6. Etape 9 : Appliquer des simplifications et des estimations

Le contrôle de l'injection a déjà été présenté au chapitre 1 (Paragraphe I.3.10, Figure I-69). Mais dans ce chapitre, on modifie un peu ce contrôle, car le couple de la turbine C_{tur} est une grandeur non-mesurable et empêche l'utilisation d'un contrôle en boucle fermée (macro-bloc '*SMc*' au niveau '*Contrôle des grandeurs physiques*). Un estimateur du 1^{er} ordre (macro bloc *SMe*) est ajouté pour calculer le couple fourni par la turbine à partir du débit de gaz (Figure III-12). Il correspond à l'ajout d'un bloc de GIC *R69e* (Figure III-13). Cela permet d'utiliser un correcteur PI (macro bloc *SMc2* à la Figure III-12, GIC *R69c* à la Figure III-13) qui calcule le débit de gaz de référence à partir du couple de référence.

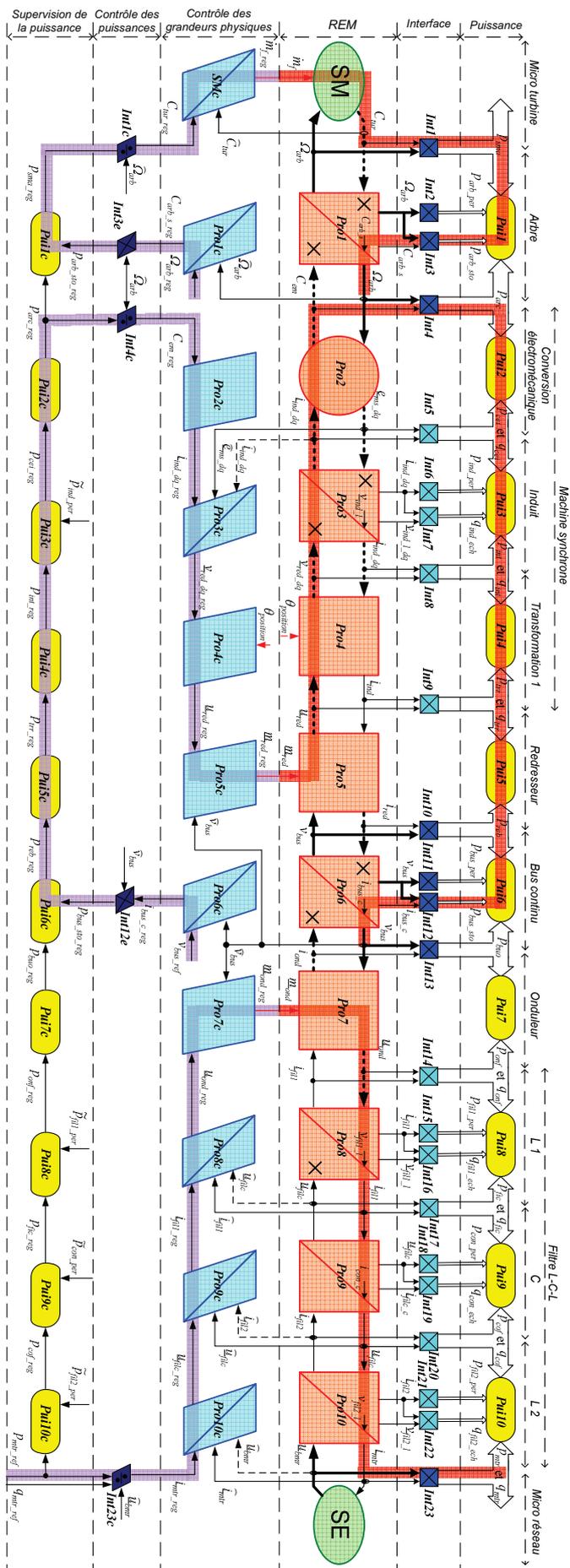


Figure III-11. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance

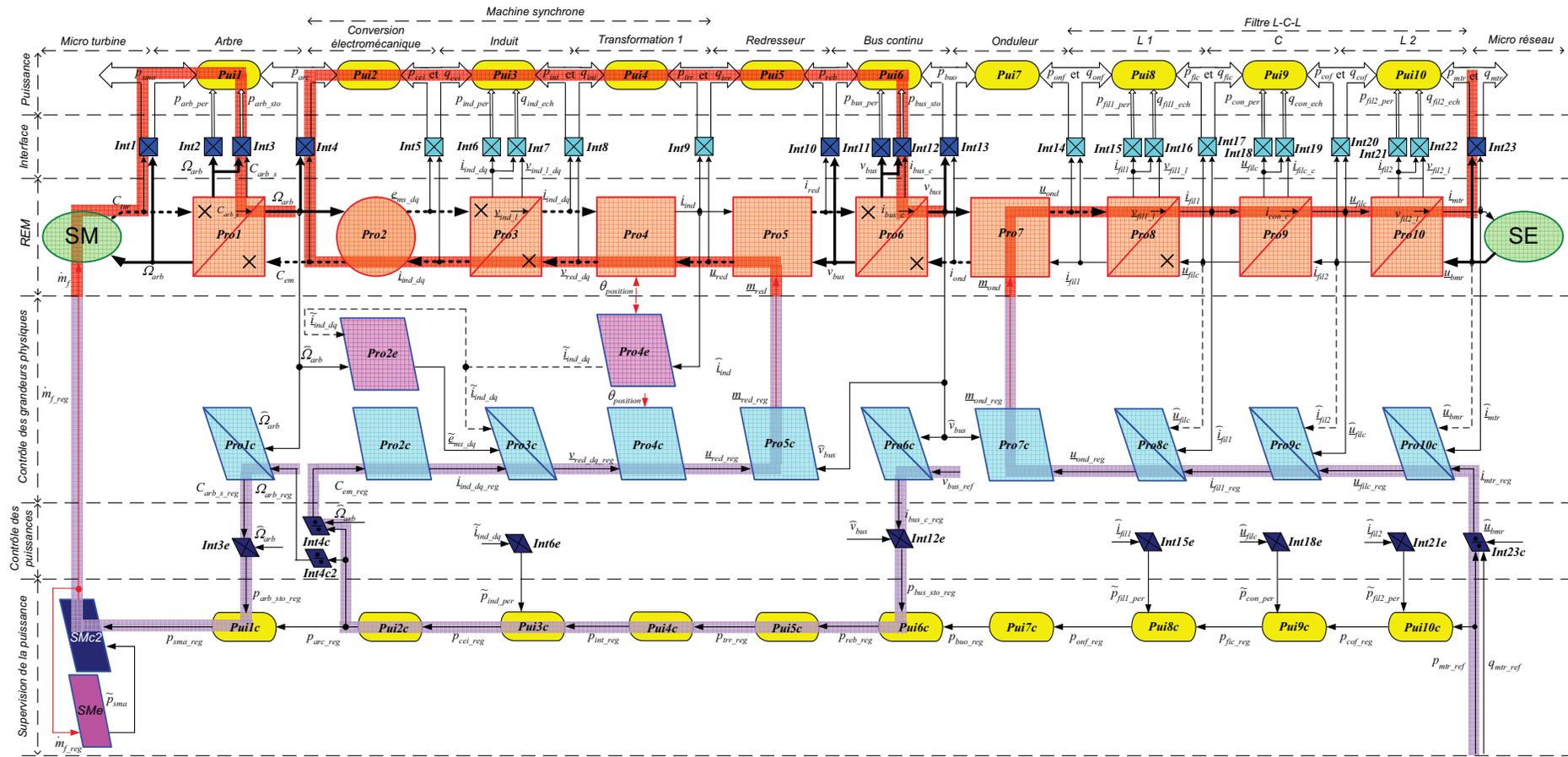


Figure III-12. Etape 9 : Appliquer des estimations, des simplifications et des stratégies

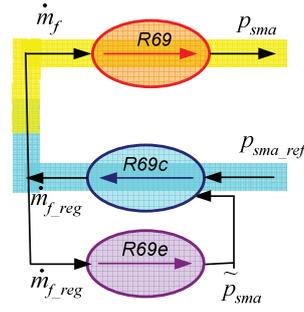


Figure III-13. Contrôleur (R69c) et estimateur (R69e) de la micro turbine

Les grandeurs non-mesurables (\hat{i}_{ind_dq} et \hat{e}_{ms_dq}) sont estimées par les macro-blocs *Pro2e* et *Pro4e*.

Les estimations des pertes (\tilde{p}_{ind_per} , \tilde{p}_{fil1_per} , \tilde{p}_{con_per} et \tilde{p}_{fil2_per}) dans le dispositif de commande sont calculées en utilisant les relations de l'interface (*Int6e*, *Int15e*, *Int18e* et *Int21e*) à partir des grandeurs mesurées (\hat{i}_{fil1} , \hat{u}_{filc} et \hat{i}_{fil2}) ou estimées dans le niveau contrôle des grandeurs dynamiques rapides (\tilde{i}_{ind_dq}).

<p><i>SMc2</i> (R69c) :</p> $\dot{m}_{f_reg} = C_{cor_tur2}(p_{sma_reg} - \tilde{p}_{sma})$	<p><i>SMe</i> (R69e) :</p> $\tilde{p}_{sma} = \frac{k_p}{1 + \tau_{tur}s} \dot{m}_{f_reg}$
<p><i>Pro2e</i> :</p> $\begin{cases} \tilde{e}_{ms_d} = -p_m L_{sq} \hat{\Omega}_{arb} \tilde{i}_{ind_q} \\ \tilde{e}_{ms_q} = p_m \phi_m \hat{\Omega}_{arb} + p_m L_{sd} \hat{\Omega}_{arb} \tilde{i}_{ind_d} \end{cases}$	<p><i>Pro4e</i> :</p> $\tilde{i}_{ind_dq} = P_{park} \cdot (C_{i23} \cdot \hat{i}_{ind})$
<p><i>Int4c2</i> : $\Omega_{arb_ref} = k_v (C_{v1} + C_{v2} \frac{P_{arc_reg}}{C_{v3} + P_{arc_reg}})$</p>	<p><i>Int6e</i> : $\tilde{p}_{ind_per} = R_s \tilde{i}_{ind_dq}^T \cdot \tilde{i}_{ind_dq}$</p>
<p><i>Int15e</i> :</p> $\tilde{p}_{fil1_per} = R_{fil1} [C_{i23} \cdot \hat{i}_{fil1}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \hat{i}_{fil1}]$	<p><i>Int18e</i> :</p> $\tilde{p}_{con_per} = \frac{1}{R_{filc}} [C_{u23} \cdot C_{ucs} \cdot \hat{u}_{filc}]^T \cdot [C_{u23} \cdot C_{ucs} \cdot \hat{u}_{filc}]$
<p><i>Int21e</i> :</p> $\tilde{p}_{fil2_per} = R_{fil2} [C_{i23} \cdot \hat{i}_{fil2}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \hat{i}_{fil2}]$	

Tableau III-8. Liste des équations pour les estimations

La référence de la vitesse (Ω_{arb_ref}) doit être déterminée car celle ci fixe l'énergie cinétique de la turbine dont la puissance mécanique extraite sera convertie en puissance électrique. En pratique, la puissance mécanique de la turbine (p_{sma}) est difficilement mesurable. Par contre, on peut utiliser la puissance mécanique de la machine électrique. En utilisant la caractéristique inverse de la puissance mesurée (\hat{p}_{sma}) en fonction de la vitesse mesurée, la référence de la vitesse est obtenue par interpolation des données d'expérimentation [YIN-01] (Figure III-22). Ici, on utilise la puissance p_{arc_reg} qui a une valeur proche de \hat{p}_{sma} pour simplifier la mesure. L'équation simplifiée suivante est obtenue et comparée avec la caractéristique réelle (Figure III-14) :

$$Int4c \quad \Omega_{arb_ref} = k_v (C_{v1} + C_{v2} \frac{P_{arc_reg}}{C_{v3} + P_{arc_reg}}) \quad (III-5)$$

où k_v ($\pi/30$), C_{v1} ($4,5 \times 10^4$), C_{v2} ($1,06 \times 10^5$) et C_{v3} ($3,25 \times 10^4$) sont des constantes.

Remarque : Comme pour la REM, la représentation en multi-niveaux (Figure III-12) présente 'la structure maximale de la commande'. La représentation multi-niveaux est une base pour établir la commande. Si on veut simplifier cette structure, par exemple, on réduit les trois correcteurs mis en série côté réseau en un seul correcteur. Cette simplification aboutit à un cas particuliers.

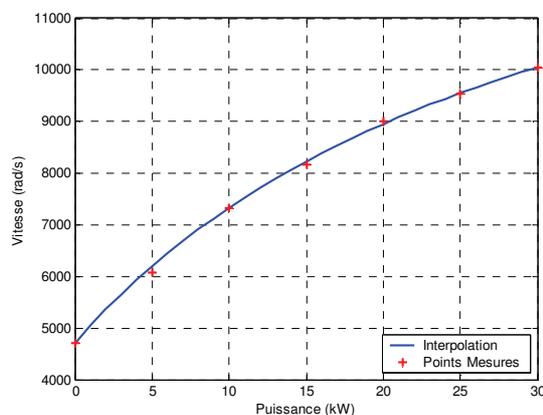


Figure III-14. Caractéristique expérimentale vitesse/puissance et caractéristique de réglage

III.3.7. Etape 10 : Interfacer avec la supervision centrale

La dernière étape consiste à interfacier ce dispositif de commande avec la supervision centrale (Figure III-15). La supervision centrale donne les consignes des puissances actives et réactives de référence pour la micro turbine. En même temps, la supervision centrale doit recevoir des informations de la micro turbine, comme les puissances active et réactive mesurées (ou estimées par l'équation *Int23e*) et le débit de gaz pour permettre l'optimisation de la consommation du carburant, par exemple.

III.3.8. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande en mode connecté

La Figure III-16 présente un schéma bloc du dispositif complet de commande en mettant en évidence les niveaux *ACR* et *ACE* qui correspondent à la Figure III-15. Les différents contrôles du niveau *ACR* ont été développés dans le chapitre 1 (Figure I-22) avec le changement du contrôle de la micro turbine présenté dans ce chapitre, pour éviter la mesure du couple C_{em} .

Pour ce type de système de contrôle, l'énergie primaire est réglée de manière à réguler le bus continu (Figure III-15). Les puissances délivrées au micro-réseau peuvent donc être imposées par des références externes (p_{mtr_ref} , q_{emtr_ref}). La représentation par schéma-blocs de la Figure III-17. Ceci peut permettre un contrôle à distance des puissances générées (« Power dispatching control scheme »). En régime permanent, le repère de Park tournant est synchronisé avec le vecteur « tension » du réseau, les expressions des puissances peuvent être simplifiées par des gains ; la valeur efficace de la tension imposée par le réseau étant constante :

$$p_{mtr_reg}(t) = u_{bmr_d} \cdot i_{mtr_d_pvr}(t) \quad (III-6)$$

$$q_{mtr_reg}(t) = u_{bmr_d} \cdot i_{mtr_q_pvr}(t) \quad (III-7)$$

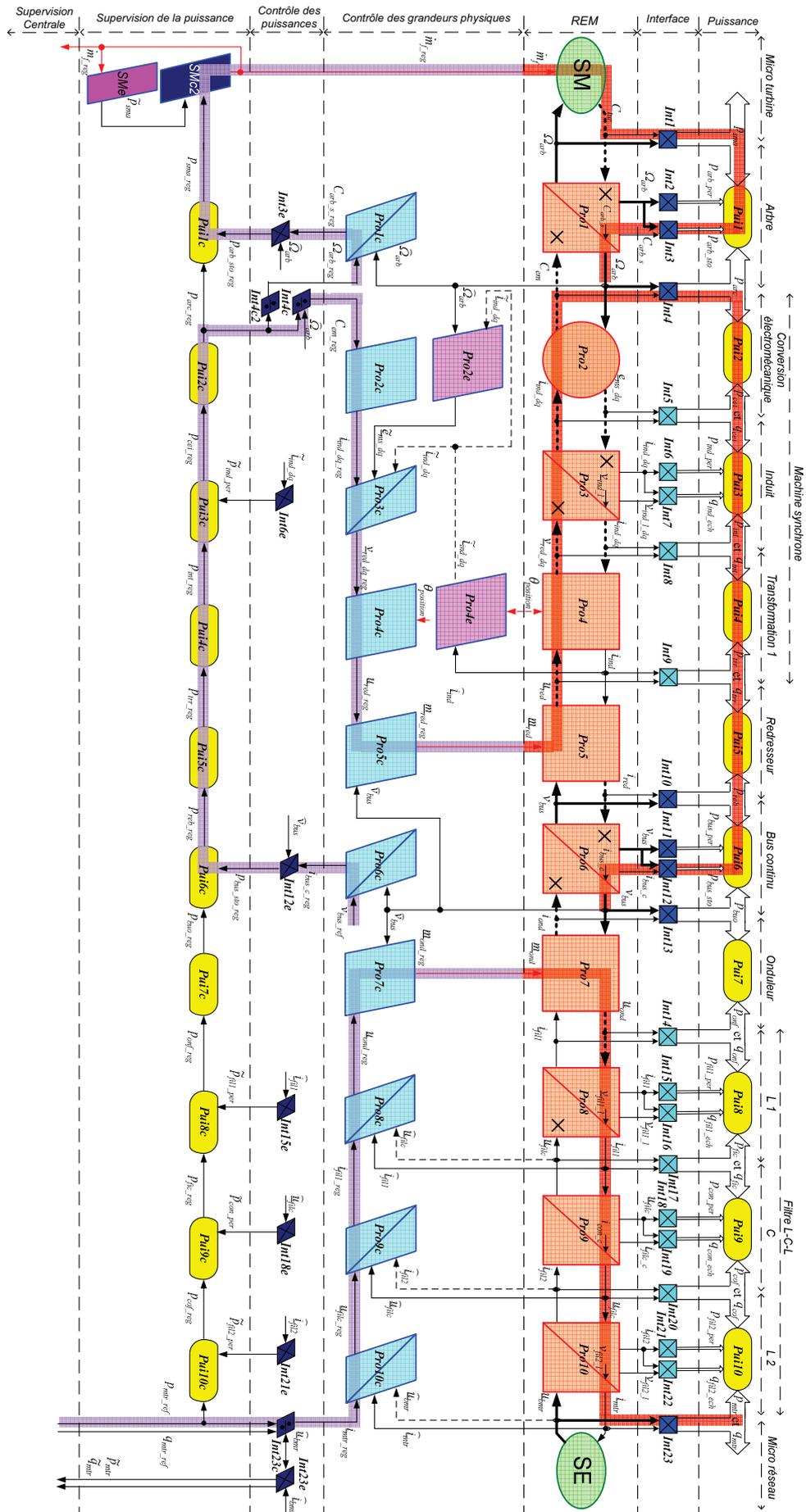


Figure III-15. Interface avec la supervision centrale pour le mode de connexion

Dans ces conditions il apparaît que chaque composante des courants est proportionnelle à une puissance qui peut donc être réglée de façon indépendante. En conséquence, l'ensemble des gains peut être regroupé dans le gain du correcteur de la tension du bus continu (Figure IV-23).

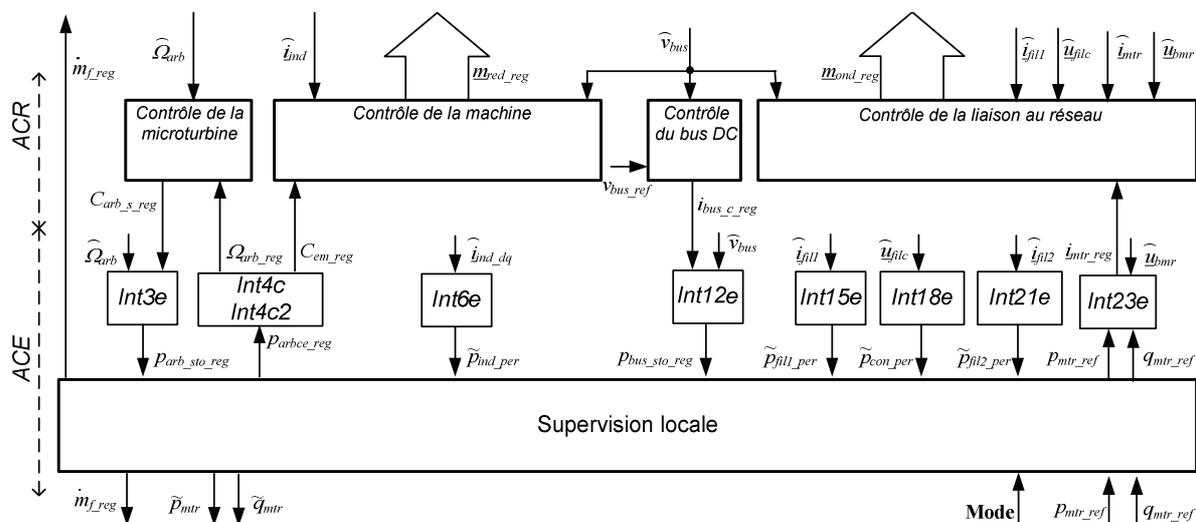


Figure III-16. Schéma bloc global du dispositif de commande en mode connecté

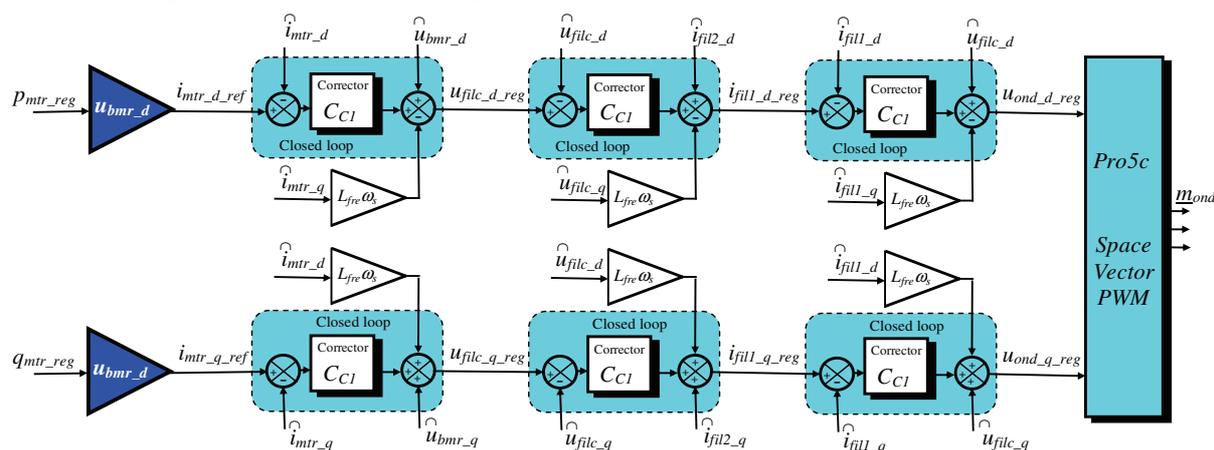


Figure III-17. Représentation sous forme de schéma-blocs du contrôle de la liaison réseau

III.4. Commande hiérarchique pour le mode en îlotage

III.4.1. Conception du dispositif de commande

Pour cette application, le système de production électrique reste identique et la modélisation multi-niveaux est identique également. En mode îloté, la turbine à gaz alimente des charges locales et doit donc être dimensionnée en conséquence. Par rapport à la conception du dispositif de commande, un objectif doit être ajouté. Les tensions sinusoïdales aux bornes des condensateurs du filtre $L-C-L$ doivent être contrôlées pour fournir les tensions au micro réseau, la chute de tension aux bornes des bobines $L2$ étant négligeables. La supervision centrale donne les consignes de fréquence (f_{res_ref}) et la valeur efficace de la tension du réseau (U_{res_ref}) pour la micro turbine. En même temps, la supervision centrale doit connaître des informations sur la micro turbine, comme les puissances active et réactive mesurées (ou estimées par l'équation $Int23e$) et le débit de gaz pour permettre l'optimisation de la consommation de carburant.

III.4.2. Fonctions propres au fonctionnement en îlotage

En îlotage, les tensions aux bornes des condensateurs doivent être contrôlées. Pour cet objectif, une fonction de contrôle '*STu*' est utilisée dans l'ACE pour calculer les tensions instantanées de référence de l'entrée du bloc '*Pro9c*' à partir de la fréquence (f_{res_ref}) et de la valeur efficace (U_{res_ref}) de la tension de référence du réseau (Figure III-18).

$$\begin{bmatrix} v_{res1_reg}(t) \\ v_{res2_reg}(t) \\ v_{res3_reg}(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_{res_ref} \begin{bmatrix} \sin \theta(t) \\ \sin(\theta(t) - \frac{2}{3}\pi) \\ \sin(\theta(t) - \frac{4}{3}\pi) \end{bmatrix} \quad (\text{III-8})$$

avec

$$\theta(t) = \int 2\pi f_{res_ref} dt + \theta_0 \quad (\text{III-9})$$

v_{res} sont les tensions simples du réseau,

U_{res_ref} est la valeur de la tension composée à imposer,

$\theta(t)$ est l'angle des tensions simples qui varie en fonction du temps,

θ_0 est l'angle initial,

f_{res_ref} est la fréquence à imposer.

La fréquence 50Hz et la valeur efficace de la tension composée 400V sont utilisées en fonctionnement normal. Les références des tensions composées sont obtenues en utilisant la matrice de calcul C_{usc} .

$$\underline{u}_{filc_reg}(t) = \begin{bmatrix} u_{filc13_reg}(t) \\ u_{filc23_reg}(t) \end{bmatrix} = C_{usc} \cdot \begin{bmatrix} v_{res1_reg}(t) \\ v_{res2_reg}(t) \\ v_{res3_reg}(t) \end{bmatrix} \quad (\text{III-10})$$

Les autres parties de la commande hiérarchique en mode îlotage (Figure III-18) sont identiques à celles en mode connexion (Figure III-15).

III.4.3. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande en mode isolé

La Figure III-19 présente un schéma bloc du dispositif complet de commande en mettant en évidence les niveaux ACR et ACE qui correspondent à la Figure III-18 pour la centrale basée sur la micro turbine.

Pour le mode fonctionnement en îlotage, le système de commande doit permettre d'assurer le réglage de la tension et de la fréquence au point de raccordement de la turbine à gaz (« Grid-forming control scheme »). Le schéma-bloc simplifié du contrôle de la liaison au réseau est montré à la Figure III-20.

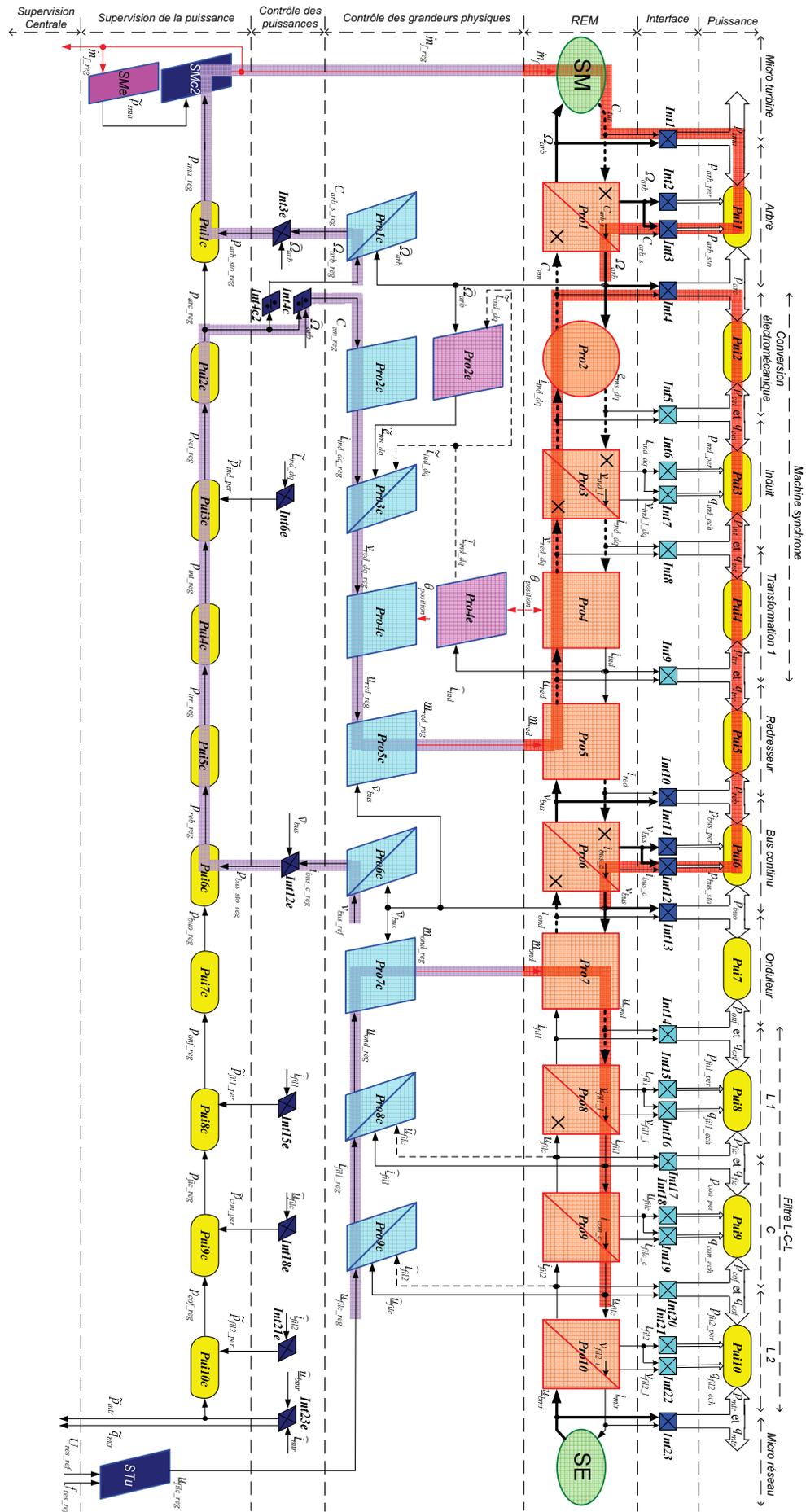


Figure III-18. Structuration de la commande hiérarchique pour le mode d'îlotage

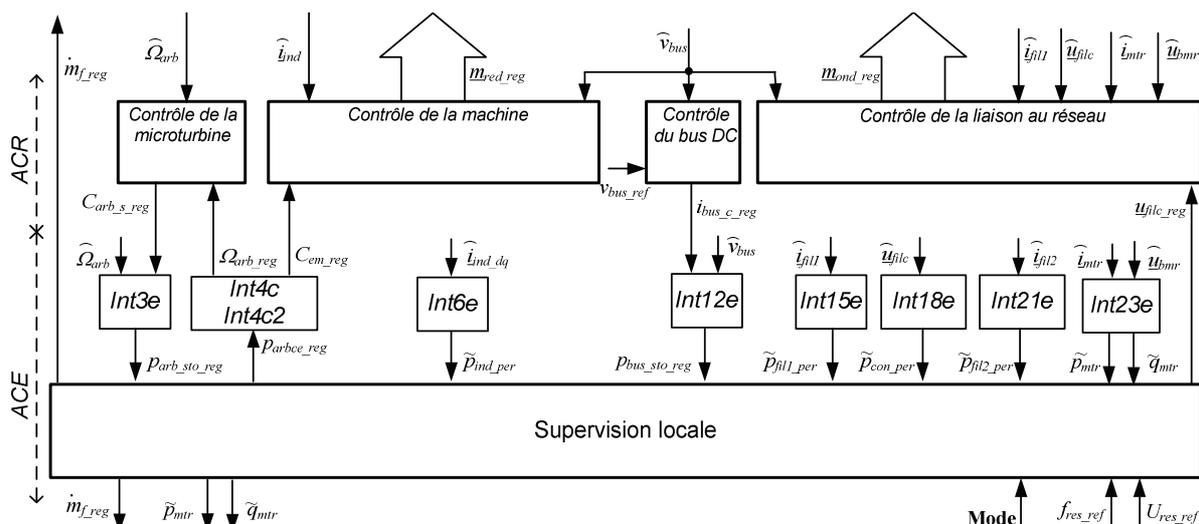


Figure III-19. Schéma bloc global du dispositif de commande en mode isolé

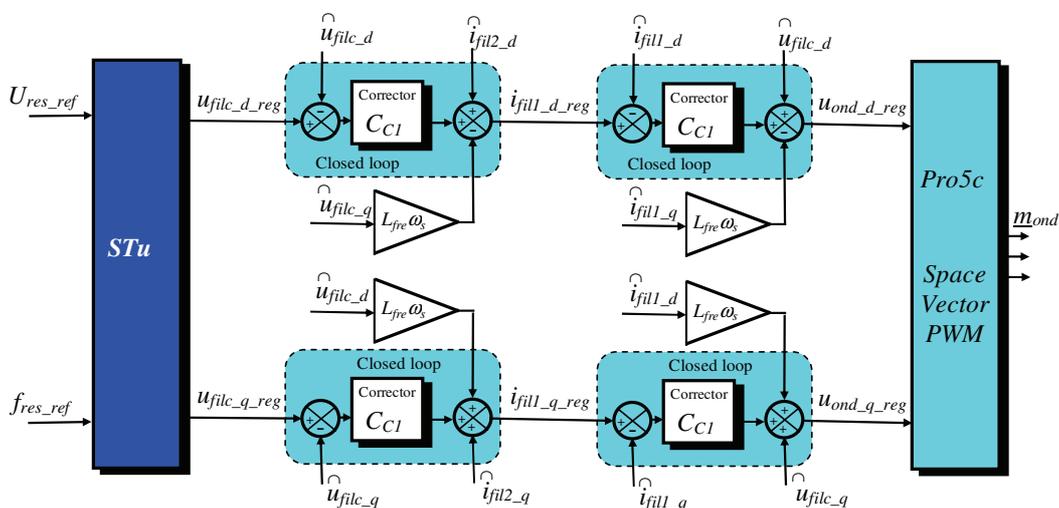


Figure III-20. Représentation sous forme de schéma-blocs du contrôle de la liaison réseau

III.5. Automate de Contrôle des Modes de Marche.

Dans ce paragraphe, on présente l'ACMM permettant de passer du mode connecté au mode isolé et inversement.

Pour le macro-bloc *Pui10c*, la différence entre les deux modes de marche se trouve au niveau de la puissance de la micro turbine p_{mtr} . En mode connecté, une référence doit être utilisée (Figure III-21.a); tandis qu'en mode îlotage, c'est la mesure de cette puissance qui est utilisée (Figure III-21.b). Dans la supervision locale, un bloc ACMM est ajouté pour sélectionner les différents modes (Figure III-21.c). Sous Simulink, un bloc 'Switch' est utilisé pour choisir la grandeur correcte selon le mode.

Une structure identique (Figure III-21.d) est utilisée pour adapter l'entrée u_{filc_reg} au macro-bloc *Pro9c*. En mode connexion, la référence u_{filc_reg} est calculée par le macro-bloc *Pro10c*; en mode îlotage, elle est calculée par le bloc 'STu'.

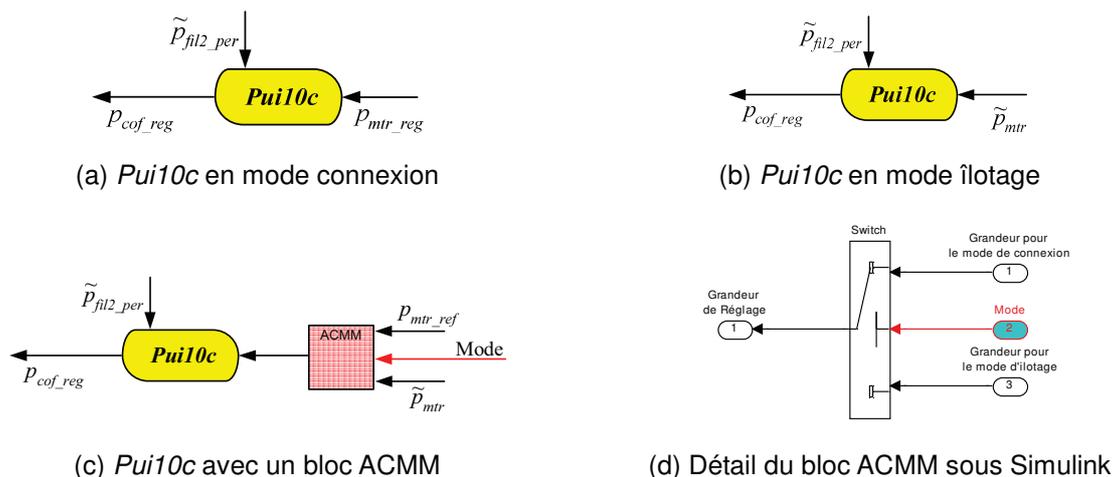


Figure III-21. Commutateur pour les modes de marche différents

III.6. Résultats de simulation

III.6.1. Simulation pour la micro turbine en mode connexion

La Figure III-22 montre les variations mesurées de la vitesse et de la puissance de la micro turbine Capstone étudiée en mode connexion [YIN-01].

Capstone LP Grid-connect Tests
10/25/2001

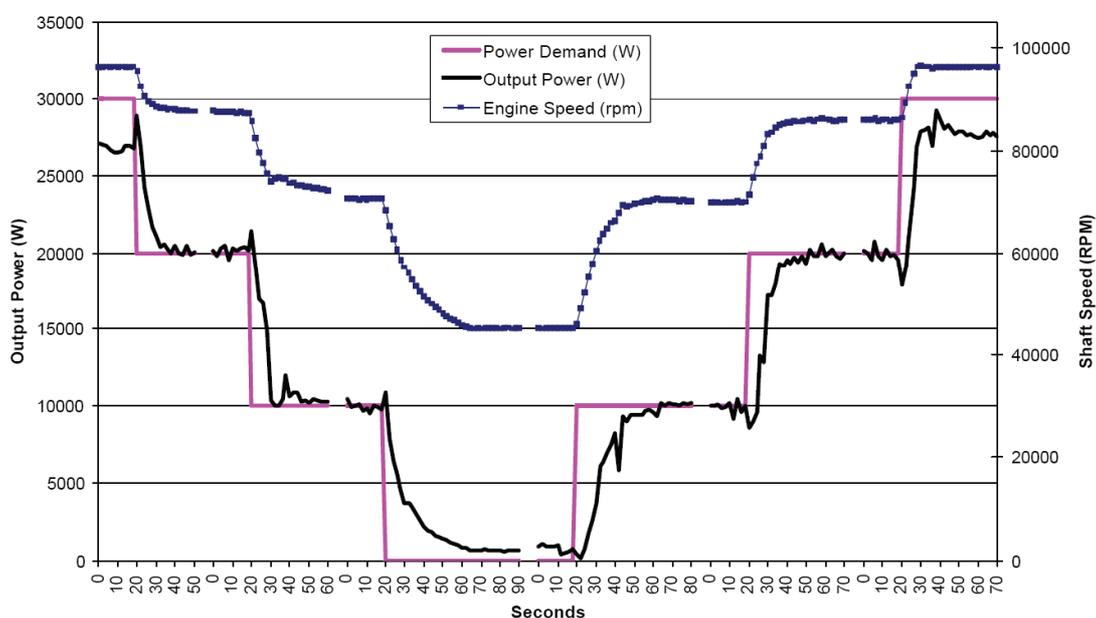
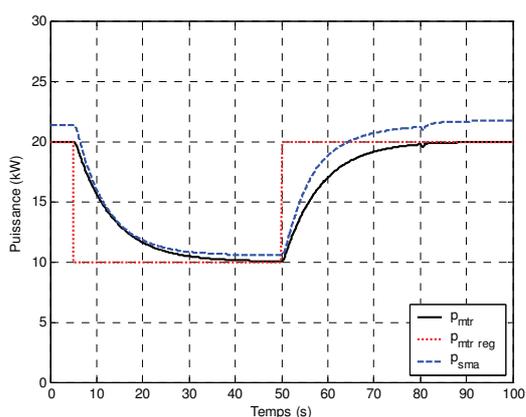


Figure III-22. Puissance mesurée en mode de connexion [YIN-01]

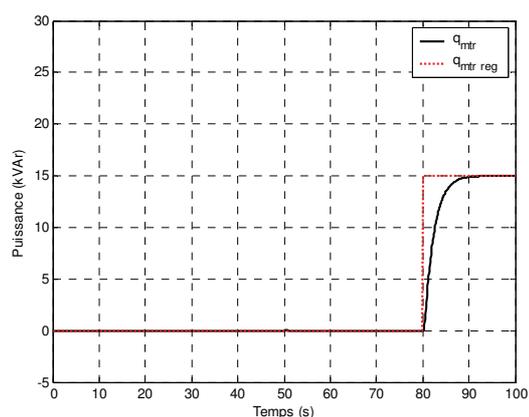
Afin de valider notre modèle associé au dispositif de commande ici présenté, nous avons fait des simulations avec les mêmes échelons de la puissance active (à 5s et 50s) et un échelon de puissance réactive à 80s. Les réponses sont obtenues avec une erreur nulle en régime permanent (Figure III-23.a pour les puissances actives et Figure III-23.b pour les puissances réactives). Les temps de réponse de la puissance active sont équivalents à ceux obtenus par expérimentation (environ 30 secondes). Le temps de réponse de la puissance réactive est beaucoup moins long que la puissance active car la variation de la puissance réactive

n'influence pas la puissance instantanée envoyée par le bus continu. Comme prévu, la puissance mécanique de la turbine (p_{sma}) est plus grande puisque les pertes sont compensées (Figure III-23.a). On peut vérifier que les composantes directes et quadratiques des courants du réseau correspondent respectivement à la puissance active et à la puissance réactive générée au signe près (Figure III-23.c).

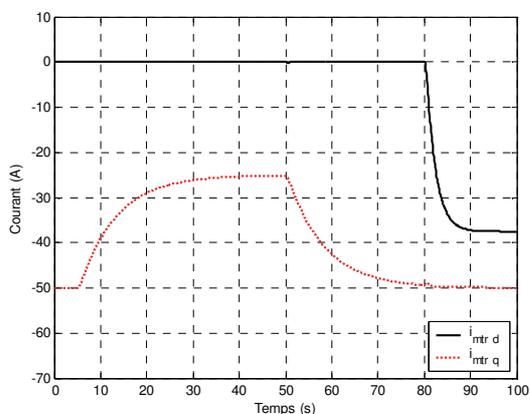
Durant un transitoire de puissance, la tension du bus continu est bien contrôlée (Figure III-23.d). Bien que théoriquement la variation de la puissance réactive n'influence pas la tension du bus continu, un échelon de la puissance réactive (à 80s) modifie le transitoire du courant réseau. Ce dernier va provoquer aussi un transitoire sur la tension du bus continu (Figure III-23.d à 80s).



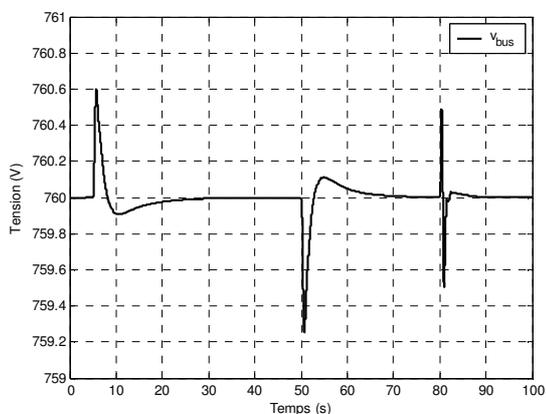
(a) Variations de la puissance active (kW)



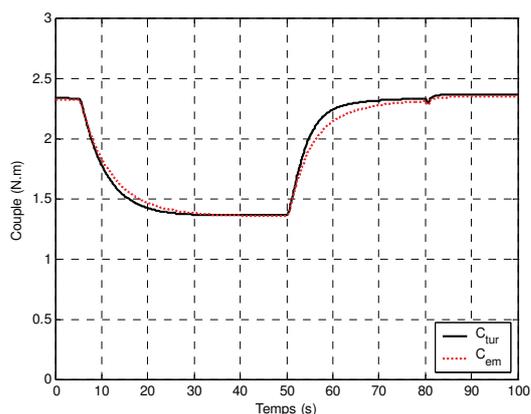
(b) Variations de la puissance réactive (kVAr)



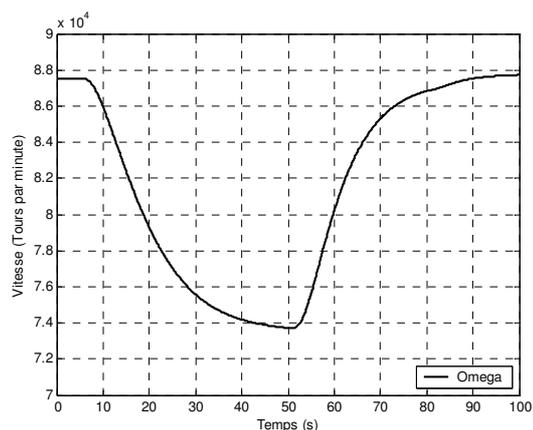
(c) Composantes directe et quadrature des courants du réseau (A)



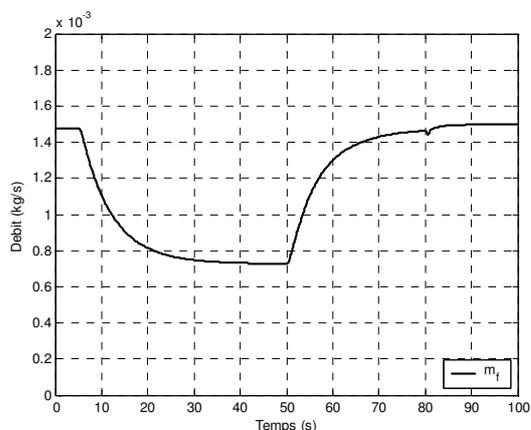
(d) Tension du bus continu (V)



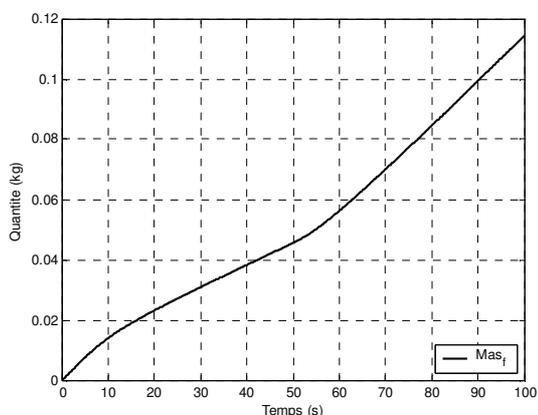
(e) Couples (N.m)



(f) Vitesse (tours par minute)



(g) Débit du gaz (kg/s)



(h) Masse du gaz consommé (kg)

Figure III-23. Résultats de simulation pour le mode connecté

Le couple de la turbine et le couple électromécanique sont présentés dans la Figure III-23.e. La vitesse de la turbine varie en fonction de la puissance active (Figure III-23.f). Elle correspond bien à celle par expérimentation (Figure III-22). On s'aperçoit que le débit de gaz de la micro turbine est une image de la puissance active (Figure III-23.g). La quantité de gaz peut aussi être relevée grâce à cette simulation (Figure III-23.h). Notre modèle nous permet ainsi d'avoir une estimation de la consommation de carburant.

III.6.2. Simulation de la micro turbine en mode îlotage

La Figure III-24 montre les variations mesurées de la vitesse et de la puissance de la micro turbine Capstone étudiée en mode îlotage [YIN-01].

Afin de valider notre modèle associé au dispositif de commande ici présenté, nous avons fait une simulation dans les mêmes conditions avec quatre échelons identiques de la puissance active (à 5s, 20s, 40s et 55s) et un échelon identique de puissance réactive à 80s à la Figure III-23. Les réponses sont obtenues avec une erreur nulle en régime permanent (Figure III-25.a pour les puissances actives et Figure III-25.b pour les puissances réactives). En mode îlotage, les temps de réponse de la puissance active sont équivalents à ceux obtenus par expérimentation.

Capstone Stand-alone Tests 3/20/2001

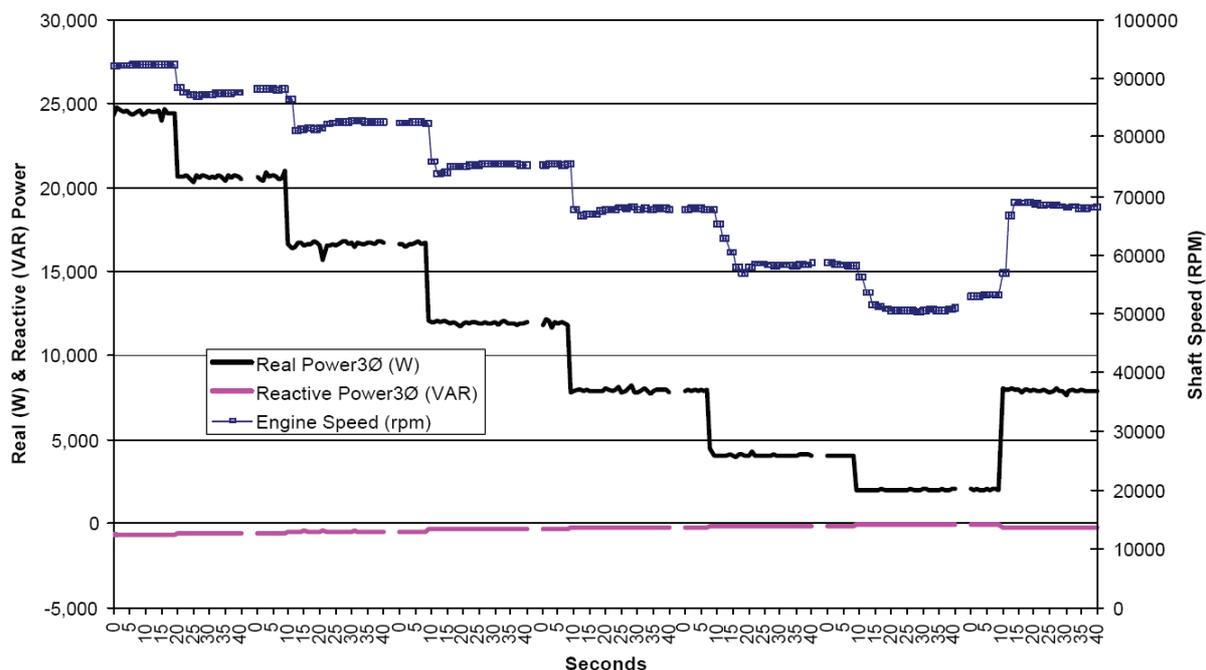


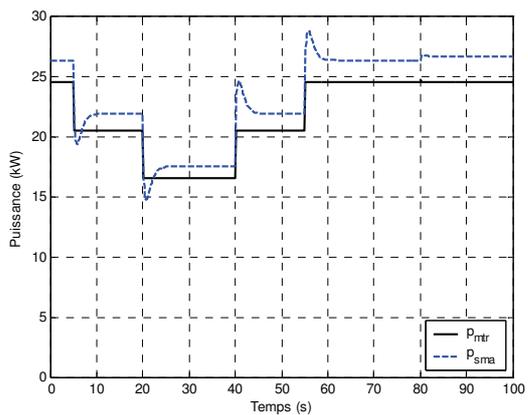
Figure III-24. Puissance mesurée en mode isolé [YIN-01]

Remarque :

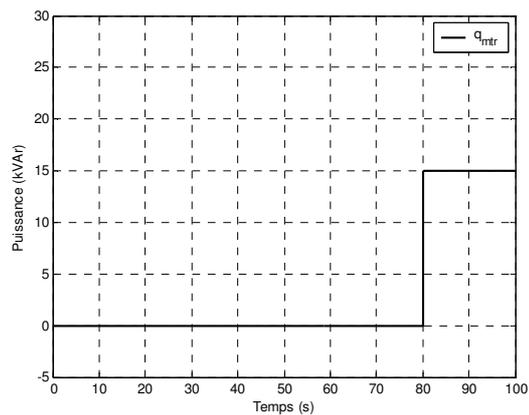
Les temps de réponse de la micro turbine sont beaucoup plus rapides en mode isolé qu'en mode connecté. En mode connecté, la turbine à gaz est pour le gestionnaire du réseau une unité non dispatchée. En conséquence, un temps de réponse volontairement lent est imposé afin que cette unité n'interfère pas avec les unités utilisées pour le réglage du réseau.

Comme prévu, la puissance mécanique de la turbine (p_{sma}) est plus grande puisque les pertes sont compensées (Figure III-25.a). On peut vérifier que les composantes directes et quadratiques des courants du réseau correspondent respectivement aux puissances active et réactive générées (Figure III-25.c). On peut aussi constater que la tension et la fréquence du réseau est bien contrôlée (Figure III-25.i et Figure III-25.j).

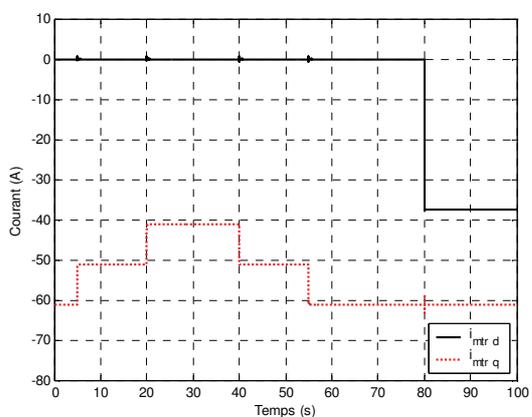
Durant un transitoire de puissance, la tension du bus continu est bien contrôlée (Figure III-25.d). Mais en mode îlotage, l'ondulation de la tension du bus continu est beaucoup plus forte que celle en mode de connexion (Figure III-23.d) car l'ondulation de la puissance active est beaucoup plus brutale (voir la Figure III-25.a et la Figure III-23.a). Bien que théoriquement la variation de la puissance réactive n'influence pas la tension du bus continu, un échelon de la puissance réactive (à 80s) modifie aussi le transitoire du courant réseau. Ce dernier va provoquer aussi un transitoire de la tension du bus continu (Figure III-25.d à 80s). Le couple de la turbine et le couple électromécanique sont présentés dans la Figure III-25.e. La vitesse de la turbine varie en fonction de la puissance active (Figure III-25.f). Elle correspond à celle par expérimentation (Figure III-24). La Figure III-25.g présente le débit de gaz de la micro turbine. Ce dernier est une image de la puissance active. La quantité de gaz peut aussi être relevée et envoyée à la supervision centrale (Figure III-25.h). Ceci nous permet d'avoir une estimation de consommation de carburant et gérer au mieux les autres générateurs.



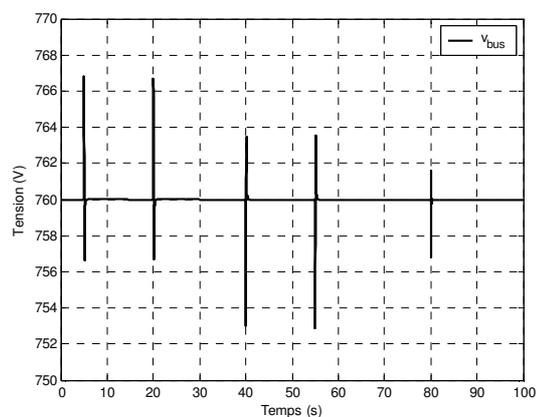
(a) Variations de la puissance active (kW)



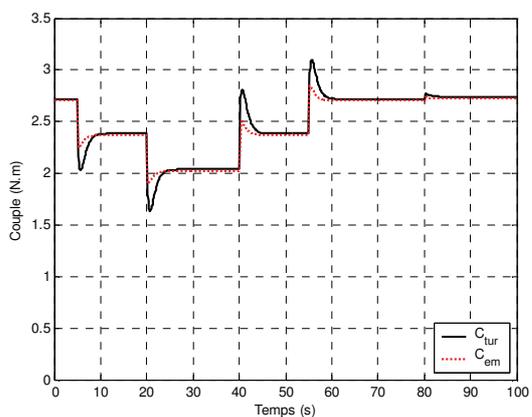
(b) Variations de la puissance réactive (kVar)



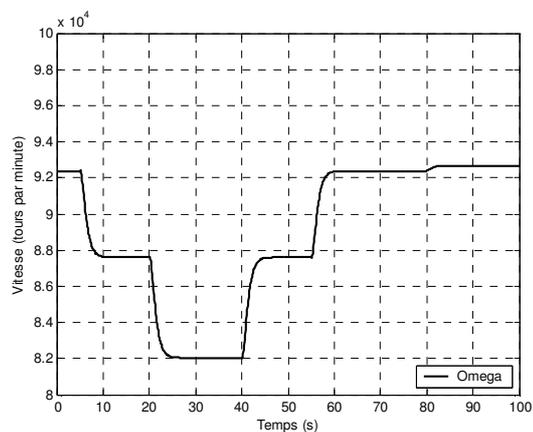
(c) Composantes directe et quadrature des courants du réseau (A)



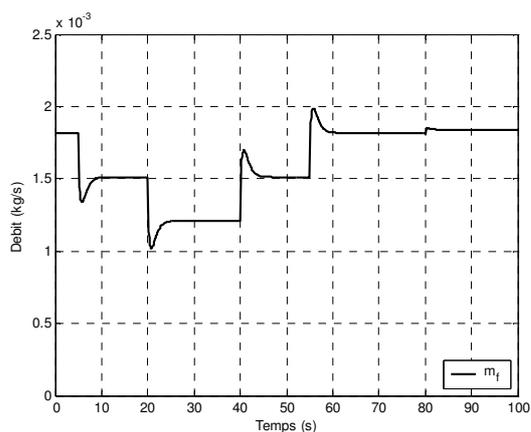
(d) Tension du bus continu (V)



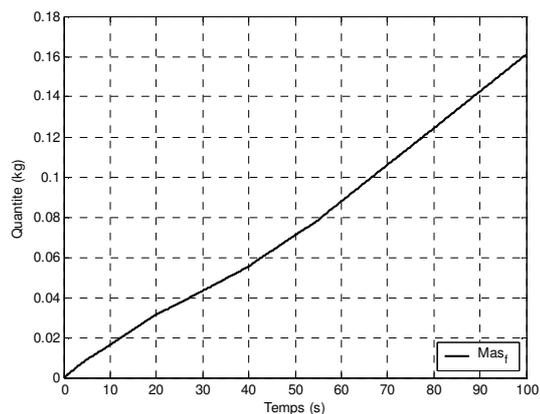
(e) Couples (N.m)



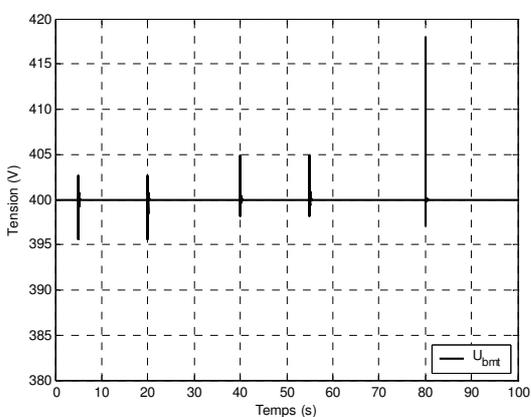
(f) Vitesse (tours par minute)



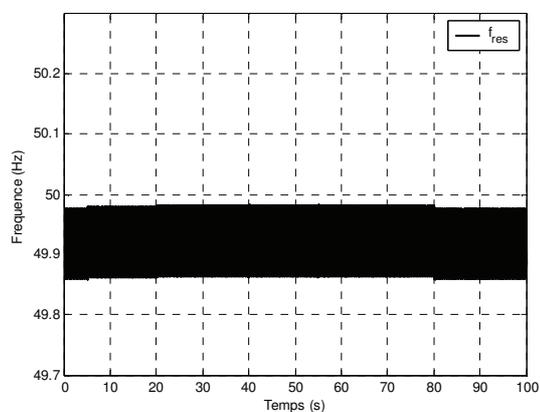
(g) Taux de débit de masse du gaz (kg/s)



(h) Masse du gaz consommé (kg)



(i) Valeur efficace de la tension composée du réseau (V)



(j) Fréquence du réseau (V)

Figure III-25. Résultats de simulation

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons développé le modèle d'un système de production électrique complexe reposant sur l'utilisation d'une turbine à gaz, d'une génératrice synchrone à vitesse rapide et de convertisseurs électroniques de puissance. L'utilisation de nombreux éléments oblige à développer un système de supervision locale permettant de gérer à la fois la vitesse de la micro turbine le couple de la génératrice synchrone, la tension du bus continu et les grandeurs électriques échangées avec le micro-réseau.

La turbine à gaz est un système de production électrique reposant sur l'utilisation de combustible dont la disponibilité est supposée garantie. Vu du système électrique ce générateur est une source programmable et nous avons présenté plusieurs stratégies de commande pouvant être implantées selon le mode de fonctionnement souhaité. Nous avons ainsi détaillé une stratégie assurant le fonctionnement en isolé du micro-réseau (« Grid-forming control scheme ») ainsi qu'une stratégie adaptée à un fonctionnement connecté à un réseau de distribution (« Power dispatching control scheme »). Nous avons utilisé la Représentation Multi-Niveaux et

montré qu'elle nous permet de concevoir systématiquement ces stratégies de commande.

Des résultats similaires entre des mesures expérimentales et des résultats de simulation valident cette conception particulière de la commande.

Chapitre IV.

Systèmes de production basés sur des panneaux photovoltaïques et sur des supercondensateurs

IV.1. Présentation et équivalence des systèmes étudiés

Ce chapitre aborde la conception du dispositif de commande d'un système de production électrique à base de panneaux PV ainsi que celui d'un système de stockage à base de supercondensateurs.

Le système de production à base de panneaux photovoltaïques est composé par un bus continu PV, un filtre PV, un hacheur, un bus continu réseau, un onduleur et un filtre réseau. Ce système est connecté au micro réseau (Figure IV-1).

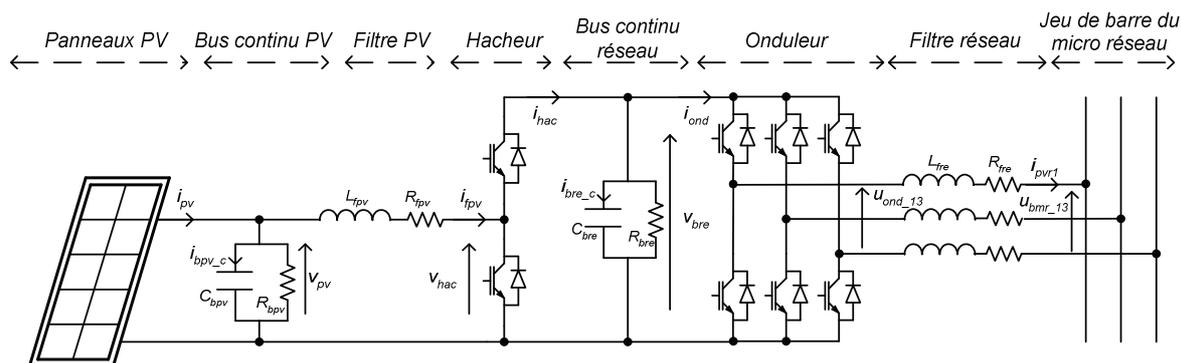


Figure IV-1. Système de production basée sur des panneaux photovoltaïques

Le système de stockage basé sur des supercondensateurs est composé par un filtre SC, un hacheur, un bus continu réseau, un onduleur et un filtre réseau connecté au micro réseau (Figure IV-2).

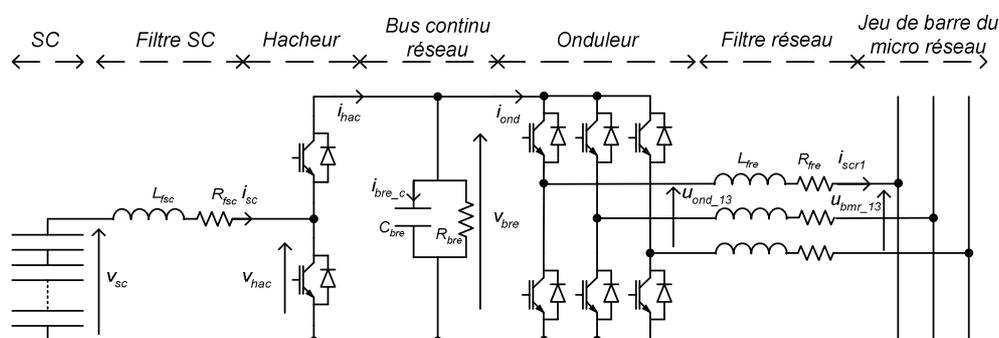


Figure IV-2. Système de stockage basé sur des supercondensateurs

Cette structure de conversion énergétique est similaire à la précédente si on substitue les supercondensateurs aux panneaux PV et leur bus continu. Ces deux systèmes utilisent la même structure électronique de puissance pour les conversions électriques et leur modélisation sera donc réalisée de manière commune. L'objectif est de concevoir un dispositif de commande compatible avec la supervision centrale du micro-réseau. L'utilisation des deux systèmes étant différente, leur supervision le sera également. La représentation multi-niveaux sera utilisée pour concevoir ces dispositifs de commande.

IV.2. Modélisation des systèmes

IV.2.1. Etape 1 : REM du modèle moyen de la chaîne de conversion électronique

En utilisant la REM des éléments constituent chaque système, comme le bus continu, le filtre et les convertisseurs de puissance, nous avons obtenu la macro représentation du modèle qui montre les grandeurs physiques échangées entre la source et le réseau (Figure IV-3 et Figure IV-4). Toutes les équations dans les macro-blocs *ProX* pour le système de production basée sur les PV sont précisées au Tableau IV-1. Les équations mathématiques pour le système de stockage sont identiques à celles du PV en changeant les indices pour un même macro-bloc *ProX*. Le macro-bloc *ProSC* pour les supercondensateurs est précisé dans l'annexe 5.

$Pro1 :$ $\begin{cases} \frac{dv_{pv}}{dt} = \frac{1}{C_{b_{pv}}} i_{b_{pv_c}} \\ i_{b_{pv_c}} = i_{pv} - i_{f_{pv}} - i_{b_{pv_r}} \\ i_{b_{pv_r}} = \frac{1}{R_{b_{pv}}} v_{pv} \end{cases}$	$Pro2 :$ $\begin{cases} \frac{di_{f_{pv}}}{dt} = \frac{1}{L_{f_{pv}}} v_{f_{pv_l}} \\ v_{f_{pv_l}} = v_{pv} - v_{hac} - v_{f_{pv_r}} \\ v_{f_{pv_r}} = R_{f_{pv}} i_{f_{pv}} \end{cases}$
$Pro3 :$ $\begin{cases} i_{hac} = m_{hac} \cdot i_{f_{pv}} \\ v_{hac} = m_{hac} \cdot v_{bre} \end{cases}$	$Pro4 :$ $\begin{cases} \frac{dv_{bre}}{dt} = \frac{1}{C_{bre}} i_{bre_c} \\ i_{bre_c} = i_{hac} - i_{ond} - i_{bre_r} \\ i_{bre_r} = \frac{1}{R_{bre}} v_{bre} \end{cases}$
$Pro5 :$ $\begin{cases} \underline{u}_{ond} = \underline{m}_{ond} \cdot v_{bre} \\ i_{ond} = \underline{m}_{ond}^T \cdot i_{pvr} \end{cases}$	$Pro6 :$ $\begin{cases} \frac{di_{pvr}}{dt} = \frac{1}{L_{fre}} v_{fre_l} \\ v_{fre_l} = C_{ucs} \cdot (\underline{u}_{ond} - \underline{u}_{bmr}) - v_{fre_r} \\ v_{fre_r} = R_{fre} i_{pvr} \end{cases}$

Tableau IV-1. Equations mathématiques pour le niveau REM du système de production basée sur les panneaux photovoltaïques

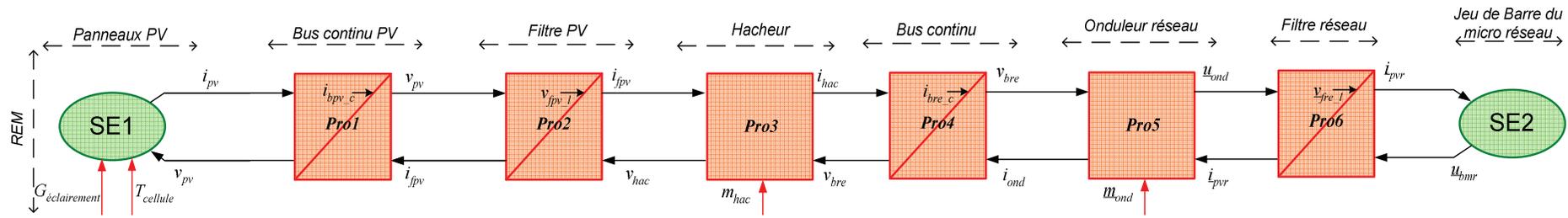


Figure IV-3. PV Etape 1 : REM du système de production à base de panneaux PV

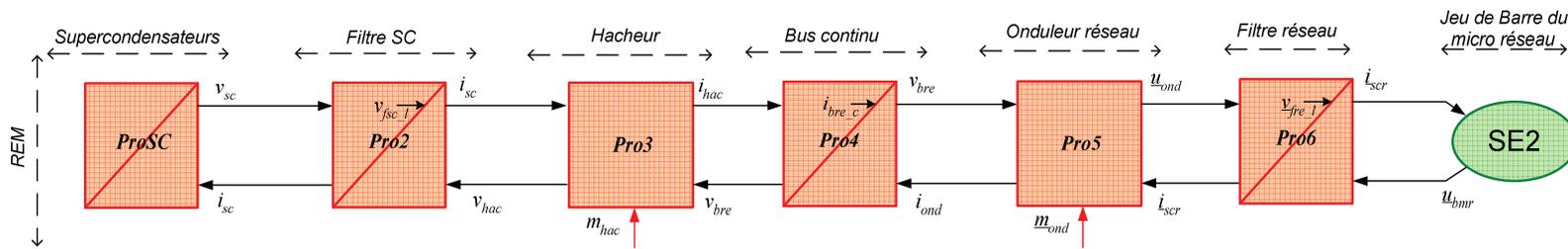


Figure IV-4. SC Etape 1 : REM du système de stockage à base de supercondensateurs

IV.2.2. Etape 2 : Niveau interface de la Modélisation Multi-Niveaux

Dans cette partie, on caractérise les puissances instantanées circulant de la source au réseau. La puissance instantanée échangée entre chaque élément est exprimée par le produit des grandeurs physiques et est facilement visualisée sur la REM. Pour calculer les puissances, le niveau *Interface* est établi pour le système de production (Figure IV-5) et le système de stockage (Figure IV-6). Les équations correspondantes sont présentées au Tableau IV-2.

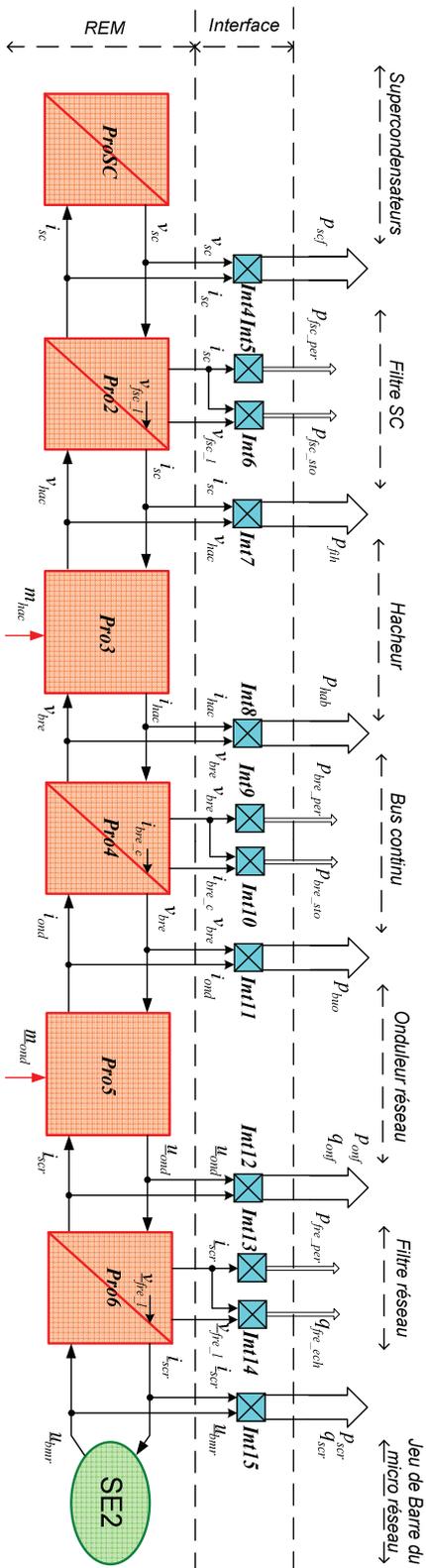
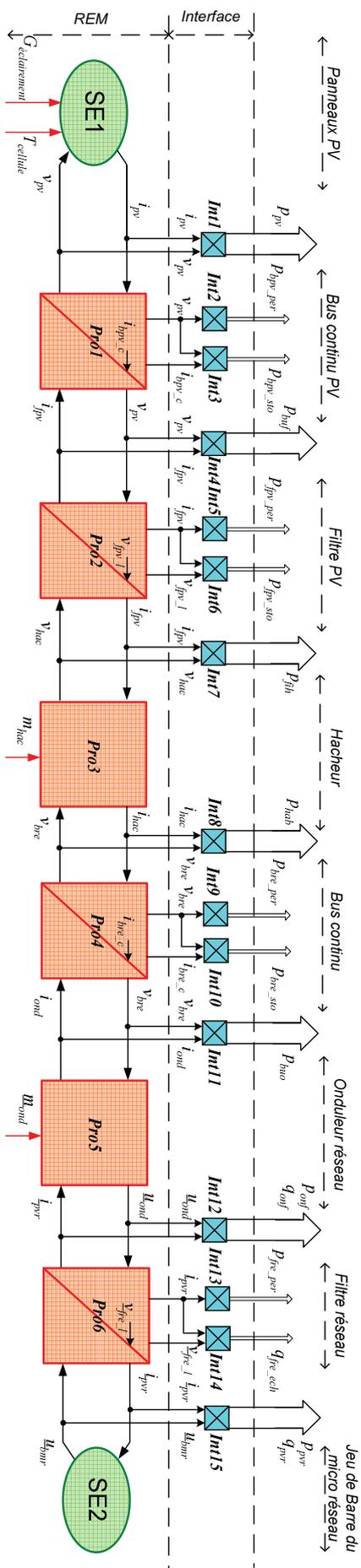
$Int1 : p_{pv} = v_{pv} i_{pv}$	$Int2 : p_{b_{pv_per}} = \frac{1}{R_{b_{pv}}} v_{pv}^2$
$Int3 : p_{b_{pv_sto}} = v_{pv} i_{b_{pv_c}}$	$Int4 : p_{buf} = v_{pv} i_{fpv}$
$Int5 : p_{fpv_per} = R_{fpv} i_{fpv}^2$	$Int6 : p_{fpv_sto} = v_{fpv_l} i_{fpv}$
$Int7 : p_{fih} = v_{hac} i_{fpv}$	$Int8 : p_{hab} = v_{bre} i_{hac}$
$Int9 : p_{bre_per} = \frac{1}{R_{bre}} v_{bre}^2$	$Int10 : p_{bre_sto} = v_{bre} i_{bre_c}$
$Int11 : p_{buo} = v_{bre} i_{ond}$	$Int12 : \begin{cases} p_{onf} = \underline{u}_{ond}^T \cdot \underline{i}_{pvr} \\ q_{onf} = \underline{u}_{ond}^T \cdot \underline{C}_q \cdot \underline{i}_{pvr} \end{cases}$
$Int13 : p_{fre_per} = R_{fre} [C_{i23} \cdot \underline{i}_{pvr}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \underline{i}_{pvr}]$	$Int14 : q_{fre_ech} = \sqrt{3} v_{fre_l}^T \cdot C_{ech} \cdot \underline{i}_{pvr}$
$Int15 : \begin{cases} p_{pvr} = \underline{u}_{bmr}^T \cdot \underline{i}_{pvr} \\ q_{pvr} = \underline{u}_{bmr}^T \cdot \underline{C}_q \cdot \underline{i}_{pvr} \end{cases}$	

Tableau IV-2. Equations mathématiques pour le niveau Interface du système de production basée sur panneaux photovoltaïques

Les équations mathématiques pour le système de stockage sont identiques à celles des panneaux PV et sont obtenues en changeant les indices pour les macro-blocs identiques.

IV.2.3. Etape 3 : Niveau Puissance de la Modélisation Multi-Niveaux

L'écoulement de la puissance active et réactive dans la chaîne de conversion de la source au micro réseau est représenté respectivement aux Figure IV-7 et Figure IV-9 pour le système de production photovoltaïque et aux Figure IV-8 et Figure IV-10 pour le système de stockage.



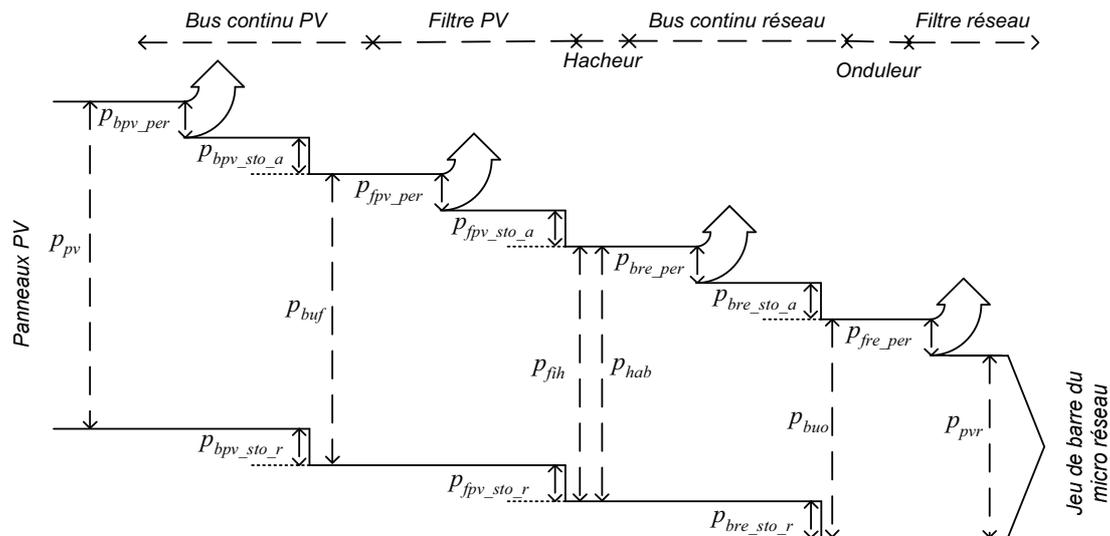


Figure IV-7. Ecoulement de la puissance active en fonctionnement générateur pour le système PV

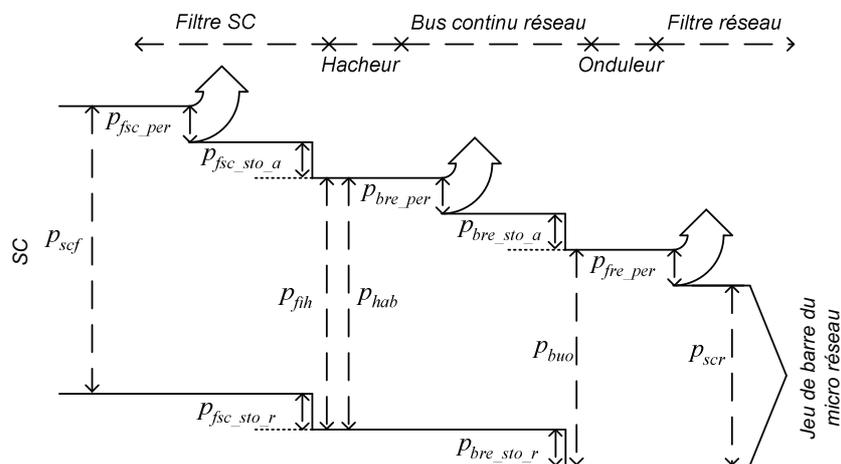


Figure IV-8. Ecoulement de la puissance active en fonctionnement générateur pour le système SC

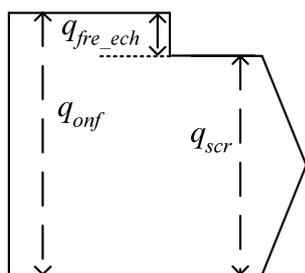


Figure IV-9. Ecoulement de la puissance réactive en fonctionnement générateur pour le système PV

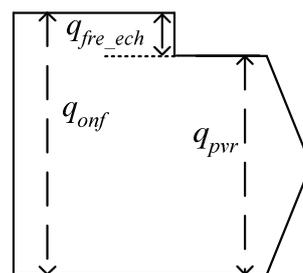


Figure IV-10. Ecoulement de la puissance réactive en fonctionnement générateur pour le système SC

Pour le système de production à base de panneaux PV, ce bilan de puissance est modélisé par des équations linéaires reportées dans le Tableau IV-3. La RMN est complétée aux Figure IV-11 et Figure IV-12.

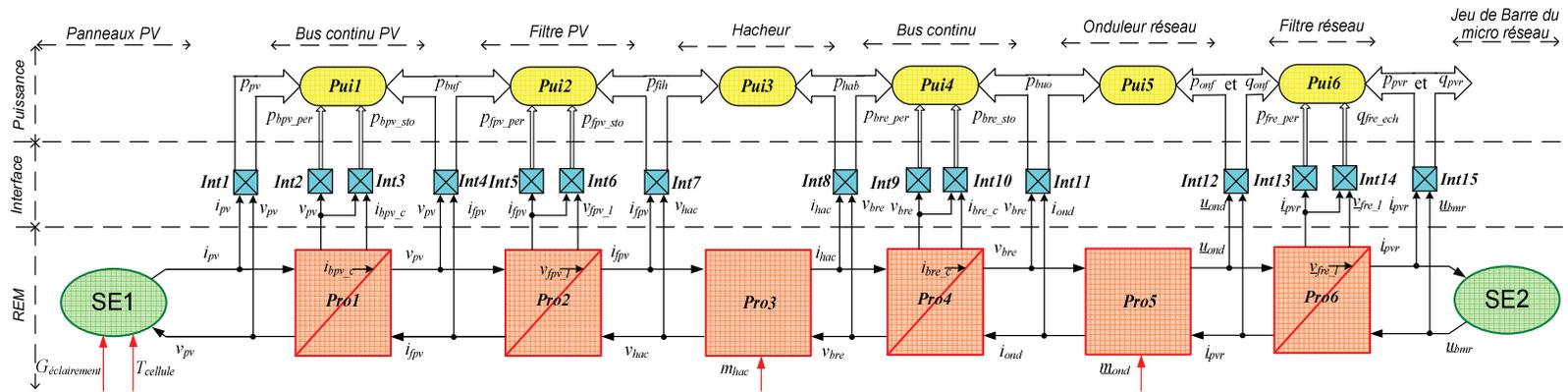


Figure IV-11. PV Etape 3 : les niveaux *Puissance* et *Interface* de la MNN du système de production

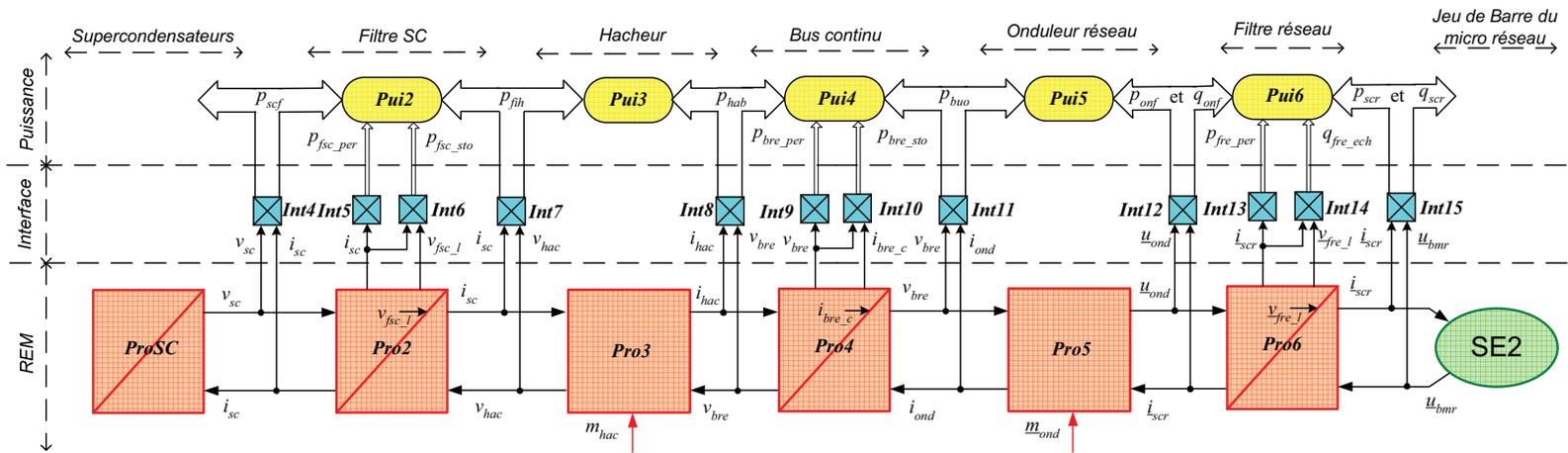


Figure IV-12. SC Etape 3 : les niveaux *Puissance* et *Interface* de la MNN du système de stockage

$Pui1 : 0 = p_{pv} - p_{buf} - p_{bpv_per} - p_{bpv_sto}$	$Pui2 : 0 = p_{buf} - p_{fih} - p_{fpv_per} - p_{fpv_sto}$
$Pui3 : 0 = p_{fih} - p_{hab}$	$Pui4 : 0 = p_{hab} - p_{buo} - p_{bre_per} - p_{bre_sto}$
$Pui5 : 0 = p_{buo} - p_{onf}$	$Pui6 : \begin{cases} 0 = p_{onf} - p_{pvr} - p_{fre_per} \\ 0 = q_{onf} - q_{pvr} - q_{fre_ech} \end{cases}$

Tableau IV-3. Equations mathématiques pour le niveau « Puissance » du système de production basée sur des panneaux PV

IV.3. Commande hiérarchique du système de génération à base des panneaux PV

IV.3.1. Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables

La tension du bus continu PV (v_{pv} calculée par *Pro1*) varie lentement pour assurer le fonctionnement MPPT. La tension du bus continu réseau (v_{bre}) a également une dynamique lente car elle doit être constante pour assurer le fonctionnement des convertisseurs (le hacheur et l'onduleur). Côté réseau alternatif, les tensions sinusoïdales sont imposées par le réseau principal, dont la composante fondamentale est 50Hz. En réalisant une modélisation dans un repère de Park tournant à 50Hz, cette grandeur deviendra stationnaire si sa valeur efficace est constante [LOU-97].

On dira donc que les tensions du micro réseau (u_{bmr}) sont stationnaires à la fréquence de 50Hz. Dans la représentation multi-niveaux, on visualise les grandeurs stationnaires par des traits pleins en gras (Figure IV-13).

Les courants i_{hac} et i_{ond} , les tensions v_{hac} et u_{ond} sont des grandeurs modulées et difficilement mesurables. Dans la représentation multi-niveaux, ces grandeurs non-mesurables sont issues de blocs *Pro3* et *Pro5* et sont visualisés par des pointillées (Figure IV-13).

IV.3.2. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage

Cette étape est une préparation nécessaire pour fixer les chaînes de réglage lors de la conception de la commande.

Quand une grandeur est stationnaire, on peut l'utiliser pour faire le passage entre le niveau 'Processus' et le niveau 'Puissance'. Les relations utilisant ces grandeurs sont coloriées en bleu foncé dans le niveau 'Interface'. Ainsi *Int1*, *Int2*, *Int3* et *Int4* sont mis en couleur foncée en raison de v_{pv} , *Int8*, *Int9*, *Int10* et *Int11* par v_{bre} , et *Int15* par u_{bmr} .

L'utilisation d'une grandeur non mesurable dans une chaîne d'action (entre une entrée de commande et une sortie à contrôler) va obliger à utiliser soit un estimateur soit un correcteur réjecteur dans le dispositif de commande. Pour visualiser cette difficulté qui apparaîtra lors de la conception de la commande, on ajoute des symboles \times dans les blocs concernés. Ainsi, dans *Pro2* (Figure IV-14), le chemin $v_{pv} \rightarrow i_{fpv}$ est bloqué par v_{hac} car c'est une grandeur modulée dont la mesure ne peut pas être utilisée pour la commande. Dans *Pro4*, le chemin $i_{hac} \rightarrow v_{bre}$ est bloqué par i_{ond} car c'est une grandeur modulée. Le chemin $i_{ond} \rightarrow v_{bre}$ est bloqué par i_{hac} car c'est une grandeur modulée. Dans *Pro6*, le chemin $\underline{u}_{bmr} \rightarrow \dot{i}_{pvr}$ est bloqué par \underline{u}_{ond} car c'est une grandeur modulée.

IV.3.3. Etape 6 : Fixer les chaînes d'action

Les chaînes d'action sont définies entre une entrée de commande (de réglage) et une grandeur asservie. Leur inversion permet de concevoir le dispositif de commande. Les objectifs pour le système de production basée sur les panneaux PV sont les suivants :

- La tension du bus continu PV doit être contrôlée pour assurer le fonctionnement MPPT,
- La tension du bus continu réseau doit être contrôlée à une valeur constante,
- L'onduleur réseau permet d'envoyer les puissances active et réactive sur le micro réseau par réglage des courants alternatifs.

Une première chaîne d'action est utilisée pour contrôler la tension du bus continu PV (v_{pv}) à partir du hacheur de la fonction de conversion du hacheur (m_{hac})

$$m_{hac} (Pro3) \rightarrow v_{hac} (Pui2) \rightarrow i_{fpv} (Pro1) \rightarrow v_{pv}$$

La deuxième chaîne d'action est utilisée pour contrôler la tension du bus continu (v_{bre}) à partir de la fonction de conversion de l'onduleur (\underline{m}_{ond}). Etant donné que la tension du bus continu v_{bre} est une grandeur stationnaire, la chaîne d'action est orientée de \underline{m}_{ond} vers \underline{u}_{ond} puis vers les courants générés sur le micro-réseau \dot{i}_{pvr} . Les grandeurs utilisées pour construire cette chaîne d'action dans le niveau *REM* sont :

$$\underline{m}_{ond} (Pro5) \rightarrow \underline{u}_{ond} (Pro6) \rightarrow \dot{i}_{pvr}$$

La deuxième partie de cette chaîne d'action se trouve dans le niveau « puissance ». La tension du bus continu qui représente l'énergie stockée peut être contrôlée en modifiant la puissance active injectée au réseau. L'équation *Int11* ne peut pas être utilisée car elle dépend d'une grandeur non-mesurable. La chaîne d'action de cette partie commence par la puissance p_{res} jusqu'à la puissance échangée avec le bus continu p_{bre_sto} :

$$p_{pvr} (Pui6) \rightarrow p_{onf} (Pui5) \rightarrow p_{buo} (Pui4) \rightarrow p_{bre_sto}$$

L'équation *Int10* doit être utilisée pour faire le passage entre p_{bre_sto} et la tension du bus continu à contrôler v_{bre} . Alors la chaîne d'action complète est fixée par :

$$\underline{m}_{ond} (Pro5) \rightarrow \underline{u}_{ond} (Pro6) \rightarrow \dot{i}_{pvr} (Int15) \rightarrow p_{pvr} (Pui6) \rightarrow p_{onf} (Pui5) \rightarrow p_{buo} (Pui4) \rightarrow p_{bre_sto} (Int10) \rightarrow i_{bre_c} (Pro6) \rightarrow v_{bre}.$$

Les deux chaînes d'action sont présentées à la Figure IV-15. L'utilisation de la MNN permet de trouver une solution pour le réglage du bus continu.

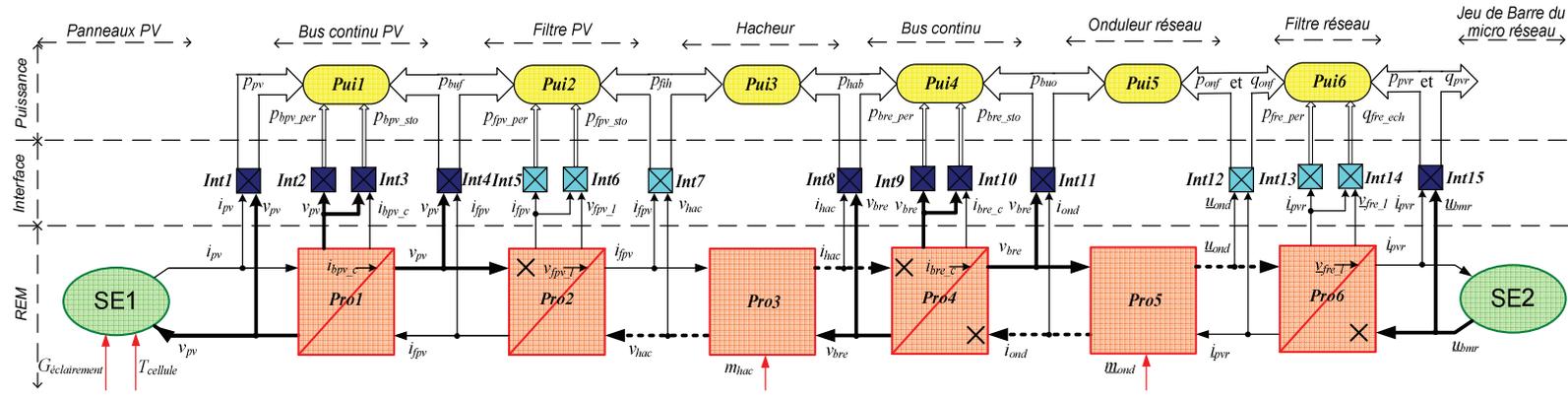


Figure IV-14. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage

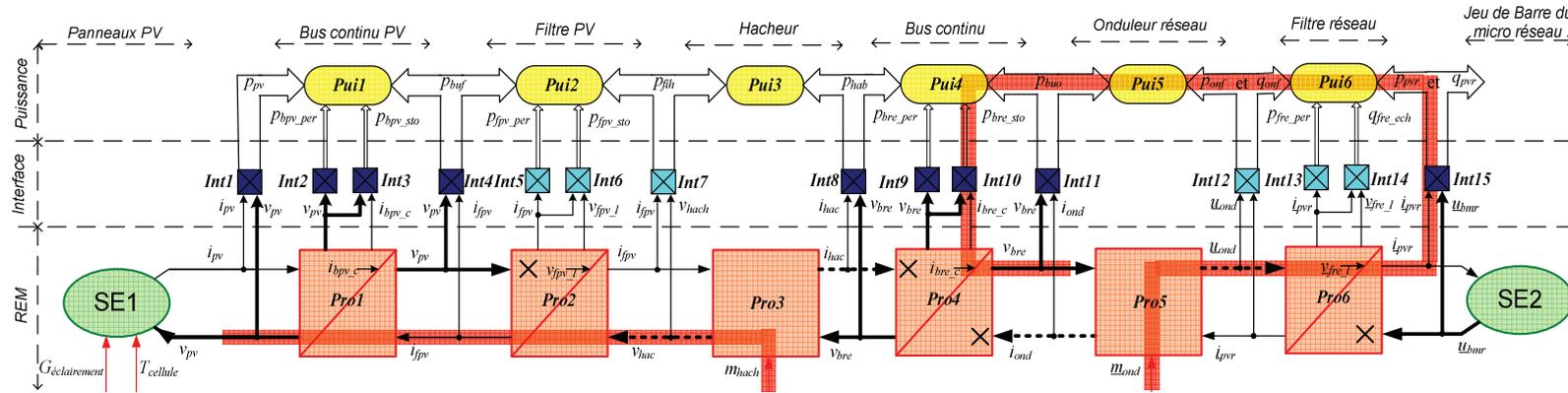


Figure IV-15. Etape 6 : Fixer les chaînes d'action

IV.3.4. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs d'état par inversion de la REM.

Le niveau 'Contrôle des grandeurs d'état' est conçu par l'inversion des chaînes d'action selon les règles de l'inversion de la REM, présentée à la Figure IV-16. Il s'agit des macro-blocs *Pro1c*, *Pro2c*, *Pro3c*, *Pro4c*, *Pro5c* et *Pro6c*. Les équations sont précisées dans le Tableau IV-4. Les fonctions de commande *Pro1c* et *Pro2c* sont implémentées avec des correcteurs IP. Elles utilisent les stratégies présentées dans le Chapitre II (Paragraphe II.3.2) en regroupant dans une seule équation. La fonction de commande *Pro6c* est implémentée avec un correcteurs IP en générant des courants et tensions dans un repère de Park tournant à la vitesse du réseau électrique.

$Pro1c : i_{fpv_reg} = \hat{i}_{pv} - C_{cor_bpv}(v_{pv_reg} - \hat{v}_{pv}) - \frac{1}{R_{bpv}} \hat{v}_{pv}$
$Pro2c : v_{hac_reg} = \hat{v}_{bpv} - C_{cor_fpv}(i_{fpv_reg} - \hat{i}_{fpv}) - R_{fpv} \hat{i}_{fpv}$
$Pro3c : m_{hac_reg} = \frac{1}{\hat{v}_{bre}} v_{hac_reg}$
$Pro4c : i_{bre_c_reg} = C_{cor_bre}(v_{bre_reg} - \hat{v}_{bre})$
$Pro5c : \underline{m}_{ond} = \frac{1}{\hat{v}_{bre}} \underline{u}_{ond}$
$Pro6c : v_{ond_dq_reg} = \tilde{v}_{bmr_dq} + \tilde{e}_{fre_dq} + C_{cor_fre}(i_{pvr_dq_ref} - \tilde{i}_{pvr_dq})$ <p>Avec :</p> $\tilde{v}_{bmr_dq} = P_{park} \cdot \hat{u}_{bmr}$ $\tilde{e}_{fre_dq} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} L_{fre} \omega_s \tilde{i}_{pvr_dq}$ $\underline{i}_{pvr_dq_ref} = P_{park} \cdot \underline{i}_{pvr_reg}$ $\tilde{i}_{pvr_dq} = P_{park} \cdot \hat{i}_{pvr}$ $\underline{u}_{ond_reg} = P_{park}^{-1} \cdot v_{ond_dq_reg}$

Tableau IV-4. Liste des équations pour le contrôle des grandeurs physiques

IV.3.5. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance

La supervision des transits de puissance est conçue selon la nature de la source. Si la source est réglable, alors les puissances de référence sont imposées par le gestionnaire de réseau. Si la source est non réglable (cas des énergies renouvelables), la puissance générée est estimée en utilisant une mesure de la source primaire.

Les panneaux photovoltaïques doivent être utilisés comme une source non réglable afin de générer le maximum de puissance issue de cette source renouvelable sur le réseau. Alors, la supervision de la puissance est conçue pour estimer la puissance générée et l'envoyer au gestionnaire du micro-réseau.

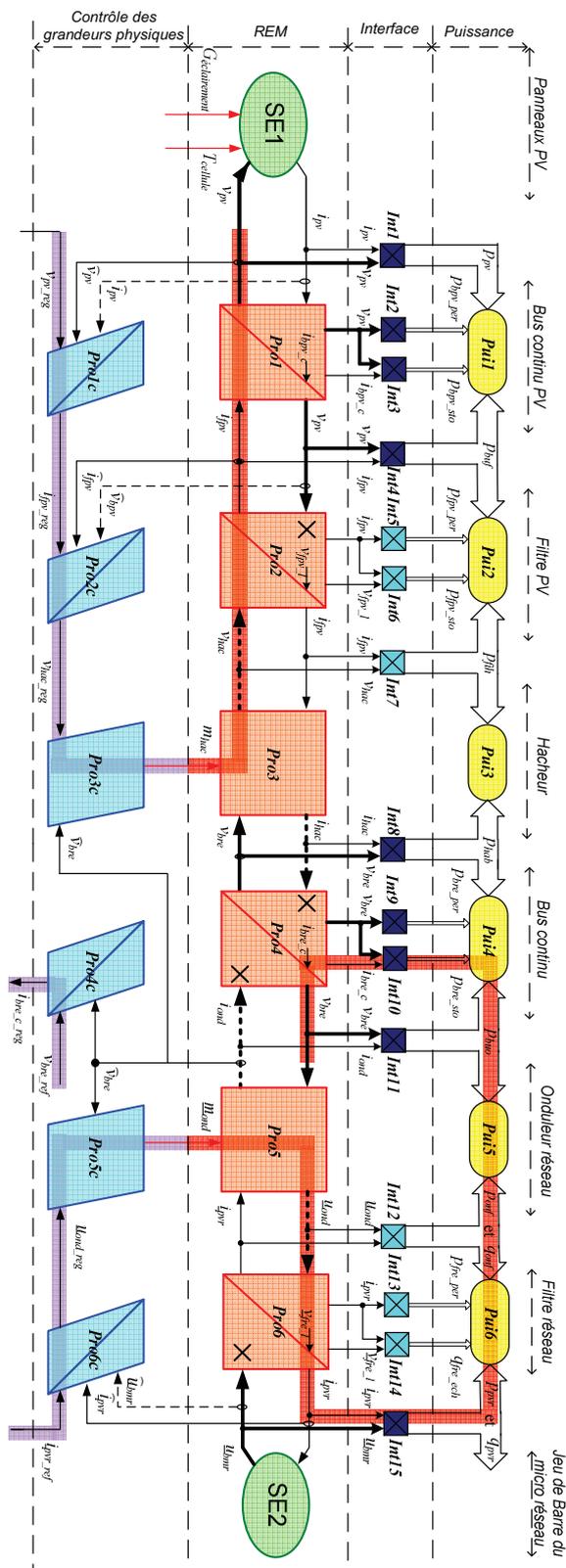


Figure IV-16. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs d'état par inversion de la REM

En inversant les équations du bilan de puissance, une chaîne de supervision des puissances est fixée à partir de la puissance de réglage par une stratégie de MPPT (p_{pv_reg}) jusqu'à la puissance envoyée au micro-réseau (p_{pvr_reg}) (Figure IV-17). La stratégie de MPPT calcule la tension de référence v_{pv_reg} en même temps.

L'ensemble des équations nécessaires sont reportées dans le Tableau IV-5.

<i>Pui1e</i> : $\tilde{p}_{buf} = p_{pv_reg} - \tilde{p}_{bpv_per} - \tilde{p}_{bpv_sto}$	<i>Pui2e</i> : $\tilde{p}_{fih} = \tilde{p}_{buf} - \tilde{p}_{fpv_per} - \tilde{p}_{fpv_sto}$
<i>Pui3e</i> : $\tilde{p}_{hab} = \tilde{p}_{fih}$	<i>Pui4e</i> : $p_{buo_reg} = \tilde{p}_{hab} - \tilde{p}_{bre_per} - p_{bre_sto_reg}$
<i>Pui5e</i> : $p_{onf_reg} = p_{buo_reg}$	<i>Pui6e</i> : $p_{pvr_reg} = p_{onf_reg} - \tilde{p}_{fre_per}$

Tableau IV-5. Liste des équations pour la supervision de la puissance

Les relations entre les puissances de référence et les grandeurs d'état sont calculées dans le niveau '*Contrôle des puissances*'. Il s'agit d'une relation d'estimation quand il faut calculer une puissance à partir des grandeurs dynamiques (*Int10e*) et de deux relations de commande, quand il faut calculer une grandeur dynamique à partir d'une puissance (*Int1c* et *Int15c*) (Tableau IV-6).

<i>Int10e</i> : $p_{bre_sto_reg} = \hat{v}_{bre} \hat{i}_{bre_c_reg}$
<i>Int15c</i> : $\begin{cases} \hat{i}_{pvr2_1} = \frac{(2\hat{u}_{bmr13} - \hat{u}_{bmr23})p_{pvr_ref} + \sqrt{3}\hat{u}_{bmr23}q_{pvr_ref}}{2\hat{u}_{bmr13}^2 - 2\hat{u}_{bmr13}\hat{u}_{bmr23} + 2\hat{u}_{bmr23}^2} \\ \hat{i}_{pvr2_2} = \frac{(2\hat{u}_{bmr23} - \hat{u}_{bmr13})p_{pvr_ref} - \sqrt{3}\hat{u}_{bmr13}q_{pvr_ref}}{2\hat{u}_{bmr13}^2 - 2\hat{u}_{bmr13}\hat{u}_{bmr23} + 2\hat{u}_{bmr23}^2} \end{cases}$

Tableau IV-6. Liste des équations pour le contrôle des puissances

IV.3.6. Etape 9 : Appliquer des simplifications et des estimations

Au niveau de la supervision de la puissance, les pertes dans les bus continus (p_{bpv_per} et p_{bre_per}) et les puissances échangées avec le filtre PV et le bus continu PV (p_{fpv_sto} et p_{bpv_sto}) sont assez faibles par rapport aux autres puissances. Elles sont négligées dans la partie commande.

Les pertes dans les filtres (p_{fpv_per} et p_{fre_per}) peuvent être estimées en utilisant les relations dans le niveau Interface (*Int5e* et *Int13e*). La puissance produite par les panneaux PV et aussi estimée par la tension PV et le courant PV. Les équations sont précisées dans le Tableau IV-7.

C'est donc une structure particulière issue de la structure générale proposée par le formalisme.

<i>Int5e</i> : $\tilde{p}_{fpv_per} = R_{fpv} \hat{i}_{fpv}^2$
<i>Int13e</i> : $\tilde{p}_{fre_per} = R_{fre} [C_{i23} \cdot \hat{i}_{pvr}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \hat{i}_{pvr}]$

Tableau IV-7. Liste des équations pour les estimations

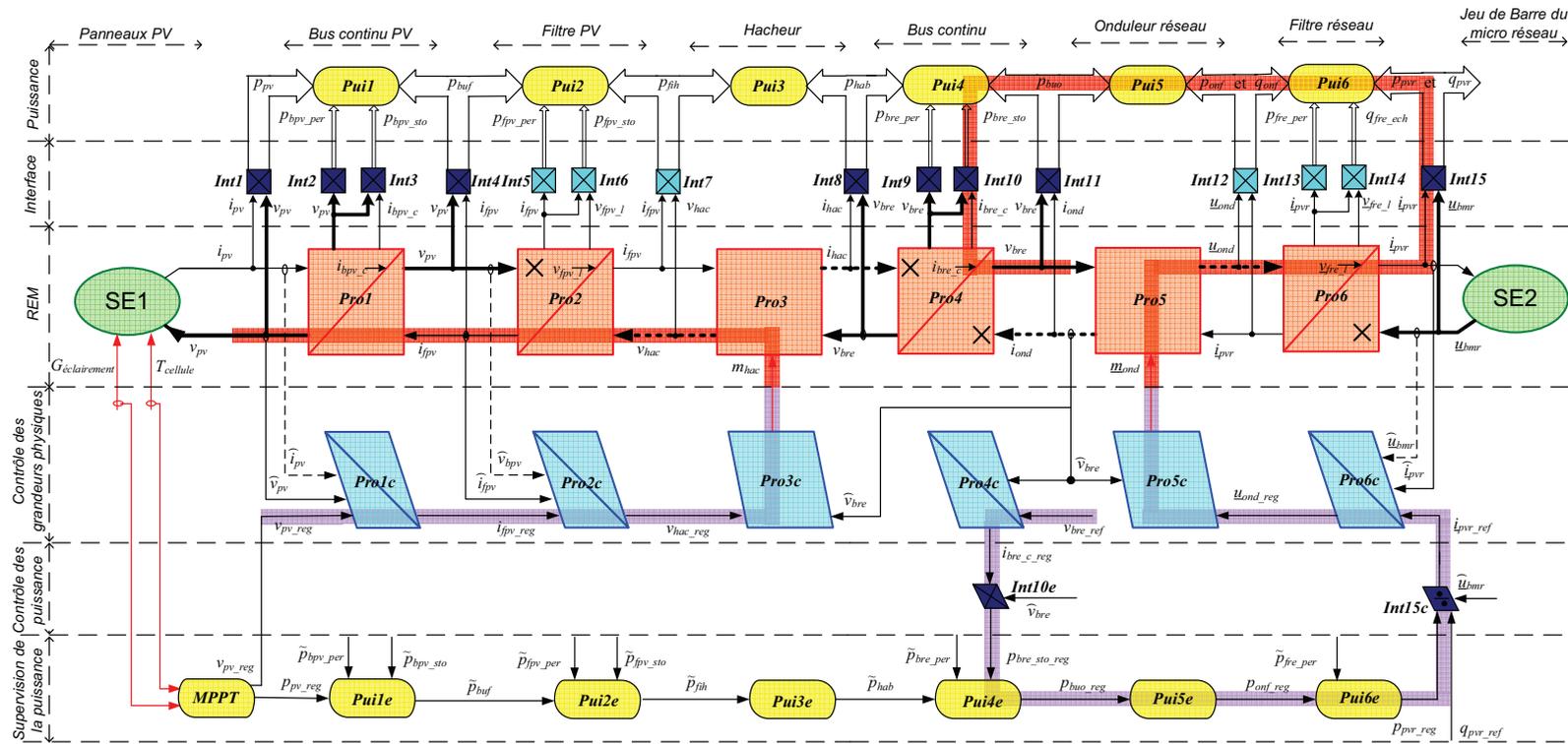


Figure IV-17. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance

IV.3.7. Etape 10 : Interfacer avec la supervision centrale

La dernière étape consiste à interfacier ce dispositif de commande avec la supervision centrale (Figure IV-19). Contrairement à la turbine à gaz, les panneaux photovoltaïques ne sont pas une source programmable dans la mesure où la disponibilité de la ressource primaire dépend des conditions météorologiques plus ou moins aléatoires. Pour le système électrique, la puissance active de sortie ne peut être imposée à une valeur désirée et doit donc être « prise » selon sa disponibilité (On parle de source fatale). La supervision centrale impose donc uniquement la consigne de la puissance réactive pour les panneaux photovoltaïques. En même temps, la supervision centrale doit recevoir des informations des panneaux photovoltaïques, comme les puissances active et réactive mesurées (ou estimées par l'équation *Int15e*).

IV.3.8. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande

La Figure IV-20 présente l'arrangement du dispositif de commande en mettant en évidence les niveaux *ACR* et *ACE* qui correspondent à la Figure IV-20 pour la centrale basée sur les panneaux photovoltaïques.

La représentation multi-niveaux de la Figure IV-19 montre clairement que la tension du bus continu est régulée en gérant les puissances échangées avec le micro-réseau à travers la supervision locale (« Grid-following control scheme»). En conséquence, toute la puissance provenant de la conversion de l'énergie renouvelable arrivant sur le bus continu est envoyée sur le micro-réseau. La puissance active ne peut donc être réglée à une valeur de référence par le gestionnaire du micro réseau, seule la puissance réactive peut l'être.

La représentation sous forme de schéma-blocs du contrôle de la liaison réseau (Figure IV-21) fait apparaître deux boucles de contrôle imbriquées. La dynamique de la boucle externe de contrôle de la tension du bus continu est beaucoup plus lente (3 à 5 fois) que la boucle interne des courants.

Cette structure de commande utilise un maximum de fonctions de commande et peut être simplifiée (Figure IV-24). En régime permanent, la tension du bus continu v_{bre} est constante, dans ce cas, la fonction de commande *Int10e* peut être remplacée par un gain de valeur v_{bre} . La puissance p_{hab} apparaît comme une perturbation lente (car à l'origine issue d'une stratégie MPPT recalculée toutes les minutes) dans la modélisation des flux de puissance ; la structure de commande peut être simplifiée en ne réalisant pas la compensation de cette puissance dans la boucle de contrôle. Généralement les pertes sont négligeables et, dans ce cas, la fonction de commande *Pui6e* peut être remplacée par un gain unitaire.

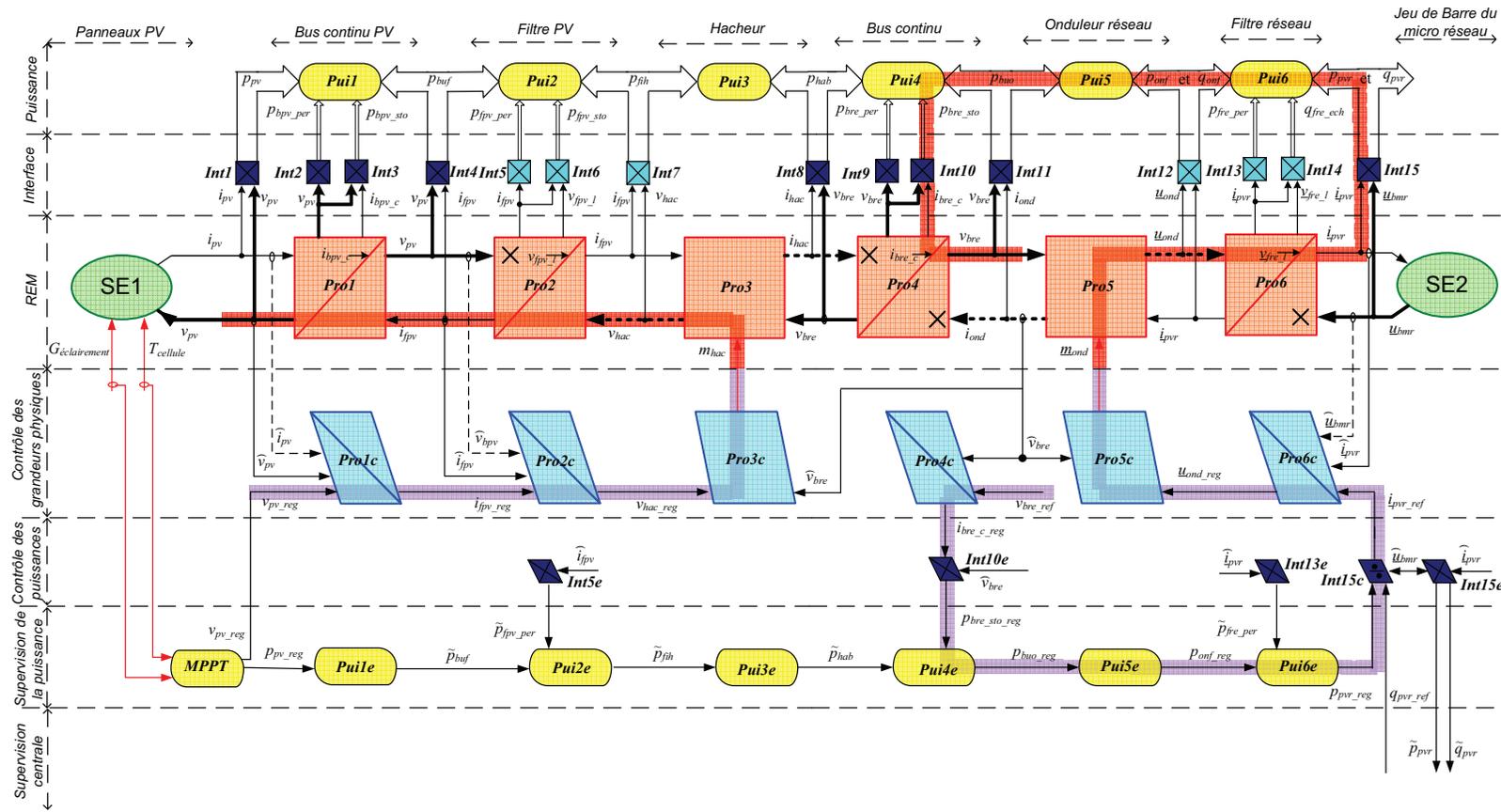


Figure IV-19. Etape 10 : Interface avec la supervision centrale

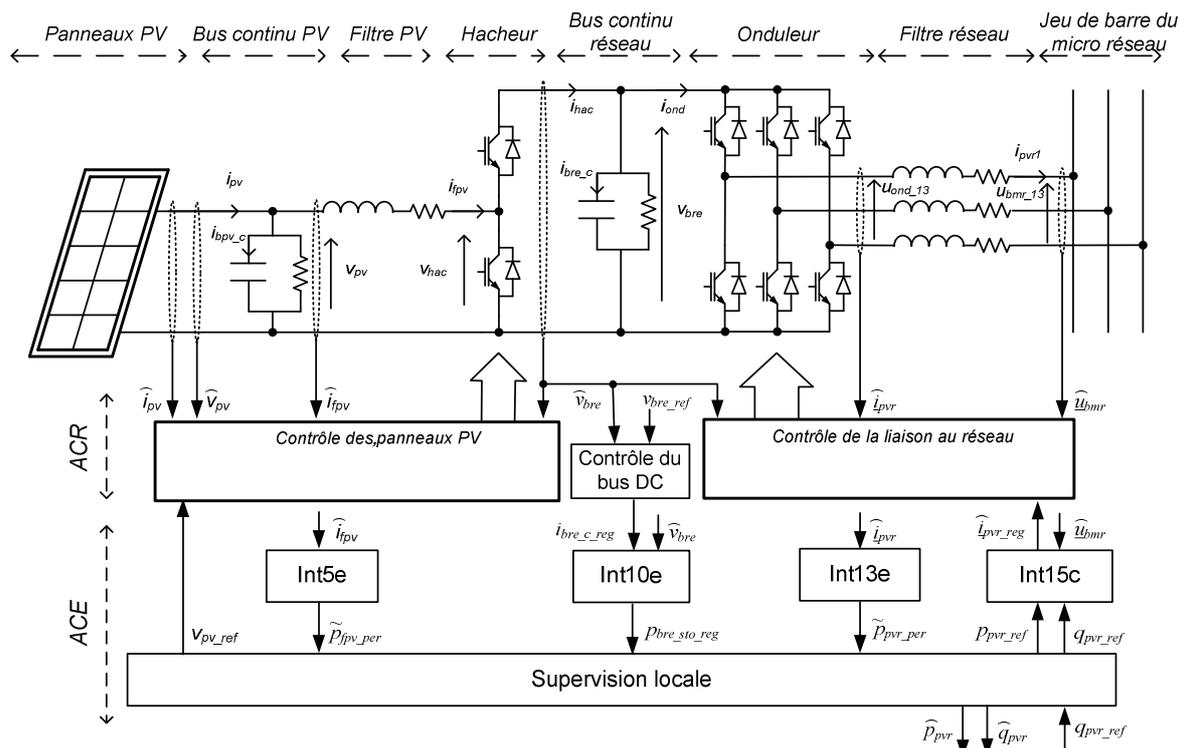


Figure IV-20. Arrangement du dispositif de commande en mettant en évidence les niveaux ACR et ACE

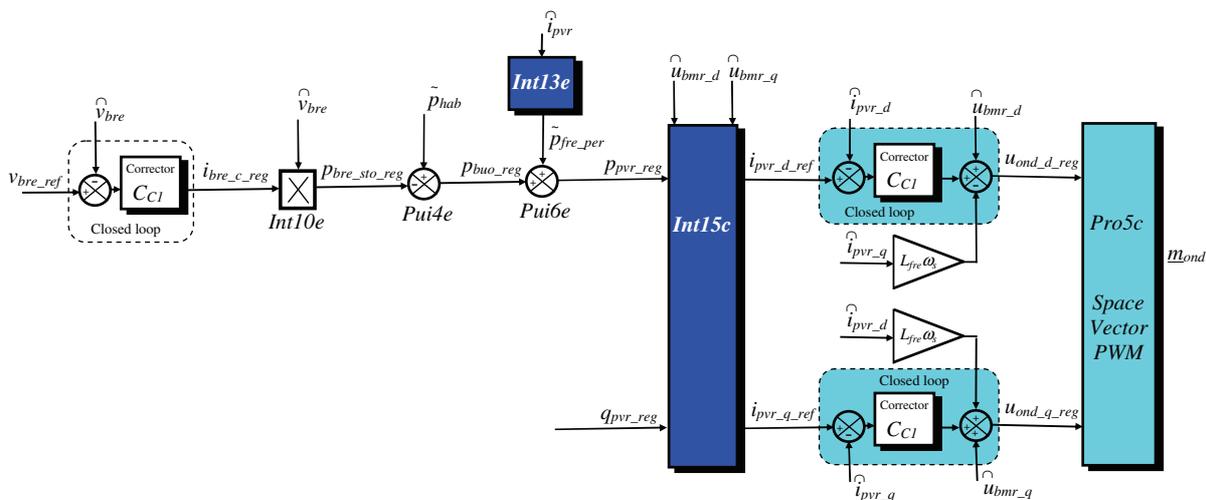


Figure IV-21. Représentation sous forme de schéma-blocs du contrôle de la liaison réseau

En régime permanent, le repère de Park tournant est synchronisé avec le vecteur « tension » du réseau, les expressions des puissances peuvent être simplifiée par des gains ; la valeur efficace de la tension imposée par le réseau étant constante

$$p_{pvr}(t) = u_{bmr_d} \cdot i_{d_pvr}(t) \quad (IV-1)$$

$$q_{pvr}(t) = u_{bmr_d} \cdot i_{q_pvr}(t) \quad (IV-2)$$

Dans ces conditions, il apparaît que chaque composante des courants est proportionnelle à une puissance qui peut donc être réglée de façon indépendante. En conséquence, l'ensemble des gains peut être regroupé dans le gain du correcteur de la tension du bus continu (Figure IV-22).

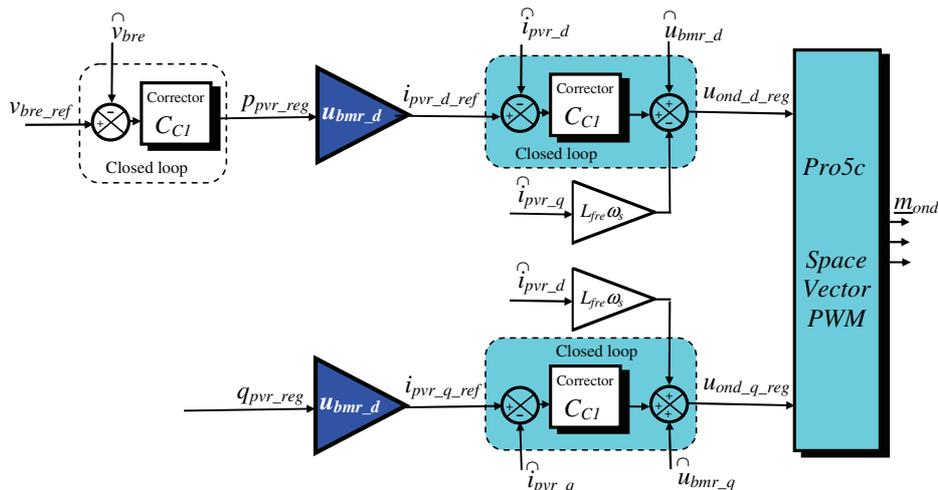


Figure IV-22. Représentation simplifiée sous forme de schéma-blocs du contrôle de la liaison réseau

IV.4. Commande hiérarchique du système de stockage à base de supercondensateurs

IV.4.1. Modélisation multi-niveaux

Comme expliqué dans l'introduction, une partie de la chaîne de conversion électrique est identique. La Représentation Multi-Niveaux macroscopiques est similaire à celle du système de production électrique à base de PV.

IV.4.2. Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables

La tension des supercondensateurs (v_{sc}) varie lentement car leur capacité est très importante. La tension du bus continu réseau (v_{bre}) a également une dynamique lente, car elle doit être constante pour assurer le fonctionnement des convertisseurs (le hacheur et l'onduleur). Côté réseau alternatif, toutes les grandeurs (tensions et courants) sont imposées par le réseau principal, dont la composante fondamentale est 50Hz. En appliquant la transformation de Park à 50Hz, cette grandeur deviendra stationnaire [LOU-97].

On considère donc que les tensions du micro réseau (\underline{u}_{bmr}) sont stationnaires à la fréquence de 50Hz. Dans la représentation multi-niveaux, on visualise les grandeurs stationnaires par des traits pleins (Figure IV-23).

Les courants i_{hac} et i_{ond} , les tensions v_{hac} et \underline{u}_{ond} sont des grandeurs modulées et difficilement mesurables. Dans la représentation multi-niveaux, on visualise les grandeurs non-mesurables par des pointillées (Figure IV-23).

IV.4.3. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage

Quand une grandeur est stationnaire, on peut l'utiliser pour faire le passage entre le niveau 'Processus' et le niveau 'Puissance'. Dans ce cas-là, on colorie les relations en bleu foncé dans le niveau 'Interface'. Ainsi *Int4* est mis en couleur foncée en raison de v_{sc} , *Int8*, *Int9*, *Int10* et *Int11* par v_{bre} , et *Int15* par \underline{u}_{bmr} .

Quand une grandeur non-mesurable est une entrée d'un élément de stockage, il n'est pas possible d'inverser la chaîne d'action utilisant l'autre entrée sans estimateur ou correcteur réjecteur pour concevoir la commande. Alors, on ajoute des symboles \times pour présenter le blocage dans la partie commande. Ainsi, dans *Pro2* (Figure IV-24), le chemin $v_{pv} \rightarrow i_{fpv}$ est bloqué par v_{hac} car c'est une grandeur modulée. Dans *Pro4*, le chemin $i_{hac} \rightarrow v_{bre}$ est bloqué par i_{ond} car c'est une grandeur modulée, le chemin $i_{ond} \rightarrow v_{bre}$ est bloqué par i_{hac} car c'est une grandeur modulée. Dans *Pro6*, le chemin $\underline{u}_{bmr} \rightarrow \dot{i}_{fre}$ est bloqué par \underline{u}_{ond} car c'est une grandeur modulée.

IV.4.4. Etape 6 : Fixer les chaînes d'action

Les objectifs sont les suivants :

- La tension du bus continu réseau doit être contrôlée à une valeur constante,
- Le système doit permettre de générer les puissances active et réactive de référence demandées par le gestionnaire du micro-réseau.

Une première chaîne d'action est utilisée pour contrôler la tension du bus continu (v_{bre}) à partir de la fonction de conversion du hacheur (m_{hac}). Etant donné que la tension du bus continu est une grandeur stationnaire, la chaîne d'action est orientée de m_{hac} vers v_{hac} . La chaîne d'action atteint le courant des supercondensateurs i_{sc} . Les grandeurs utilisées pour construire la chaîne d'action dans le niveau *REM* sont :

$$m_{hac} (Pro3) \rightarrow v_{hac} (Pro2) \rightarrow i_{sc}$$

La deuxième partie de cette chaîne d'action se trouve dans le niveau « puissance ». La tension du bus continu représente l'énergie stockée et peut donc être contrôlée par la puissance échangée entre les supercondensateurs et le micro-réseau. L'équation *Int8* ne peut pas être utilisées car elle dépend de grandeurs non-mesurables. La chaîne d'action de cette partie commence par la puissance p_{scf} jusqu'à la puissance échangée avec le bus continu p_{bre_sto} :

$$p_{scf} (Pui2) \rightarrow p_{fih} (Pui3) \rightarrow p_{hab} (Pui4) \rightarrow p_{bre_sto}$$

L'équation *Int10* doit être utilisée pour faire le passage entre p_{bre_sto} et notre grandeur à contrôler (v_{bre}). Alors la chaîne d'action complète est fixée par :

$$m_{hac} (Pro3) \rightarrow v_{hac} (Pro2) \rightarrow i_{sc} (Int4) \rightarrow p_{scf} (Pui2) \rightarrow p_{fih} (Pui3) \rightarrow p_{hab} (Pui4) \rightarrow p_{bre_sto} (Int10) \rightarrow i_{bre_c} (Pro4) \rightarrow v_{bre}$$

Une deuxième chaîne d'action est utilisée pour contrôler les puissances active et réactive injectées au micro réseau (p_{scr} et q_{scr}) à partir de l'onduleur. Elle va des fonctions de conversion de l'onduleur (\underline{m}_{ond}) jusqu'à ces puissances par :

$$\underline{m}_{ond} (Pro5) \rightarrow \underline{u}_{ond} (Pui6) \rightarrow \dot{i}_{scr} (Int15) \rightarrow p_{scr} \text{ et } q_{scr}$$

Les deux chaînes d'action sont présentées à la Figure IV-25.

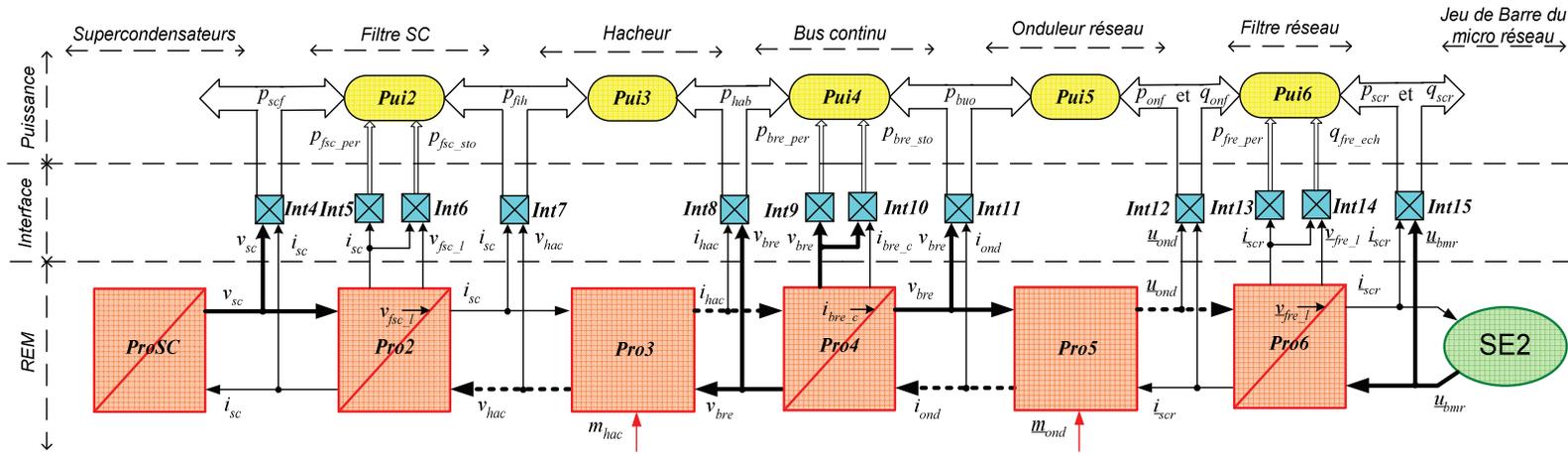


Figure IV-23. SC Etape 4 : Marquer les grandeurs stationnaires et les grandeurs non-mesurables

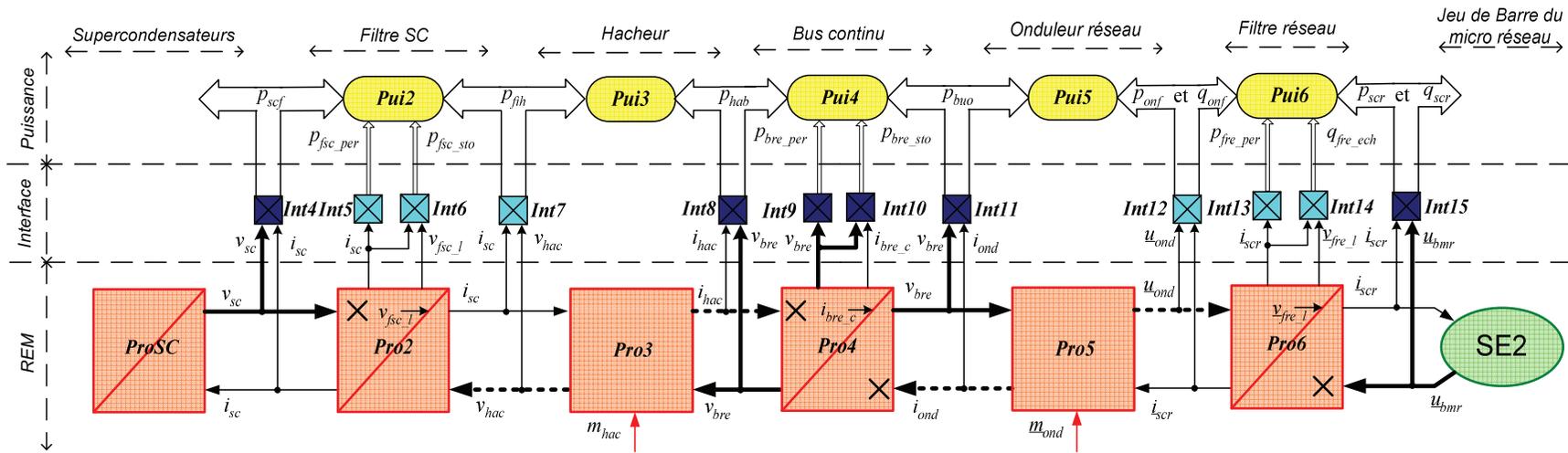


Figure IV-24. Etape 5 : Appliquer la règle de passage et la règle de blocage

IV.4.5. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs physiques par inversion de la REM.

Le niveau ‘*Contrôle des grandeurs physiques*’ est conçu par l’inversion des chaînes d’action selon les règles d’inversion de la REM (Figure IV-26). Il repose sur les macro-blocs *Pro2c*, *Pro3c*, *Pro4c*, *Pro5c* et *Pro6c*. Les équations sont précisées dans le Tableau IV-8.

$Pro2c : v_{hac_reg} = \widehat{v}_{sc} - C_{cor_fsc} (\widehat{i}_{sc_reg} - \widehat{i}_{sc}) - R_{fsc} \widehat{i}_{sc}$
$Pro3c : m_{hac_reg} = \frac{1}{\widehat{v}_{bre}} v_{hac_reg}$
$Pro4c : i_{bre_c_reg} = C_{cor_bre} (v_{bre_reg} - \widehat{v}_{bre})$
$Pro5c : \underline{m}_{ond} = \frac{1}{\widehat{v}_{bre}} \underline{u}_{ond}$
$Pro6c : \underline{v}_{ond_dq_reg} = \widetilde{v}_{bmr_dq} + \widetilde{e}_{fre_dq} + C_{cor_fre} (\underline{i}_{scr_dq_ref} - \widetilde{i}_{scr_dq})$ Avec : $\widetilde{v}_{bmr_dq} = P_{park} \cdot \widehat{u}_{bmr}$ $\widetilde{e}_{fre_dq} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} L_{fre} \omega_s \widetilde{i}_{scr_dq}$ $\underline{i}_{scr_dq_ref} = P_{park} \cdot \widehat{i}_{scr_reg}$ $\widetilde{i}_{scr_dq} = P_{park} \cdot \widehat{i}_{scr}$ $\underline{u}_{ond_reg} = P_{park}^{-1} \cdot \underline{v}_{ond_dq_reg}$

Tableau IV-8. Liste des équations pour le contrôle des grandeurs physiques

IV.4.6. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance

Les supercondensateurs sont une source programmable car on peut contrôler sa puissance échangée dans la mesure où son niveau de charge (considéré comme son énergie primaire) est suffisant. Alors la supervision de la puissance est conçue pour rendre égale cette puissance égale à la référence envoyée par le gestionnaire du micro-réseau. Le niveau de stockage doit être communiqué à la supervision centrale afin de connaître la disponibilité de cette source.

En inversant les équations du bilan de puissance (Figure IV-11), une chaîne de supervision des puissances est fixée à partir des références imposées par le gestionnaire du micro réseau (p_{scr_ref}) jusqu’à la puissance de réglage de l’énergie primaire (p_{scf_reg}) en négligeant les pertes considérées faibles (p_{bre_per}) (Figure IV-27). L’ensemble des équations nécessaires sont reportées dans le Tableau IV-9.

$Pui2c : p_{scf_reg} = p_{fih_reg} + \widetilde{p}_{fpv_per} + \widetilde{p}_{fpv_sto}$
$Pui3c : p_{fih_reg} = p_{hab_reg}$
$Pui4c : p_{hab_reg} = p_{buo_reg} + \widetilde{p}_{bre_per} + p_{bre_sto_reg}$
$Pui5c : p_{buo_reg} = p_{onf_reg}$
$Pui6c : p_{onf_reg} = p_{scr_ref} + \widetilde{p}_{fre_per}$

Tableau IV-9. Liste des équations pour la supervision de la puissance

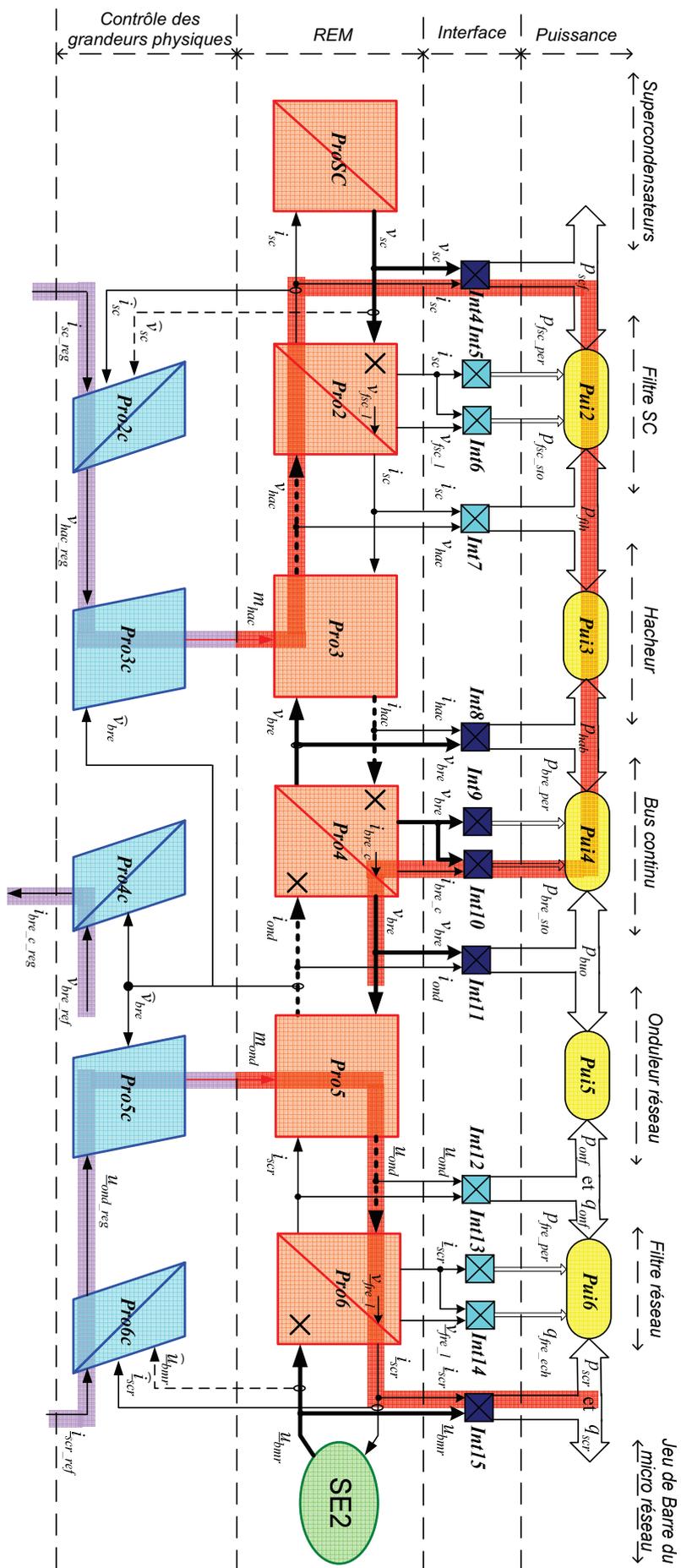


Figure IV-26. Etape 7 : Concevoir le contrôle des grandeurs d'état d'après l'inversion de la REM

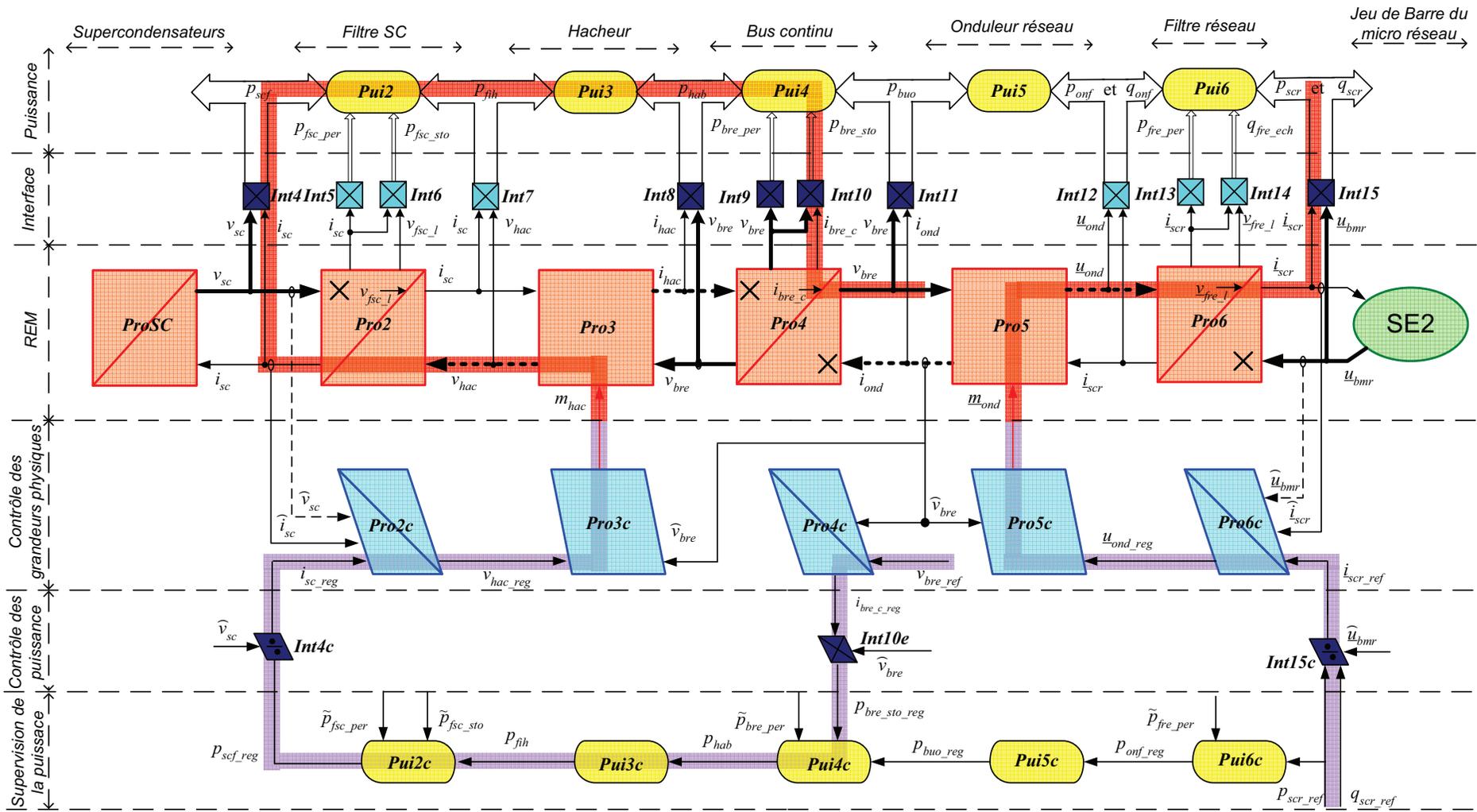


Figure IV-27. Etape 8 : Concevoir la supervision des transits de puissance

Les relations entre les puissances de référence et les grandeurs d'état sont calculées par le niveau '*Contrôle des puissances*'. Il s'agit d'une relation d'estimation, quand il faut calculer une puissance à partir des grandeurs dynamiques (*Int4e*) ; de trois relations de commande, quand il faut calculer une grandeur dynamique à partir d'une puissance (*Int4c* et *Int15c*) (Tableau IV-10).

<i>Int4c</i> :	$i_{sc_reg} = \frac{P_{scf_reg}}{\hat{v}_{sc}}$
<i>Int10e</i> :	$p_{bre_sto_reg} = \hat{v}_{bre} i_{bre_c_reg}$
<i>Int15c</i> :	$\begin{cases} i_{scr2_1} = \frac{(2\hat{u}_{bmr13} - \hat{u}_{bmr23})p_{scr_ref} + \sqrt{3}\hat{u}_{bmr23}q_{scr_ref}}{2\hat{u}_{bmr13}^2 - 2\hat{u}_{bmr13}\hat{u}_{bmr23} + 2\hat{u}_{bmr23}^2} \\ i_{scr2_2} = \frac{(2\hat{u}_{bmr23} - \hat{u}_{bmr13})p_{scr_ref} - \sqrt{3}\hat{u}_{bmr13}q_{scr_ref}}{2\hat{u}_{bmr13}^2 - 2\hat{u}_{bmr13}\hat{u}_{bmr23} + 2\hat{u}_{bmr23}^2} \end{cases}$

Tableau IV-10. Liste des équations pour le contrôle des puissances

IV.4.7. Etape 9 : Appliquer des simplifications et des estimations

Au niveau de la supervision de la puissance, les pertes dans le bus continu (p_{bre_per}) et la puissance échangée avec le filtre SC (p_{fsc_sto}) sont assez faibles par rapport aux autres puissances. Elles ne seront pas prises en compte dans la partie commande.

Pour les pertes dans les filtres (p_{fsc_per} et p_{fre_per}), on peut les estimer en utilisant les relations dans le niveau Interface (*Int5e* et *Int13e*) (Tableau IV-11) :

<i>Int5e</i> :	$\tilde{p}_{fpv_per} = R_{fpv} \hat{i}_{fpv}^2$
<i>Int13e</i> :	$\tilde{p}_{fre_per} = R_{fre} [C_{i23} \cdot \hat{i}_{pvr}]^T \cdot [C_{i23} \cdot \hat{i}_{pvr}]$

Tableau IV-11. Liste des équations pour les estimations

IV.4.8. Etape 10 : Interfacer avec la supervision centrale

La dernière étape consiste à interfacier ce dispositif de commande avec la supervision centrale (Figure IV-29). La supervision centrale donne les consignes des puissances actives et réactives de référence pour les supercondensateurs. En même temps, la supervision centrale doit recevoir des informations des supercondensateurs, comme les puissances active et réactive mesurées (ou estimées par l'équation *Int15e*) et le niveau de stockage (v_{sc}) pour un réglage de l'énergie, par exemple.

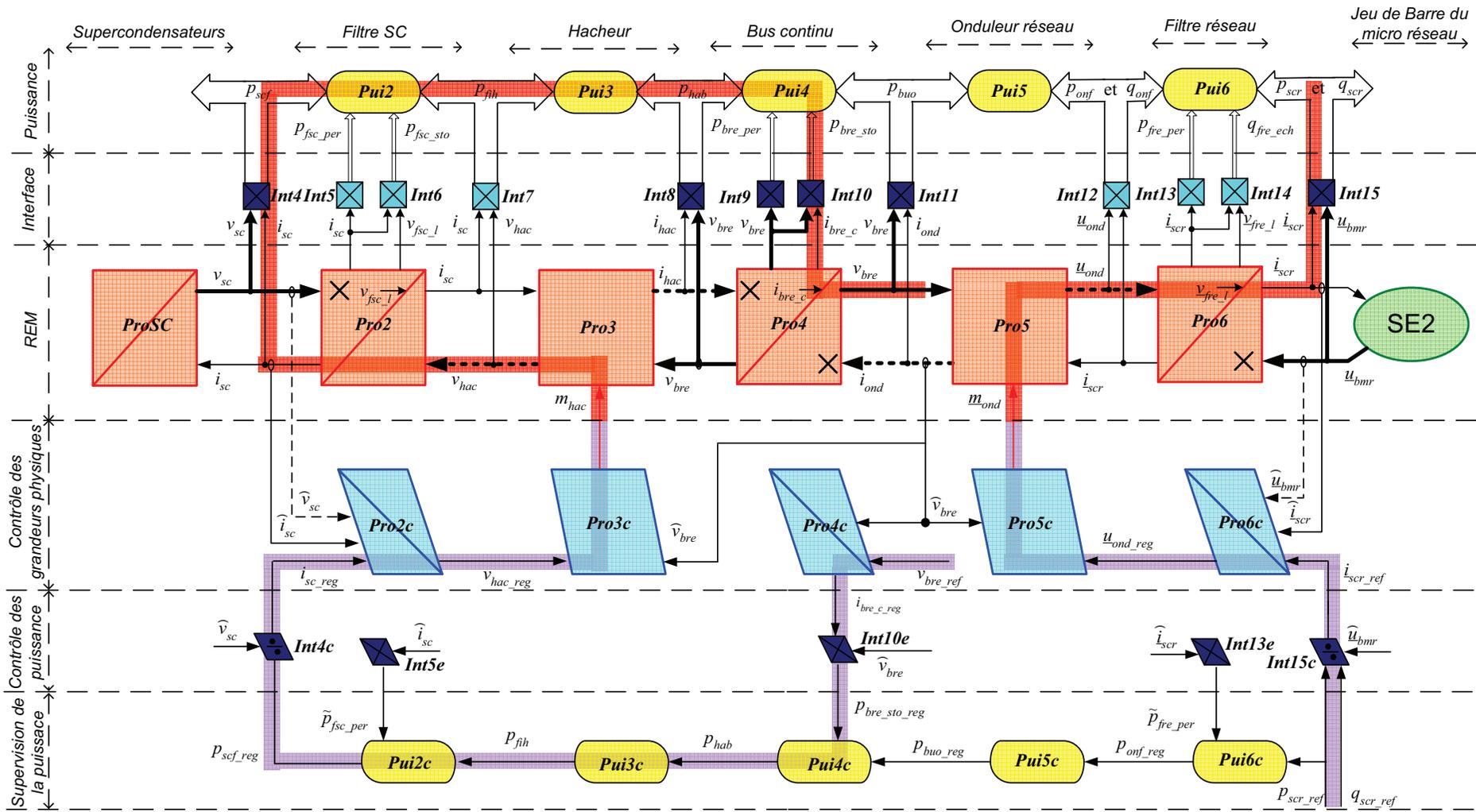


Figure IV-28. Etape 9 : Appliquer des estimations, des simplifications et des stratégies

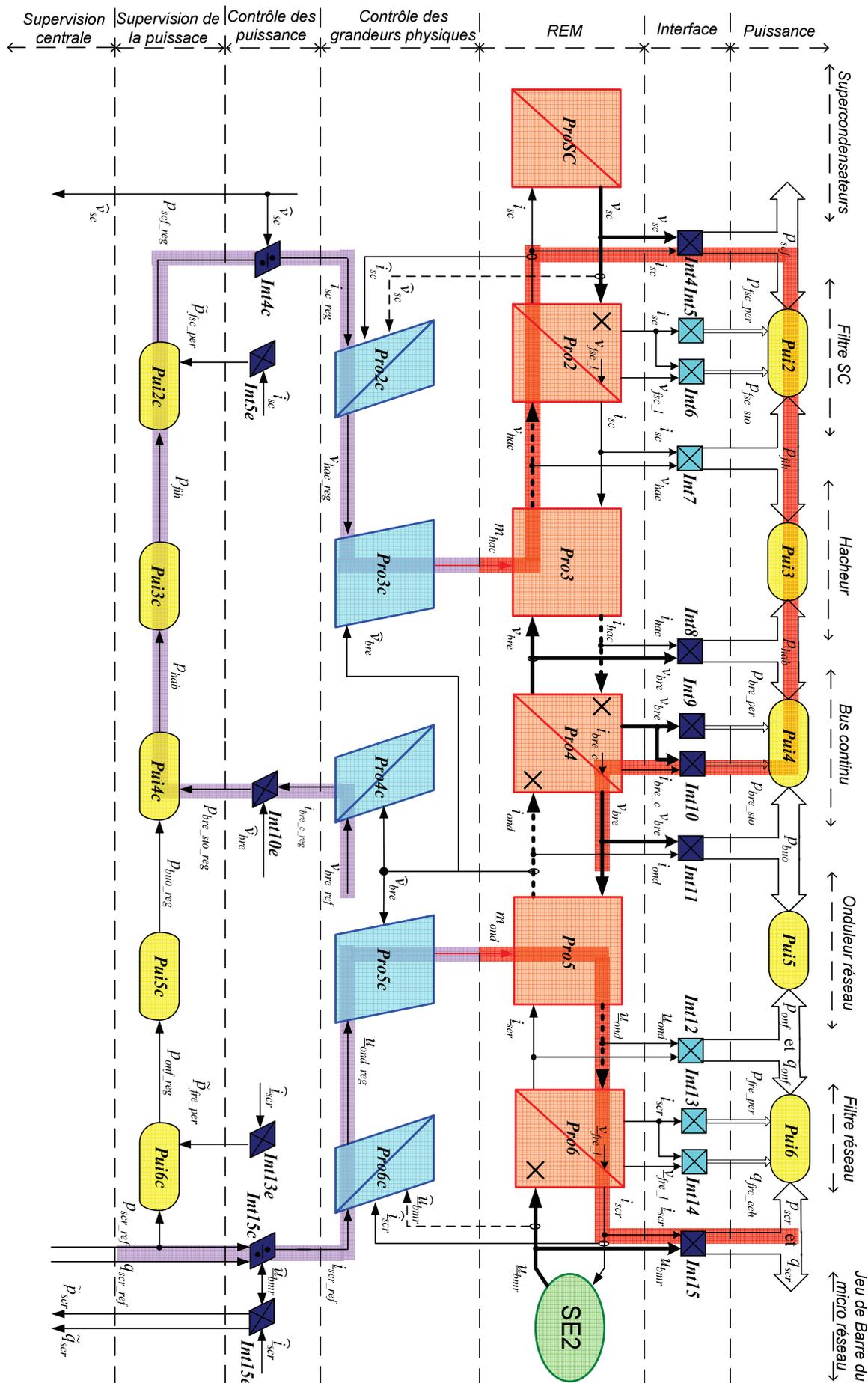


Figure IV-29. Etape 10 : Interface avec la supervision centrale

IV.4.9. Représentation par schéma bloc du dispositif de commande

La Figure IV-30 présente l'arrangement du dispositif de commande en mettant en évidence les niveaux *ACR* et *ACE* qui correspondent à la Figure IV-30 pour le système de stockage basé sur les supercondensateurs.

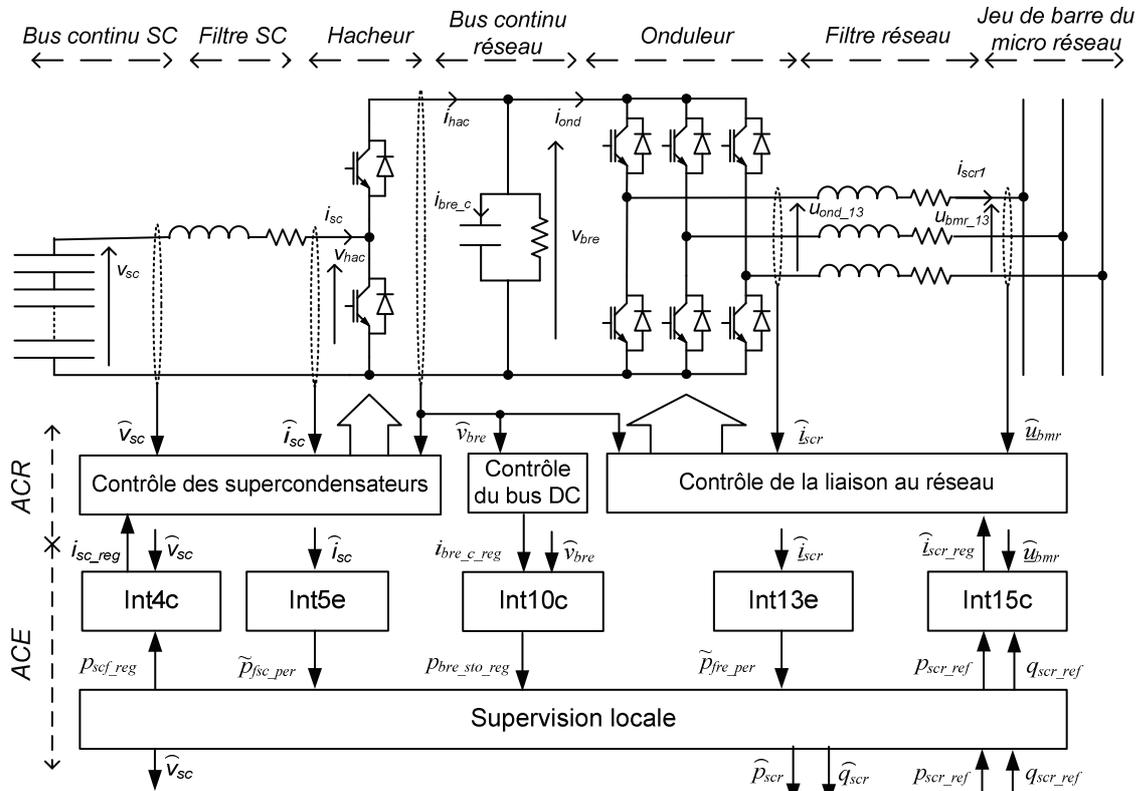


Figure IV-30. Arrangement du dispositif de commande en mettant en évidence les niveaux *ACR* et *ACE*

La structure de commande de la liaison au réseau est similaire à celle de la turbine à gaz en mode connecté au réseau (« Power dispatching control scheme »). La Figure IV-31 montre la représentation par schéma-blocs simplifiée en supposant une orientation particulière du repère de Park.

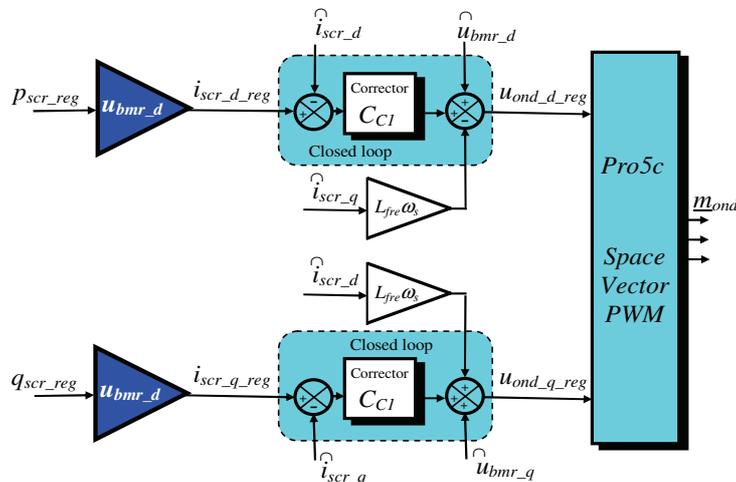


Figure IV-31. Représentation sous forme de schéma-blocs du contrôle de la liaison réseau

Chaque composante des courants est de nouveau proportionnelle à une puissance qui peut donc être réglée de façon indépendante. Un contrôle à distance des puissances échangées avec le réseau électrique est possible mais la connaissance du niveau de charge des super condensateurs (son énergie primaire) est indispensable.

IV.5. Validation du modèle et du dispositif de commande

La Figure IV-32 présente les mesures enregistrées le 7 mai 2005 sur la centrale PV du laboratoire. La température (Figure IV-32.a) et l'éclairement (Figure IV-32.b) sont échantillonnés toutes les 5 minutes. La puissance active mesurée produite par la centrale PV est enregistrée par un logiciel (Figure IV-32.c).

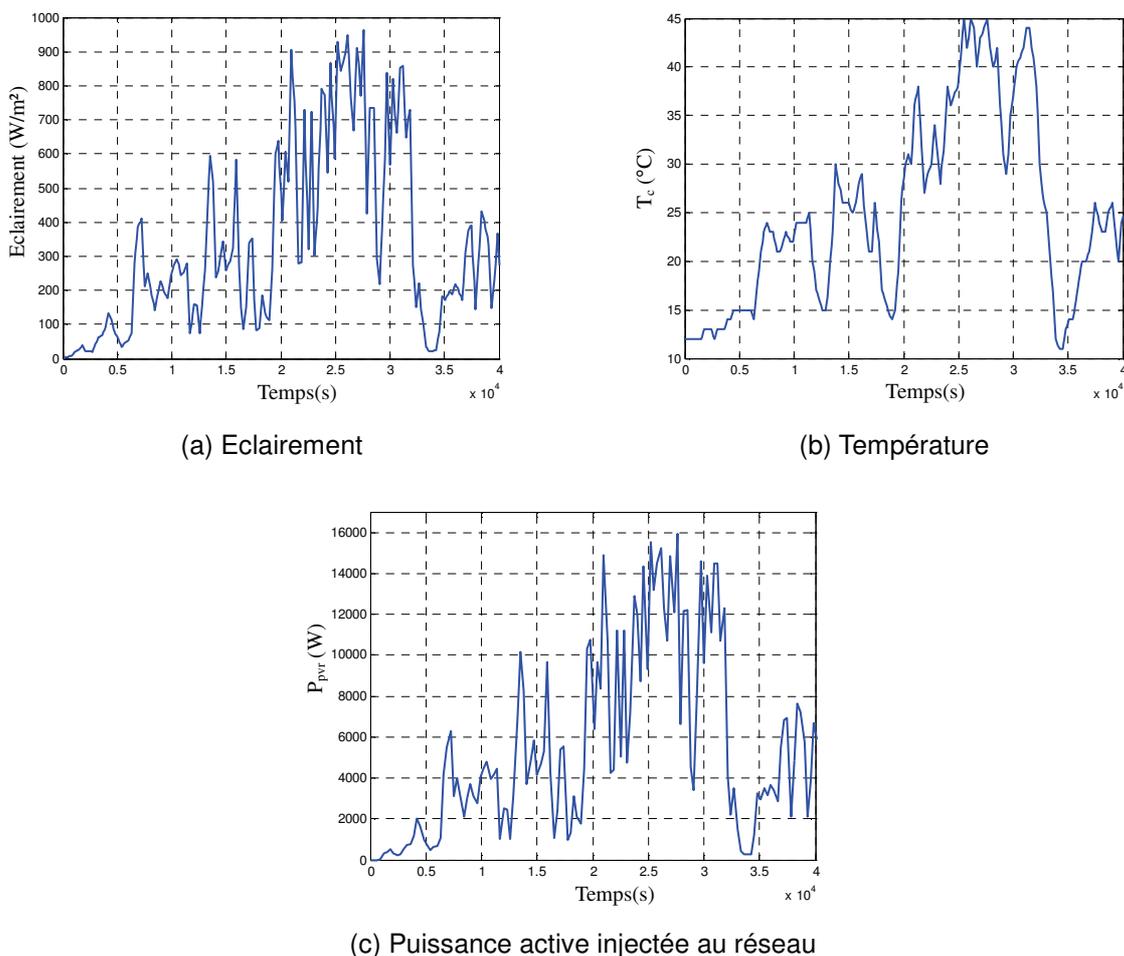
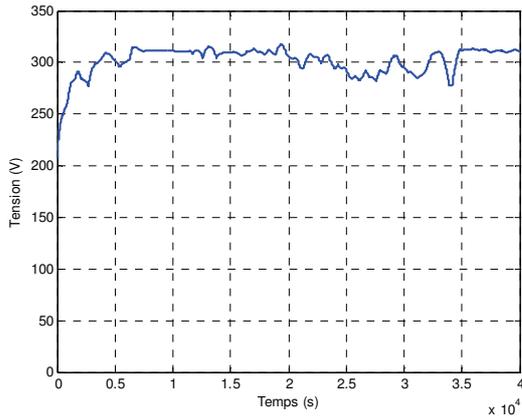
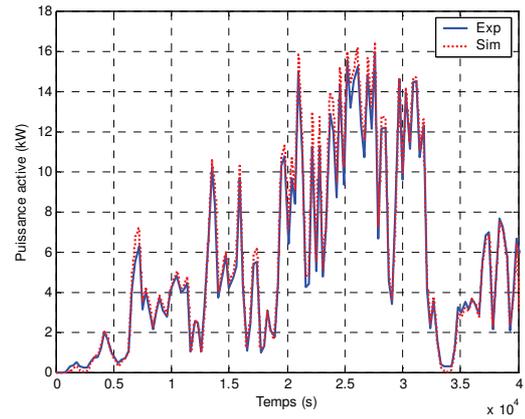


Figure IV-32. Mesures réalisées sur la centrale PV du laboratoire

A partir de la température mesurée et de l'éclairement, nous avons effectué des simulations dans les mêmes conditions. La tension de référence générée par l'algorithme MPPT et la puissance active injectée au réseau obtenues par simulation sont montrées aux Figure IV-33.a et Figure IV-33.b. On constate que la puissance active injectée au micro-réseau est identique à celle mesurée sur le système réel. La tension du bus continu v_{bre} est bien contrôlée (Figure IV-33.c). Cela valide notre modélisation et la supervision centrale conçue par la RMN.



(a) Tension de référence de MPPT



(b) Puissance active injectée au réseau

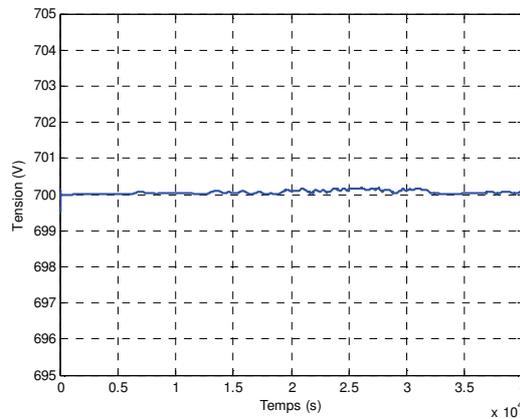

 (c) Tension du bus continu réseau v_{bre}

Figure IV-33. Résultats de la simulation

IV.6. Expérimentation dus système de commande proposé pour le système de stockage

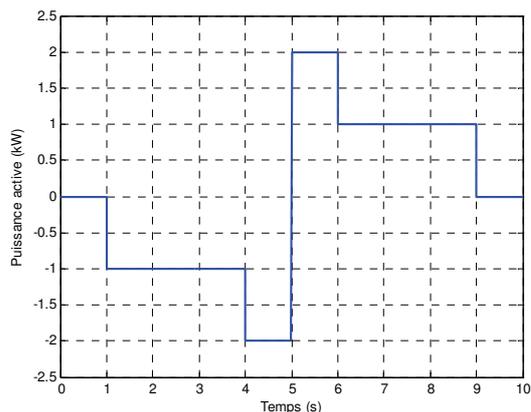
IV.6.1. Présentation

Pour valider notre supervision locale, le dispositif de commande est tout d'abord simulé. Ensuite, les résultats expérimentaux obtenus avec cette commande sont présentés.

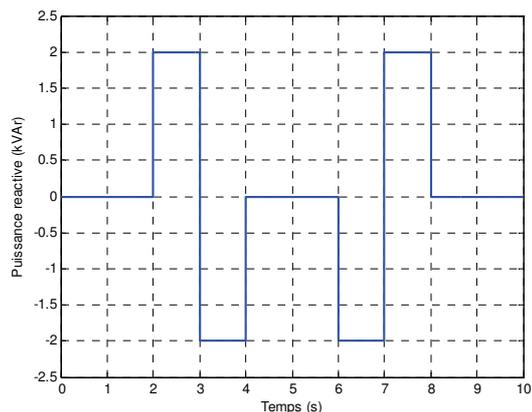
Le profil des puissances active et réactive de référence demandées par la supervision centrale est représenté par les courbes bleues dans les Figure IV-34.a et Figure IV-34.b.

IV.6.2. Résultats de simulation

Les résultats de simulation montrent que les puissances active et réactive calculées par la simulation (les courbes en pointillé dans les Figure IV-35.a et Figure IV-35.b) peuvent suivre très rapidement les puissances de référence en régime transitoire (Figure IV-35.c et Figure IV-35.d). Les Figure IV-35.e et Figure IV-35.f montrent l'évolution de la tension aux bornes des supercondensateurs et le courant des supercondensateurs. Cette tension représente le niveau de stockage des supercondensateurs. La tension du bus continu est correctement contrôlée pendant cette période (Figure IV-35.g).



(a) Puissance active

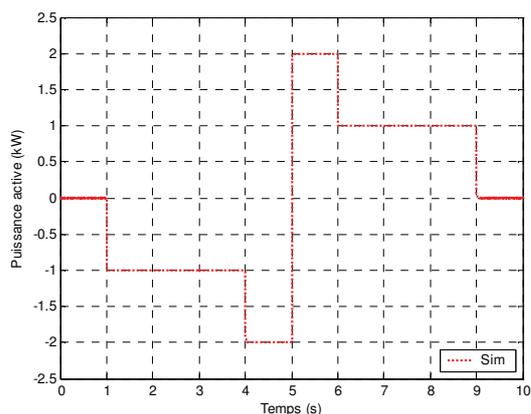


(b) Puissance réactive

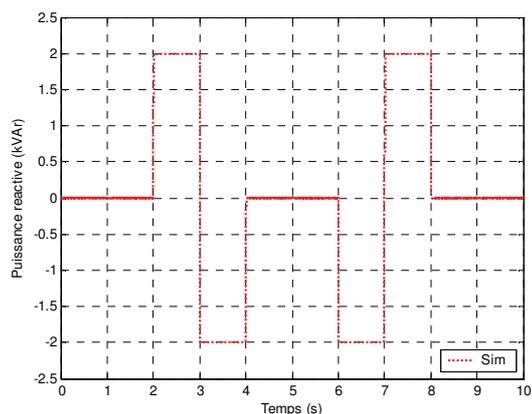
Figure IV-34. Profils des puissances de référence

On peut aussi visualiser les courants injectés au réseau (Figure IV-35.h). Les courants expérimentaux collent bien ceux de simulation en comprenant les harmoniques de l'électronique de puissance.

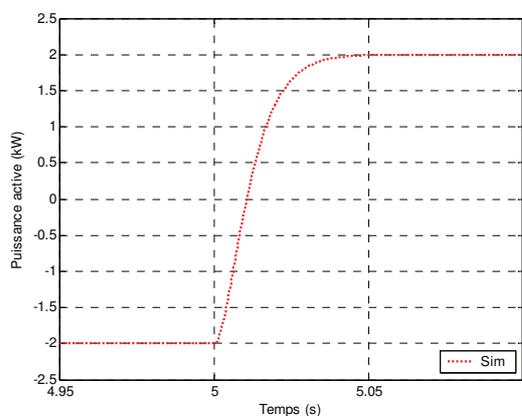
Ce scénario de simulation montre la faisabilité théorique de notre stratégie de commande du système de stockage qui permet de générer de la puissance en régime transitoire au micro réseau selon la demande.



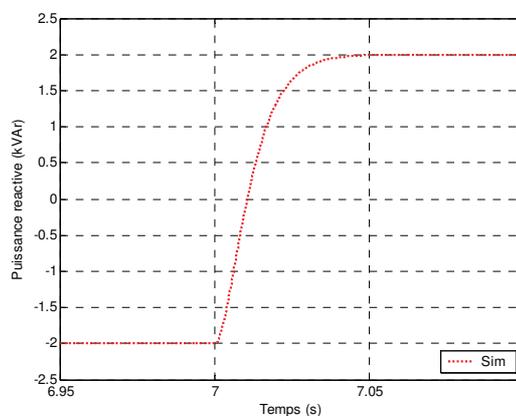
(a) Puissance active



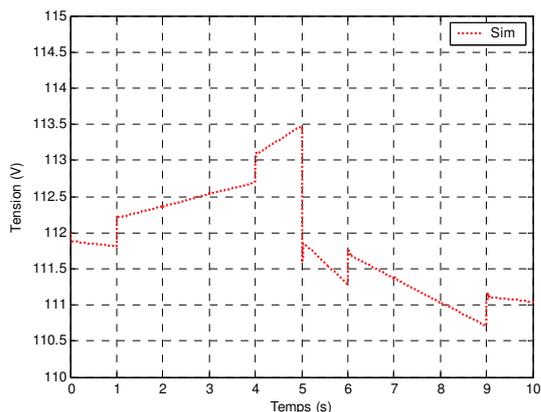
(b) Puissance réactive



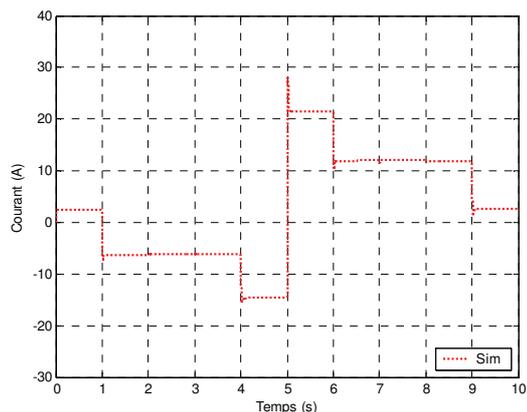
(c) Puissance active dézoomée



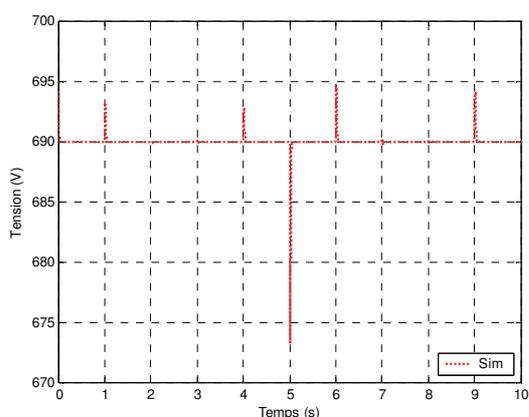
(d) Puissance réactive dézoomée



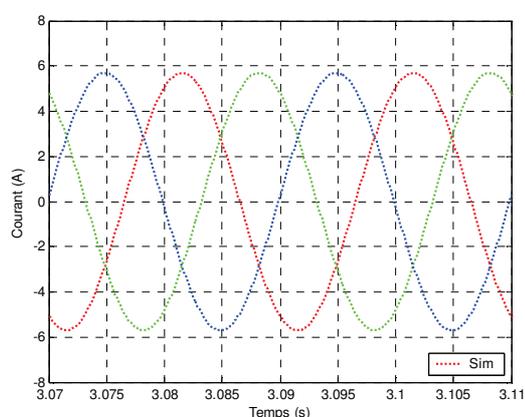
(e) Tension du supercondensateur



(f) Courant du supercondensateur



(g) Tension du bus continu



(h) Courants injectés au réseau

Figure IV-35. Résultats de la simulation et de l'expérimentation

IV.6.3. Résultats expérimentaux

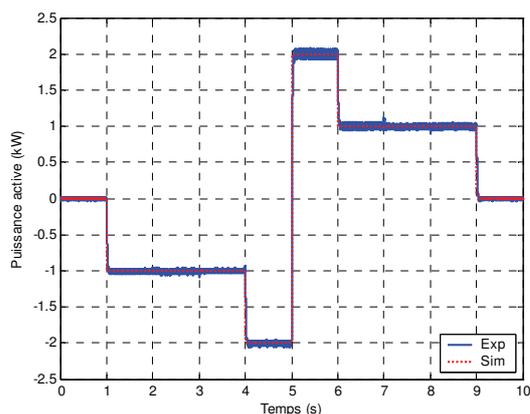
Au niveau de l'expérimentation, les algorithmes de commande (Figure IV-29) sont implémentés dans une carte temps-réel dSPACE 1103 sur un banc d'essai (Annexe VII). Elle permet de piloter le hacheur et l'onduleur pour réaliser les objectifs de la commande ; c'est à dire contrôler les puissances active et réactive échangées avec le micro-réseau en régime transitoire. Le hacheur et l'onduleur ont été réalisés avec quatre bras à IGBT de marque SEMIKRON. Les tensions du micro réseau (400V) sont imposées par un amplificateur linéaire réversible. La tension du bus continu est fixée à 690V. Nous avons utilisé 4 unités de supercondensateurs de 160F / 48V en série.

Les résultats expérimentaux sont représentés par les courbes en continu dans les Figure IV-36. Pour effectuer une comparaison, les courbes de simulation sont également dessinées à la Figure IV-35 en pointillé. Globalement, ces courbes expérimentales correspondent bien à celles de la simulation.

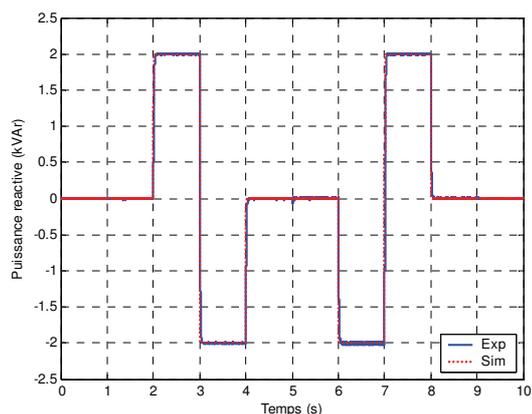
On trouve les mêmes évolutions pour la tension aux bornes des supercondensateurs, le courant des supercondensateurs et la tension du bus continu aux Figure IV-36.e, Figure IV-36.f et Figure IV-36.g. Il existe un petit écart entre la simulation et l'expérimentation pour la tension aux bornes des supercondensateurs et le courant des supercondensateurs, car le modèle du SC est un modèle simplifié. Mais ces résultats justifient que ce modèle est déjà suffisant pour une

étude au niveau du micro-réseau. Les courants expérimentaux comprenant les harmoniques de l'électronique de puissance (Figure IV-36.h) sont proches de ceux obtenus par simulation.

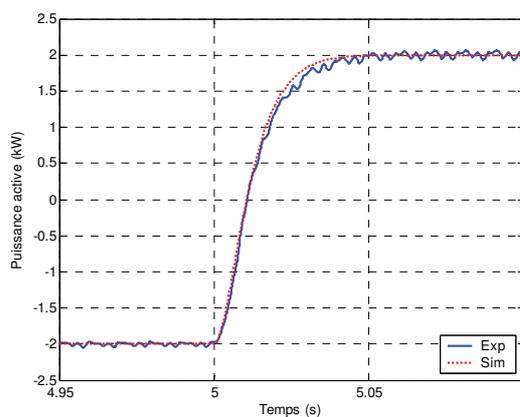
On trouve que les puissances active et réactive mesurées (Figure IV-36.a, Figure IV-36.b) suivent rapidement les puissances de référence (Figure IV-34.a et Figure IV-34.b) en régime transitoire (inférieur à 0,05 seconde, Figure IV-36.c, Figure IV-36.d). On rappelle que notre objectif était de gérer les puissances échangées en régime transitoire pour le micro réseau. Ces résultats de l'expérimentation valident bien notre objectif.



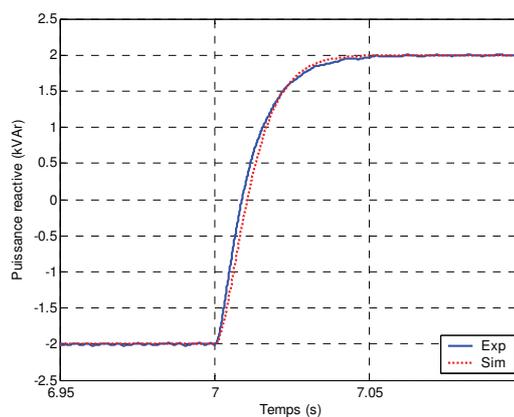
(a) Puissance active



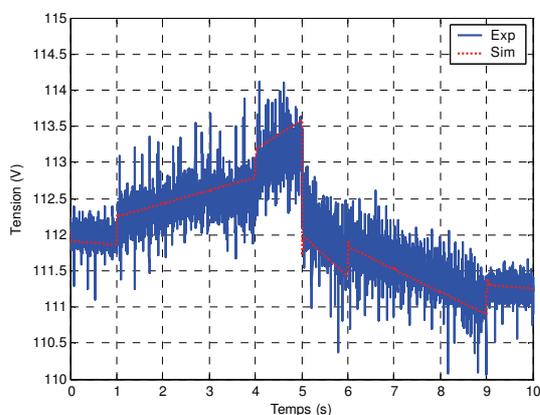
(b) Puissance réactive



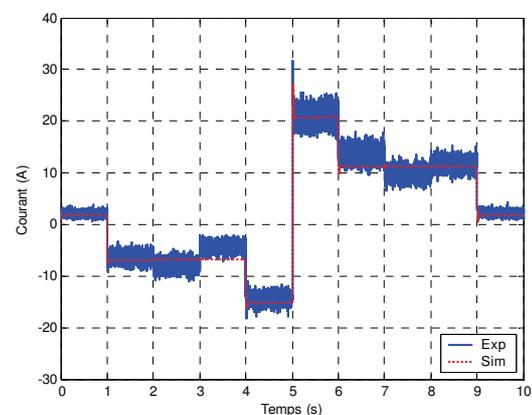
(c) Puissance active dézoomée



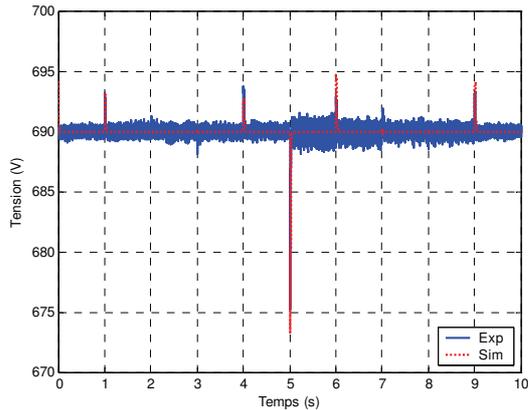
(d) Puissance réactive dézoomée



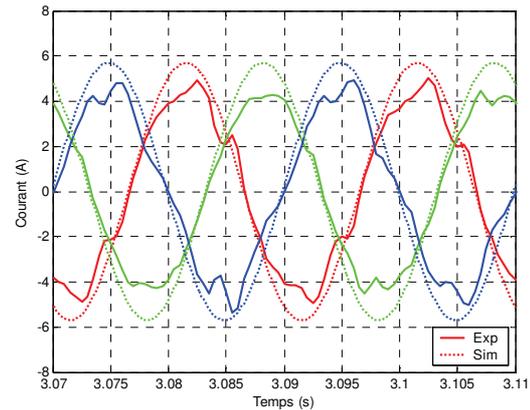
(e) Tension du supercondensateur



(f) Courant du supercondensateur



(g) Tension du bus continu



(h) Courants injectés au réseau

Figure IV-36. Résultats de la simulation et de l'expérimentation

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons appliqué la Représentation Multi-Niveaux sur un système de production électrique basé sur des panneaux photovoltaïques et un système de stockage sur des supercondensateurs. Ces deux systèmes ont en commun la même structure d'électronique de puissance pour la conversion électrique de l'énergie primaire et son raccordement. Cependant la caractéristique de leur source primaire (aléatoire pour l'une, contraint sur un niveau variable pour l'autre) conduit à des objectifs différents pour leur contrôle.

Les différentes étapes de la RMN sont suivies et détaillées pour concevoir leur dispositif commande.

Le modèle proposé pour le système de production ainsi que sa commande conçue à partir de la RMN correspond correctement aux mesures réalisées sur la centrale PV du laboratoire.

La stratégie de commande pour le système de stockage à base de supercondensateurs a permis de générer de la puissance en régime transitoire au micro réseau selon la demande. Les vérifications expérimentales et comparaisons permettent de valider notre outil proposé, la représentation RMN, pour les objectifs que nous nous étions fixés.

Dans le chapitre III et le chapitre IV, nous avons démontré que le formalisme RMN peut être utilisé pour une source de production programmable (la micro turbine), une source non-programmable (les panneaux photovoltaïques) et un dispositif de stockage (des supercondensateurs) au sein d'un micro-réseau. Ces trois sources sont représentatives de celles utilisables dans un micro-réseau. On peut en conclure que le formalisme RMN est un formalisme universel pour construire la supervision locale d'un micro-réseau.

Part II.
Supervision of a micro grid by a central controller

The scope of the second part of this research report is the development of new strategies and new implementation of management techniques for microgrids in presence of renewable energy based generators. First, let us recall fundamental principles of grid management systems and classical practices in order to better highlight studied problems in this second part.

Isochronous Speed Control Mode

Isolated power systems and industrial microgrids are relatively small power systems. They are usually powered by an AC single generator, which is driven by a gas turbine or a diesel engine generator. The frequency of a synchronous AC generator is directly proportional to the speed of the rotating electrical field. Hence the power management relies on a simple Isochronous Speed Mode Control. The Isochronous Speed Control Mode uses the physical principle of grid connected synchronous machine stator, which induces the exact synchronization of the machine speed with the grid frequency. A controller operating in the Isochronous Speed Control Mode maintains the turbine at a constant speed. Hence the energy being admitted to the prime mover is regulated in response to changes in load, which would tend to cause changes in the speed. Any increase in load would tend to cause the speed to decrease, but energy is quickly admitted to the prime mover to maintain the speed at the set point. Any decrease in load would tend to cause the speed to increase, but energy is quickly reduced to the prime mover to maintain the speed at the set point.

Power management with many Decentralized Generators (DG)

To increase the total generated power, multiple machines must be connected in parallel but it is then impossible to run them at exactly the same speed. If all prime movers operate in Isochronous Speed Mode, they will usually "fight" to control the frequency and wild oscillations of the grid frequency result. The machine, which runs faster may absorb all the loads while the slightly slower machine will shed all its load. So when multiple units are being operated in "parallel", only one machine can have its governor operating in Isochronous Speed Mode for a stable grid frequency control That has conducted to define other control functions as Droop Speed Control Mode and Fixed Power Control Mode.

Droop Speed Control Mode

A controller operating in the Droop Speed Control Mode controls the turbine speed as a function (the droop characteristic) of turbine load. The Droop Speed Control Mode, in fact, refers to the fact that the energy being admitted to the prime mover of the AC generator is being controlled in response to the difference between a speed (frequency) setpoint and the actual speed (frequency) of the prime mover. To increase the power output of the generator, the controller increases the speed setpoint of the prime mover, but since the speed cannot change (it's fixed by the frequency of the grid to which the generator is connected) the error, or difference, is used to increase the energy being admitted to the prime mover. So, the actual speed is being "allowed" to "droop" below its setpoint.

Current practices for grid management

A grid may include turbines having both Droop and Isochronous Speed controllers. Such a system typically comprises a main generating unit operating in the Isochronous Speed Mode to maintain the output electric power at a constant frequency and one or more booster generating units, which operates in the Droop Speed Control mode. In this arrangement the droop controlled units are adjusted to share the load with the main generating unit so as to assure that the isochronous controller is able to maintain a constant speed. As shown droop control based power management allows different size generators to balance a load between

themselves based on their individual abilities. Organization and setting of the various parameters for a correct power sharing is quite difficult and definitely impossible if we want to maximize economic or environmental criteria.

For a practical organization, the implementation is organized into primary and secondary control. The primary control is activated if the load increases. Hence the frequency droops and the Droop Speed control will increase the generator speed to increase the generated power proportionally to the generator droop characteristic (regulation). The secondary control is necessary otherwise the frequency will remain below the normalized value (50Hz in France). It is now up to the operator to increase the generator output more to bring the frequency back to the normalized value. So this isochronous action is required and just does the "correction" for the generator to return frequency back to the normalized value. So the grid management is a combination of droop controller with a time constraint on how fast to make the correction to bring frequency back via an isochronous action.

Remark:

On very large electrical grids, commonly referred to as "infinite" electrical grids, there is no single machine operating in Isochronous Speed Control Mode, which is capable of controlling the grid frequency. All prime movers are being operated in Droop Speed Control mode. But there are so many of them and the electrical grid is so large that no single unit can cause the grid frequency to increase or decrease by more than a few hundredths of a percent as it is loaded or unloaded.

Fixed Power Control Mode in grid connected operation

When running in parallel with the grid, small DG units and in particular renewable energy based generators are not obliged to participate in frequency or voltage regulation until now. Hence a Fixed Power Control Mode is adopted and dispatches a fixed amount of real and reactive power to the system. Moreover for Renewable Energy Based DG the power reference is adapted according to the meteorological conditions in order to generate the maximum power. In consequence frequency or voltage regulation is reported to large AC generators in the grid. This can be the case if our studied microgrid is connected to a distribution network.

Grid connection with power electronic converters

Obviously modern high speed microturbines and major of DG are grid-connected with power electronic converters and so no physical relations exist between the rotor of the machine and the grid frequency. Moreover the large scale development of PV generators as well as technological evolution of storage units (supercapacitors as example) makes appear DG without any electrical rotating machine. The presented power management techniques has to be adapted via additional control functions to make fully compatible "power electronic converter based generators" with existing high power machine based generators.

Specificities in islanded mode

There is a need of control switching between the grid-parallel and islanding operation. In an islanded mode, DG units have to be immediately switched to a « voltage and frequency control » mode since these physical quantities are not controlled. The purpose is to supply the local load demand inside the microgrid whilst regulating the frequency and voltage within permissible limits. When more than one DG units operate into voltage and frequency mode problems arise as all of them try to control these electrical quantities with their own setting. Thus proper coordination between the DG units is clearly required in islanded mode.

Content of this part

In this research work all DG are grid-connected with power electronic converters. In addition a PV generator is a source of power fluctuations, which has to be compensated. Moreover the studied microgrid must have the ability to be connected with a distribution network. In the first part of this report, local controllers of DG units have been enhanced in order to realize the independent and simultaneous control of the active and the reactive power. Hence, the gas micro turbine and the supercapacitor unit are able to exchange a predetermined real and reactive power with the microgrid. These new control capabilities have been developed in order to create new possibilities to manage a microgrid in presence of renewable energy based generators.

In the second part of this report we propose a centralized control, which makes benefit of a communication bus for information exchanges between embedded Local Controllers in DG and a Microgrid Central Controller. The chosen scheme for the microgrid management is a combination of an Isochronous Load Sharing with adapted and dedicated Droop Control Mode for some DG.

As shown the required control of a microgrid is significantly different from those of conventional power systems. The next chapter presents the context of the studied centralized supervision and the proposed organization of the microgrid system. Hence the chapter VI presents the power management scheme for a grid connected mode. The modelling of the distribution network and the microgrid is detailed and more precisely the coupling bus. The chapter VII concerns the microgrid operation in islanded mode. Additional functions to form an autonomous grid are required for the power management and energy management of the microgrid. Experimental tests are presented with the help of a real supercapacitor based distributed storage, which is interfaced with a 15kW amplifier to a real-time simulator.

Chapter V.

Controls and operation aspects of a microgrid

V.1. Introduction

In this chapter, a brief introduction to microgrid supervisions and a succinct presentation of existing research results about microgrids will be presented. Its purpose is to facilitate the understanding of the context of the thesis research work on central supervision of microgrids. The multi-agent system (decentralized control) and the global supervision control (centralized control) will be presented in the following paragraphs. Their advantages and disadvantages will be illustrated in the research framework of our studied microgrid. The details of our proposed central supervision will be presented in the next chapters.

V.2. General principles and functions

The task of microgrid supervision is to manage the power and the energy between sources and loads. Then the real and reactive power must be shared among the DER units. So the microgrid controller must assign real and reactive power references and also other appropriate control signals to the DER units, storage units and controllable loads. In the first part of this report we have enhanced control systems of studied DER in order to be fully compatible with this organization.

Power management system and energy management system are more complex for microgrid applications. The first reason is that it has to manage a large number of small DER units with different capacities and characteristics. A second reason is that most of DER is coupled to the grid with power electronic converters and so may have fast responses. Moreover if conventional generators are also coupled their voltage/angle stability may be affected.

The microgrid supervision will be analyzed through various functions, which are classified in a timing scale (Figure V-1).

The short-term power balancing includes:

- the real time “Balancing and power dispatching” among DER units and storage units according to the storage level capacity and to the specific requirements/limitations of each DER unit, including available power from Renewable Energy Based Generators (REBG),
- the RMS voltage regulation and primary frequency control.

The long-term energy management includes:

- the hourly “RES production forecast” including the time dependency of the prime source, environmental impacts and cost of generation,
- the management of non-sensitive loads that may be disconnected/shed according to the supervision requirement,
- the maintenance intervals,
- the provision of an appropriate level of power reserve capacity according to the electricity market and the load demand forecast.

In a classical vertical integrated electrical system, long term energy management is implemented by the Grid System Operator and the short term power balancing is implemented into generators (with a droop speed controller).

Two types of microgrid central supervisions for distributed energy resources (DER) exist [KAT-08] [PED-08]:

- Control by sensing electrical quantities. This method is achieved by using the knowledge of physical quantities at the Point of Common Connection (PCC) [LAS-02] [KAT-06] and a droop characteristic control;
- Control by signal communication. This method uses a communication bus to exchange information and control signals [DIM-05] [BAR-05] [GAZ-06] [DEG-06] [DIM-07].

The details of these two types of control are presented in the following paragraph. And discussions about the choice for our studied microgrid are carried out.

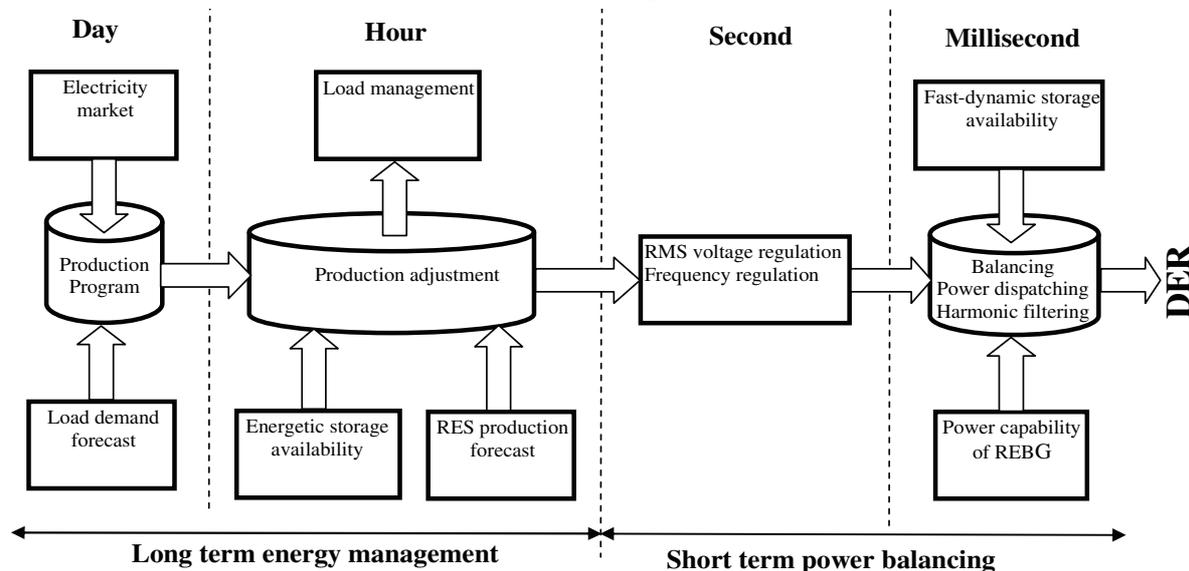


Figure V-1. Timing classification of control functions in the context of microgrid

V.3. Microgrid control by sensing electrical quantities

In Europe, electrical networks have been developed after the Second World War. At this time, communication infrastructures were limited. Coordination of all generators has been implemented through the measurement of two grid physical dynamic quantities: the frequency and the RMS value of the microgrid voltage [LAS-02] [KAT-06]. With the information, a droop characteristic control performs the coordination of Local Controllers (of generators) with a frequency-real power droop characteristic and/or voltage-reactive power droop characteristic. For example, when the frequency decreases the characteristic modifies the power reference in order to increase the generated real power. A local supervision of internal power and energy flows is therefore required as previously detailed in part 1 in the « Power dispatching control scheme » of the gas microturbine (chapter 3, Figure III-15, Figure III-17) or the supercapacitor unit (chapter 4, Figure IV-20, Figure IV-22). A droop controller can be easily used in local controllers to set real and reactive power references for a « Power dispatching control scheme » as shown on Figure V-2 for the supercapacitor units.

The main advantage of this method is its simple hardware implementations, since the development of central supervision devices is unnecessary. Moreover this local implementation enables a very fast response and then a good adequacy for frequency control and RMS voltage regulation (Figure V-1). This organization works in an autonomous way and sometimes called “non interactive” since is not coordinated with a higher control center. The main disadvantage is the fact that an optimization function of the microgrid can not be designed with accuracy, since no sufficient information is known from operating points of other generators.

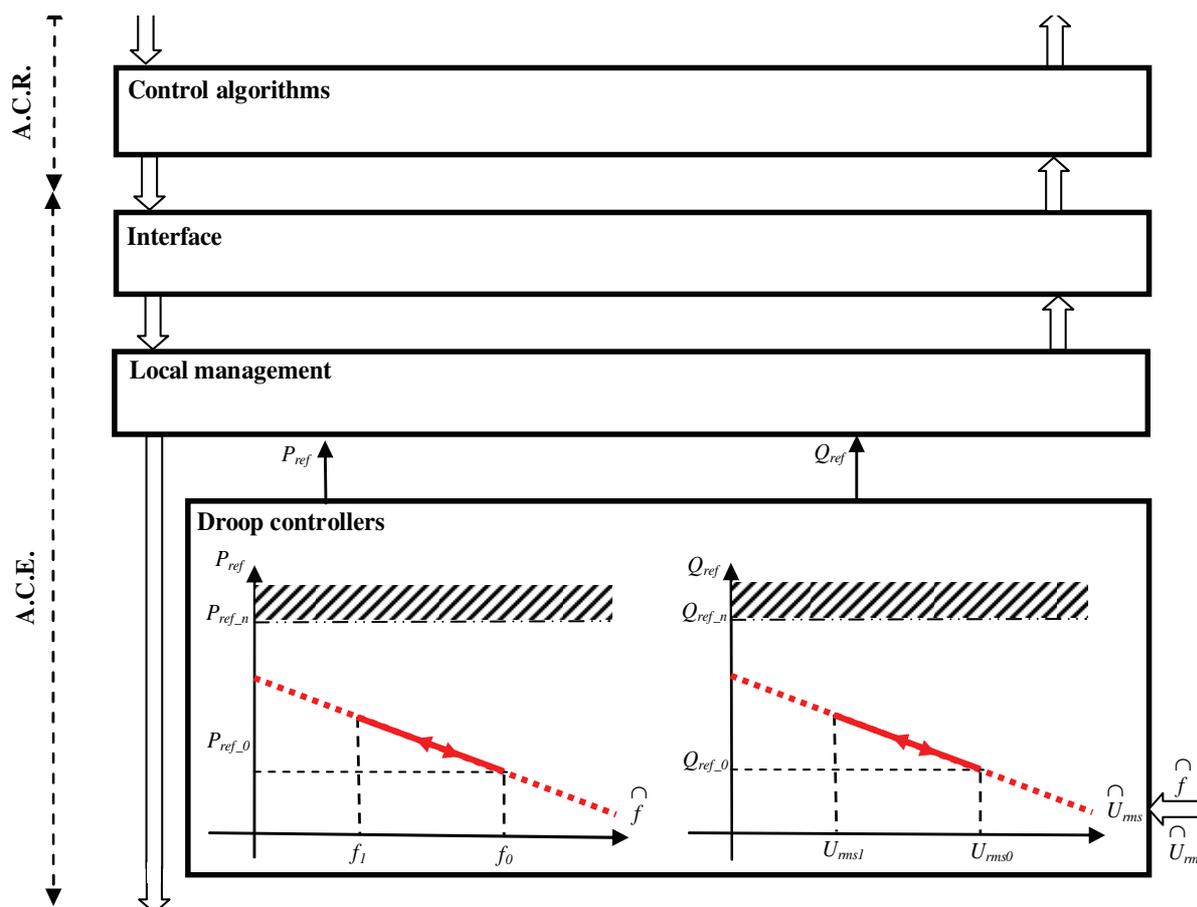


Figure V-2. Droop controllers for the « Power dispatching control scheme »

V.4. Microgrid control by signal communication

V.4.1. Introduction

Control by signal communication enables information exchange and includes three categories of controllers as shown in Figure V-3 [KAT-08]:

- Distribution Network Controller (DNC);
- Microgrid Central Controller (MCC);
- Local Controllers (LCs), which are associated with each Active Generator (AG) or loads.

An active generator is considered as a generator whose participates to the management of the grid. This type of system organization implies either a centralized control achieved by a global supervision function [DEG-06], either a decentralized control, which uses the results of negotiations between agents of every LC functions (multi-agent systems) [DIM-05] [DIM-07].

The DNC is intended for an area in which more than one microgrid exists. It does not belong to the microgrid but is the delegate of the distribution network. The main interface between the DNC and the microgrid is the MCC. The MCC assumes different roles ranging from the maximization of the microgrid value to the coordination of LCs.

The LC controls the DER units and the controllable loads.

In a centralized operation, each LC receives set points from the corresponding MCC. In the first part of this report we have designed several LCs for various DER in order to implement the received set points and in order to send to MCC information about their operating point.

In a decentralized operation, each LC makes decisions locally.

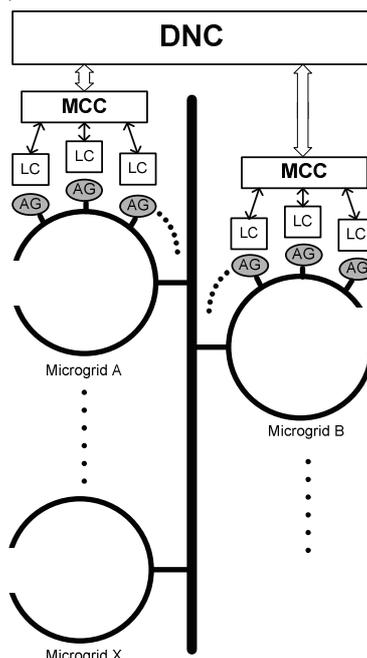


Figure V-3. A microgrid supervisory control architecture

V.4.2. Decentralized control : Multi-Agent System (MAS)

A main feature of the MAS is that the software within each agent can embed local intelligence. Each agent uses its intelligence to determine future actions and independently influences its environment [REH-03] [BAR-05] [DIM-07] (Figure V-4).

An intelligent microgrid requires a fairly advanced communication system with capabilities similar to the human speech; for example, the Agent Communication Language (ACL) provides an environment for information and knowledge exchange. The need for a high-level communication environment can be shown by considering the communication needs of two agents within a microgrid. For example, at a given time one may have an instantaneous surplus of 1,500 W and the other may need 500 W. It is neither efficient nor required to provide the exact values, since the situation can change within a short time. The ACL provides the environment to exchange messages of the form “I have currently some watts and do not expect to use them in the next 30 minutes” or “I need a few extra watts in the next 30 minutes.”

The agents exchange not only simple values and on-off signals but also knowledge, commands, beliefs, and procedures to be followed through the ACL. For example, the agent that controls a load can participate in the local micro-grid market by sending a request message to all DER agents stating the amount of required energy. Furthermore, its object-oriented nature and data abstraction enables each agent to handle only the necessary or allowable information and knowledge.

Figure V-4 shows a decentralized microgrid control structure. The higher level (“Agent of DNC”) corresponds to a medium-voltage network (grid level) and its agent is responsible for communication between the microgrid and the DNC and the message exchange regarding the energy market. The medium level is the management level in which the agents of all MCCs coordinate:

- Controllers of DER/load units;

- Market participation;
- Possible collaborations with the adjacent microgrids.

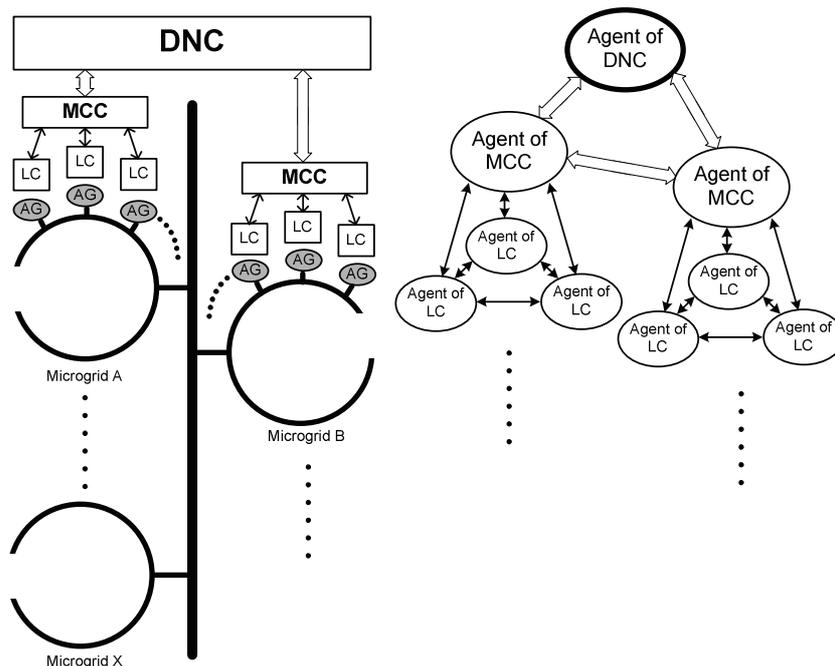


Figure V-4. Schematic diagram of the MAS architecture for a decentralized microgrid control

The bids and the offers result from negotiations among the local agents (“Agent of LC”). Operation of LCs requires an external part and an inner part. The external part provides interface with the microgrid and is identical for all LCs to exchange set points, bids and commands. The inner part is specific to each LC and responsible for translating orders and/or set points and applying them to the corresponding unit. For example, Figure V-5 details inner and external part of the supercapacitor LC.

The main challenge of this method is to develop communication functions such that a new functionality requires minimum changes in the agent-based software. To add a new functionality, all that should be required is to train the agents to deal with a new type of message or a new object. The method is also used to coordinate a large amount of production systems whose task can not be easily clarified. However, in our studied microgrid, each of the three typical production systems has respectively specified task (a dispatchable generator for a long-term power management, a non-dispatchable generator for a MPPT power generation, and a storage system for a short-term power management). The method necessitates also the construction of a complicated communication interface. This is not the case of our application, in which only some simple communication interface devices are available.

Therefore, the centralized microgrid control is chosen for our study.

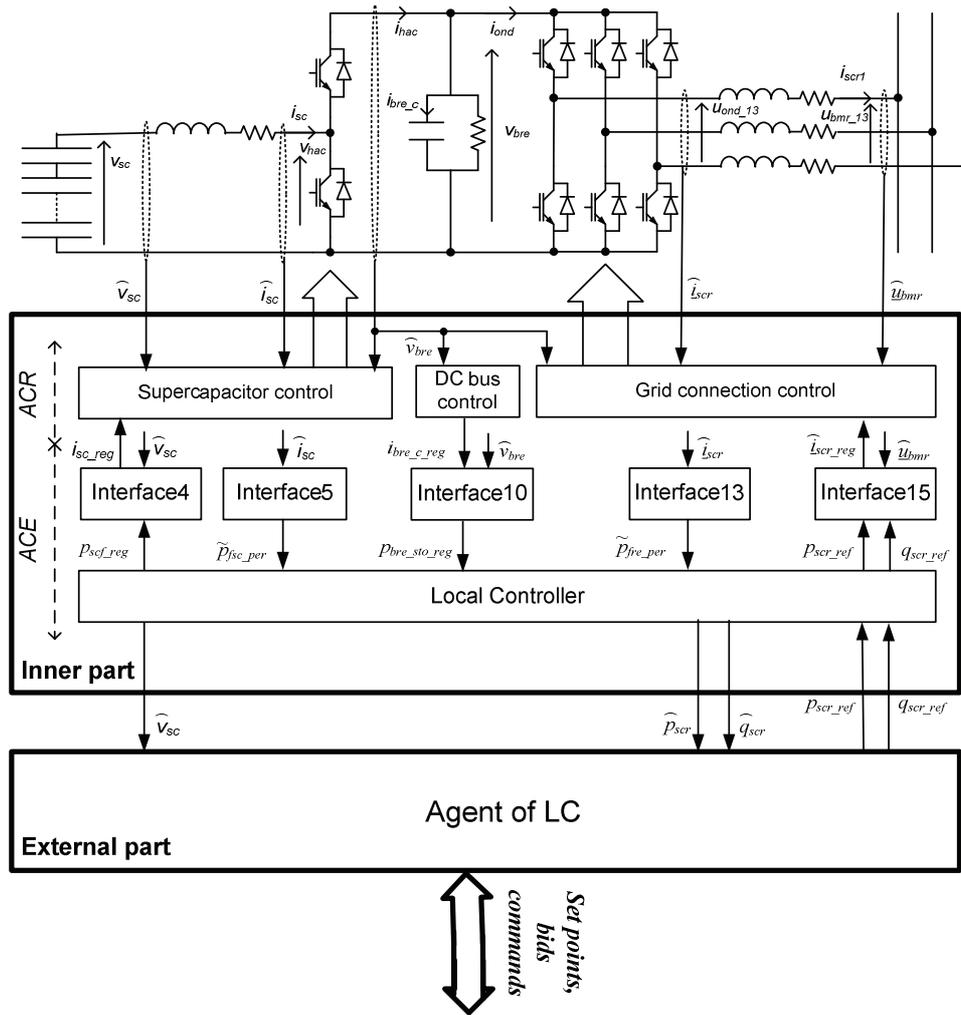


Figure V-5. Supercapacitor LC for a decentralized microgrid control

V.4.3. Centralized Control : Microgrid Global Supervision

With a centralized control method, the MCC takes into account constraints in order to perform an optimization operating. The constraints can be:

- DER and loads operating point;
- Market prices;
- Network security constrains;
- Demand and/or renewable production forecasts.

This optimization is achieved by receiving the information from LCs and by sending the control references to LCs. LCs are simplified to the unique inner part as described in the part 1 of this report. The MCC calculates the control reference and the necessary data for the optimization, such as:

- Power references for DER units;
- Set points for the non-critical loads;
- Market prices for the next optimization period.

Therefore, the LCs can adjust their own operating points by using the reference signals send by the MCC as explained in the first part of this report for each source. The MCC is constructed by considering a formulation of constrains, an implantation of economic

optimizations and an interface with LCs (Figure V-6).

The constraints depend on the weather forecasts, which have an impact on the daily load profiles and the energy potential of the intermittent renewable primary sources. The exploitation cost of microgrid generators is present in the constraints and also the environment impacts (by taking into account the generators using fossil energy, the efficiency of different generators...).

On the technical level, the ancillary services for the whole microgrid are quantified and dispatched to the different generators. Moreover, the function mode of every generator is also specified. From available information (the frequency, the AC bus voltage, the storage level, etc.), these algorithms make the necessary decisions for the generators, in order to provide a correct function of the microgrid.

The interface in the MCC enables the real-time generation of the references for each generator according to a selected function mode. It shapes also the information of generators about their availability (set point, storage level, production potential, etc., an example is given at the Annex 7).

Figure V-6 illustrates the information exchange path in a central supervision and indicates that a two-way communication bus between the MCC and each LC is required for control signals and information signals of the generator. The communication can be performed through electric cables, optic cable with photoelectric devices, telephone lines, power line carriers, or a wireless transmission, an intranet or the internet, etc. For our experimental work, electric cables are used to communicate the signals between the central supervision and the LCs. The details will be given in the last chapter.

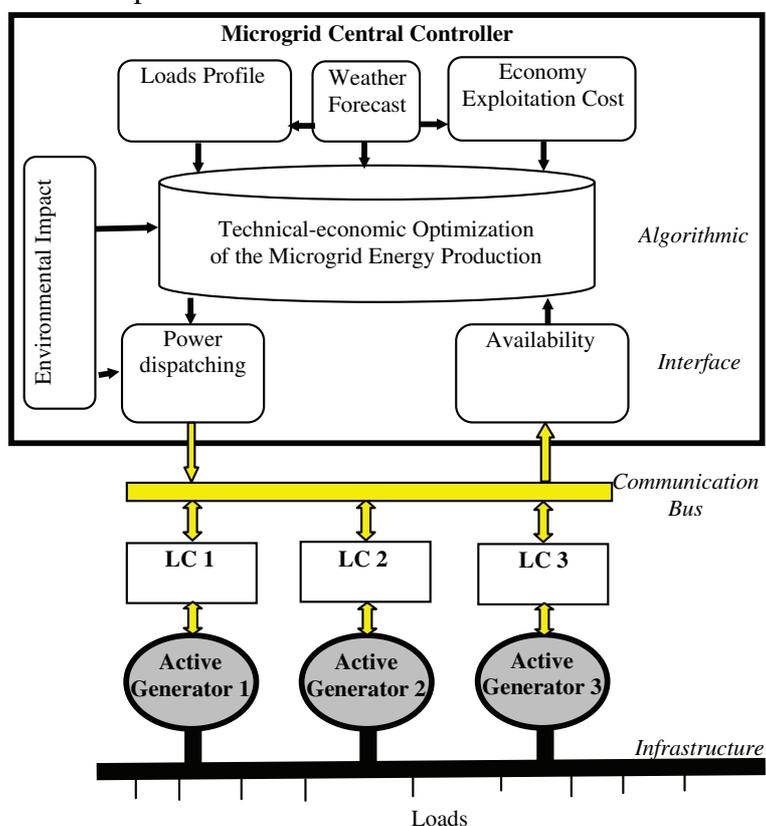


Figure V-6. Architecture of a MCC

The economic considerations and the prevision are not in the scope of this PhD thesis. We

will focus on the power dispatching and the ancillary services, which are the basic element to ensure the operation of our studied microgrid. Other considerations can be integrated by modifying our achieved fundamental functions.

The architecture of two MCC will be detailed for two operating modes of the microgrid. In a grid connected mode with a distribution network, the microgrid is considered as an independent electricity producer and a specific interface has to be developed in order to synthesis the necessary information for the MCC (chapter VI). In an islanded mode, additional functions, such as the voltage control, must be added to the MCC (chapter VII).

V.5. System organization of our studied microgrid

Obviously the design of a microgrid supervision depends on the capacity of generators to participate to the microgrid management. In our study we have considered three different types of generators. The availability of electrical energy is ensured by a 28 kW gas microturbine and we are going to use it for long term energy management (Figure V-1). Renewable energy based electrical production is considered by a 17.3kW (peak power) PV generator. The third type of unit is a storage system, which is based on supercapacitors. As there energy density is small we can use it only for short term power balancing (Figure V-1). Moreover supercapacitors have short time response constants and so are able to provide fast the amount of power required to balance the system following disturbances and/or significant load changes. For the microgrid central controller all three micro generators constitute a virtual prime mover.

All generators are grid connected with power electronic converters. Grid-inverter control is thus an important concern for the microgrid operation. Figure V-7 shows for both modes (islanded mode and grid-connected mode) possible local control schemes and the possible organization for the microgrid supervision. In this work we will study just non-greyscale possibilities.

In islanded mode the gas microturbine is chosen as the single master generator in the microgrid system because it is the dominant source of energy generation. Hence an indirect Isochronous Speed Control Mode is implemented by the use of the « Grid-forming control scheme ». The grid-inverter controls the microgrid voltage with pre-defined voltage rms and frequency values. In case of a load increase grid currents (i_{ond}) will be extracted from the DC bus. Hence the machine torque (C_{em}) will be adapted to maintain constant the DC bus voltage. In consequence more fuel will be injected to maintain constant the speed of the microturbine (Figure III-18).

In grid-connected mode the voltage is imposed by the distribution grid. Then the microturbine has to work in a Droop Speed Control Mode. We are going to make benefit of a communication bus in order to share this control function among all generators. So a « Power dispatching control scheme » is used for the gas microturbine in order to supply a given real and reactive power set-point (Figure III-15).

In order to maximise the use of renewable energy, the PV generator is working in “Grid-following control scheme” and all converted power is sent to the microgrid. Moreover in order to facilitate the microgrid management the knowledge of the produced power is available via the communication bus.

To implement the short term power balancing onto the supercapacitor unit a « Power dispatching control scheme » has been used in order to set prescribed real and reactive powers

as for the microturbine in grid-connected mode (Figure III-15).

The microgrid central controller measures the microgrid state variables and dispatches orders to micro sources using the communication bus. Local controllers of the microturbine and the supercapacitor unit receive power set points from the microturbine central controller. In the same time they send various informations, as example the sensed power production of the unit. Hence the MCC has to manage the microturbine and the supercapacitor unit in order to control the microgrid. Two cases of study are tackled for the grid-connected mode (chapter 6) and for the islanded mode (chapter 7). For this organization the gas microturbine has to sense electrical quantities and moreover send information signals to the MCC.

Islanded mode			
Micro sources	Local control scheme	Organization	
Renewable Energy Based Generators	Grid-following		
Gas Microturbine	Grid-forming	by sensing electrical quantities	
Supercapacitors	Power dispatching	by sensing electrical quantities	by signal communication

Grid connected mode			
Micro sources	Local control scheme	Organization	
Renewable Energy Based Generators	Grid-following		
Gas Microturbine	Power dispatching	by sensing electrical quantities	by signal communication
Supercapacitors	Power dispatching	by sensing electrical quantities	by signal communication

Figure V-7. Chosen local control schemes and organization of the microgrid supervision

V.6. Conclusion

Market acceptability of DER technologies and the gradual and consistent increase in their depth of penetration have generated significant interests in integration, controls, and optimal operation of DER units in the context of microgrids. In this context microgrids are a possible organization with specific details as:

- Power generators are connected with power electronic converters in our studied microgrid,
- The distances among the DER units are closed (within 100m).

A communication bus can be used without consideration of signal losses. In our proposed system, it receives the information provided by the LCs and sends the control signals of MCC to them. These exchanges of information and commands help to achieve an optimized micro grid operation.

This chapter has highlighted various approaches of operating concepts and supervision control scheme for a micro grid. The MCC must take into account specific limits of each DG unit, including type of the DG unit, cost of generation, time-dependency of the prime source, maintenance interval and environmental impacts,

Three DER units are used in our microgrid (a photovoltaic array, a micro turbine generator and a supercapacitor storage system). Their tasks are respectively specified.

An improved MCC strategy will be presented in the following chapters. Firstly, the MCC

for the grid-connected mode is detailed in the next chapter and secondly the MCC for the islanded mode in the chapter VII.

Chapter VI.

Operating in a grid-connected mode

VI.1. Introduction

The grid-connected mode is a particular complex operating mode since local loads inside the microgrid have to be supplied as well as powers have to be send to the main grid (Figure VI-1). Moreover, the microgrid can also provide ancillary services for the main grid, if needed, such as the frequency regulation. So the study of the microgrid in a grid connected mode includes research studies not only on the microgrid, but also on the distribution network.

In order to manage the DER units for the grid connected-mode, a Microgrid Central Controller (MCC) is necessary. The modeling and the local controller of each DER unit have been presented in the Part I of this report. The communication bus between DERs and the MCC is supposed to be ideal; that means that the signal transmission among the communication interface is propagated without time delay. Therefore, in this chapter we will consider a central supervision and the design of the corresponding MCC is detailed.

Before focusing on the MCC, research studies especially on the modeling of the distribution network are necessary since the static and dynamic characteristic is very important for the validation (such as its reaction in respond of the microgrid behaviors). Therefore, the modeling of the distribution network will be firstly introduced. It includes a diesel group (20kV, 200kW), the HTA line, the transformer between the HTA bus and the BT bus. The total HTA loads outside the microgrid are also modeled as an equivalent passive load (Loads 2 in Figure VI-1). The extern loads can influence the distribution network as well as the microgrid power exchange (P_{mg}, Q_{mg}) by creating voltage droops or frequency fluctuations at the HTA bus etc. The coupling method at each bus will be also presented at the end of the modeling part. The Energetic Macroscopic Representation (EMR, REM in French) is used to analyze the global architecture of the system and the Causal Ordering Graph (COG, GIC in French) is used to give a detailed representation of each EMR bloc.

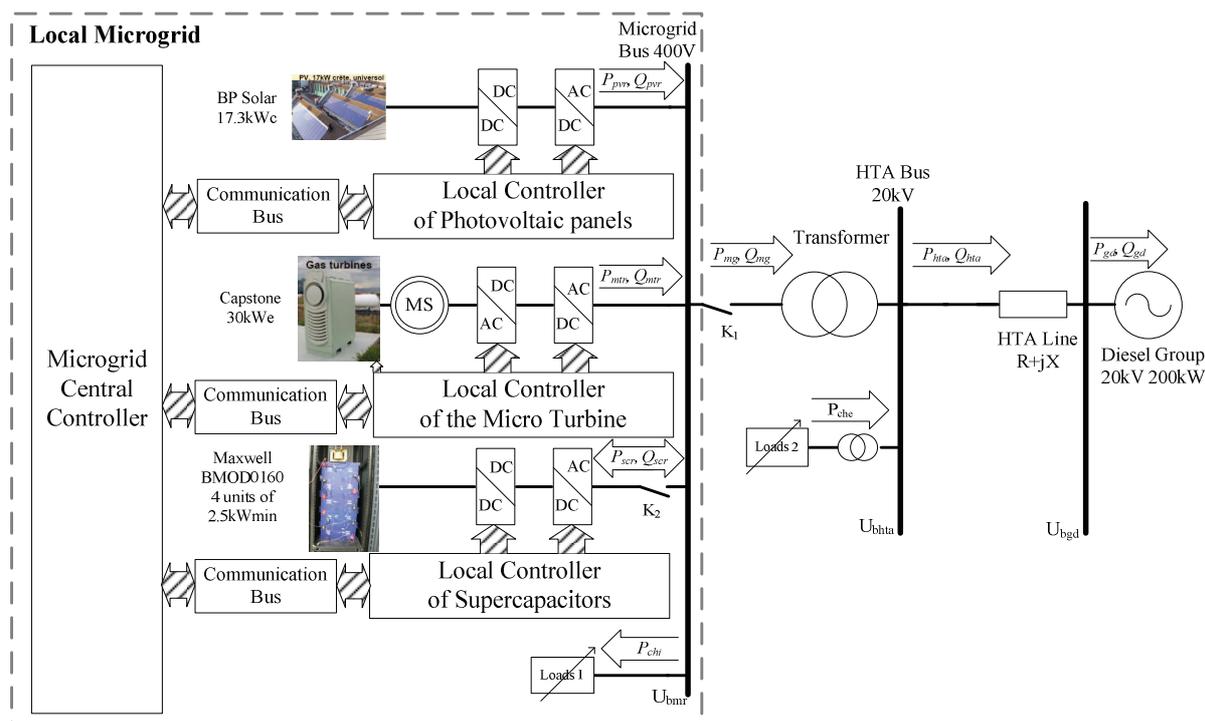


Figure VI-1. Global scheme of the studied microgrid in a grid-connected mode

Based on this modeling, the central supervision functions are designed and presented secondly. The details of each function level are given. Finally, simulation results with the help of Matlab/Simulink software will be presented to validate our proposed MCC structures.

VI.2. Microgrid modeling and the distribution network modeling

VI.2.1. Diesel group generator

In many research studies DER are connected to an infinite network, which is implemented with an ideal voltage source with a constant frequency value and a constant voltage root mean square (RMS) value [BOU-02] [LEC-04] [PAN-04]. This cannot be appropriate in the context of researches on grid-connected microgrids, especially for highlighting the participation of ancillary services, such as the primary frequency regulation. Therefore, a simplified model of a real diesel group is used with control systems of the frequency and the voltage RMS value [SAA-99] [LAW-01] [DEL-06] (Figure VI-2).

The purpose of the model is to describe mathematically the transient stability of the electrical quantities from the diesel group (such as the frequency variation or the voltage variation). So the mathematic equations are established with only variation quantities (Δ) of physical variables. The COG of the diesel group is presented at the Figure VI-3. A knowledge model (chapter I, paragraph I.2.2) using an IEEE standard has been used and is composed of four parts:

- the mechanical part;
- the voltage regulation;
- the coupling between these two parts;
- additional equations between the per units and the International System of Units (SI Units).

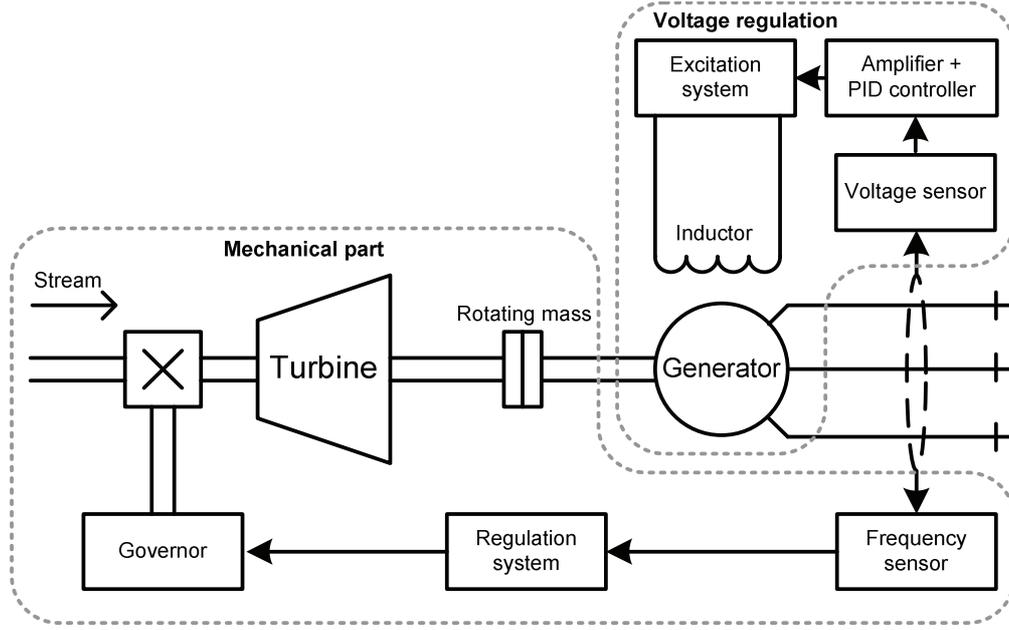


Figure VI-2. Diesel group structure

Mechanical part

The mechanical part is composed of a governor, a turbine, a rotating mass including equivalent loads, a regulation system and the power angle calculation [KUN-94] [SAA-99]. The difference between the reference and the real power is transformed through the hydraulic amplifier to the steam valve position command (ΔP_v). Assuming a linear relationship and considering a simple time constant τ_g (0.2s), the equation for the governor can be expressed as:

$$R1: \quad \Delta P_v = \frac{1}{1 + \tau_g s} (\Delta P_{ref} - \Delta P_{reg}) \quad (VI-1)$$

where :

ΔP_{ref} is the change of reference real power in per unit (0, for a constant generation set point);
 ΔP_{reg} is the change of the real power in per unit.

A simple prime mover model of the non-reheat steam turbine can be approximated with a single time constant τ_t (0.5s) :

$$R2: \quad \Delta P_m = \frac{1}{1 + \tau_t s} \Delta P_v \quad (VI-2)$$

where ΔP_m is the change of mechanical power output in per unit.

Therefore, the speed-load characteristic (in p.u.) is approximated by considering the rotating mass and electrical load real power, which is approximately equivalent to the electromechanical power consumed by the generator (details can be found in [SAA-99] pp. 460-463 and pp. 529-568):

$$R3: \quad \Delta \omega = \frac{1}{D + 2Hs} (\Delta P_m - \Delta P_c - \Delta P_e) \quad (VI-3)$$

where :

ΔP_c is the change of load real power in per unit;

ΔP_e is the change due to the effect of voltage upon real power in per unit;

H is the per unit inertial constant (5 in per unit);

D is expressed as a percent change of the load divided by a percent change in frequency (0.8

in per unit). Hence the load is changed by 0.8 percent for a 1 percent change in frequency.

The small change of the power angle ($\Delta\delta$) is obtained by integration of the small change of the speed:

$$R4 : \quad \Delta\delta = \frac{1}{s} \Delta\omega \quad (\text{VI-4})$$

The regulation system is composed of a governor speed regulation with (or without) an Automatic Generation Control (AGC), which is based on an integral controller:

$$R11 : \quad \Delta P_{reg} = -\left(\frac{1}{R} + \frac{K_I}{s}\right)(\Delta\omega_{ref} - \Delta\omega) \quad (\text{VI-5})$$

where:

R is the speed regulation ratio (0.05);

K_I is the integral controller gain for the AGC (6);

$\Delta\omega_{ref}$ is the variation reference of grid frequency (0).

If the diesel group has not an AGC, the regulation system is expressed as:

$$R11' : \quad \Delta P_{reg} = \frac{1}{R} \Delta\omega \quad (\text{VI-6})$$

Organization of the modeling equations is shown on Figure VI-3.

Voltage regulation

The voltage regulation of the diesel group is composed of an amplifier, an exciter, a fourth order generator model, the calculation of the terminal voltage and a PID controller.

The amplifier is represented by a transfer function with a gain K_A (10) and a time constant τ_A (0.1s):

$$R6 : \quad V_A = \frac{K_A}{1 + \tau_A s} V_C \quad (\text{VI-7})$$

V_A is the terminal voltage of the amplifier in per unit and V_C is the terminal voltage reference given by the PID controller in per unit. In the simplest form, the transfer function of a modern exciter can be modeled by:

$$R7 : \quad V_F = \frac{K_E}{1 + \tau_E s} V_A \quad (\text{VI-8})$$

Where:

V_F is the terminal voltage of the exciter in per unit;

K_E is the exciter gain (1);

τ_E is a time constant (0.4s).

A fourth order generator model is used [LAW-01] [DEL-06] to obtain a better accuracy of the generator field calculation than with a simple first order generator model [WAL-96]:

$$R8 : \quad E' = \frac{(1 + T_{z1}s)(1 + T_{z2}s)(1 + T_{z3}s)(1 + T_{z4}s)}{(1 + T_{p1}s)(1 + T_{p2}s)(1 + T_{p3}s)(1 + T_{p4}s)} (V_F - K_4 \Delta\delta) \quad (\text{VI-9})$$

Where :

T_{p1} (3.95) and T_{z1} (0.909) are the pole-zero time constants of the first order model,

T_{p2} (0.148) and T_{z2} (0.126) are the pole-zero time constants of the second order model,

T_{p3} (8.38×10^{-3}) and T_{z3} (6.88×10^{-3}) are the pole-zero time constants of the third order model,

T_{p4} (9.37×10^{-4}) and T_{z4} (7.75×10^{-4}) are the pole-zero time constants of the fourth order model,

K_4 is a gain.

Including the small effect of the rotor angle upon the generator terminal voltage, the generator terminal voltage can be written as [SAA-99]:

$$R9: \quad V_t = K_5 \Delta \delta + K_6 E' \quad (VI-10)$$

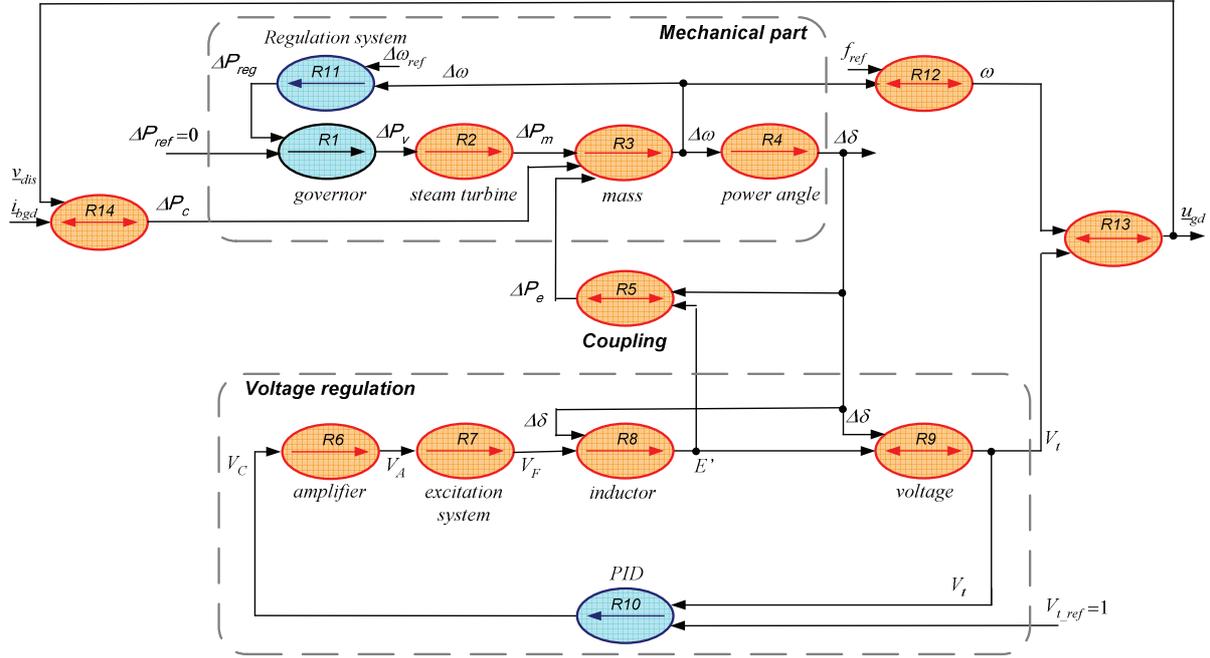


Figure VI-3. COG of the diesel group standard model

K_5 is the gain of the change in the terminal voltage for a small change in rotor angle with a constant stator emf (-0.1) and K_6 is the gain of the change in the terminal voltage for a small change in the stator emf with a constant rotor angle (0.5). A PID controller is used to improve the dynamic response as well as to reduce or eliminate the steady-state error:

$$R10: \quad V_C = \left(K_{PC} + \frac{K_{IC}}{s} + K_{DC}s \right) V_t \quad (VI-11)$$

Where:

K_{PC} is proportional gain (3);

K_{IC} is integral gain (0.7);

K_{DC} is derivative gain of the PID controller (0.2).

Coupling between these two parts

Equations $R4$ and $R5$ represent the interaction between the frequency regulation and the voltage regulation. [$R4$ has been introduced at the equation (VI-4)]. The small change in the real power due to the effect of voltage can be expressed as:

$$R5: \quad \Delta P_e = P_s \Delta \delta + K_2 E' \quad (VI-12)$$

P_s is the synchronizing power coefficient in per unit (1.5) and K_2 is the change in electrical power for a small change in the stator emf (0.2).

Adaptation between the per units and SI units

The adaptation between the per units and SI units is derived by the equations $R12$, $R13$ and $R14$. The change for the grid frequency is calculated as:

$$R12: \quad \omega_{(\text{rad/s})} = 2\pi f_{\text{ref}(\text{Hz})} + \Delta \omega_{(\text{rad/s})} \quad (VI-13)$$

$$\Delta\omega_{(\text{rad/s})} = 2\pi f_{\text{ref}(\text{Hz})} \Delta\omega_{(\text{pu})} \quad (\text{VI-14})$$

where f_{ref} is the grid frequency (50 Hz).

The change from per unit to SI unit (volt) for the voltage is given as:

$$R13 : \begin{cases} u_{gd13(\text{V})} = \sqrt{3}V_{t(\text{pu})}V_{m(\text{V})} \sin(\omega t - \frac{1}{6}\pi + \theta_0) \\ u_{gd23(\text{V})} = \sqrt{3}V_{t(\text{pu})}V_{m(\text{V})} \sin(\omega t - \frac{1}{2}\pi + \theta_0) \end{cases} \quad (\text{VI-15})$$

Where:

$\underline{u}_{gd} = [u_{gd13}, u_{gd23}]^T$ is the vector of phase-to-phase terminal voltages;

V_m is the nominal voltage value of the diesel group;

θ_0 is the initial angle.

The change from SI units (Watt) to per unit of load power fluctuations is expressed as:

$$R14 : \Delta P_c = \frac{1}{P_{ngd}} (\underline{u}_{gd}^T \cdot \underline{i}_{bgd} - P_{ngd}) \quad (\text{VI-16})$$

P_{ngd} is the nominal generated real power by the diesel group (200 kW) and $\underline{i}_{bgd} = [i_{bgd1}, i_{bgd2}]^T$ is the vector of diesel group currents. As results, the EMR description of the diesel group is given at the Figure VI-4.

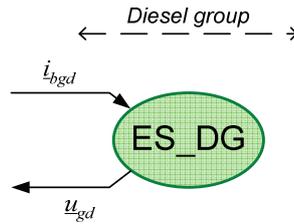


Figure VI-4. EMR of the diesel group modeling

VI.2.2. Modeling of the HTA transmission lines

Classical modeling of the HTA transmission line uses a Π model, which is composed of a resistor, a reactance and two capacitors [GAU-07] for each line (Figure VI-5 and Figure VI-6). The capacitors are neglected in this research work due to their small value and their little influence on the microgrid [ELA-04] [MOG-05].

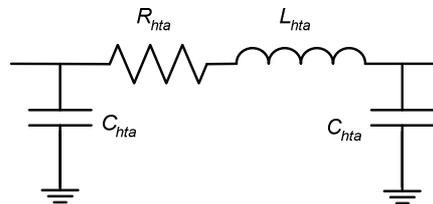


Figure VI-5. Π model of one phase of a HTA transmission line

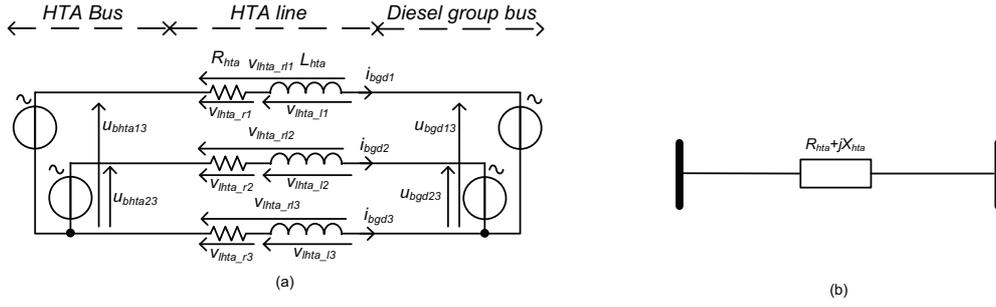


Figure VI-6. Simplified model of a HTA transmission line (a) and its equivalent symbol (b)

Therefore the modeling of the HTA transmission lines is similar to the modeling of a three phase filter, which has been presented in the chapter II :

$$Pro1: \quad \frac{d\dot{i}_{lhta}}{dt} = \frac{1}{L_{hta}} v_{lhta_l} \quad (R16) \quad (VI-17)$$

$$v_{lhta_l} = v_{lhta_rl} - v_{lhta_r} \quad (R17) \quad (VI-18)$$

$$v_{lhta_rl} = C_{ucs} \cdot (u_{bgd} - u_{bhta}) \quad (R18) \quad (VI-19)$$

$$v_{lhta_r} = R_{hta} \dot{i}_{lhta} \quad (R19) \quad (VI-20)$$

where

$\dot{i}_{lhta} = [i_{lhta1}, i_{lhta2}]^T$ is the vector of the HTA transmission line currents,

L_{hta} and R_{hta} are the inductor and the resistor of the HTA transmission line model,

$v_{lhta_l} = [v_{lhta_l1}, v_{lhta_l2}]^T$ is the vector of modeled inductor terminal voltages,

$v_{lhta_r} = [v_{lhta_r1}, v_{lhta_r2}]^T$ is the vector of modeled resistor terminal voltages,

$v_{lhta_rl} = [v_{lhta_rl1}, v_{lhta_rl2}]^T$ is the vector of modeled element terminal voltages,

$u_{bgd} = [u_{bgd13}, u_{bgd23}]^T$ is the vector of phase-to-phase voltages of the diesel group bus,

$u_{bhta} = [u_{bhta13}, u_{bhta23}]^T$ is the vector of phase-to-phase voltage of the HTA bus,

C_{ucs} is the matrix for the passage from phase-to-phase voltages to single-phase voltages (presented in the Chapter I).

The COG modeling of the dynamic quantities of a HTA transmission line is given at the Figure VI-7. The EMR modeling of HTA transmission lines is shown on the Figure VI-8.

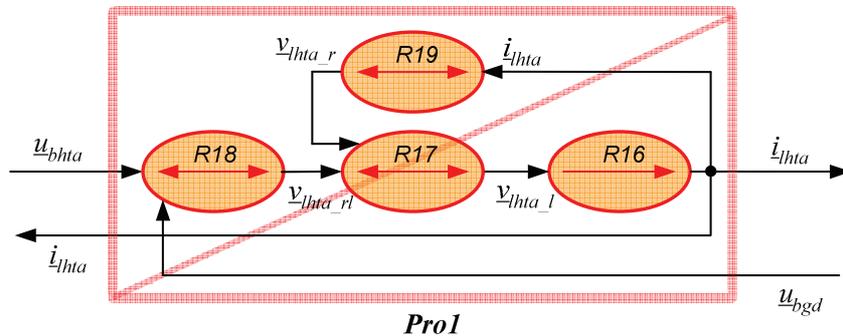


Figure VI-7. COG of the HTA the line modeling

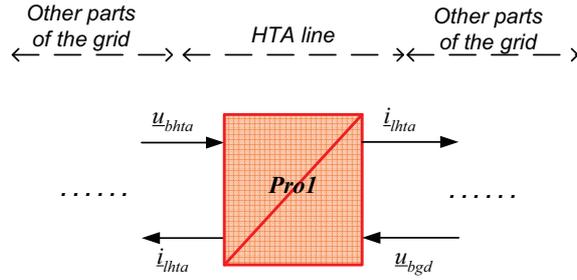


Figure VI-8. EMR of HTA lines

VI.2.3. Modeling of the three-phase transformer

Here an ideal three-phase transformer is used with a transmission ratio k_{tra} (50).

$$Pro2 : \underline{u}_{tra} = k_{tra} \underline{u}_{bmg} \quad (R20) \quad (VI-21)$$

$$\underline{i}_{tra} = k_{tra} \underline{i}_{bhta} \quad (R21) \quad (VI-22)$$

where:

$\underline{u}_{tra} = [u_{tra13}, u_{tra23}]^T$ is the vector of phase-to-phase voltages,

$\underline{u}_{bmg} = [u_{bmg13}, u_{bmg23}]^T$ is the vector of input phase-to-phase voltage,

$\underline{i}_{tra} = [i_{tra1}, i_{tra2}]^T$ is the vector of transformer currents,

$\underline{i}_{bhta} = [i_{bhta1}, i_{bhta2}]^T$ is the vector of input currents.

The COG and EMR modeling of the three-phase transformer is given on Figure VI-9 and VI-10.

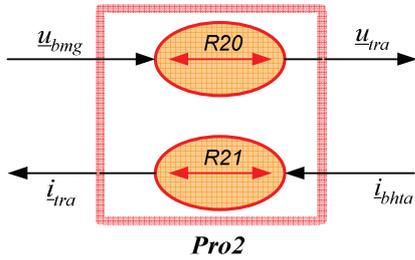


Figure VI-9. COG of the transformer

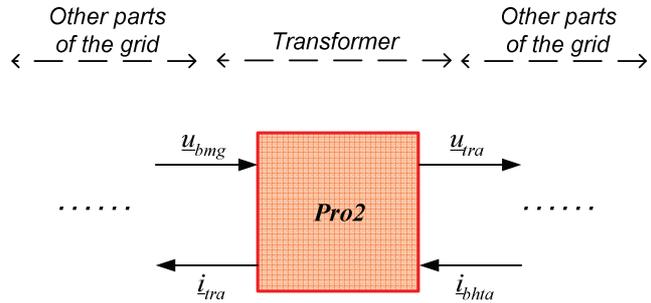


Figure VI-10. EMR of the transformer

VI.2.4. Modeling of passive loads

For the modeling of passive loads two types of model can be considered.

A “voltage receptor type” load model is considered as a voltage receptor and outputs a current to the grid (Figure VI-11). So it can be viewed also as a current-type source:

$$R22 : \underline{i}_{che} = \frac{1}{R_{exl}} C_{ucs} \cdot \underline{u}_{bhta} \quad (VI-23)$$

Where:

$\underline{u}_{bhta} = [u_{tra13}, u_{tra23}]^T$ is the vector of phase-to-phase voltages,

$\underline{i}_{che} = [i_{che1}, i_{che2}]^T$ is the vector of load currents,

R_{exl} is the resistor corresponding to the load real power (P_{exl}).

$$R_{exl} = \frac{U_{nbhta}^2}{P_{exl}} \quad (VI-24)$$

U_{nbhta} is the nominal value of the load voltages.

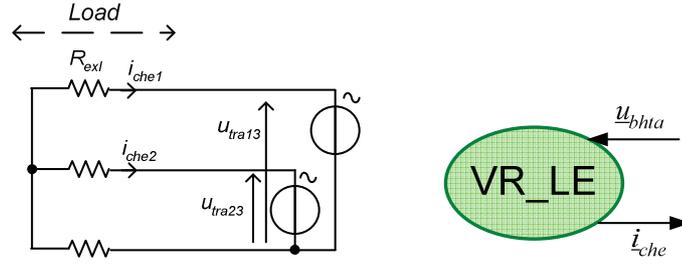


Figure VI-11. Modeling of a load as a current-type source

A “current receptor type” load model is considered as a current receptor and outputs a voltage to the grid (Figure VI-12). So it can be viewed also as a (phase to phase) “voltage-type source:

$$R22' : \underline{u}_{bhita} = C_{usc} \cdot (R_{ext} \underline{i}_{che}) \quad (VI-25)$$

where:

R_{ext} is the resistor corresponding to the load real power (P_{ext})

C_{usc} is the calculate matrix from single-phase voltages to phase-to-phase voltages (presented in the Chapter I).

$$R_{ext} = \frac{P_{ext}}{I_{nbhita}^2} \quad (VI-26)$$

I_{nbhita} is the nominal value of the load currents.

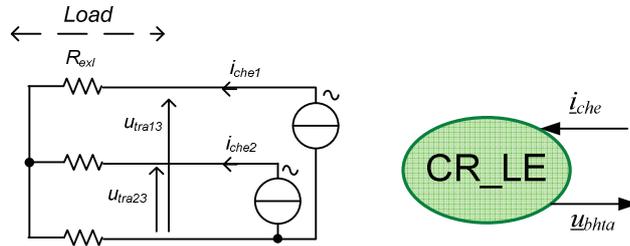


Figure VI-12. Modeling of a load as “Voltage-type” source

The choice of the model type depends on the network architecture modeling. It will be illustrated when we will model our studied network architecture.

VI.2.5. Modeling of the distribution network and the microgrid

Method

The method for modeling the grid architecture is based on the characterization of coupling bus. We have defined a design rule for the modeling: **The voltage at a bus must be set by a unique voltage-type source unit.** As result, among the various units (connected to one bus), only one unit must be a voltage-type source, the others must be considered as “current-type” sources. The architecture modeling is composed of the diesel group bus, the HTA bus and finally the microgrid bus.

Diesel group bus

At the diesel group bus, only two units are connected to it: the diesel group and the HTA lines (Figure VI-1). The diesel group is a voltage-type source since it controls its terminal voltages. Hence, the HTA lines are modeled as a current-type source:

$$Pro3 : \quad \underline{i}_{lhta} = \underline{i}_{bgd} \quad (VI-27)$$

$$\underline{u}_{bgd} = \underline{u}_{gd} \quad (VI-28)$$

The EMR description of the diesel group bus is given at the Figure VI-13:

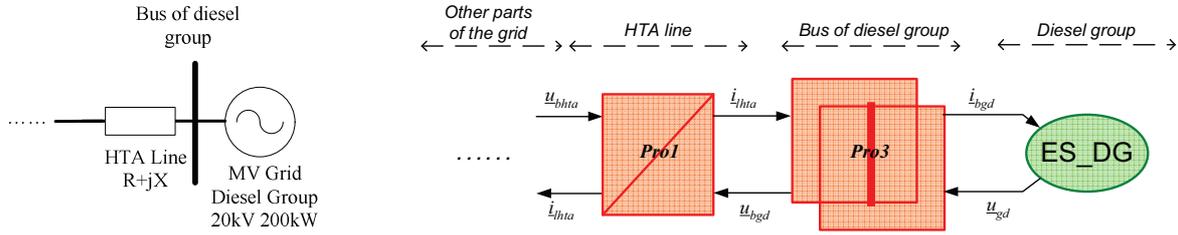


Figure VI-13. Coupling at the diesel group bus

Remark:

A bus in an EMR will be always drawn as in the Figure VI-13 in despite of the number of units, which is connected to this bus.

HTA bus

Three units are connected to the HTA bus: the HTA lines, equivalent HTA loads and the transformer (Figure VI-1). The HTA lines are current-type sources as shown in the previous analysis. Therefore, either the HTA loads or the transformer must be modeled as voltage type sources. It is interesting to choice the transformer as a voltage-type source since it is always connected to the network. This is not the case for extern loads, which are switched. Therefore, the transformer is modeled as a voltage-type source and the HTA loads as current-type sources.

$$Pro4 : \quad \underline{u}_{bhta} = \underline{u}_{tra} \quad (VI-29)$$

$$\underline{i}_{bhta} = -\underline{i}_{lhta} - \underline{i}_{che} \quad (VI-30)$$

The EMR description of the diesel group bus is given at the Figure VI-14;

Microgrid bus

Many units are connected to the microgrid bus; such as the micro turbine generator, the PV generator, the supercapacitor storage system, the local loads and the transformer. As discussed previously, the transformer is modeled as a voltage-type source at the HTA line side. Therefore, it is considered as a current-type source for the microgrid bus. All DER units are connected to the microgrid bus through three-phase filters. These filters behave always as current-type sources. In consequence, local loads must be modeled as voltage-type sources at the microgrid bus. A part of local loads can be disconnected by the MCC, which must ensure the supply of critical loads.

$$Pro5 : \quad \underline{u}_{bmg} = \underline{u}_{chi} \quad (VI-31)$$

$$\underline{i}_{chi} = -\underline{i}_{tra} - \underline{i}_{fmt} - \underline{i}_{fpv} - \underline{i}_{fsc} \quad (VI-32)$$

The EMR description of the diesel group bus is given at the Figure VI-15.

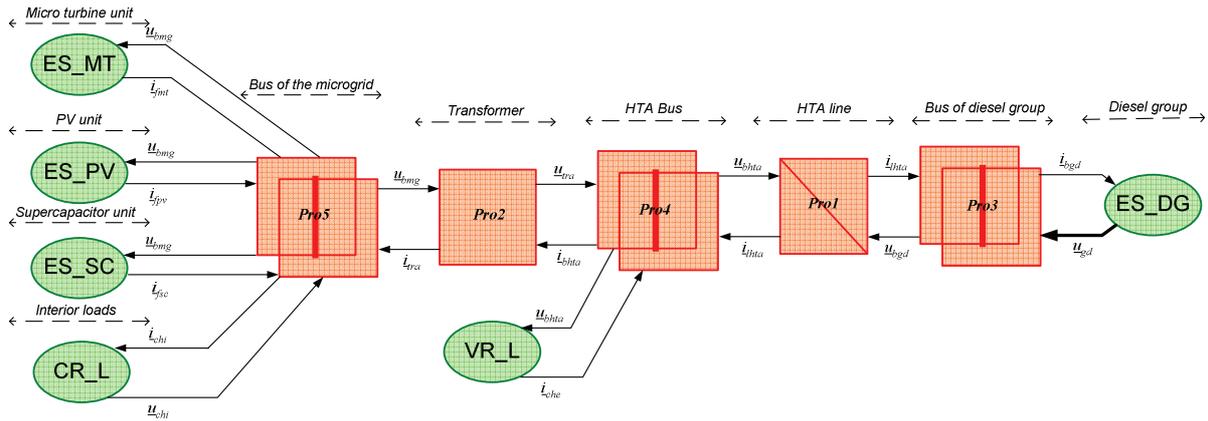


Figure VI-16. Global architecture modeling

VI.3. Microgrid Central Controller

VI.3.1. Presentation of a case study

In this part we consider a connected microgrid to a distribution grid (Figure VI-17).

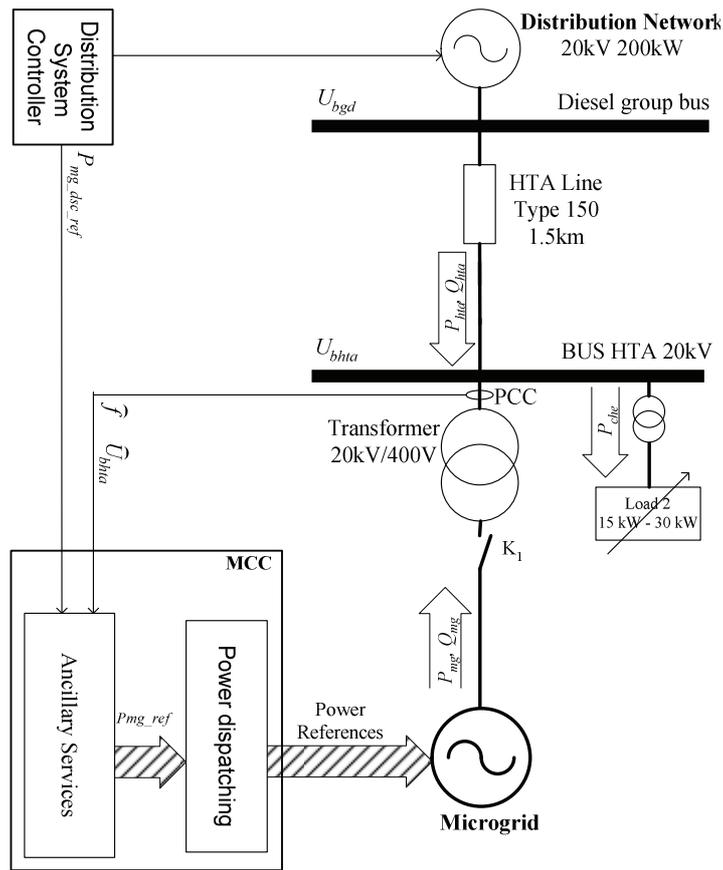


Figure VI-17. General organization of the system

For the Distribution System Operator (DSO) this local microgrid is a potential power reserve contributor. An advanced interface control system inside the MCC must be developed in order to provide the available over power in compliance with the distribution network

requirement ($P_{mg_dso_ref}$). The bloc of ancillary services implements the grid integration and coordination of the microgrid with the distribution network system. It includes frequency and voltage control algorithms at the Point of Common Coupling (PCC) within a grid power flow assessment, protections and additional measurements.

In this paragraph, we just detail the design of the MCC for power exchange with the distribution network. First we recall the fundamental principle of the primary and secondary frequency control of the grid and then we will detail the necessary functions inside the MCC to adapt the operating of the microgrid with the distribution network.

VI.3.2. Participation to the frequency regulation

Nowadays the synchronous operation of conventional power plants and the power balance is maintained by the grid frequency control. Classically three steps are used to describe the control principle [ABU-06] [COU-08].

1st step

After a power variation, conventional power plants will immediately release or absorb the kinetic energy from their rotating mass: $E = \frac{1}{2}J\Omega^2$ with J the inertia of the machine and Ω the rotational speed of the machine. As results, the frequency changes. The response is determined by the movement equation and is called inertial response:

$$\frac{d\left(\frac{1}{2}J\Omega^2\right)}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_c \quad (\text{VI-33})$$

ΔP_m is the generated power and ΔP_c is the equivalent load power. For the diesel group the load power (ΔP_c) is the sum of the microgrid power (ΔP_{mg}) and all load powers $\sum \Delta P_{co}$ and generation powers $\sum \Delta P_{go}$ outside the diesel group:

$$R24: \quad \Delta P_c = \Delta P_{mg} + \sum \Delta P_{go} + \sum \Delta P_{co} \quad (\text{VI-34})$$

ΔP_{dm} is the small change of the difference between the generated power from the diesel group (P_m) and the load power (P_c):

$$R25: \quad \Delta P_{dm} = \Delta P_m - \Delta P_c \quad (\text{VI-35})$$

According to the equation (VI-3), the frequency variation can be expressed by neglecting the change from the voltage effect P_e as:

$$\Delta \omega = \frac{1}{D + 2Hs} \Delta P_{dm} \quad (\text{VI-36})$$

The small change of the frequency (Δf) can be expressed as:

$$R26: \quad \Delta f = \frac{\Delta \omega}{2\pi} = \frac{1}{2\pi(D + 2Hs)} \Delta P_{dm} \quad (\text{VI-37})$$

The frequency of the grid is then expressed with the constant grid frequency ($f_{ref}=50\text{Hz}$):

$$R27: \quad f = f_{ref} + \Delta f \quad (\text{VI-38})$$

The frequency variation can be represented with a COG (Figure VI-18).

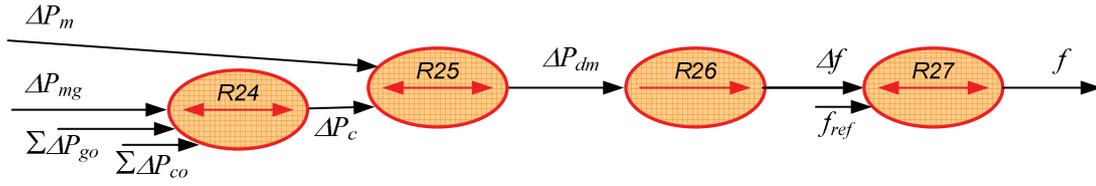


Figure VI-18. COG modeling of the frequency variation

2nd step

When the frequency deviation exceeds a pre-defined threshold value, controllers will be activated to increase or decrease the power from the prime movers to restore the power balance. The primary frequency control contribution of the generators is based on a droop constant, which gives the additional power that is supplied as a function of the frequency deviation [COU-07]. This traditional control scheme can be formalized by inversion of the relation R26 (equation VI-37) in the COG of Figure VI-19. A proportional controller (with k_{dg} the ratio of the corrector) is often used for R26c :

$$R24c: \quad \Delta P_{dm_ref} = k_{dg} (\Delta f_{ref} - \Delta \hat{f}) = -k_{dg} \Delta \hat{f} \quad (VI-39)$$

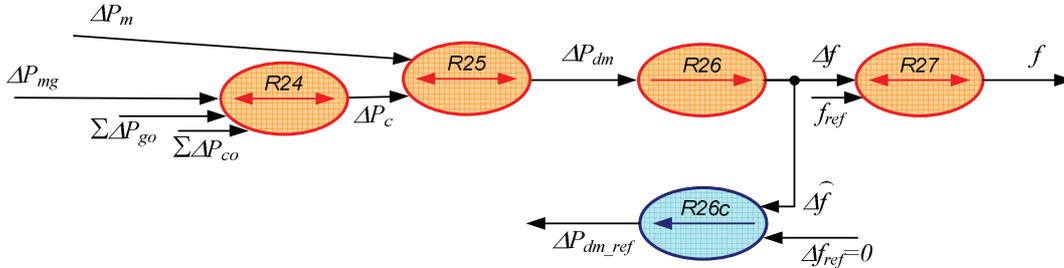


Figure VI-19. Frequency control of the diesel group

The small change of the frequency $\Delta \hat{f}$ is calculated with the sensed frequency \hat{f} . Therefore, the estimation of the relation R25 is used:

$$R27e: \quad \Delta \hat{f} = f_{ref} - \hat{f} \quad (VI-40)$$

ΔP_{mg_ref} and ΔP_{c_ref} must be calculated from ΔP_{dm_ref} through the inversion of relations R24 and R25. Because other powers, such as $\Sigma \Delta P_{co}$ and $\Sigma \Delta P_{go}$, are difficult to sense a unique predesigned dispatching ratio (k_{dm}) is often used (Figure VI-20).

$$Rc: \quad \Delta P_{mg_ref} = k_{dm} \Delta P_{dm_ref} \quad (VI-41)$$

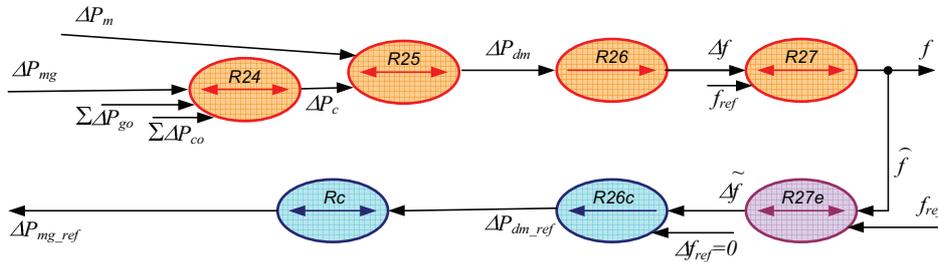


Figure VI-20. Scheme of the primary frequency control

Therefore, by combining the equations R26c, R27e and Rc, a traditional frequency droop control expression can be found as:

$$\Delta P_{mg_ref} = k_{dm} k_{dg} (f_{ref} - \hat{f}) = k (f_{ref} - \hat{f}) \quad (VI-42)$$

with $k = k_{dm} k_{dg}$ the total ratio of the participation to the primary frequency control.

As example, if the frequency changes from f_{ref} to f_1 , the reference of the generated power

will move from the value in normal conditions $P_{mg_ref_0}$ to another value $P_{mg_ref_1}$ (Figure VI-21).

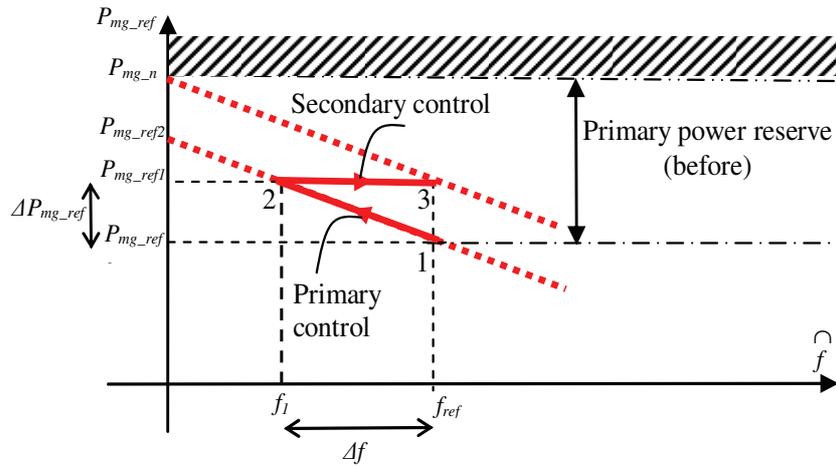


Figure VI-21. Idealized power frequency control characteristic

3rd step

After restoration of the power balance by the primary control, the system is stable (point 2 in Figure VI-21) but at another frequency (f_1). The secondary frequency control brings the frequency back to its normal value (f_{ref}) and the power operating point is changed (point 3 in Figure VI-21).

For our application, the Dispatching System Controller (DSC) sends a wished power reference $P_{mg_dsc_ref}$, which is considered as the exchanged power from the microgrid to the distribution network in long term (Figure VI-17). The classical power/frequency control principle has been derived inside the MCC in order to create a microgrid contribution to the primary frequency control (Figure VI-22).

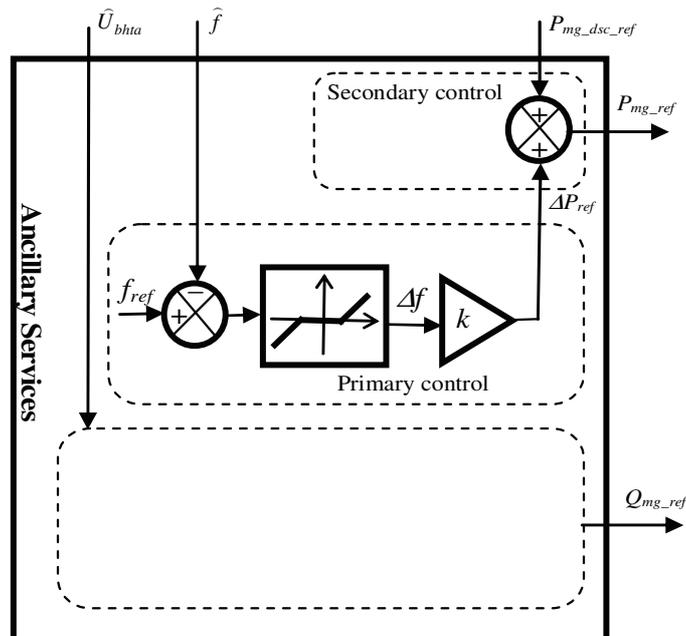


Figure VI-22. Schema block representation of the primary and secondary frequency control
The power/frequency constant is calculated with:

$$k = \frac{1}{s} \frac{P_{mg_max}}{f_{ref}} \tag{VI-43}$$

With the droop s (5%) and P_{mg_max} the maximum available power, which can be exported to the distribution network.

Formerly the Droop Speed Controller is derived here into a Droop Control characteristic since the three DG units play the role of an equivalent virtual prime mover.

VI.3.3. Power dispatching

The purpose of the power dispatching is to drive the three DER (PV based generator, gas micro turbine and supercapacitors in the Figure VI-1) in order to supply local loads in an optimal way for the electrical distribution and production. In this chapter, we study a microgrid application in the context of a grid-connected mode. And we are going to derive the necessary control functions (Figure V-I). For the gas micro turbine, the economic interest can be mathematically expressed as a power generation over a minimal power value. This value gives us an acceptable kW/€ ratio. In reason of their physical capacities, the supercapacitors can be used to smooth fast power variations resulting from loads and PV [DEG-06b].

The power dispatching is based on a power management whose the purpose is to implement the real time power balancing (Figure VI-23, which is an application of the Figure V-I). Before sending the dispatching power set points to each unit, some protection and regulation strategies must be added. Then calculated power references may be modified by the regulation of the operating points of DER in static state and the protection of SC storage level.

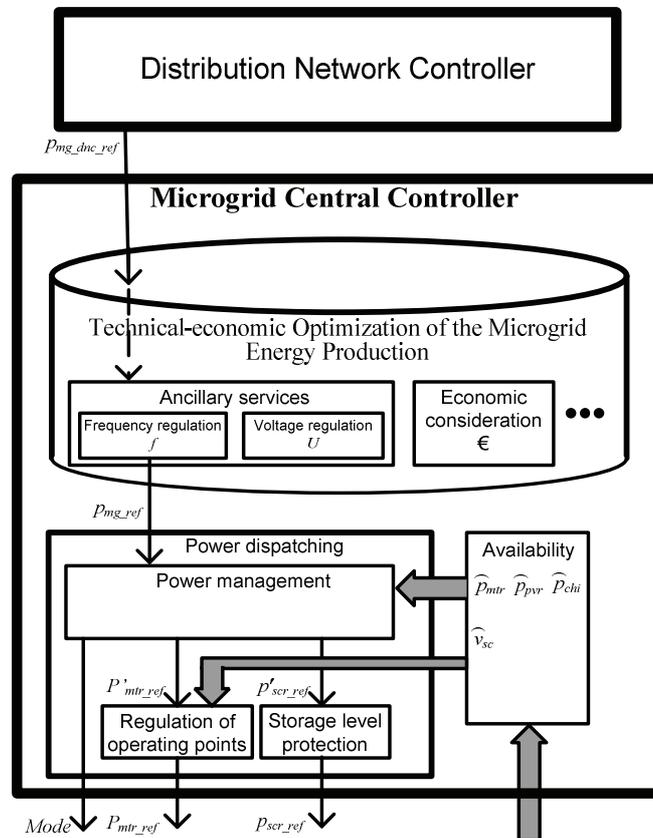


Figure VI-23. Details on the calculation of the real power in the Microgrid Central controller

VI.3.4. Power management

The balancing condition implies that the exchanged power with the distribution network has to be produced from all sources in the microgrid (Figure VI-24):

$$p_{mg}(t) = p_{mtr}(t) + p_{pvr}(t) + p_{scr}(t) + p_{chi}(t) \quad (VI-44)$$

p_{mg} is the total power of the microgrid, p_{mtr} is the power from the micro turbine, p_{pvr} is the power from the photovoltaic generation unit, p_{scr} is the power from supercapacitors in generation mode and p_{chi} is the total consumed power by the local loads.

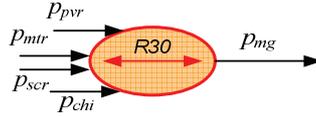


Figure VI-24. COG of the modeling of the real power flow for the microgrid bus

Since the micro turbine has a slow dynamic response time, the power management strategy is to use it to provide the power for a long time range. As explained in chapter 5, it is used to ensure the long term energy management (Figure VI-1). The average power during a time range T is expressed as:

$$P = \{ p(t) \}_T = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt \quad (VI-45)$$

During such a long time range, the average value of fast power variations, which are exchanged with the supercapacitors can be neglected. The power balancing condition (VI-44) can be rewritten as (Figure VI-25):

$$R31: \quad P_{mg} = \{ p_{mg} \}_T = \{ p_{mtr}(t) + p_{pvr}(t) + p_{scr}(t) + p_{chi}(t) \}_T = P_{mtr} + P_{pvr} + P_{chi} \quad (VI-46)$$

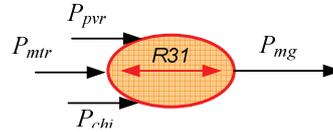


Figure VI-25. COG of the power balancing condition in a long time range

A great advantage of microgrids is the facility to use a communication bus. By assuming that the total load power (\hat{p}_{chi}) and the PV generated power (\hat{p}_{pvr}) are sensed and received by the MCC, the power reference for the micro turbine P'_{mtr_ref} can be calculated by the inversion of the average equation (VI-46) (Figure VI-26):

$$P'_{mtr_ref} = P_{mg_ref} - \hat{P}_{pvr} - \hat{P}_{chi} \quad (VI-47)$$

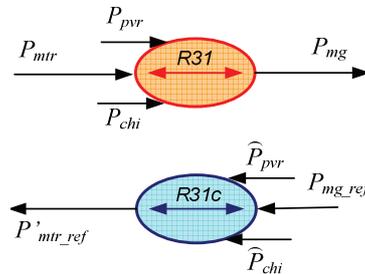


Figure VI-26. Supervision scheme of the micro turbine power reference in a long time range

The supercapacitors have the dynamic ability to master in real time fast variations of the power flow. As explained in chapter 5, it is used to ensure the short term power balancing (Figure VI-1). The power reference for the supercapacitors p'_{scr_ref} is calculated by the inversion of the real time equation (VI-44) as (Figure VI-27):

$$p'_{scr_ref}(t) = p_{mg_ref}(t) - \widehat{p}_{mtr}(t) - \widehat{p}_{pvr}(t) - \widehat{p}_{chi}(t) \quad (VI-48)$$

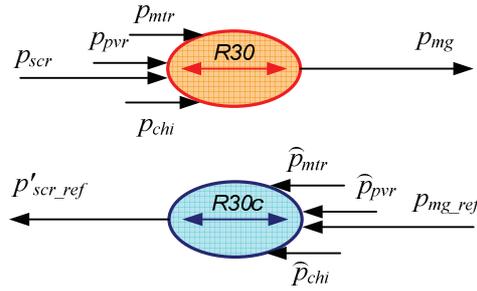


Figure VI-27. Supervision scheme of the supercapacitor power reference

This power reference is send to the local controller of the super capacitor bank (which is detailed in the Chapter IV). This one injects or absorbs in real time real power whenever the frequency deviation differs from zero.

In order to simplify the MCC for the islanded mode, the sensed power from the micro turbine can be considered equal to the reference power of the micro turbine. Therefore:

$$p'_{scr_ref}(t) = -P'_{mtr_ref} - \widehat{p}_{pvr}(t) - \widehat{p}_{chi}(t) \quad (VI-49)$$

The power management can be described also with block diagrams (Figure VI-28) where the average power calculation is based on a low-pass filter.

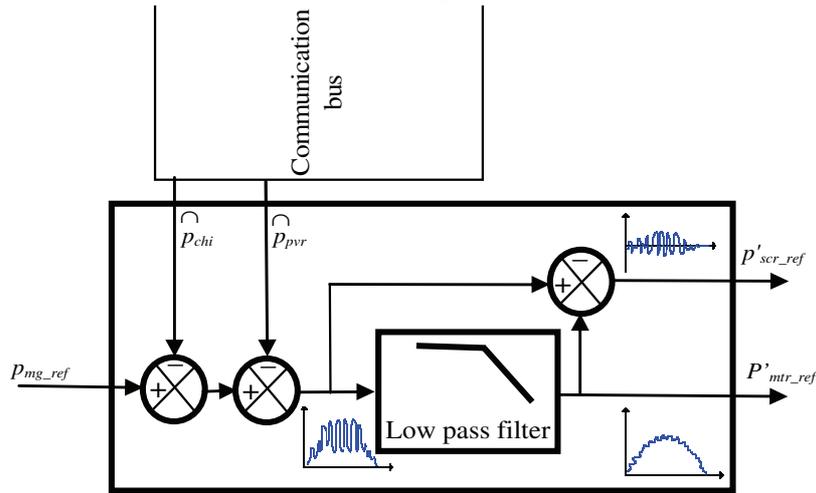


Figure VI-28. Power management

VI.3.5. Storage level protection

Supercapacitors have a finite storage capacity. The terminal voltage of the supercapacitors represents its energy storage level. For security reasons, it should be between the maximum allowed value (which represents the maximum storage energy E_{sc_max}) and 50% of this value (which represents the minimum storage energy E_{sc_min}) for efficiency reasons. In order to limit the terminal voltage, an additional control function has to be used. For example, if this voltage is under V_{sc_pmin} (105V for four supercapacitor modules in series, which represents 30% of the maximum storage energy), the available energy for generation decreased in a linear manner (Figure VI-29.a). And if this voltage is under V_{sc_min} (96V, which represents 25% of the maximum storage energy), the supercapacitors can not operate in a generation mode (Figure VI-29.a). The limitation mode for the accumulation mode is designed in a same way (Figure VI-29.b).

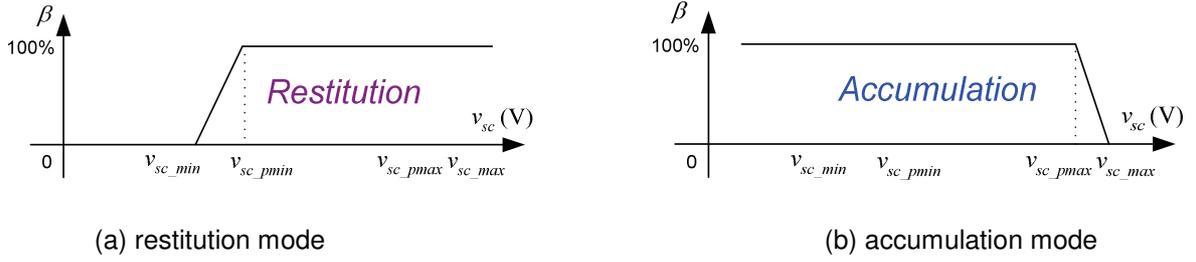


Figure VI-29. Energy limitation for the SC storage level

The following general mathematical form is used:

$$p_{scr_ref} = \beta p'_{scr_ref} \quad (VI-50)$$

with

$$\beta = \begin{cases} 0 & \text{for } \widehat{v}_{sc} < v_{sc_min} \\ \frac{\widehat{v}_{sc} - v_{sc_min}}{v_{sc_pmin} - v_{sc_min}} & \text{for } v_{sc_min} < \widehat{v}_{sc} < v_{sc_pmin} \\ 1 & \text{for } v_{sc_pmin} < \widehat{v}_{sc} < v_{sc_pmax} \\ \frac{v_{sc_max} - \widehat{v}_{sc}}{v_{sc_max} - v_{sc_pmax}} & \text{for } v_{sc_pmax} < \widehat{v}_{sc} < v_{sc_max} \\ 0 & \text{for } v_{sc_max} < \widehat{v}_{sc} \end{cases} \quad (VI-51)$$

This power reference is sent to the local controller of the supercapacitor unit (which is detailed in the Chapter IV, Figure IV-30).

VI.3.6. Regulation of operating points

Another task of the power management is to supervise the storage level of the supercapacitors. If its level reaches a high level, a reduction of the generated power by the micro turbine can be used. Hence more power will be extracted from the SC and will reduce the stored energy. So the stored energy is first estimated.

$$\tilde{e}_{sc}(t) = \int_{\Delta t} \Delta p_{scr}(t) dt = \frac{1}{2} C \widehat{v}_{sc}^2 \quad (VI-52)$$

Hence the micro turbine power adjustment is calculated to minimize the difference between this value and an energy level to achieve (e_{sc_ref}).

$$\Delta P_{mtr_ref}(t) = k_{pe} (e_{sc_ref} - \tilde{e}_{sc}(t)) \quad (VI-53)$$

So equation (VI-47) is modified to regulate the storage level v_{sc} .

$$P_{mtr_ref}(t) = P'_{mtr_ref}(t) + \Delta P_{mtr_ref}(t) \quad (VI-54)$$

This power reference is sent to the local controller of the micro turbine (which is detailed in the Chapter III, Figure III-16).

The presented control strategy is integrated into the MCC and the global structure of the studied MCC is presented at Figure VI-23.

VI.4. Case study

To highlight possible contributions of the microgrid we consider a load variation in the

distribution network (Figure VI-30).

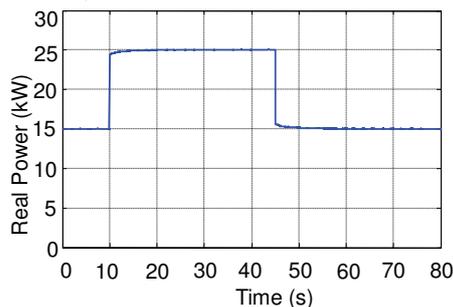


Figure VI-30. P_{che} , power from the load2

First the microgrid is disconnected to the distribution network (K_1 is open in Figure VI-1) and the reactive power (Q_{bhta}) is set to zero. Verification has been done with Matlab-SimulinkTM simulation tool. Obtained simulation results on Figure VI-31.a shows the frequency variations, which are caused by the load variation. Figure VI-31.b presents the power production and distribution inside the network at the PCC. Without the microgrid utility, this power is equal to the power, which is required by the load2. Currents in HTA lines (Figure VI-31.c) induce losses.

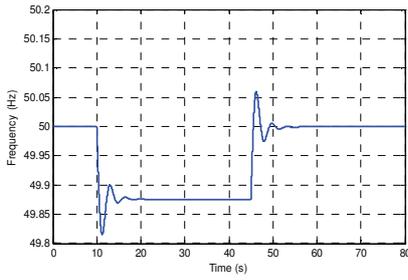
In a second time, we consider that the micro grid is connected and that the DSC asks a change of the spinning power reserve 20 seconds after the load transient (at 30s and 65s in the Figure VI-32.d). This power reserve is used to participate in the secondary frequency regulation. By comparison we can see that the frequency deviation (Figure VI-32.a) and the power inside the distribution network (Figure VI-32.b) are less. Especially at the Figure VI-32.a, the two intervals between time 10s-30s and 45s-65s show the contribution of the primary frequency control. The time intervals between 30s-45s and 65s-80s highlight the interests of the secondary frequency regulation. In consequence, currents in HTA lines (Figure VI-32.c) have been decreased.

Obtained real time variations of powers from the Gas Micro Turbine (GMT) (p_{mtr}), the supercapacitors (p_{scr}) and PV generating system (p_{pvr}) are shown on Figure VI-32.e. The PV system produces an intermittent power; the GMT matches the power requirements in a long time range; and the supercapacitors system performs the transient power management. Figure VI-32.f shows a good contribution of the microgrid both for primary and secondary frequency control. Figure VI-32.g represents the variation of the supercapacitor terminal voltage (v_{sc}). This voltage is well controlled between its limits v_{sc_max} and v_{sc_min} . In consequence, the supercapacitor storage energy varies between E_{sc_max} (nominal energy, 330 kJ) and E_{sc_min} (25% of the nominal energy) (Figure VI-32.h).

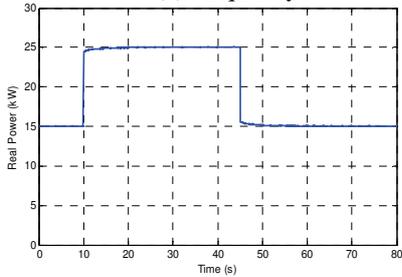
VI.5. Conclusion

The main idea of this chapter is to present an advanced microgrid central controller for a microgrid in a grid connected- operating mode.

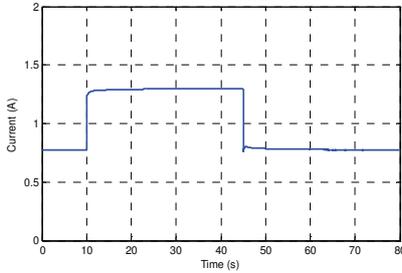
In order to achieve the design of this MCC, the modeling of a group diesel, the elements of the distribution network (three-phase filter, transformer and passive loads) and its architecture are firstly presented. An EMR and COG based knowledge modeling enables an easy integration into a simulation program with Matlab/SimulinkTM.



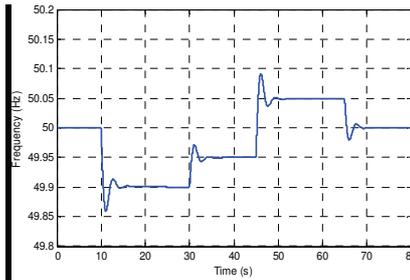
(a) frequency



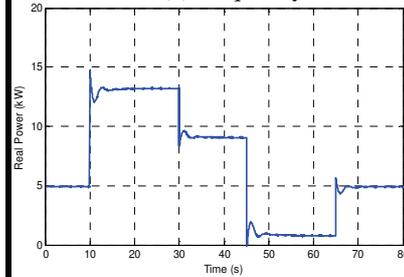
(b) P_{bhta}



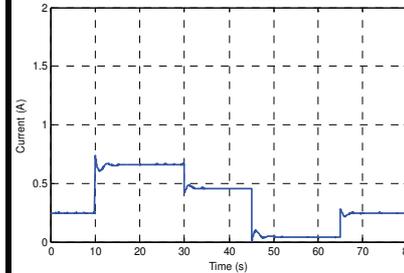
(c) Currents (in HTA lines)



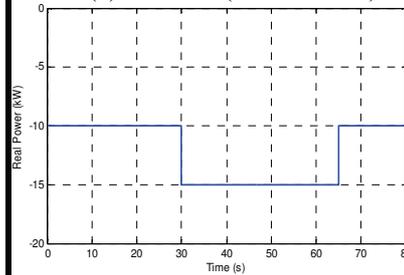
(a) frequency



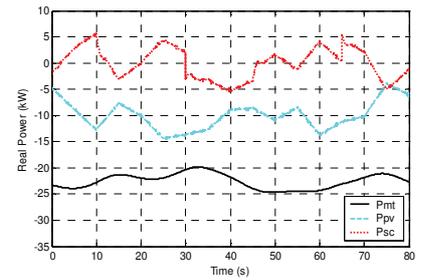
(b) P_{bhta}



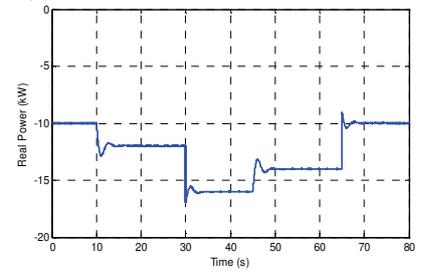
(c) Currents (in HTA lines)



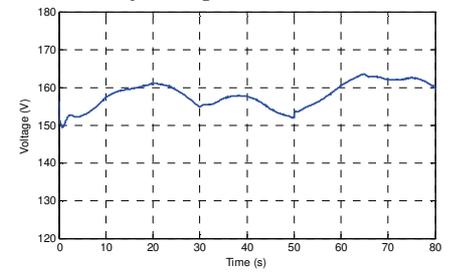
(d) $P_{mg_dsc_ref}$



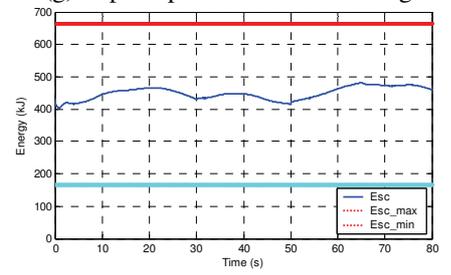
(e) Powers from sources inside the MG



(f) Injected power at the PCC



(g) Supercapacitor terminal voltage



(h) Supercapacitor storage energy

Figure VI-31. Without microgrid interactivity

Figure VI-32. With microgrid interactivity

Secondly, a droop controller for the ancillary services and the power management with the distribution network are detailed. The MCC can control the studied microgrid to participate to the primary frequency control and a secondary frequency control is performed with the power reference sent by DSC. The power management function of the MCC calculates the power references for all controllable units within the studied microgrid. It adequately uses the gas micro turbine as a slow-response DG unit and supercapacitor units as fast-acting sources. Hence with the proposed solution a frequency variation leads automatically to a power sharing of all microgrid generators. The storage level protection and the regulation of operating points for the supercapacitor units are also presented to get an optimized operating of the supercapacitors within energy limits.

Finally, simulation results interest issues for the distribution network and validate the proposed MCC design.

Chapter VII. Operating in an islanded mode

VII.1. Introduction

The islanded mode is another operating mode of microgrids. This mode is applied in certain situations, such as:

- the distribution network is not properly operating, for example, a black-out, an abnormal frequency or voltage variations etc.;
- the microgrid operates always without a distribution network in a local region; for example, an island or a residential zone amidst a desert etc., which are far away from a distribution network;
- the application of a commercial contract between the microgrid and the distribution network do not imply power exchange during a time interval

The local generations must fully supply local loads without surplus. In this operating mode, the MCC must correctly balance the produced power and the consumed power in the microgrid. It must also well control the microgrid voltage.

Therefore, the modeling of the studied microgrid will be firstly presented, since it is always necessary for MCC designs. Hence the control strategy of MCC will be detailed and is composed of a power dispatching function and the storage level protection and regulation. In order to validate this MCC design, some tests are achieved by using two types of devices for the microgrid: real devices (such as supercapacitor storage system and passive loads) and virtual devices, which are simulated by a real-time simulator Hypersim and interfaced with the microgrid by an amplifier (such as the micro turbine system and the photovoltaic system). The results of HIL tests will be finally presented.

VII.2. Modeling of the microgrid in islanded mode

When the microgrid operates in islanded mode, the modeling of the microgrid must take into account only the production units, the storage unit and loads within the microgrid. So we consider the micro turbine unit (presented in the Chapter III), the photovoltaic panels (presented in the Chapter IV), the supercapacitor storage unit (presented in the Chapter IV) and the local passive loads. The architecture modeling of the microgrid is achieved by considering only the microgrid bus. The principle of architecture modeling is the same as our analysis in the paragraph VI.2.5. We apply again the following modeling rule : the voltage at a bus must be set by a unique “voltage-type source” unit. All production units and the storage unit are connected at the microgrid through three-phase filters. Therefore, they are considered as current-type sources for the modeling of the microgrid bus. So the local loads must be modeled as voltage-type sources for the microgrid bus modeling. The EMR representation is given at the Figure VII-1.

The DER units are connected in parallel at the microgrid bus. So the load terminal voltage \underline{u}_{chi} imposes the microgrid voltage \underline{u}_{bmg} (equation (VII-1)). The currents of all DER units are calculated by the Kirchhoff’s current law. (equation (VII-2)).

$$Pro1: \quad \underline{u}_{bmg} = \underline{u}_{chi} \quad (VII-1)$$

$$\underline{i}_{chi} = -\underline{i}_{mtr} - \underline{i}_{pvr} - \underline{i}_{scr} \quad (VII-2)$$

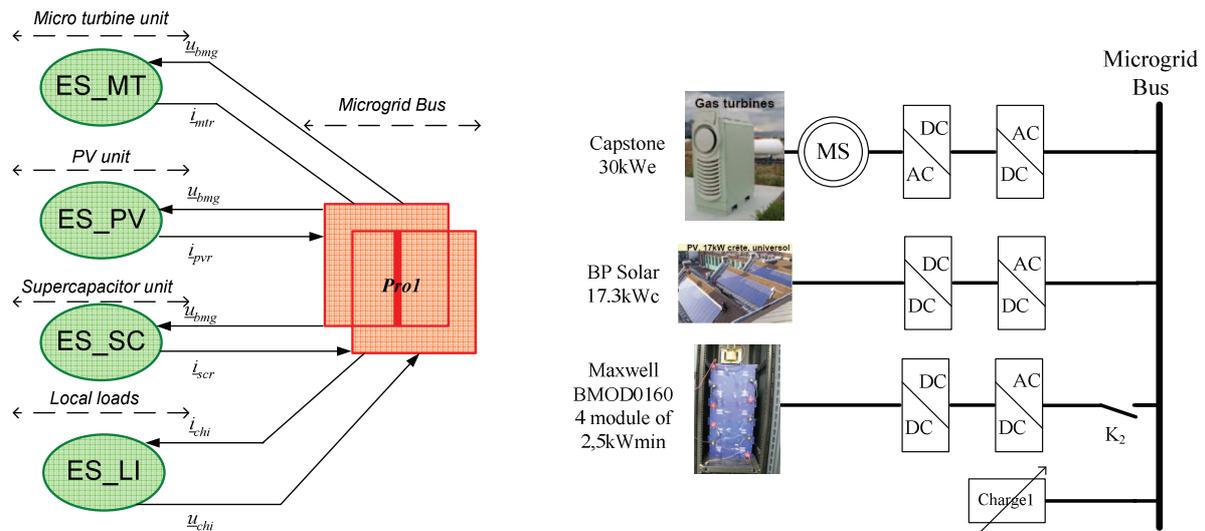


Figure VII-1. Global architecture modeling

VII.3. MCC design

VII.3.1. Introduction

The framework of the microgrid system has been explained in chapter V (paragraph V.5). In order to define the operating objective of each DER units, the following considerations must be taken into account.

Firstly, the microgrid voltage in islanded mode must be controlled by a controllable source. Therefore, the micro turbine has been chosen for the control of this voltage and for assuming the long term energy management. The supercapacitor unit is also a controllable source. It is used to perform the short-time power balancing. The microgrid voltage can not be controlled any longer when there is no more supercapacitor stored energy.

Secondly, by receiving the information given by the DER units, the MCC calculates the set point of the supercapacitor, since it manages the power in short-time range. By setting a correct power reference for supercapacitor unit, the operating of the micro turbine can be well stabilized. In consequence the gas injection is expected to be more continuous. That increases the lifetime of the micro turbine and the economic consideration for the gas consumption.

Therefore, the controls of DER units can be given as:

- For the photovoltaic panels, the PV is operated in Maximum Power Point Tracker (MPPT) mode in order to generate as much as possible, since its primary source (the sun irradiation) is free. Therefore the power production from PV unit is intermittent according to the climatic conditions. The information of the produced power is transmitted to the MCC.
- The microturbine is controlled with a « Grid-forming control scheme » (paragraph III.4) to regulate the microgrid voltages (chapter V, paragraph V.5). Although the power dispatching function of the MCC calculates the power references for the microturbine, those references are not communicated to the micro turbine.
- The power dispatching function of the MCC calculates the power reference for the supercapacitor unit. Therefore it can smooth the power during the transient variations and

balance in real time the power.

The details of calculation will be presented in the following paragraph.

VII.3.2. Power dispatching

The power dispatching function calculates the real power reference for the SC unit (p_{scr_ref}) in islanded mode. To achieve this goal, we must firstly model the power flow within the microgrid.

Without the connection to the distribution network, the islanded mode implies a balance between loads and generators. Actually, the modeling of power flow does not change from the one which is presented in the chapter VI if the exchanged power with the distribution network (p_{mg}) is set to zero. The GIC of the power modeling is shown on Figure VII-2.

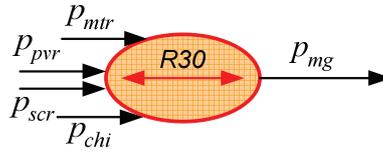


Figure VII-2. Modeling of the microgrid power flow

According to the equation $R30$ in the chapter VI and by supposing $p_{mg} = 0$, we get :

$$R30 \quad p_{mtr}(t) + p_{pvr}(t) + p_{scr}(t) + p_{chi}(t) = p_{mg}(t) = 0 \quad (VII-3)$$

p_{mtr} is the real power, which is injected by the micro turbine unit. p_{pvr} is the real power, which is injected to the microgrid by the photovoltaic unit. p_{mtr} is the real power, which is exchanged with the supercapacitor storage unit. p_{chi} is the local loads power. During a long-time range, the power balance equation can be rewritten as (same modeling for the slow dynamic than the chapter VI):

$$\{p_{mtr}(t) + p_{pvr}(t) + p_{chi}(t)\}_T = \{p_{mg}(t)\}_T = 0 \quad (VII-4)$$

$$P_{mtr} + P_{pvr} + P_{chi} = P_{mg} = 0 \quad (VII-5)$$

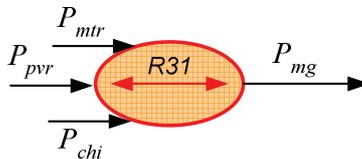


Figure VII-3. Real power balance in a long-time range

For the MCC design, the power dispatching function does not change if the reference value of the exchanged power with the distribution grid is zero ($p_{mg_ref} = 0$). The power from the local loads and the photovoltaic generator are considered as disturbances. Therefore, the reference power for the micro turbine p_{mtr_ref} can be calculated by the inversion of the model in a long time range (Figure VII-4):

$$R31c \quad P'_{mtr_ref} = P_{mg_ref} - \hat{P}_{pvr} - \hat{P}_{chi} = -\hat{P}_{pvr} - \hat{P}_{chi} \quad (VII-6)$$

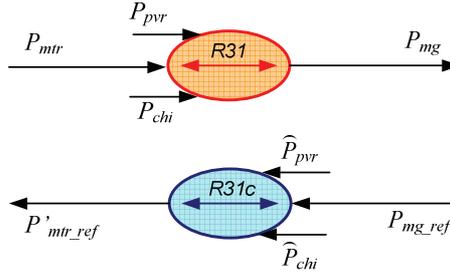


Figure VII-4. Power dispatching for the real power reference of the micro turbine

As discussed before, for the microgrid islanded mode, it is useless to send a power reference to the micro turbine since the micro turbine works in a « Grid-forming control scheme ». Therefore, this power reference is just used as internal information for the MCC.

The supercapacitors are a fast dynamic device to control in real time fast variations of the power flow. As explained in chapter 5, it is used to ensure the short term power balancing (Figure V-1). The real time power reference p'_{scr_ref} is calculated by the inversion of the timing model:

$$p'_{scr_ref}(t) = p_{mg_ref} - \hat{p}_{mtr}(t) - \hat{p}_{pvr}(t) - \hat{p}_{chi}(t) = -\hat{p}_{mtr}(t) - \hat{p}_{pvr}(t) - \hat{p}_{chi}(t) \quad (\text{VII-7})$$

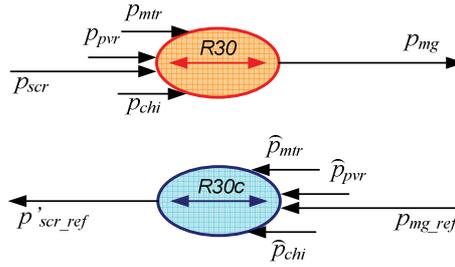


Figure VII-5. Power dispatching calculation for the real power reference of the SC

In order to simplify the MCC for the islanded mode, the sensed power from the micro turbine can be considered equal to the reference power of the micro turbine. Therefore:

$$p'_{scr_ref}(t) = -P'_{mtr_ref} - \hat{p}_{pvr}(t) - \hat{p}_{chi}(t) \quad (\text{VII-8})$$

Therefore we find a schema bloc for the real power dispatching by imposing $p_{mg_ref} = 0$ (Figure VII-6). So the same dispatching is used and is modified in inputs and outputs in order to implement the grid connected mode (GM) and the islanded mode (IM).

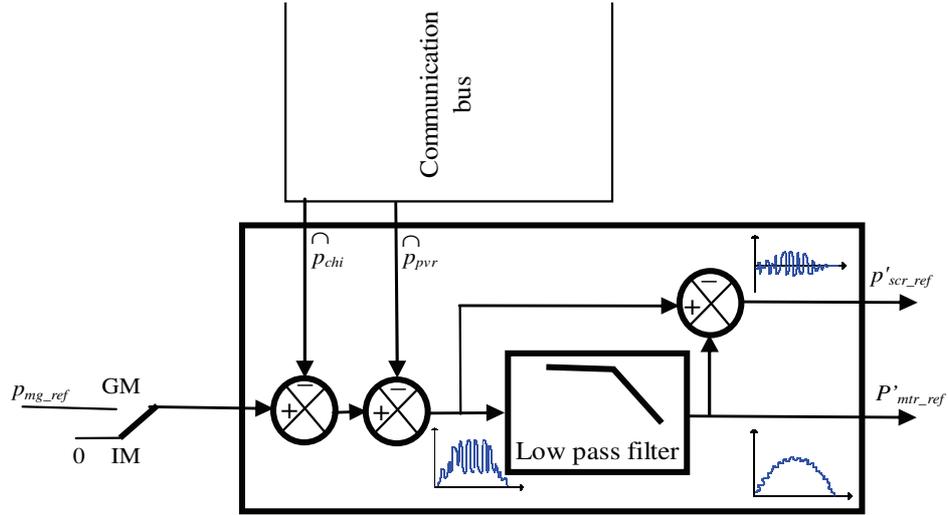


Figure VII-6. Power dispatching

VII.3.3. Protection of the storage level

The protection of the storage level of the supercapacitors has been presented in the chapter VI (paragraph VI.3.5). In this chapter, before sending the power references to the local controllers, we have added the same protection function to modify the power reference if necessary. The following general mathematical form is used:

$$p_{scr_ref} = \beta p'_{scr_ref} \quad (\text{VII-9})$$

with

$$\beta = \begin{cases} 0 & \text{for } \widehat{v}_{sc} < v_{sc_min} \\ \frac{\widehat{v}_{sc} - v_{sc_min}}{v_{sc_pmin} - v_{sc_min}} & \text{for } v_{sc_min} < \widehat{v}_{sc} < v_{sc_pmin} \\ 1 & \text{for } v_{sc_pmin} < \widehat{v}_{sc} < v_{sc_pmax} \\ \frac{v_{sc_max} - \widehat{v}_{sc}}{v_{sc_max} - v_{sc_pmax}} & \text{for } v_{sc_pmax} < \widehat{v}_{sc} < v_{sc_max} \\ 0 & \text{for } v_{sc_max} < \widehat{v}_{sc} \end{cases} \quad (\text{VII-10})$$

Therefore, the global MCC can be detail as the Figure VII-7.

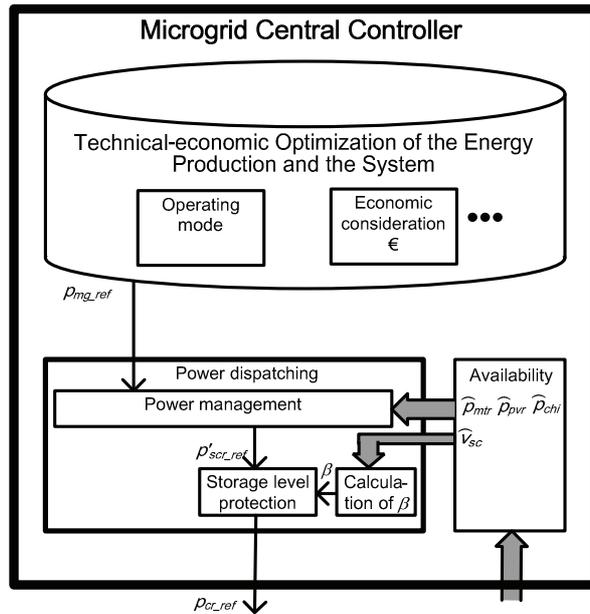


Figure VII-7. Studied Microgrid Central controller

VII.4. Hardware-In-the-Loop Test studies

VII.4.1. Introduction of the test environment

The objective is to validate the MCC by a Hardware-In-the-Loop (HIL) test and to show the advantage of a supercapacitor unit in islanded mode. The HIL scenario is presented at the Figure VII-8. Test devices are divided into two classes: the microgrid devices (the DER units, loads etc.) and the control devices (the LCs, the MCC etc.).

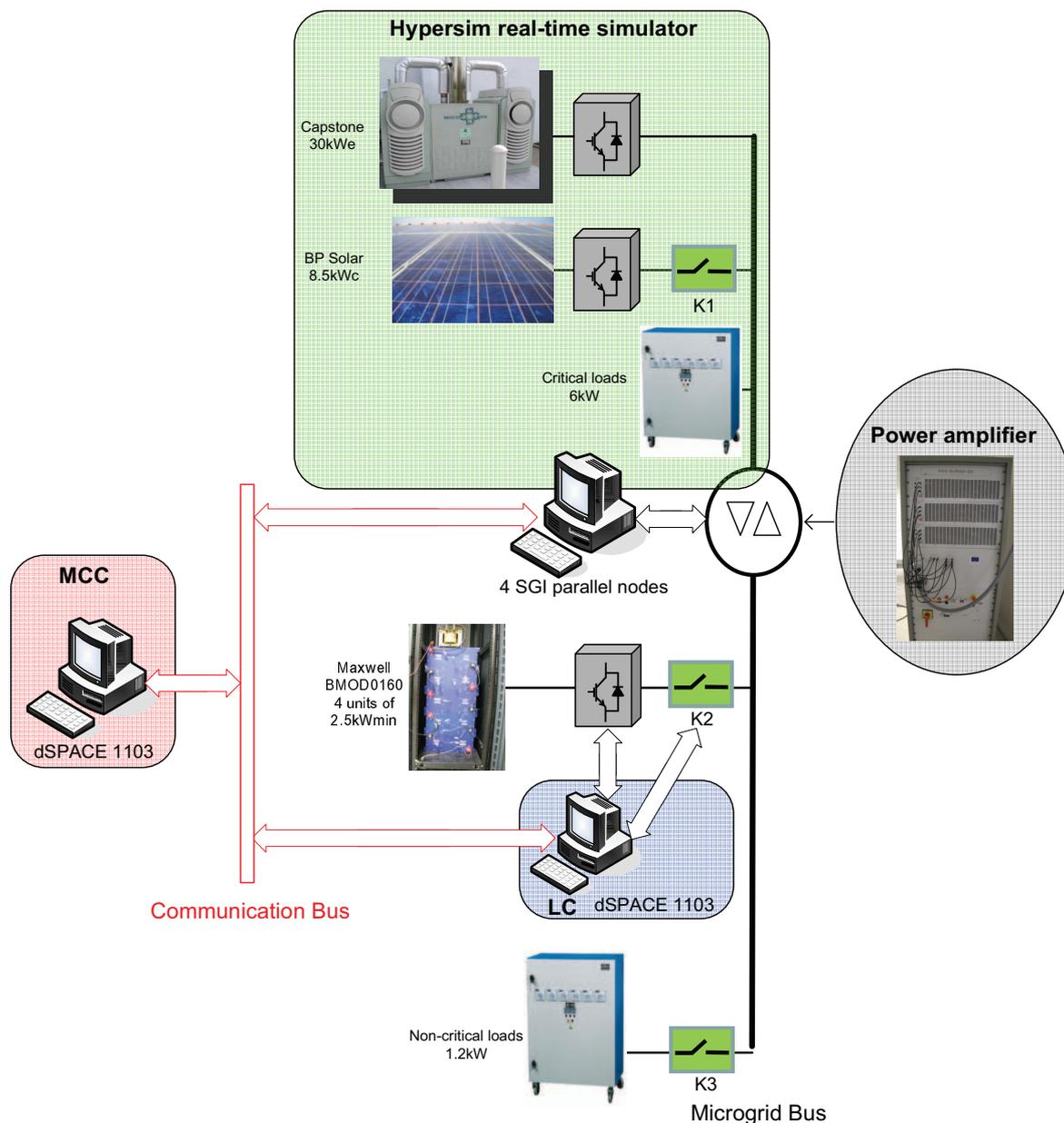


Figure VII-8. HIL test set up

Three types of devices are used:

- Real devices, which include a supercapacitor unit and 1.2 kW passive loads. It has been already presented in the Chapter IV. Passive load devices represent non-critical loads. During the test, a load step is created by switching them;
- The virtual devices are simulated under the real-time simulator Hypersim. It includes the micro turbine generator, the PV unit and the 6kW passive loads. Passive loads represent the critical loads and must remain connected to the microgrid during the test. The micro turbine unit controls the microgrid voltage and the PV unit provides an intermittent power according the sensed irradiance and the sensed temperature.
- A bidirectional power amplifier, which is used for the interface with the virtual Hypersim microgrid bus and the real microgrid bus. The amplifier imposes the voltage for the microgrid and senses the feed-back current to the Hypersim real time simulator. Thus, the fictive devices react with this feed-back current. It can nominally provide 15 kW real power to the microgrid or

receive 3 kW real power from the microgrid.

The control devices are composed of four parts:

- The MCC is implemented in a dSPACE 1103 card. It communicates with the LCs;
- Another dSPACE 1103 is used to implement the LC of the supercapacitor unit;
- The LCs of the micro turbine unit and the PV unit are integrated into the Hypersim software simulator;
- The communication bus exchanges the signals between the MCC and LCs. In this work, we use electrical cables for this communication bus.

The detail of the communication signals is presented at the Figure VII-9. PV generator, SC unit and non critical loads can be connected, disconnected to the microgrid by closing/ opening a circuit breakers.

The MCC sends the On/Off state signal to the LC of the micro turbine unit to start/stop its operating. The micro turbine returns its On/Off state as a confirmation. At the meantime, the micro turbine sends its sensed power to the MCC.

The MCC exchanges the On/Off state with the LC of PV. Since the PV generates its MPPT power, it sends its sensed power to the MCC.

The MCC sends the On/Off state signal to the LC of the supercapacitor unit to start/stop its operating. Secondly, the MCC sends the control signal for the real power exchanged with the supercapacitor unit. The SC returns its sensed real power as information. In the meantime, the LC sends the supercapacitor terminal voltage to the MCC as the information of the storage level.

Beside the signals mentioned above, the MCC also must get the information of the loads, such as the power P_{lt} from the real load device and the power P_{lf} from the fictive load device into Hypersim. The total local load power P_{chi} is the sum of those two powers.

VII.4.2. Test procedure

The load power is defined as positive and produced powers are negative. 6kW critical loads remain connected and have to be supplied. The microgrid voltage is controlled to 400V by the micro turbine. HIL test results are presented with the following acronyms:

- MT : Micro Turbine unit (fictive, under Hypersim),
- PV : PhotoVoltaic unit (fictive, under Hypersim),
- SC : SuperCapacitor (real, 4 modules of supercapacitors in series),
- CH : Local loads composed of 6kW fictive critical loads and of 1.2 kW real non-critical loads,
- CH On/Off is the switching signal for the 1.2 kW non-critical loads.

We have performed four different tests consecutively in order to make comparisons and validate the implementation of strategies by the MCC.

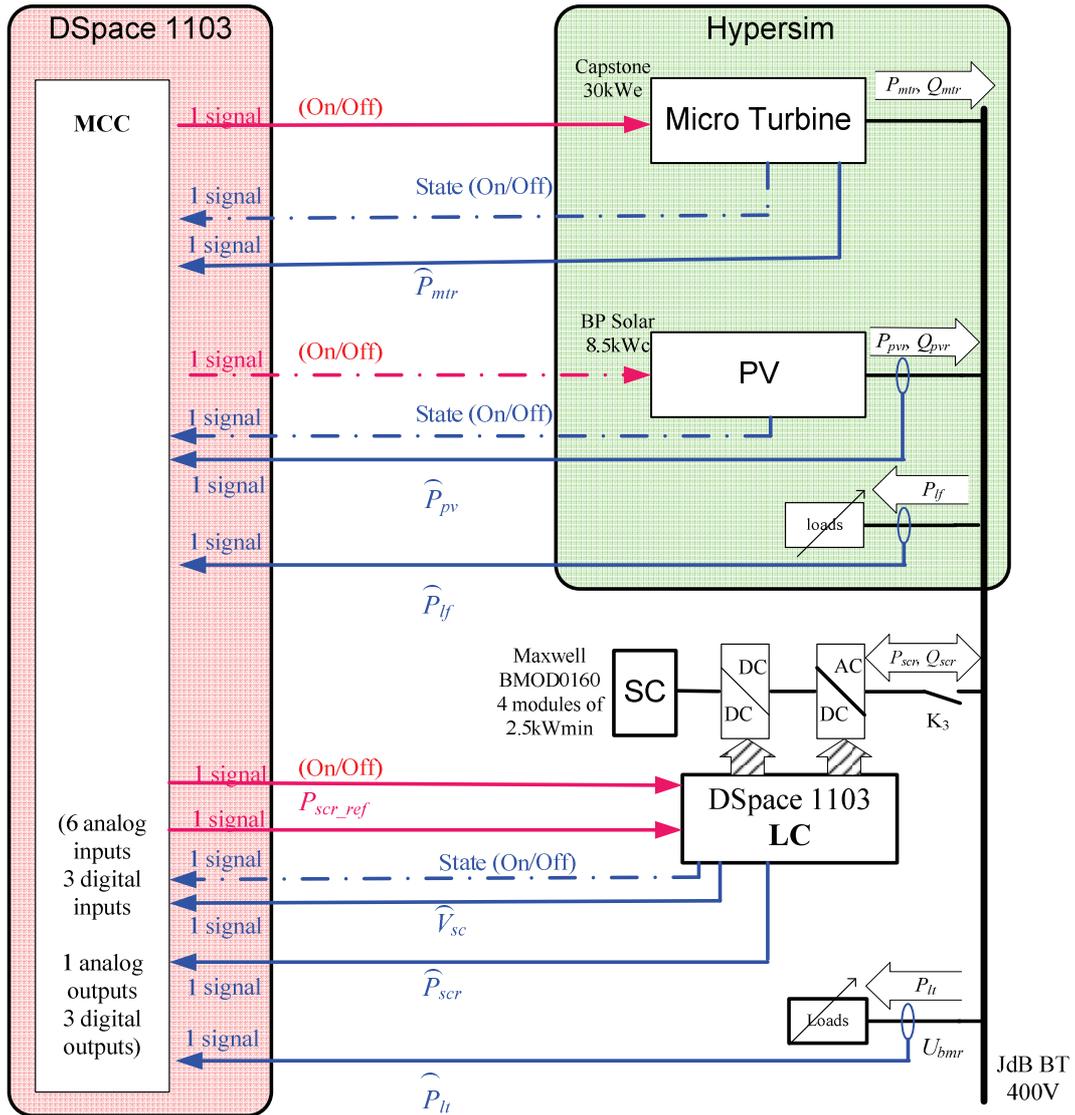


Figure VII-9. Signal communications

VII.4.3. Test of the micro turbine unit (“Zone1: MT”)

The objective is to provide a basement for comparisons. During this test, the micro turbine generator and the passive loads are connected to the microgrid. The test begins at the time t_0 with the micro turbine and 6kW critical loads. At time t_1 , we connect the 1.2kW non-critical loads and at time t_2 we disconnect it.

The total load power (power of critical loads and non-critical loads) is shown at the Figure VII-10.a. When the test begins at t_0 , only the 6kW critical loads are connected to the micro grid. Between interval t_1-t_2 , a load step is created by the connection and the disconnection of the 1.2 kW non-critical loads.

In the Zone1 of the Figure VII-10.b, the real power, which is generated by the micro turbine is clearly shown. Since the micro turbine is the only power generation unit, its power is totally matched with the load power. The shaft speed and the gas mass flow rate of the micro turbine are visualized at the Figure VII-10.c and the Figure VII-10.d. We can notice that during the load transient, the shaft speed and the injection of the gas must vary very fast in order to

follow the power production. This is not a benefit for the micro turbine.

The DC bus terminal voltage (Figure VII-10.e) of the micro turbine and its re-zoomed view (Figure VII-10.f) are also recorded. This voltage is well controlled during the test. Two peaks appear at time t_1 and t_2 , because of the sudden load transients.

VII.4.4. Impact of the PV unit (“Zone2: MT+PV”)

The PV unit is connected to the microgrid at the time t_3 , in order to study the influence of the renewable energy generation. The PV unit generates an intermittent power (Figure VII-10.g) at the time t_3 . 1.2 kW loads step is performed between times t_4 and t_5 (Figure VII-10.a). The micro turbine (Figure VII-10.b) compensates the power difference between the PV generation and the load consumption. Even if the load consumption is constant during a certain interval, the micro turbine generation varies because of the intermittent power generation of PV.

VII.4.5. Contribution of supercapacitors (“Zone3: MT+PV+SC”)

The objective of this test unit is to demonstrate the contribution of the supercapacitor unit. The SC unit is connected to the microgrid at time t_6 (Figure VII-10.h, ‘0’ represents ‘Off’ state, ‘1’ for ‘On’). 1.2 kW loads step is performed between times t_7 and t_8 (Figure VII-10.a). The PV unit continues to generate the intermittent power (Figure VII-10.g). In this case, the supercapacitor unit manages the power very quickly (Figure VII-10.i). The more power is exchanged with the supercapacitor, the more noise from the power electronics is injected to the microgrid. This noise influences a little bite the balance of the DC bus voltage of the micro turbine (Figure VII-10.f). But the peaks due to the load transient are now smaller (t_7 and t_8 of the Figure VII-10.e) than without the supercapacitor unit (t_1 , t_2 , t_4 and t_5 of the Figure VII-10.e). The supercapacitor terminal voltage is recorded at the Figure VII-10.j. It varies according to the exchanged power with the microgrid. The micro turbine power generation is better stabilized (Zone3 of the Figure VII-10.b) than without supercapacitor unit (Zone1 and Zone2). Therefore, the shaft speed (Figure VII-10.c) and the gas mass flow rate (Figure VII-10.d) of the micro turbine are also stabilized thanks to the contribution of the supercapacitor unit.

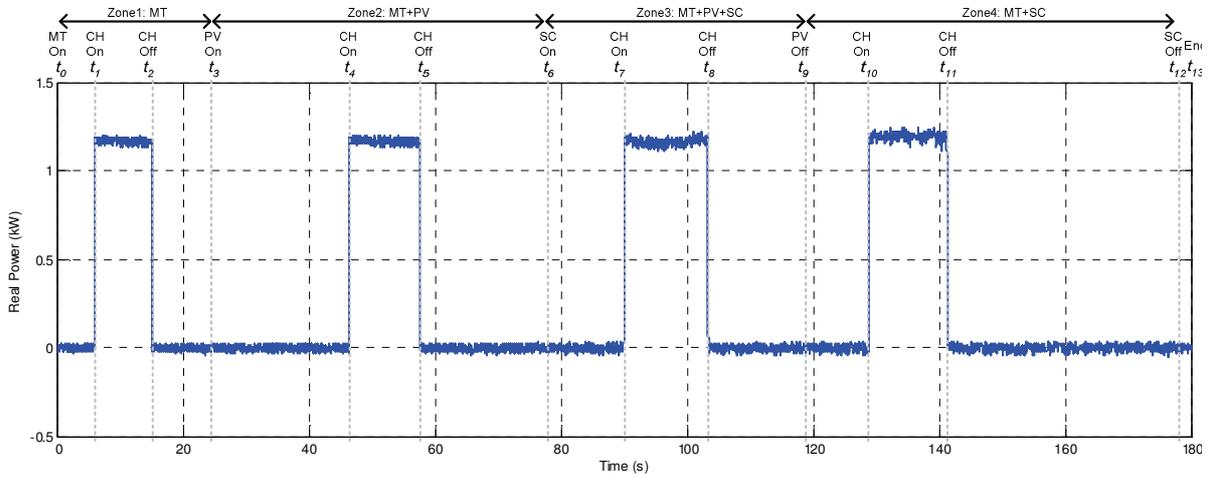
VII.4.6. Operating during the night (“Zone4: MT+SC”)

The PV unit is disconnected from the microgrid at the time t_9 (Figure VII-10.g); the moment when it was generating about 4 kW. The only disturbance to the microgrid is the local loads. Therefore, this test can highlight the performance of the micro turbine, which manages to control the power in a long-time range. 1.2 kW loads step is performed between times t_{10} and t_{11} ;

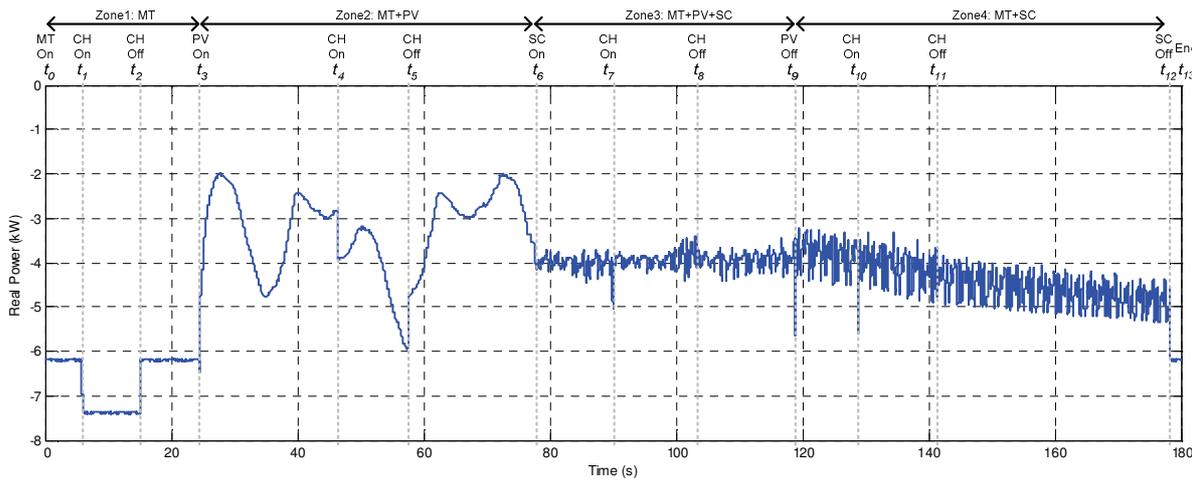
After the disconnection of the PV unit at time t_9 , the supercapacitor unit compensates this 4kW power variation immediately (t_9 at the Figure VII-10.i). Therefore, a little more noise is injected to the microgrid (interval t_9 - t_{12} at the Figure VII-10.i) and influences the micro turbine real power at the microgrid connection point (interval t_9 - t_{12} at the Figure VII-10.b). The supercapacitor terminal voltage (Figure VII-10.j) decreases rapidly owing to its approximate 2kW power generation. The micro turbine power generation remains stabilized (Zone 4 of the Figure VII-10.b) and also during variations of local loads (time t_{10} and t_{11} Figure VII-10.a). Also through this test, we can notice the performance of the micro turbine, which controls the power

in a long-time range (interval t_9-t_{12}). The shaft speed (Figure VII-10.c) and the gas mass flow rate (Figure VII-10.d) are always stabilized with the contribution of the supercapacitor unit.

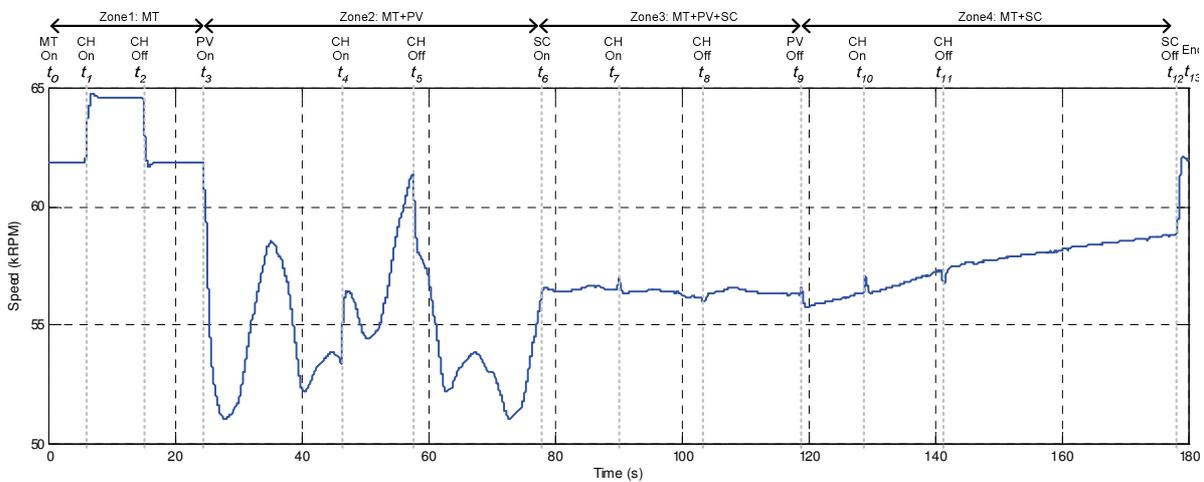
Between t_{12} and t_{13} , the supercapacitor unit is unloaded (Figure VII-10.j), we notice that the real power of the micro turbine unit is increased (Figure VII-10.b).



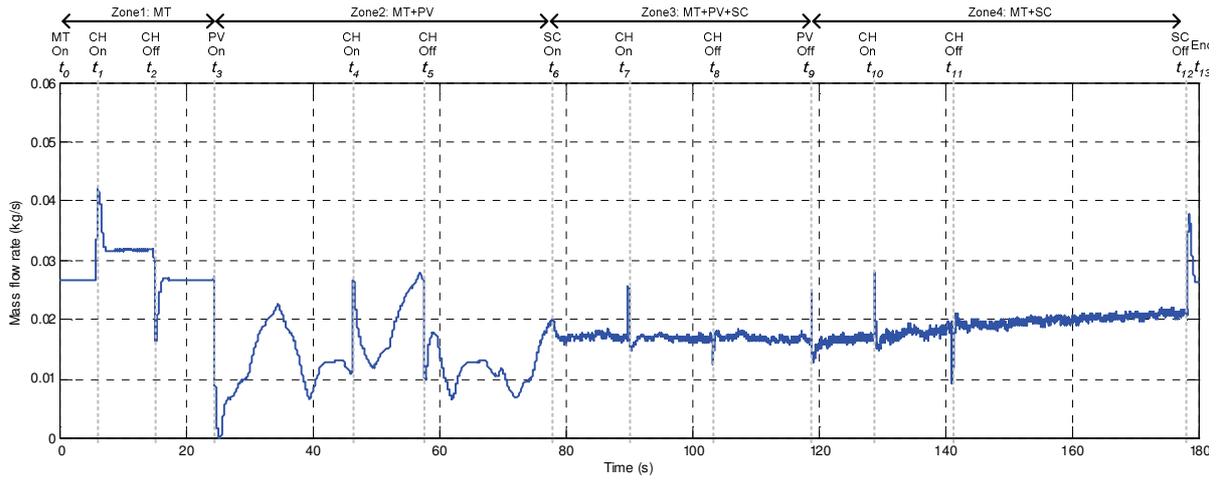
(a) Microgrid non-critical loads (by the real device)



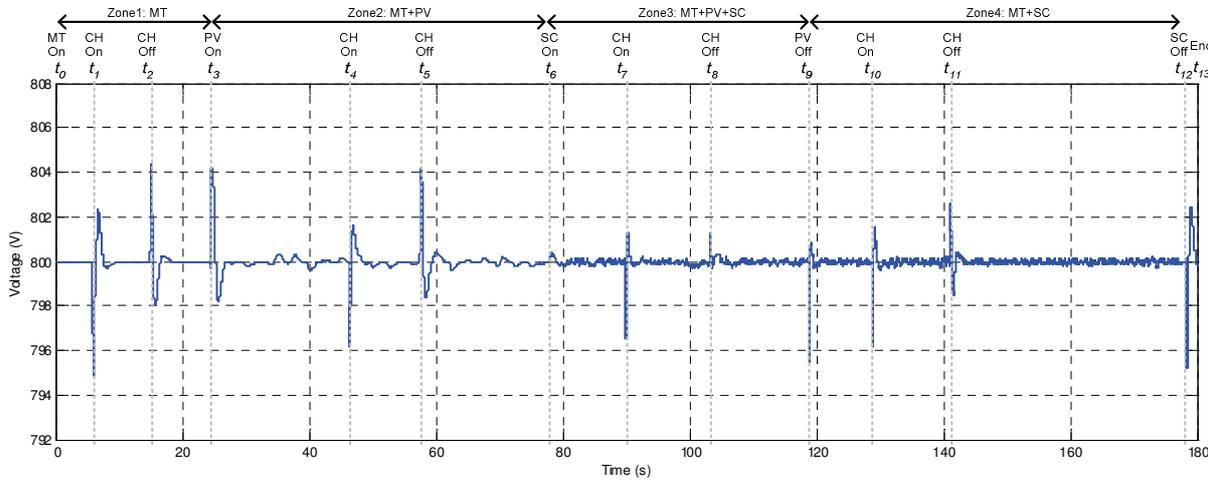
(b) Power from the micro turbine unit (by HIL)



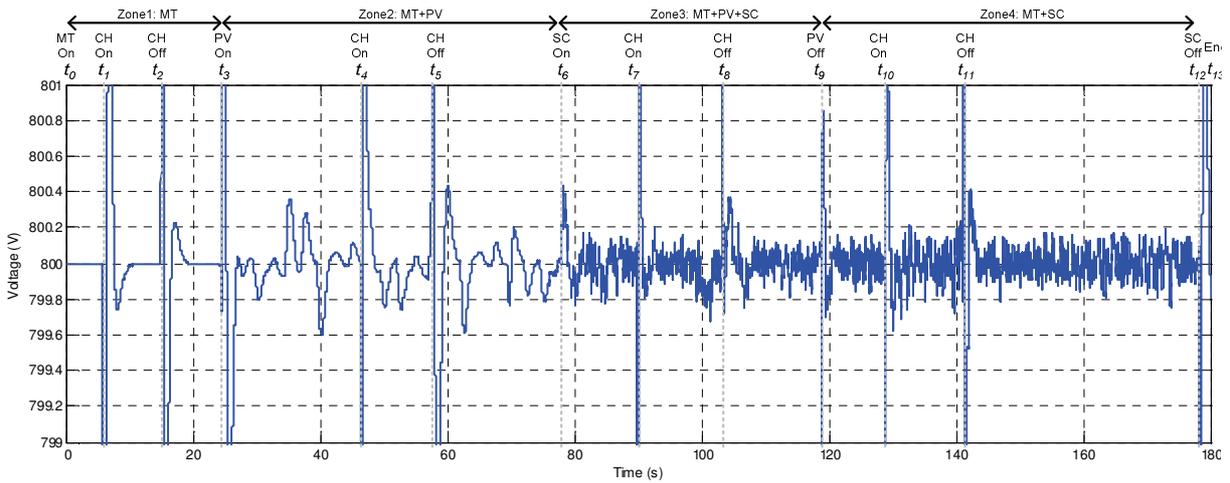
(c) Shaft speed of the micro turbine (by HIL)



(d) Gas mass flow rate of the micro turbine (by HIL)

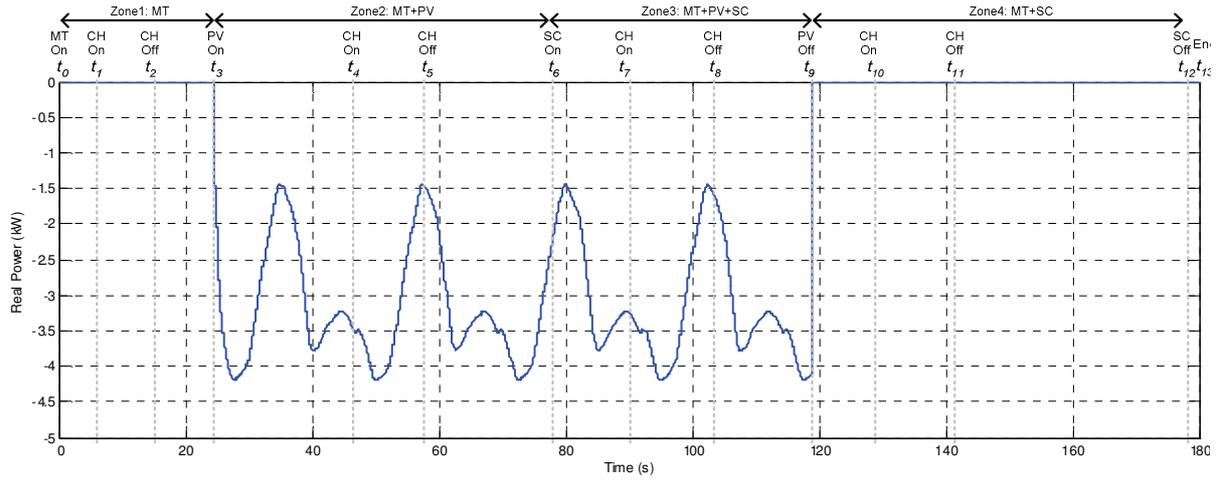


(e) DC bus terminal voltage of the micro turbine (by HIL)

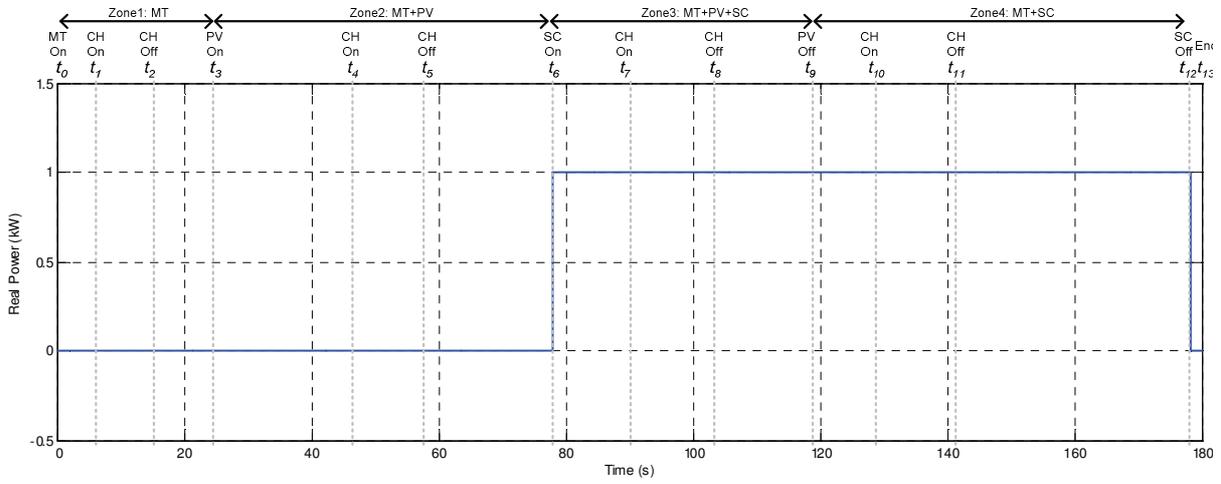


(f) Re-zoomed DC bus terminal voltage of the micro turbine (by HIL)

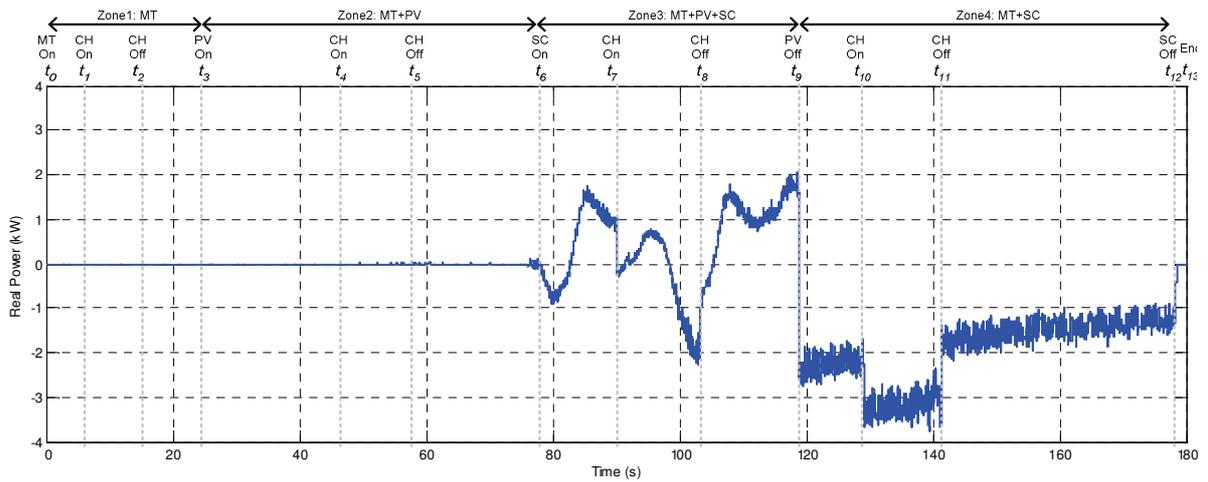
Part II: Supervision of a microgrid by a central controller



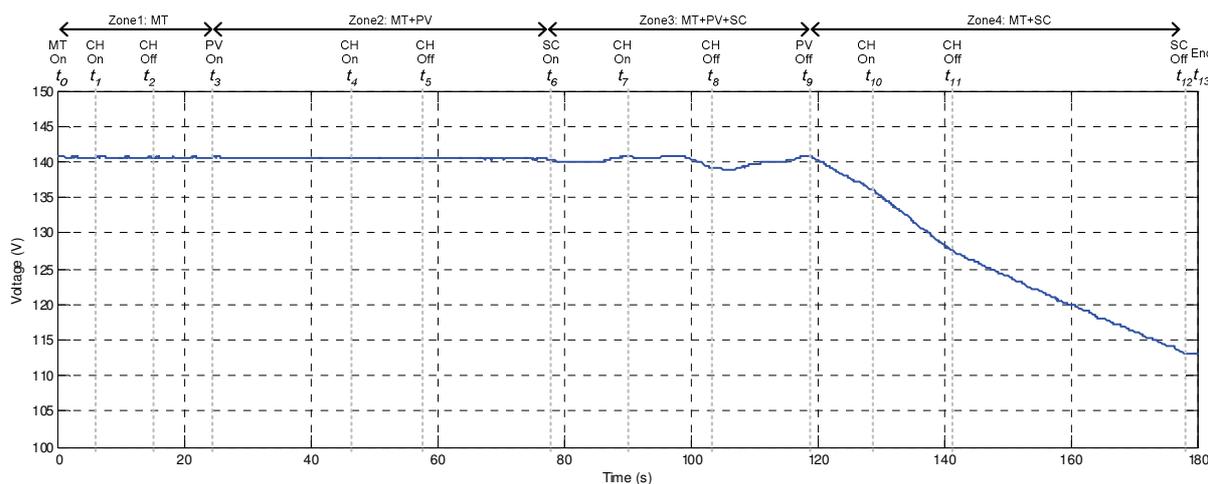
(g) Power from the photovoltaic unit (by HIL)



(h) On/Off state of the supercapacitor unit (by the real device)



(i) Exchanged power of the supercapacitor unit (by the real device)



(j) Supercapacitor terminal voltage (by the real device)

Figure VII-10. Obtained HIL test results

VII.5. Conclusion

In this chapter, we have presented the MCC for the islanded mode of the microgrid.

The microgrid modeling has been firstly presented. This modeling takes into considerations the specific limits of each DG unit, including type of the DG unit, sort of generation, time-dependency of the prime source, maintenance interval and environmental impacts. Afterwards, the MCC design is detailed by using the inversion of the power flow modeling. The protection and the regulation of the storage level for the supercapacitor unit are also implemented.

Some tests are performed to validate the MCC design, which is proposed in this research work. The test results justify the proposed MCC design for the contribution of the supercapacitor unit. If the microgrid operates without the supercapacitor unit, the turbine must compensate all power fluctuations within the microgrid. The fluctuations can be either the load variations either the intermittent power generated by the renewable energy generators, even if a transient load step occurs. The shaft speed and the gas injection are fluctuating very fast. It is not a benefit of the micro turbine. With the association of the supercapacitor unit, the operating of the micro turbine is improved since power variations have been decreased.

The HIL test results notice that the micro turbine operating is stable and manage the power with show dynamic. The supercapacitor unit manages well the microgrid power in a short-time range, even if a load step occurs. The results of tests validate our MCC design.

Conclusion générale et perspectives

Les contributions de ces travaux de cette thèse concernent deux aspects.

En premier lieu, cette thèse propose un formalisme permettant la « Représentation Multi-Niveaux » du modèle d'un système de production électrique facilitant la conception de sa commande et la supervision locale des transits de puissance en son sein. Nous avons appliqué ce formalisme à trois systèmes différents : un système de production basée sur une micro turbine à gaz, un système de production électrique basé sur des panneaux photovoltaïques et un système de stockage basé sur des supercondensateurs. Les résultats de simulation et expérimentaux ont montré la pertinence et l'intérêt de ce formalisme original.

En second lieu, cette thèse propose une organisation possible du système électrique d'un micro-réseau reposant sur une supervision centrale. En utilisant la modélisation d'un micro-réseau et du réseau de distribution, la supervision centrale est conçue sur l'inversion de différents modèles établis pour différentes échelles de temps pour permettre la gestion énergétique sur le long terme et l'équilibre des puissances en temps réel. Des essais Hardware-In-the-Loop (HIL) ont été effectués pour valider cette méthodologie de conception de la supervision centrale.

Dans la première partie de la thèse, les formalismes existants sont tout d'abord analysés. En analysant deux systèmes de production, la micro turbine et les panneaux photovoltaïques, les avantages et les limites des différents outils pour la modélisation et la conception des commandes ont été illustrés. Le Bond Graph nous permet de modéliser un système, mais il ne nous donne pas de méthode pour la conception de la commande. Le Graphe Informationnel Causal est pratique pour décrire l'ordonnancement des équations mathématiques entre variables physiques, mais son utilisation pour un système complexe sera lourde. La Représentation Énergétique Macroscopique nous permet de construire une description synthétique d'un système complexe et nous permet de concevoir l'organisation de la commande des grandeurs dynamiques rapides. Par contre, elle ne nous permet pas de superviser les puissances au sein d'un système de production ou de stockage.

Pour répondre à notre objectif de conception de la gestion d'un réseau électrique, nous avons proposé un nouveau formalisme : la 'Représentation Multi-Niveaux'. Ce dernier est une extension de la REM qui fait apparaître des informations supplémentaires, comme l'interface permettant le calcul des puissances et la modélisation des flux de puissance entre les différents éléments constituant le système de production électrique. En fixant une chaîne d'action selon des objectifs définis, la structure du dispositif de commande est obtenue de façon systématique par l'inversion de ce modèle graphique et repose sur une hiérarchisation des fonctions du dispositif de commande. Cette organisation modulaire et hiérarchique du système de commande est organisée en quatre niveaux correspondant aux techniques de contrôle des convertisseurs électroniques de puissance, aux algorithmes de commande (de l'Automatique) et à la supervision des flux de puissance qui fixe les puissances actives et réactives. Cette organisation générique du dispositif de commande apporte une modularité et une compatibilité vis-à-vis de différentes technologies de générateurs. Ainsi, nous avons appliqué cette proposition de formalisme à trois types de productions décentralisées. Il s'agit d'une source de production programmable (une micro turbine à gaz), une source non-programmable (une centrale photovoltaïque) et un dispositif de stockage (des supercondensateurs). Ces trois sources sont représentatives de celles utilisées dans un micro-réseau.

Pour la micro turbine à gaz, la construction de sa modélisation et de sa commande s'est faite étape par étape à l'aide de la RMN. Pour le mode en connexion avec un réseau de

distribution, la micro turbine génère la puissance en régime transitoire avec un temps de réponse lent compatible avec la dynamique des générateurs externes. Pour le mode en îlotage, la micro turbine contrôle les tensions du micro-réseau avec un temps de réponse rapide. Une cohérence a été constatée entre les résultats de simulation et expérimentaux. Sur cette base, les résultats de simulation valident notre modélisation et notre structure de commande.

La structure de conversion électronique du système de production basé sur des panneaux photovoltaïques et celle du système de stockage à base de supercondensateurs sont similaires. L'intérêt de la RMN est de montrer que la conception de la commande peut être très différente pour des structures électroniques de conversion similaires. Des vérifications et comparaisons entre la simulation et l'expérimentation ont été effectuées pour valider la RMN.

Dans la deuxième partie de ce rapport, nous avons abordé l'étude du système électrique d'un micro-réseau. Les générateurs traditionnels ne sont pas utilisés dans ce micro-réseau étudié. Les trois systèmes de production et de stockage précédemment étudiés sont utilisés au sein du micro-réseau étudié. Leur utilisation a été respectivement spécifiée. La micro turbine garantit la fourniture en énergie. Les panneaux PV produisent une puissance aléatoire. Les supercondensateurs sont utilisés pour générer de la puissance en régime transitoire. La distance entre ces dispositifs est courte et une supervision centrale basée sur un bus de communication avec les générateurs a été choisi.

La supervision centrale pour le mode connecté à un réseau de distribution est conçue par l'inversion de la modélisation du micro-réseau. Le contrôle a été détaillé pour une participation aux services systèmes en utilisant une caractéristique « fréquence-puissance active ». En utilisant ce contrôle, le micro-réseau peut participer à la régulation primaire de la fréquence. Nous avons présenté également l'implantation d'une régulation secondaire de la fréquence qui est envoyée par le gestionnaire du réseau de distribution. La protection et la régulation du niveau de stockage des supercondensateurs sont prises en compte. Des résultats de simulation valident la faisabilité de cette supervision centrale.

La supervision centrale pour le mode en îlotage a été conçue par inversion de la modélisation. La protection et la régulation du niveau de stockage des supercondensateurs sont également ajoutées pour une optimisation de leur utilisation. Des résultats des essais HIL mettent en évidence l'avantage de l'association des supercondensateurs au sein du micro-réseau en utilisant la supervision centrale proposée. La micro turbine contrôle bien les tensions du micro-réseau et génère la puissance en régime permanent. Les supercondensateurs génèrent la puissance en régime transitoire pour compenser les fluctuations de puissance. Ces fluctuations peuvent avoir comme origine la centrale photovoltaïque et/ou les charges.

Les travaux de cette thèse ont initié la recherche sur les micro-réseaux au sein de notre laboratoire. D'autres activités de recherche ont commencé dans le périmètre des travaux de cette thèse.

- Au niveau de la supervision locale

Dans cette thèse, les différentes sources étudiées sont connectées en alternatif (AC). Un couplage sur un bus continu commun de l'ensemble des sources est aussi envisageable pour former un générateur actif hybride. Avec ce type de couplage intégrant des sources d'énergie renouvelable et de stockage, deux types de générateurs sont actuellement à l'étude. Le doctorant Di LU travaille sur l'association d'un générateur photovoltaïque, d'une batterie et

de supercondensateurs. L'intégration et la coordination d'un générateur éolien, d'une pile combustible, d'un électrolyseur et de supercondensateurs font l'objet de la thèse de Tao ZHOU. Dans ce contexte, la Représentation Multi-Niveaux est également appliquée à la modélisation et à la conception de la commande pour ces générateurs actifs hybrides couplés sur un bus continu commun.

Des phénomènes transitoires font l'objet d'importants travaux de recherche (la thèse de Fouad SALHA), comme le démarrage et l'arrêt d'un générateur, la commutation entre deux modes de fonctionnement de la micro-turbine, le comportement d'un micro-réseau au moment d'un creux de tension etc. Elles nécessitent également de la recherche sur la protection des dispositifs.

- Au niveau de la supervision centrale

Une association possible de nombreux systèmes de production et de stockage permet d'avoir de nombreuses possibilités de gestion pour une optimisation économique du fonctionnement d'un micro-réseau. Ce domaine de recherche est mené par une thèse de Firas ALKHALIL financée par le gouvernement syrien.

En ajoutant de nombreux systèmes de production dans un micro-réseau, la communication des signaux sera alourdie. Un bus de communication ne sera plus raisonnable. Une supervision centrale avec un logiciel de supervision PcVue est en train d'être développée par un ingénieur de recherche Frédéric COLAS. Elle nous permet de communiquer des signaux par un réseau informatique. La première application sera réalisée à partir de l'essai HIL réalisée dans le chapitre 7, en remplaçant tous les liaisons électriques pour la communication par PcVue.

Un post-doctorant Hicham FAKHAM travaille sur l'utilisation des multi-agents pour la supervision du micro-réseau. En utilisant la supervision centrale par PcVue et en associant de nombreux systèmes de production, une supervision décentralisée serait intéressante pour effectuer une comparaison avec la supervision centralisée.

D'autres perspectives sont aussi envisageables pour notre micro-réseau étudié :

- Les supervisions locales pourraient être implantées sur une micro turbine réelle et ainsi que sur une centrale basée sur les panneaux photovoltaïques.
- Les deux fonctionnements en régime permanent (mode de connexion et mode d'îlotage) ont déjà été discutés dans cette thèse. Les fonctionnements transitoires dus à la commutation entre ces deux modes sont également très intéressants pour la recherche, par exemple, pour réduire le courant transitoire pendant la commutation.

La poursuite de ces perspectives permettrait d'imaginer le système électrique d'un micro-réseau parfaitement bien adapté à l'accueil des nouveaux modes de production à base d'énergies renouvelables.

Annexe 1. Modélisation des systèmes physiques par Bond Graphs

A1.1. Introduction

L'outil Bond Graph, défini par [PAY-61], formalisé par [KAR-75] [ROS-83] [THO-91] [BRE-84], se situe comme intermédiaire entre le système physique et les modèles mathématiques qui lui sont associés (matrice de transfert dans le cas linéaire, équation d'état linéaire ou non linéaire, système d'équations différentielles d'ordre 2). Comme pour la construction d'un modèle de connaissance déterminé à partir de l'application des lois de la physique, la méthodologie Bond Graph demande l'analyse des phénomènes physiques qui seront pris en compte dans la modélisation (pesanteur, frottement, inertie, compressibilité, ...). Par contre, on peut faire apparaître un certain nombre de différences fondamentales. Tout d'abord, l'approche Bond Graph ne demande pas l'écriture de lois générales de conservation. Elle repose essentiellement sur la caractérisation des phénomènes d'échanges de puissance au sein du système. La démarche se décompose en plusieurs étapes.

La première étape consiste à étudier l'architecture du système, soit l'interconnexion des composants, soit le couplage des phénomènes physiques retenus, et à la reproduire graphiquement, avec un langage unique pour tous les domaines de la physique. Pour les systèmes électriques, hydrauliques, mécaniques monodimensionnels, ou regroupant plusieurs domaines parmi ceux cités précédemment, cette structure est généralement linéaire. Pour les systèmes mécaniques plus complexes (mouvement plan ou tridimensionnel), le Bond Graph reproduit les relations géométriques entre vitesse et fait donc apparaître des relations non linéaires.

La deuxième étape consiste à écrire les lois constitutives des composants ou des phénomènes, linéaires ou non linéaires. Pour cela la notion de causalité est un atout majeur de cette technique. En effet, le modèle Bond Graph permet de faire apparaître les relations de cause à effet dans le système et guide de façon systématique l'écriture et l'organisation des équations.

Les modèles mathématiques obtenus sont donc linéaires ou non linéaires, et la propriété de non linéarité du modèle peut être très intéressante pour introduire des simplifications de type linéarisation partielle. Le Bond Graph obtenu peut très facilement évoluer pour une modélisation plus fine par ajout simple de nouveaux éléments Bond Graph, sans avoir à reprendre la démarche depuis le début. Le choix particulier des variables d'état, toujours associées à un composant du système ou à un phénomène physique remarquable, donne au modèle d'état ainsi obtenu une réalité physique non négligeable.

De plus, grâce à son caractère graphique et à sa structure causale, le modèle Bond Graph apparaît comme un excellent outil d'analyse. Les définitions de chemin causal et de boucle causale conduisent à des résultats très intéressants. Ainsi il est possible, en parcourant le Bond Graph et en suivant la causalité d'obtenir le schéma-bloc associé, avec des blocs non linéaires, ce qui peut être très intéressant pour la simulation avec des logiciels dédiés pour l'automatique.

De même, en considérant uniquement les connexions causales entre éléments, on peut obtenir :

- directement l'équation d'état du système, sans aucun calcul ;
- des informations concernant les domaines de variation des dynamiques du système et les

variables correspondantes ;

- le Bond Graph simplifié ;
- des renseignements sur les propriétés structurelles du système.

A1.2. Principe du Bond Graph

Les échanges d'énergie dans le Bond Graph sont représentés par une flèche décrivant le sens du transfert entre deux éléments (Figure A1-1). Ce transfert est caractérisé par deux variables : un effort et un flux dont le produit est égal à la puissance échangée.

$$\text{Object 1} \begin{array}{c} \text{Effort} \\ \text{Flux} \end{array} \rightarrow \text{Object 2}$$

Figure A1-1. Représentation d'un lien Bond Graph

A1.3. Effort-flux

Ces deux termes ont une correspondance dans pratiquement tous les domaines de la physique (Tableau A1-1) [SAI-04].

	<i>Effort [e]</i>	<i>Flux [f]</i>
Electricité	Tension (V)	Courant (A)
Mécanique	Force (N)	Vitesse (m.s ⁻¹)
Rotation	Couple (N.m)	Vitesse angulaire (Rd.s ⁻¹)
Hydraulique	Pression (N.m ⁻²)	Débit (m ³ .s ⁻¹)
Thermique	Température (K)	Flux d'entropie (W.K ⁻¹) ou (J.K ⁻¹ .s ⁻¹)
Chimie	Energie libre (J.mol ⁻¹)	Débit molaire (mol.s ⁻¹)

Tableau A1-1. Correspondances dans les différents domaines

On définit par ailleurs les variables d'énergie comme l'intégrale des variables de flux et d'effort (Tableau A1-2).

$P(t)$ moment généralisé	$p(t) = \int e(t)dt + p(0)$
$q(t)$ déplacement généralisé	$q(t) = \int f(t)dt + q(0)$

Tableau A1-2. Variables d'énergie

Ces deux termes peuvent être utilisés également par d'autres formalismes, comme le GIC, la REM etc.

A1.4. Eléments constitutifs

Un Bond Graph est constitué de briques élémentaires (Tableau AI-3) reliées entre elles par des connexions (Tableau AI-4). En électricité, par exemple, une jonction équiflux (« 1 ») représente une mise en série, alors qu'une jonction équi-effort (« 0 ») représente une mise en parallèle des éléments.

Symbole	Composants	Equations sans causalité
---------	------------	--------------------------

R : r	Résistance, frottement	$e - rf = 0$
I : i	Inductance, inertie	$e - i \frac{df}{dt} = 0$
C : c	Capacité	$f - c \frac{de}{dt} = 0$
GY	Gyrateur, MCC	$e_1 = mf_2, e_2 = mf_1$
TF	Transformateur	$e_1 = me_2, f_2 = mf_1$
Se	Source d'effort	e est imposé
MSe	Source d'effort contrôlée	$e = e(\text{entrée})$
Sf	Source de flux	f est imposé
MSf	Source de flux contrôlée	$f = f(\text{entrée})$

Tableau A1-3. Briques élémentaires d'un Bond Graph

Connexion	Valeurs constantes	Equations
1	Flux	Somme(e_i)=0
0	Effort	Somme(f_i)=0

Tableau A1-4. Connexions entre les éléments

Le paragraphe suivant donne des indications plus détaillées sur ces briques élémentaires.

A1.4.1. Eléments passifs simples

Elément R

L'élément R modélise une dissipation d'énergie et établit une relation entre l'effort et le flux (Figure A1-2). La relation constitutive de cet élément est $\Phi_R(e, f) = 0$, elle peut ne pas être linéaire.

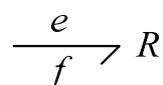


Figure A1-2. Bond Graph de l'élément R

Dans le domaine électrique, la loi d'ohm s'écrit :

$$v_R = Ri_R$$

(AI-1)

Elle sera représentée à la Figure A1-3.

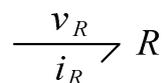


Figure A1-3. Bond Graph de l'élément R dans le domaine électrique

Elément C

L'élément C est un élément capacitif qui modélise un stockage d'énergie potentielle établissant une relation entre l'effort et le flux (Figure A1-4).

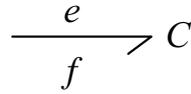


Figure A1-4. Bond Graph de l'élément C

La relation constitutive de cet élément est $\Phi_c(e, f) = 0$

Dans le domaine électrique, l'équation pour un condensateur C_{bus} s'écrit :

$$i_{bus} = C_{bus} \frac{dv_{bus}}{dt} \quad (\text{AI-2})$$

Le modèle Bond Graph d'un condensateur est donc représenté à la Figure A1-5:

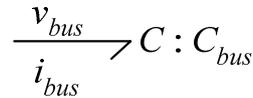


Figure A1-5. Bond Graph de l'élément C dans le domaine électrique

Elément I

Cet élément modélise un stockage d'énergie cinétique en établissant une relation entre le flux et le moment (Figure A1-6). La relation constitutive de cet élément est $\Phi_I(p, f) = 0$.

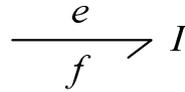


Figure A1-6. Bond Graph de l'élément I

Dans le domaine électrique, l'équation pour une inductance L_{fil} s'écrit :

$$v_{fil} = L_{fil} \frac{di_{fil}}{dt} \quad (\text{AI-3})$$

Le Bond Graph de l'inductance électrique est exprimée par la Figure A1-7.

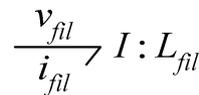


Figure A1-7. Bond Graph de l'élément I dans le domaine électrique

Elément TF

Cet élément modélise une conversion d'énergie idéale (conservation de la puissance) avec les relations de proportionnalité liant les flux entre eux et les efforts entre eux (Figure A1-8).

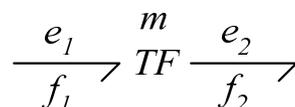


Figure A1-8. Bond Graph de l'élément TF

Avec :

m est le gain du transformateur.

$$e_1 = me_2 \quad (\text{AI-4})$$

$$f_2 = mf_1 \quad (\text{AI-5})$$

$$e_1 f_1 = e_2 f_2 \quad (\text{AI-6})$$

Jonction GY

Cet élément modélise une conversion d'énergie idéale avec des relations de proportionnalité croisées entre les efforts et les flux (Figure A1-9).

$$\frac{e_1}{f_1} \nearrow GY \frac{e_2}{f_2}$$

Figure A1-9. Bond Graph de la jonction GY

Avec :

r est le gain du gyrateur.

$$e_1 = rf_2 \quad (\text{AI-7})$$

$$e_2 = rf_1 \quad (\text{AI-8})$$

$$e_1 f_1 = e_2 f_2 \quad (\text{AI-9})$$

A1.4.2. Eléments actifs

Ces éléments modélisent les échanges d'énergie du système avec l'environnement. Ce sont les sources d'effort Se et les sources de flux Sf . Le lien de ces éléments est toujours sortant (Figure A1-10).

$$Se \longrightarrow$$

$$Sf \longrightarrow$$

Figure A1-10. Bond Graph des éléments actifs

A1.4.3. Eléments de connexions

On distingue deux éléments de jonction : jonction 0 et jonction 1.

Jonction 0

Elle exprime que l'effort est commun à tous les liens qui y sont connectés et que la somme

algébrique des flux circulant dans ces liens est nulle (Figure A1-11). Les relations constitutives de cette jonction sont :

- Egalité des efforts ;
- Somme pondérée des flux = 0.

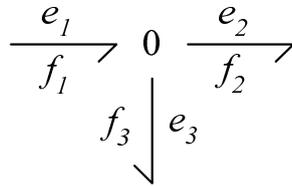


Figure A1-11. Bond Graph de la jonction 0

Avec :

$$e_1 = e_2 = e_3 \quad (\text{AI-10})$$

$$f_1 - f_2 - f_3 = 0 \quad (\text{AI-11})$$

Dans le domaine électrique, cette jonction correspond à une mise en parallèle des différents composants.

Jonction 1

Elle exprime que le flux est commun à tous les liens qui y sont connectés et que la somme algébrique des efforts circulant dans ces liens est nulle (Figure A1-12). Les relations constitutives de cette jonction sont :

- Egalité des flux ;
- Somme pondérée des efforts égale à zéro.

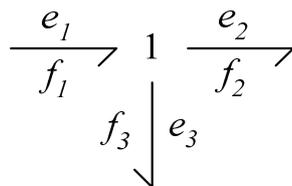


Figure A1-12. Bond Graph de la jonction 1

Avec :

$$f_1 = f_2 = f_3 \quad (\text{AI-12})$$

$$e_1 - e_2 - e_3 = 0 \quad (\text{AI-13})$$

Dans le domaine électrique, cette jonction correspond à une mise en série des différents composants.

A1.5. La causalité

Le Bond Graph permet de décrire une causalité orientée qui régit la relation énergétique attachée au lien : celle-ci est représentée par une barre à l'extrémité de la flèche (Figure A1-13). Cette représentation des relations cause-effet constitue une qualité très appréciable du Bond Graph pour la compréhension des systèmes. Si on suppose deux éléments A et B qui échangent de la puissance, deux cas de figure sont possibles :

1. A applique un effort à B et B renvoie un flux fonction de cet effort
2. A applique un flux à B et B renvoie un effort fonction de ce flux

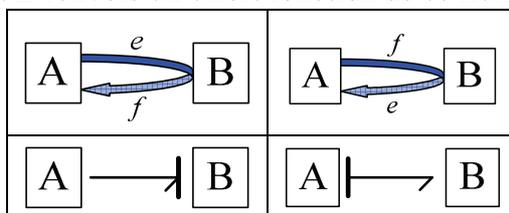


Figure A1-13. Règle de causalité

Par convention, le trait causal se trouve du côté de l'élément qui reçoit l'effort. Il ne faut pas confondre le sens de la flèche qui indique le sens de transfert de la puissance choisi arbitrairement et le trait de causalité qui est fixé par la nature des éléments et leurs interconnexions.

La causalité oriente aussi les relations sous formes intégrales $f = \frac{1}{I} \int edt$ ou dérivées $e = I \frac{df}{dt}$ pour un élément I par exemple. Dans le premier cas, la causalité est dite intégrale, elle est dite dérivée dans le deuxième cas. Pour des raisons physiques, la causalité doit être toujours sous forme intégrale compatible avec la temporalité de la relation de cause à effet. Pour les éléments C et L , on trouve donc la Figure A1-14 :

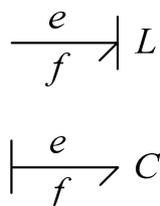


Figure A1-14. Règle de causalité pour les éléments L et C

Les éléments de base du Bond Graph et leur signification sont donnés dans le Tableau A1-5 :

Source d'effort	Pesanteur, générateur de tension...
Source de flux	Pompe, générateur de courant...
Élément R	Amortisseur, résistance, restriction hydraulique, frottement...
Élément I	Masse, inertie, inductance
Élément C	Ressort, condensateur, réservoir

Tableau A1-5. Les éléments de base du Bond Graph et leur signification

Annexe 2. Présentation du formalisme GIC

A2.1. Les processus de conversion

Les processus de conversion électronique de l'énergie électrique appartiennent à une classe de systèmes constitués généralement d'objets clairement localisés : interrupteurs statiques, bobines, condensateurs, résistances. Ces objets simples suffisent à la modélisation de la plupart des constituants complexes des systèmes électriques (convertisseurs, machines, transformateurs), mais leur association doit respecter la continuité énergétique, caractéristique de toute transformation de puissance.

La construction du modèle obéit ainsi à des règles strictes pouvant être formalisées au moyen d'un outil adapté : le Graphe Informationnel Causal (GIC) [FAU-92][HAU-96][HAU-99]. Cet outil trouve son intérêt pour l'organisation du modèle et son originalité dans la définition de son inverse. Ce dernier, alors obtenu de manière systématique, donne la structure de commande et oriente précisément le concepteur sur les fonctions élémentaires de commande nécessaires à la conduite du processus.

A2.2. Définitions

Le GIC est une représentation graphique du traitement de l'information au sein d'un système. Il est la transcription logique de la pensée lors de la phase d'analyse, grâce à une description précise des interdépendances entre les différentes grandeurs caractérisant les objets constitutifs du système étudié.

Le concept fondamental du graphe informationnel s'appuie sur la causalité naturelle, encore qualifiée de causalité intégrale. Cette propriété est incontournable et doit être respectée dans la phase de modélisation de tout processus de transformation de puissance ; elle découle du simple fait que l'énergie propre à chacun des objets est une fonction naturellement continue du temps. Dans ces conditions, ce principe doit aussi être respecté dans la phase de matérialisation des algorithmes de commande qui repose, à l'évidence, sur la création d'une interconnexion d'objets, alors régie par le même principe universel de continuité en fonction du temps.

A2.3. Processeur

Le processeur est le graphe élémentaire attaché à un objet ou à un groupe d'objets physiques établissant une relation de transformation (notée R) entre un vecteur d'entrée influent et un vecteur de sortie influencé. La Figure A2-1 montre le symbole retenu : le repérage des deux vecteurs constitue alors la phase de qualification du processeur.



Figure A2-1. Symbole du processeur

Le concept fondamental impose au processeur d'agir suivant la procédure cause-effet. Dans ces conditions, l'évolution du vecteur de sortie ne dépend alors que des valeurs présentes et passées des composantes du vecteur d'entrée : c'est la définition même de la causalité naturelle.

Dans le cas général, la relation de transformation est explicitée par des équations d'état linéaires de forme classique :

$$R \rightarrow [\dot{X}] = [A][X] + [B][U], [Y] = [C][X] + [D][U] \quad (\text{A2-1})$$

[X] : le vecteur d'état,

[Y] : le vecteur de sortie,

[U] : le vecteur d'entrée.

où des équations d'état non linéaires (voir paragraphe "Modèle d'état").

L'établissement de ces équations correspond à la phase de quantification du processeur.

Le groupement d'objets est alors considéré comme un opérateur orienté prenant alors le nom de modèle mathématique.

A2.4. Opérateur

Les opérateurs sont les constituants mathématiques des modèles de représentation des objets physiques formant le processus.

Par définition, l'intégration pure est la transformation fondamentale régissant la causalité naturelle. L'opérateur correspondant détermine alors un processeur pouvant être qualifié de générateur causal ; l'orientation entrée-sortie est prédéterminée et indépendante. Les objets bobine, condensateur, masse, ressort sont, sous leur forme idéalisée (absence de pertes) modélisés par une intégration pure ; le temps est donc une entrée influente, implicite pour ce type de processeur.

Si un opérateur réalise une transformation sans intégration, alors il n'y a pas de causalité préétablie de manière intrinsèque. C'est le contexte extérieur qui détermine le choix de l'orientation du processeur ; dans la suite, nous montrons que certains éléments physiques idéalisés n'ont pas de causalité intrinsèque : résistance, amortisseur, coupleur de puissance.

Enfin, de manière générale, le produit et la somme sont des opérations neutres au sens énergétique, donc sans causalité préétablie.

A2.5. La causalité

Le symbolisme proposé pour les graphes est assez uniforme ; une distinction d'orientation est simplement à respecter en fonction des caractéristiques de la représentation d'état définies comme suit :

- Si la matrice D est identiquement nulle, la relation globale est strictement causale. En d'autres termes, l'ordre de dérivation des équations différentielles est plus élevé sur le vecteur de sortie choisi que sur celui d'entrée : la causalité est interne en raison de l'énergie accumulée dans le système considéré.

- Si les matrices A et B sont identiquement nulles et la matrice D non nulle, toutes les relations sont instantanées, la relation globale est définie comme rigide : la causalité est externe au système alors dénué de toute réserve d'énergie.
- Si la matrice D présente des termes non nuls, il existe des relations instantanées entre des grandeurs d'entrée et de sortie : la relation globale, formée d'un assemblage des deux précédentes, est alors dite semi-causale (ou semi-rigide). Pour certaines composantes, l'équation différentielle associée a le même degré de dérivation tant sur la sortie que sur l'entrée : toutefois, la causalité reste interne au système dans lequel il y a nécessairement de l'énergie accumulée.

La Figure A2-2 montre les processeurs correspondants qui se distinguent par la nature des flèches intérieures, retenue selon le caractère de la relation associée : causal (a : simple orientation), instantané (b : double orientation) ou semi-causal (c : orientation barrée). Dans ces représentations, les conditions initiales sont implicites ; pour traiter des cas particuliers, rien ne s'oppose à les faire apparaître en tant qu'entrées supplémentaires.

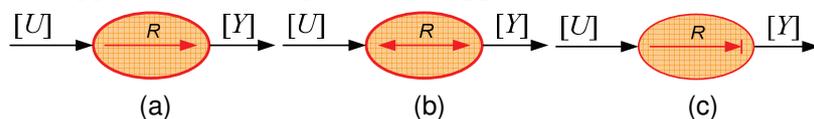


Figure A2-2. Représentations de la causalité

A2.6. Les constituants élémentaires

A2.6.1. Objets actifs

Les objets actifs sont les sources fournissant la puissance au système considéré. De façon naturelle, il n'existe que des générateurs potentiels, les sources cinétiques résultant toujours d'une mise en œuvre adaptée des premiers. Toutefois, la notion de système découlant d'une délimitation arbitraire sur un ensemble d'objets, on est amené à distinguer les deux cas en reprenant la terminologie propre aux dispositifs mécaniques : les sources d'effort et les sources de flux, respectivement de tension S_v et de courant S_i en électricité. Par définition, une source idéale impose l'une des deux composantes de la puissance, indépendamment de l'autre ; la Figure A2-3 montre la représentation adoptée : ce sont des processeurs à causalité implicite, car la grandeur de sortie n'est pas influencée par la grandeur d'entrée.

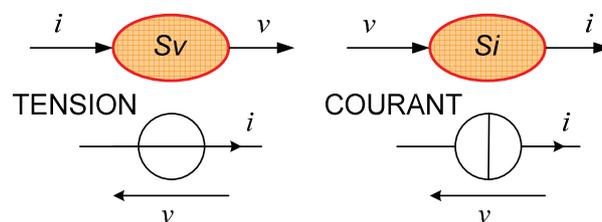


Figure A2-3. Source électrique

Pratiquement, on est amené à distinguer les sources moyennes des sources instantanées. Cette distinction est simplement induite par la réserve énergétique de l'objet face à la durée de l'échange de puissance avec le récepteur connecté. Par exemple, une batterie d'accumulateurs

est une source moyenne de tension ; mais elle peut être une source instantanée de courant au moment de sa connexion à une charge, en raison de l'inductance que présentent les fils conducteurs.

A2.6.2. Objets accumulateurs simples

Ce sont des éléments générateurs causaux : la bobine et le condensateur en électricité, la masse et le ressort en mécanique. L'énergie fournie à un tel objet, sous forme cinétique ou potentielle, est convertie sous sa forme duale par accumulation dans ce même élément.

Le flux ϕ et la tension v , le courant i et la quantité d'électricité Q , la quantité de mouvement et la force, la vitesse et la position sont autant de variables duales respectivement qualifiables de cinétiques et de potentielles. Ce sont les grandeurs d'état ou grandeurs énergétiques. Cette accumulation énergétique explique leur caractère de source instantanée.

La Figure A2-4 représente les objets bobine et condensateur idéaux (sans pertes), le graphe élémentaire associé montrant la causalité naturellement intégrale et le modèle mathématique. Dans un modèle, ces éléments sont désignés respectivement processeur cinétique et processeur potentiel.

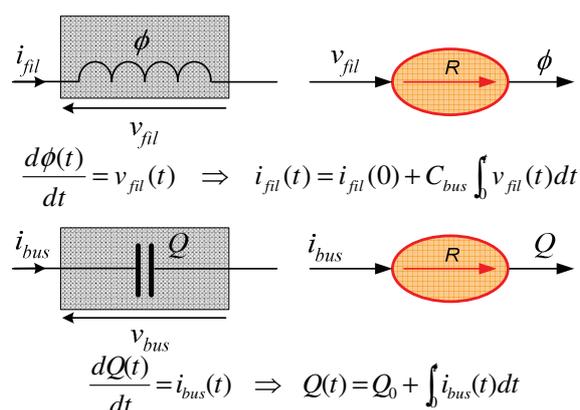


Figure A2-4. Objets accumulateurs électriques simples.

Dans une bobine, on dira que le flux intègre la tension par accumulation cinétique ; dans un condensateur la quantité d'électricité intègre le courant par accumulation potentielle. Ainsi, sur la Figure A2-4 les expressions sont toujours écrites en disposant la grandeur influente (d'entrée) dans le second membre ; les transformations physiques qu'elles représentent doivent être considérées comme non commutatives en dépit de leur interprétation mathématique. Le respect de cette règle est le meilleur garant de l'acquisition et du développement du sens physique d'une part, de l'explication des phénomènes naturels caractérisant les systèmes d'autre part.

A2.6.3. Objets dissipateurs simples

Ce sont des éléments physiques sans causalité préétablie : la résistance en électricité, (l'amortisseur en mécanique). Quelle que soit la forme, l'énergie présente à l'entrée d'un tel objet est totalement dissipée en chaleur dans ce même élément ; il en résulte une relation rigide

entre le courant i_R et la tension v_R .

La Figure A2-5 représente l'objet résistance idéale de valeur R (sans accumulation) ; la grandeur influente du processeur qualifiée de dissipateur, est déterminée selon le contexte où se trouve l'élément. Ainsi, si cette résistance est en série avec une bobine, c'est le courant qui lui est imposé ; si elle est en parallèle avec un condensateur, c'est la tension qui devient la grandeur influente.

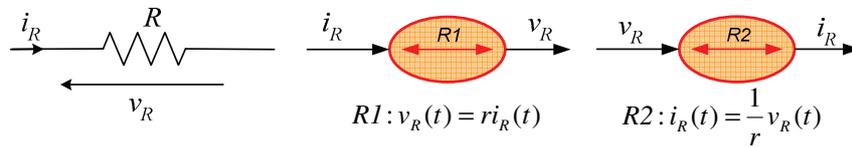


Figure A2-5. Objet dissipateur électrique

A2.6.4. Objets coupleurs de puissance

Par définition, ces objets assurent le transfert énergétique entre deux groupements, sans pertes ni accumulation. Cette neutralité assure donc la conservation de la puissance instantanée, mais il peut y avoir modification de la nature énergétique des grandeurs ainsi que de leur domaine de rattachement (mécanique, électrique,...).

La Figure A2-6 montre les représentations des deux couplages conservant la puissance ; les notations e et f désignent respectivement des grandeurs potentielles et cinétiques ; dans les deux cas :

$$e_1 f_1 = e_2 f_2 \quad (\text{A2-2})$$

On distingue alors :

- les modulateurs qui maintiennent la nature énergétique des grandeurs de part et d'autre des éléments de couplage ; le coefficient m désigne l'indice de modulation tel que :

$$e_2 = m e_1, \quad f_1 = m f_2 \quad (\text{A2-3})$$

- les gyrateurs qui permutent la nature énergétique des grandeurs de part et d'autre des éléments de couplage ; le coefficient r désigne l'indice de gyration tel que ;

$$f_2 = r e_1, \quad f_1 = r e_2 \quad (\text{A2-4})$$

Le transformateur parfait, le réducteur idéal, les convertisseurs statiques à interrupteurs idéaux appartiennent à la classe des modulateurs.

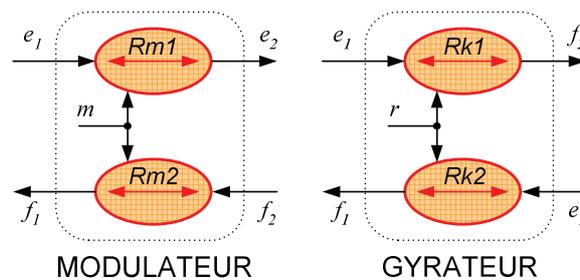


Figure A2-6. Objets coupleurs de puissance

La conversion électromécanique représentée par la machine à courant continu idéale

(absence de pertes et d'accumulation) est l'exemple typique de gyrateur classiquement rencontré ; il y a permutation non seulement de la nature énergétique des grandeurs, mais également de leur nature physique (transformations courant-couple, vitesse-f.e.m.).

A2.7. Commande

A2.7.1. Principe

Commander un processus, c'est imposer la trajectoire d'une composante choisie de la puissance (transitée et/ou transformée) grâce à une action de réglage sur la seconde. Par exemple, l'asservissement de la vitesse d'un moteur est un réglage de la puissance mécanique par action sur le couple. De manière générale, le contrôle revient à définir à tout instant le niveau d'énergie accumulée dans ce même processus selon des critères liés à l'application. Si ce moteur entraîne une inertie invariante, la régulation de vitesse maintient l'énergie cinétique mécanique à une valeur elle-même constante. En revanche, l'énergie cinétique électrique est susceptible d'évoluer en fonction du courant nécessaire. Ceci démontre que toute commande est implicitement conçue dans l'espace d'état, quels que soient l'art ou la manière d'atteindre l'objectif fixé par le cahier des charges de l'utilisation.

L'originalité des systèmes électriques et électromécaniques est incontestablement la complexité naturelle induite par des contraintes de toute nature. Cette particularité a amené les chercheurs à lui donner une structuration autour de deux axes : l'axe de commande hiérarchisé selon des critères formation énergétique, l'axe de commande hiérarchisé selon des critères fonctionnels et temporels [GRA-87][HAU-90]. Le séquençage des interrupteurs statiques est une fonction essentiellement de type logique, réclamant une grande dynamique pour le contrôle ; en revanche l'asservissement d'une grandeur d'état mécanique de ce même système se pose forcément en des termes très différents.

Dans cette partie, nous amenons les fondements qui vont conduire naturellement à la structuration de l'axe de commande. En dépit de la méthode adoptée, définir une commande sous une forme ou sous une autre (algorithme continu, échantillonné, inférences floues, etc.) est la recherche implicite d'un modèle inverse du processus à conduire. En d'autres termes, c'est l'expression d'une volonté d'inversion causale : Puisque l'on connaît l'effet de la cause, il suffit donc de créer la bonne cause pour avoir le bon effet.

A2.7.2. Les concepts du modèle inverse

Principes d'inversion

Pour un processeur élémentaire donné, l'inversion d'une relation entrée-sortie détermine une relation de commande pour le dispositif physique ainsi modélisé. La commande revient donc à permuter l'orientation des variables concernées et à déterminer le modèle mathématique inverse du processus. En pratique, le principe de causalité naturelle oblige à réaliser cette opération avec des artifices différents selon la nature et la complexité du modèle mathématique ; en effet, comme l'évolution de tout système provient d'une intégration globale, vouloir imposer cette évolution suppose de pouvoir disposer de la dérivation qui, par essence, est une opération physiquement irréalisable [HAU-97].

Relation instantanée

C'est le cas limite pour lequel l'inversion est directement réalisable si la relation est bijective (à une valeur donnée de u correspond une valeur unique de y). La Figure A2-7 (a) montre comment se détermine le processeur de commande définissant la grandeur de réglage u_{reg} en fonction de la référence y_{ref} .

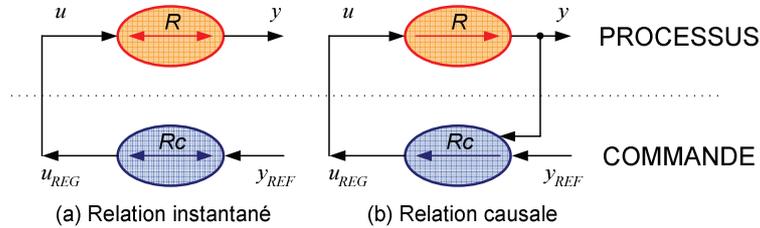


Figure A2-7. Inversion des relations élémentaires

Celle-ci représente la trajectoire souhaitée pour la grandeur influencée y et C désigne la fonction de commande. Il vient :

$$R \rightarrow y = R(u), \quad Rc \rightarrow u_{REG} = C(y_{REF}) \quad (A2-5)$$

$$\text{Si } u = u_{REG} \text{ et } C = R^{-1} \text{ alors } y \rightarrow y_{REF}$$

Relation causale

L'accumulation énergétique rend l'évolution de la grandeur influencée également dépendante du temps. Dans ces conditions, une relation causale ne peut pas être bijective (à une valeur donnée de u peut correspondre une infinité de valeurs de y). L'inversion est alors réalisée indirectement en prenant en compte à tout instant la situation de la grandeur y par rapport à sa référence y_{ref} . Le processeur de commande a pour rôle de minimiser cet écart et on retrouve ainsi le concept classique d'asservissement par élaboration d'une grandeur de réglage en boucle fermée.

Il vient :

$$R \rightarrow y = R(u), \quad Rc \rightarrow u_{REG} = C(y_{REF} - y) \quad (A2-6)$$

$$\text{Si } u = u_{REG} \text{ et } C \rightarrow \infty \text{ alors } y \rightarrow y_{REF}$$

$C \rightarrow \infty$ signifie ici établir une relation à grande gain sur l'écart, donc obtenue par une forte amplification de cet écart.

Si la grandeur y suit effectivement sa référence y_{ref} , il en découle que la relation de commande réalise bien l'inversion indirecte de celle du processus définie par l'opération fonctionnelle :

$$u_{REG} = R^{-1}(y_{REF}) \quad (A2-7)$$

Sur la Figure A2-7 (b), la causalité de la relation de commande est indéterminée car dépendante du connecteur utilisé.

Remarques :

- Une relation semi-causale ne peut être, en toute rigueur, directement inversée puisqu'elle se classe implicitement dans les relations non bijectives.
- Une relation rigide, dont les paramètres sont variants ou inconnues, peut être inversée par une boucle d'asservissement, donc par la méthode indirecte.

A propos des notations

Les grandeurs de référence sont repérées avec l'indice REF ; elles correspondent à une trajectoire désirée pour la grandeur commandée (ou sortie du processus).

Les grandeurs de réglage sont repérées avec l'indice REG ; elles sont calculées par la relation de commande et représentent la trajectoire nécessaire de la variable d'entrée du processus. Dans un système complexe, une telle grandeur peut également devenir une grandeur de référence si plusieurs asservissements sont associés en cascade.

Annexe 3. Présentation du formalisme REM

A3.1. Principe

La représentation Energétique Macroscopique (REM) est un outil graphique basé sur le principe d'action-réaction [BOU-02][BOU-00][PIE-01]. Les éléments de base de la REM, au nombre de 4, sont :

- les sources d'énergie,
- les éléments de conversion,
- les éléments d'accumulations,
- les connecteurs.

A3.2. Aspects de la modélisation avec la REM

A3.2.1. Les sources d'énergie

Les sources d'énergie sont représentées en un cercle ovale de couleur verte. Elles peuvent être génératrices ou réceptrices. La Figure A3-1 représente deux types de source, l'une étant source de flux et l'autre source s'effort.

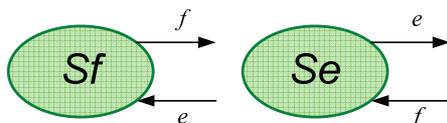


Figure A3-1. REM des sources énergétiques

A3.2.2. Les éléments d'accumulation

Les éléments d'accumulation sont représentés par des rectangles oranges barrés (Figure A3-2). Il peut s'agir d'une bobine (Figure A3-2.a), d'un condensateur (Figure A3-2.b) ou encore d'une masse tournante (Figure A3-2.a).

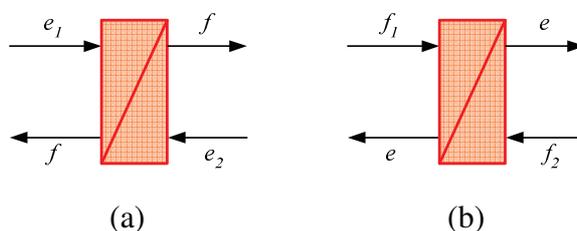


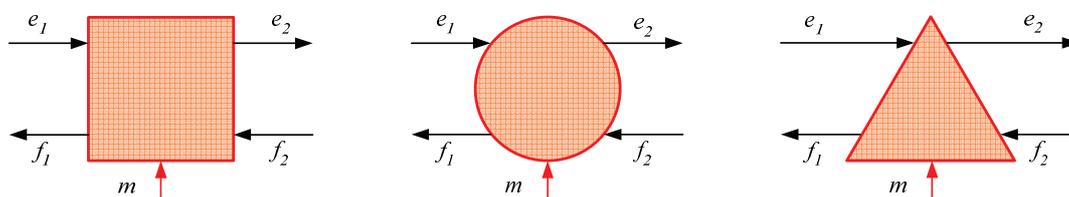
Figure A3-2. REM d'un élément d'accumulation

A3.2.3. Les éléments de conversion

Les éléments de conversion assurent la conversion de l'énergie sans accumulation d'énergie et sont représentés en orange. La Figure A3-3 et la Figure A3-4 montrent trois éléments de conversion de différente nature :

- un élément de conversion électrique qui peut être un onduleur de tension par exemple,
- un élément de conversion électromécanique qui est une partie de machine électrique,
- et un élément de conversion mécanique qui peut être une boîte de vitesse par exemple.

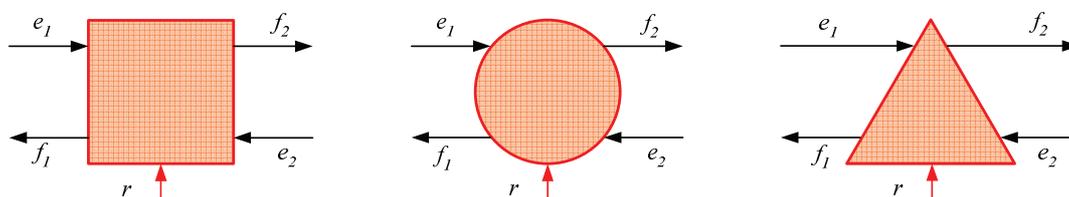
La variable m est une grandeur de réglage pour un modulateur.



(a) Conversion électrique (b) Conversion électromécanique (c) Conversion mécanique

Figure A3-3. REM des éléments de conversion pour un modulateur

La variable r est une grandeur de réglage pour un gyrateur.



(a) Conversion électrique (b) Conversion électromécanique (c) Conversion mécanique

Figure A3-4. REM des éléments de conversion pour un gyrateur

A3.2.4. Les connecteurs

Les connecteurs représentent le couplage de certains nombres d'éléments. Ils sont souvent mis en série ou mis en parallèle pour un système électrique (Figure A3-5).

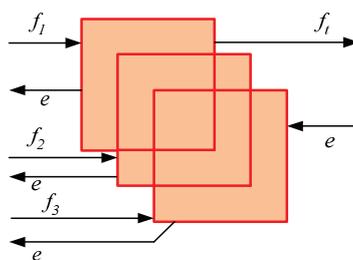


Figure A3-5. REM d'un élément de connecteur e

A3.3. Formalisme pour la commande

En plus de proposer une modélisation montrant l'interaction entre les différentes variables de flux et d'effort, la REM permet, par inversion des éléments de conversion et d'accumulation, de déterminer la structure de la commande maximale en caractérisant les différentes fonctions de commande dédiée à chaque objet.

A3.3.1. Inversion des éléments de conversion

La Figure A3-6 montre le principe d'inversion des éléments de conversion d'un modèle

moyen. Ceci permet de contrôler soit une variable d'effort via la grandeur de réglage m soit d'estimer une variable de flux à condition de connaître la grandeur de réglage.

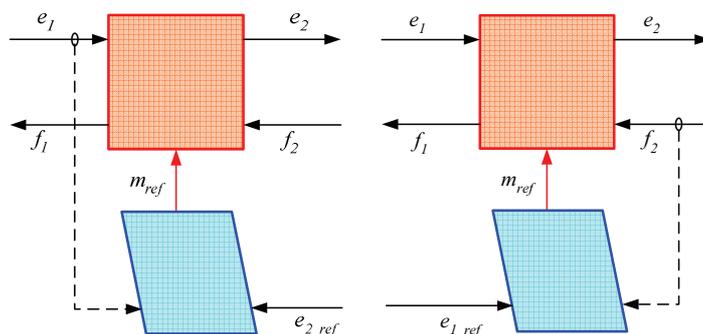
(a) Contrôle de la grandeur e_1 (b) Contrôle de la grandeur e_2

Figure A3-6. Inversion d'un élément de conversion

A3.3.2. Inversion des éléments d'accumulation

La Figure A3-7 montre le principe d'inversion d'un élément d'accumulation permettant de contrôler la variable d'effet. Ceci implique la présence d'un correcteur adapté pour une bonne régulation de la consigne en raison du caractère causal de l'élément d'accumulation.

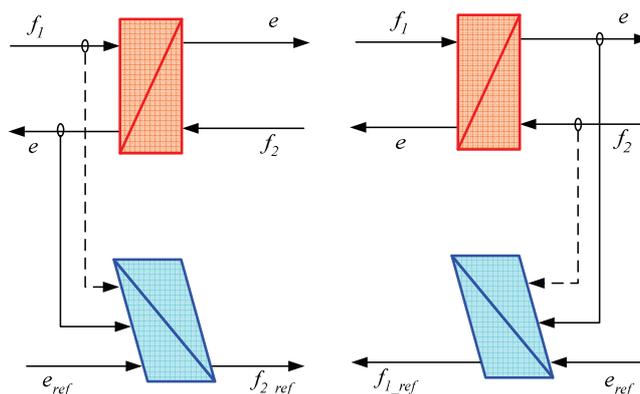


Figure A3-7. Inversion d'un élément d'accumulation

Annexe 4. Calcul des correcteurs IP

L'annexe 4 présente le calcul des correcteurs IP. Ils sont utilisés pour concevoir la commande des éléments de stockage, comme une bobine L , une capacité C , ou une inertie J . Un correcteur IP est paramétré selon la structure de processus. La conception d'un correcteur IP pour deux structures de processus possibles est présentée dans cette annexe :

- Correcteur IP pour un élément de stockage seul ;
- Correcteur IP pour un élément de stockage avec un autre élément qui représente ses pertes.

A4.1. Calcul du correcteur IP pour un intégrateur pur

Le schéma bloc d'un correcteur IP est présenté à la figure suivante :

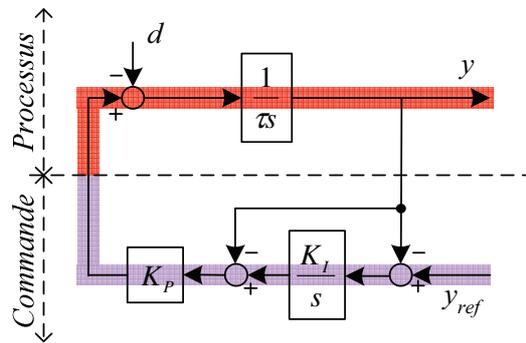


Figure A4-1. Correcteur IP pour un élément de stockage seul

La partie processus peut être une bobine L ($\tau = L$), une capacité C ($\tau = \frac{1}{C}$), ou une inertie J ($\tau = J$). L'équation de départ est :

$$y = \frac{1}{\tau s} \left\{ K_P \left[(y_{ref} - y) \frac{K_I}{s} - y \right] - d \right\} \quad (A4-1)$$

y est la sortie, y_{ref} sa référence, et d est une perturbation.

Suite au calcul, on obtient :

$$y = \frac{\frac{K_I K_P}{\tau}}{\frac{K_I K_P}{\tau} + \frac{K_P}{\tau} s + s^2} y_{ref} - \frac{\frac{1}{\tau} s}{\frac{K_I K_P}{\tau} + \frac{K_P}{\tau} s + s^2} d \quad (A4-2)$$

En identifiant la fonction de transfert en asservissement ($\frac{y}{y_{ref}}$) à un modèle du second ordre, on obtient donc les paramètres suivants du correcteur, en fonction de l'amortissement désiré ξ et de la fréquence désirée ω_N :

$$K_P = 2\xi\omega_N\tau \quad (A4-3)$$

$$K_I = \frac{\omega_N^2 \tau}{K_P}$$

A4.2. Calcul du correcteur IP pour une fonction de transfert du 1^{er} ordre

Le schéma bloc d'un correcteur IP est présenté à la figure suivante :

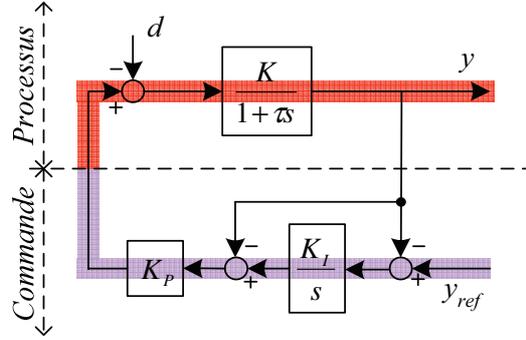


Figure A4-2. Correcteur IP pour l'élément de stockage avec les pertes

La partie processus peut être une bobine L avec une résistance R en série ($\tau = \frac{L}{R}$, $K = \frac{1}{R}$), une capacité C avec une résistance R en parallèle ($\tau = \frac{1}{RC}$, $K = R$), ou une inertie J avec un frottement visqueux f ($\tau = \frac{J}{f}$, $K = \frac{1}{f}$).

L'équation de départ est :

$$y = \frac{K}{1 + \tau s} \left\{ K_P \left[(y_{ref} - y) \frac{K_I}{s} - y \right] - d \right\} \quad (A4-4)$$

Suite au calcul, on obtient :

$$y = \frac{\frac{KK_I K_P}{\tau}}{\frac{KK_I K_P}{\tau} + \frac{1 + KK_P}{\tau} s + s^2} y_{ref} - \frac{\frac{K}{s}}{\frac{KK_I K_P}{\tau} + \frac{1 + KK_P}{\tau} s + s^2} d \quad (A4-5)$$

En asservissement, on obtient donc les paramètres suivants du correcteur, en fonction de l'amortissement désirée ξ et la fréquence désirée ω_N :

$$K_P = \frac{2\xi\omega_N\tau - 1}{K}$$

$$K_I = \frac{\omega_N^2 \tau}{KK_P} \quad (A4-6)$$

Annexe 5. Modélisation des supercondensateurs

Le supercondensateur est modélisé par une source de tension en série avec une résistance. Pour la majorité des applications étudiées, le modèle de Zubieta et Bonert peut être utilisé [ZUB-00]. Ce modèle prend en compte une capacité non-linéaire équivalente (C_0 et C_u), une résistance de fuite (R_l), une résistance série (R_s) et le phénomène de relaxation ($R_1, C_1; R_2, C_2; \dots; R_n, C_n$) (Figure A5-1).

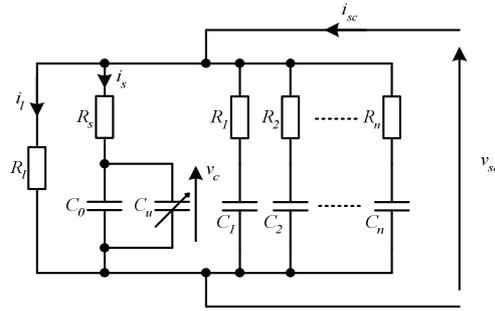


Figure A5-1. Schéma électrique d'un module de supercondensateur

Toutefois, les cycles de charge et de décharge sont suffisamment rapides dans notre application pour négliger le phénomène de relaxation. La résistance de fuite R_l est également négligée en raison de sa grande valeur.

Nous avons également négligé la capacité non-linéaire C_u qui est une capacité variable en fonction de la tension v_c .

$$C_u = k_c v_c \quad (A5-1)$$

En imposant un échelon de courant i_L , la Figure A5-2 montre l'évolution temporelle de la tension v_{sc} .

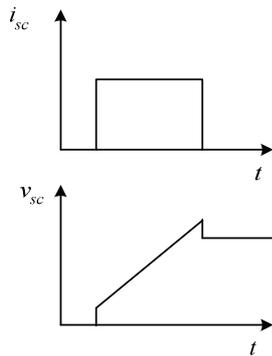


Figure A5-2. Evolution temporelle de v_{sc} en fonction de i_{sc}

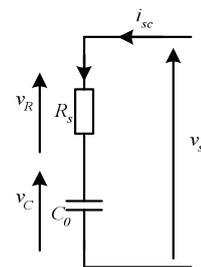


Figure A5-3. Modèle simplifié du supercondensateur

A partir du modèle simplifié obtenu (Figure A5-3), nous avons établi un modèle présenté à la Figure A5-4. Les supercondensateurs sont représentés par une source électrique ayant le courant de l'inductance du filtre en entrée i_{sc} et la tension en sortie v_{sc} .

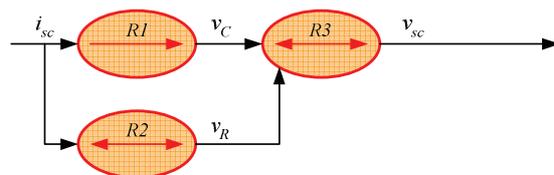


Figure A5-4. GIC du modèle du supercondensateur

Les équations sont présentées ci-après (A5-2), (A5-3) et (A5-4).

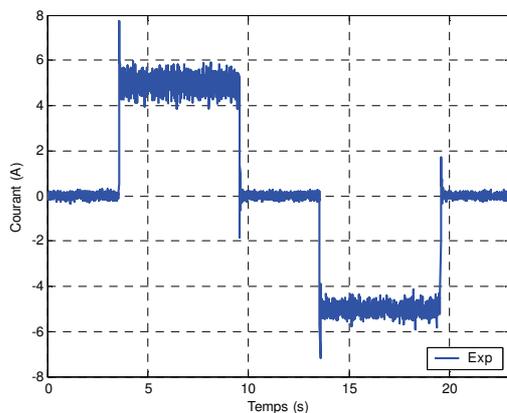
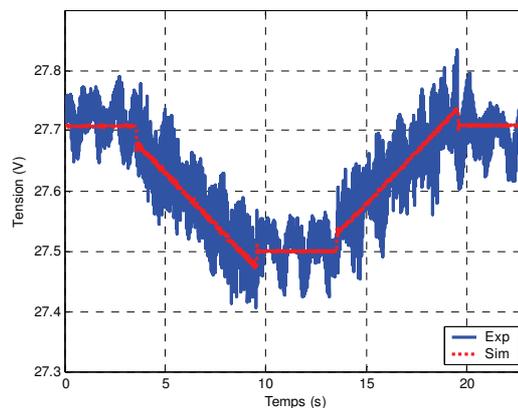
$$R1 : i_{sc} = C_0 \frac{dv_C}{dt} \rightarrow \frac{dv_C}{dt} = \frac{1}{C} i_{sc} \quad (A5-2)$$

$$R2 : v_R = R_s i_L \quad (A5-3)$$

$$R3 : v_{sc} = v_C + v_R \quad (A5-4)$$

Cet ensemble d'équations est regroupé dans un macro bloc nommé *ProSC* (Figure IV-4).

Un essai est effectué pour comparer entre la simulation et l'expérimentation. En imposant un profil de courant i_{sc} (Figure A5-5), on a tracé l'évolution temporelle de tension v_{sc} présentée à la Figure A5-6. La tension obtenue par simulation correspond bien à celle mesurée par l'expérimentation. Cette comparaison valide donc notre modélisation.

Figure A5-5. Evolution temporelle de i_{sc} Figure A5-6. Evolution temporelle de v_{sc} en fonction de i_{sc}

Annexe 6. Banc d'essai du système de stockage à base de supercondensateurs

Cette annexe précise les dispositifs de banc d'essai du système de stockage basé sur des supercondensateurs. Le schéma électrique correspondant est présenté à la Figure A6-1.

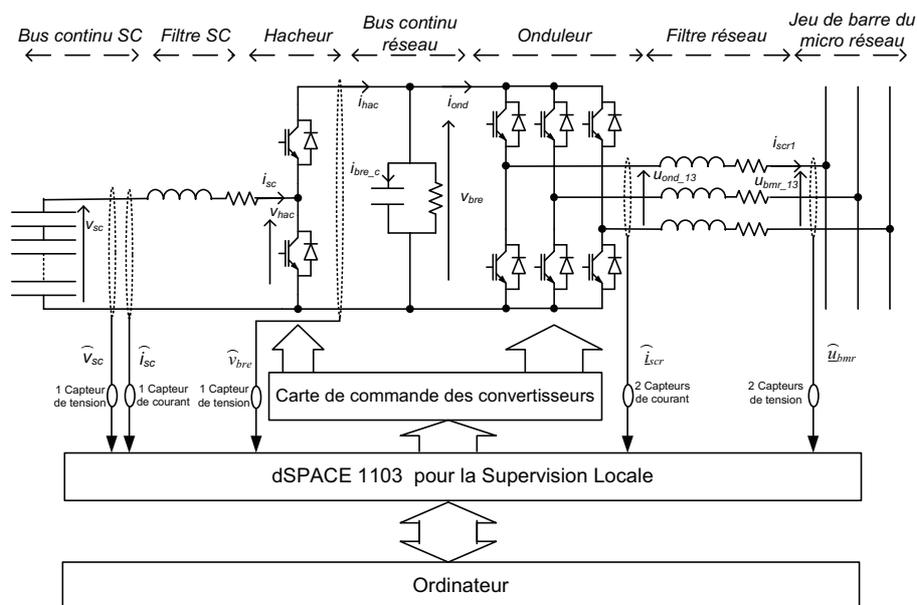


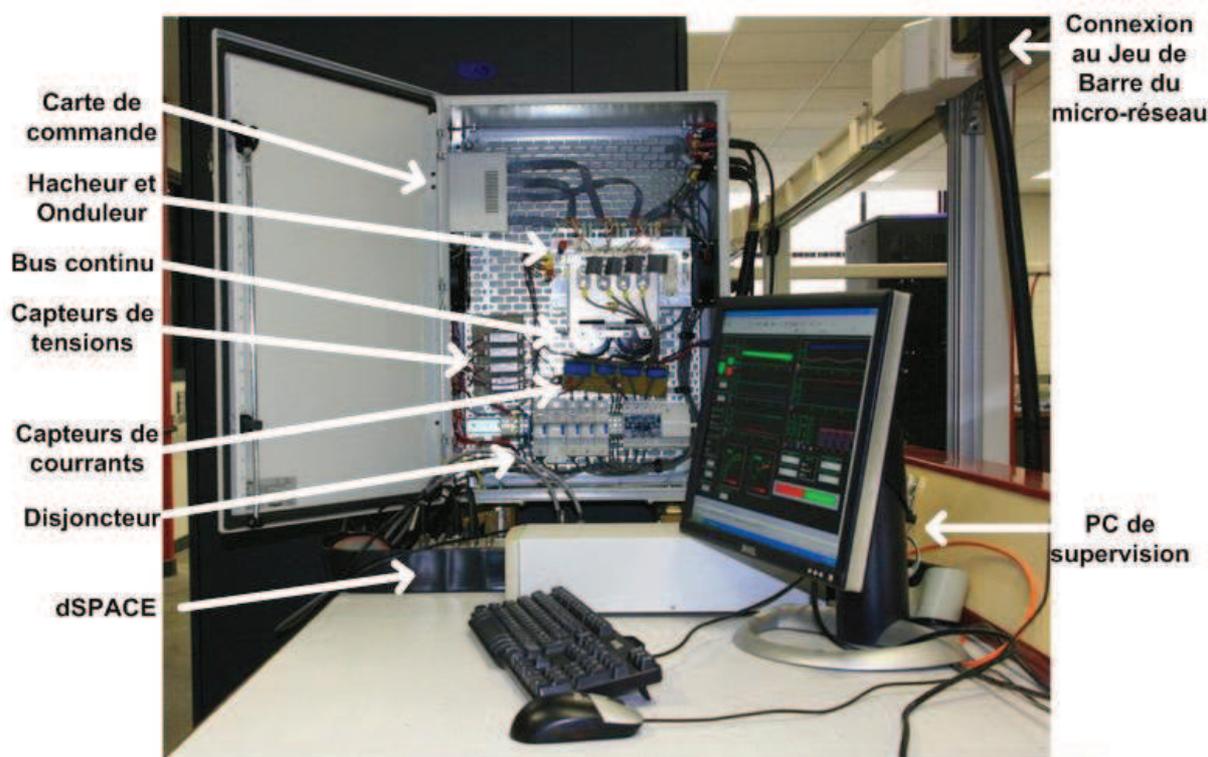
Figure A6-1. Schéma électrique correspondant

Normalement, la fonction de conversion du hacheur doit être proche de 0,5 pour optimiser son fonctionnement. Vis-à-vis d'un bus continu de 690V, on doit avoir 345V pour la tension aux bornes des supercondensateurs. Il faut donc une dizaine de supercondensateurs en série. Par contre, ces derniers représentent une énergie d'environ 30kW.min. Cette énergie est largement supérieure à l'énergie nécessaire par notre expérimentation : environ 4kW.min. Ce chiffre est calculé à partir des perturbations provoquées par une production intermittente des panneaux PV et un échelon des charges. Pour choisir un compromis, nous avons donc utilisé quatre modules de supercondensateurs Maxwell BMOD0160 E48 160V/48F en série.

Ce système comprend également un filtre triphasé, un hacheur, un bus continu, un onduleur et un filtre réseau triphasé. Les quatre modules des supercondensateurs sont connectés en série et puis connectés au bus continu. Les convertisseurs, le bus continu et les dispositifs accessoires sont installés dans un coffret (Figure A6-2). Les supercondensateurs, le filtre monophasé et le filtre triphasé sont mis dans un rack (Figure A6-3). Le filtre SC est une bobine de 4mH. Le filtre réseau est un filtre triphasé de 3mH pour chaque phase.

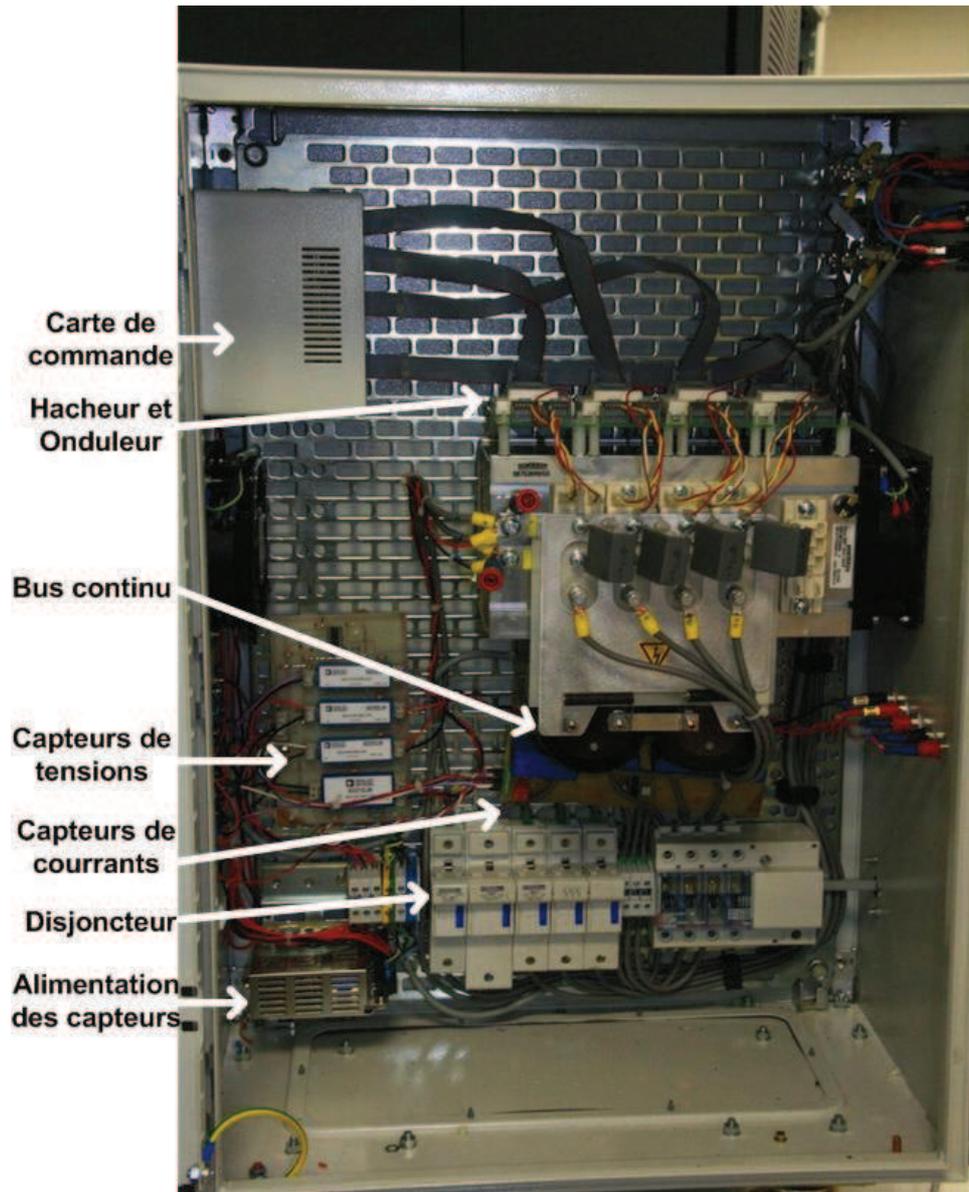
Dans le coffret des convertisseurs, on a un bus continu composé de deux condensateurs en série de 1100 μ F. Les convertisseurs (le hacheur et l'onduleur) sont des modules IGBT de SEMIKRON. Ce sont des modules SKM 145GB123D (le courant maximal est de 145A sous la température 25°) pour la cellule de commutation du hacheur (qui supporte un courant plus fort que ceux de l'onduleur) et le SKM 75GB123D (le courant maximal est de 75A sous la

température 25°) pour les trois cellules de commutation de l'onduleur. Ils sont pilotés par les sorties digitales d'une carte temps-réel dSPACE 1103. Ces sorties digitales sont des signaux de $\pm 5V$. Pour permettre l'adaptation aux composants IGBT qui exigent un signal de commande de $\pm 15V$, une carte de commande (Figure A6-4) est ajoutée entre dSPACE et les composants IGBT. Cette carte reçoit les signaux $\pm 5V$ par les bornes d'entrée marquées 'DSAPCE' (côté droit de la figure). Et puis, elle amplifie leur amplitude en $\pm 15V$ et envoie vers les bornes 'bras1' (pour le hacheur, côté gauche de la figure), 'bras2', 'bras3' et 'bras4' (pour l'onduleur). Pour effectuer la mesure, des capteurs de tension et de courant sont également insérés dans le coffret. Ces valeurs de mesures sont récupérées par les entrées A/D de dSPACE.



(a)

Figure A6-2. Coffret contenant les convertisseurs



(b)

Figure A6-2. Coffret contenant les convertisseurs

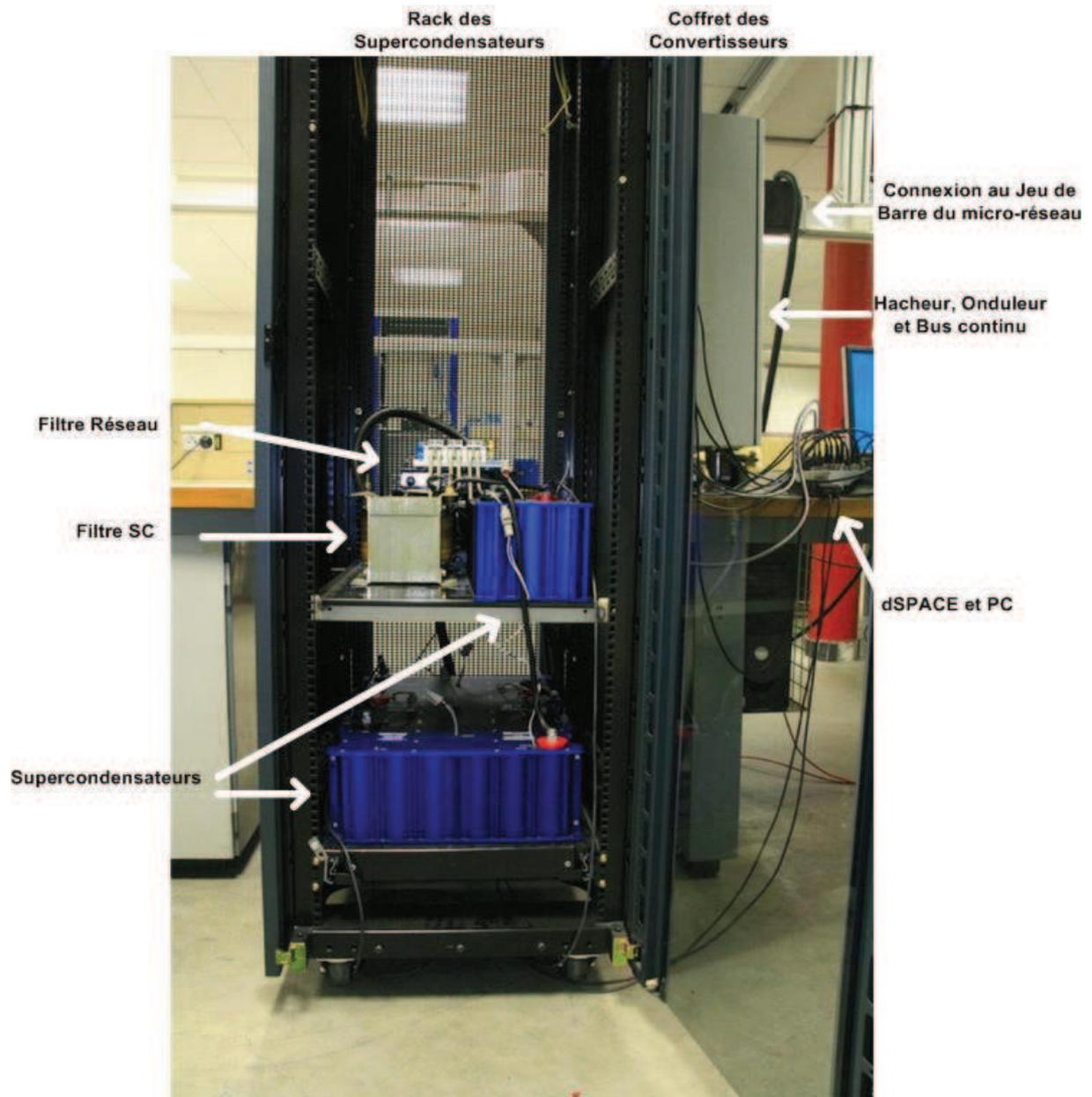


Figure A6-3. Rack des supercondensateurs

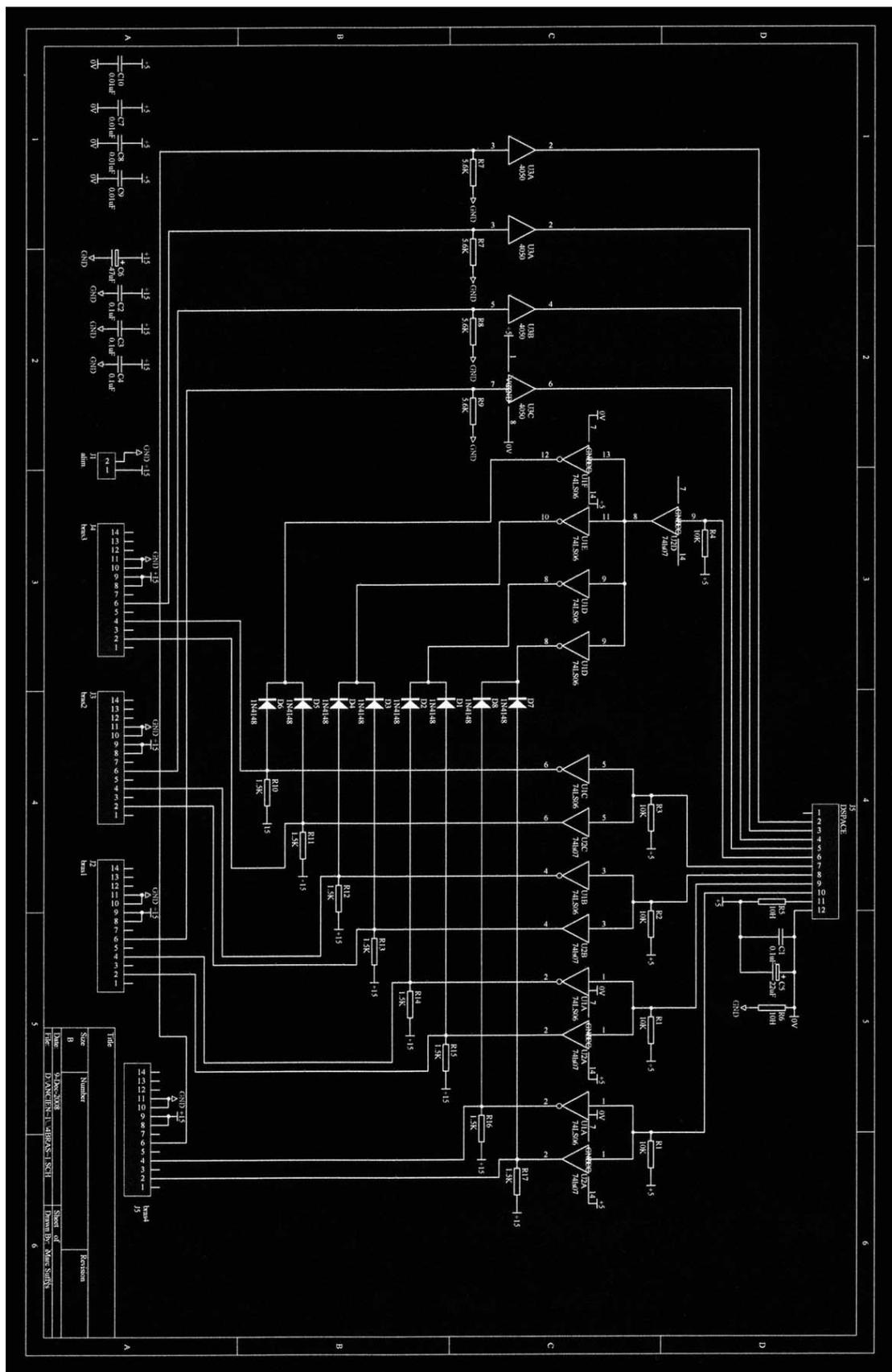


Figure A6-4. Schéma électrique de la carte de commande

Annexe 7. Example of a MCC

This paragraph presents an example of a microgrid central controller. This research work is based on the same studied microgrid. However, the design of the MCC is based on a simplified power modeling. Thus, limits of this control method will be analyzed, in order to introduce the necessity of a more sophisticated control strategy. The power management strategy is presented by [DEG-06b] as below (Figure A7-1):

- When the PV power (P_{pv}) increases, the super capacitor absorbs this energy until reaching its maximum energy;
- When the PV power decreases, the super capacitor releases its energy;
- The MTG produces the power difference between the power from the PV (P_{pv}) and the super capacitors (P_{sc}) and the power requirement (P_{tot_ref});
- So the total generated power of the microgrid (P_{tot}) is the addition of the power generated by the three DER units.

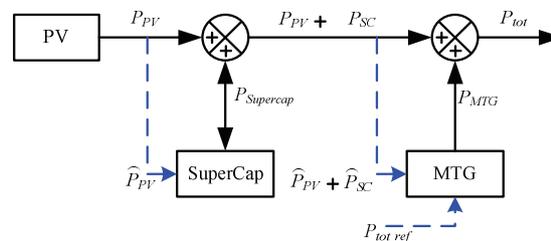


Figure A7-1. Example of a MCC strategy of the microgrid [DEG-06b]

The simulation results show that the residual power fluctuations of the total desired power is about $\pm 5\text{kW}$ (Figure A7-2).

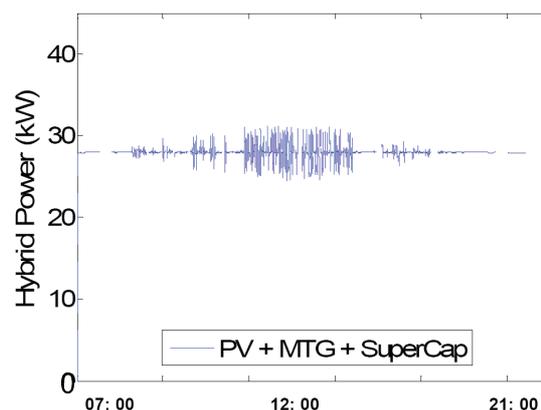


Figure A7-2. Total grid power generated by the PV power plant, the micro turbine generator and the super capacitor storage [DEG-06b]

Limits of this research work have been highlighted:

- The MCC is not well designed. As results, for example, by adding the super capacitor storage system to the microgrid, the power fluctuation ($\pm 5\text{kW}$) of the microgrid generation (Figure A7-2) is not reduced to an acceptable level.

- The modeling of the production units uses a simple first order model. Constrains of each production unit are not taken into account, such as the gas flow, the micro turbine speed, the super capacitor storage level, the DC bus voltage and so on. Furthermore, this MCC strategy has not been validated if the grid is disturbed, for example the frequency and the voltage fluctuations by load transients.
- Ancillary services are not implemented. Especially we have no information about the frequency regulation of the microgrid in the connection mode, which is a major advantage of microgrids.

Based on [DEG-06b], [HER-08] proposes a supervision strategy of the hybrid system, shown in Figure A7-3, to follow a reference power (P_{tot_ref} , determined for instance by the weather forecast, market laws, network manager constraints, etc.) and to ensure primary and secondary frequency control.

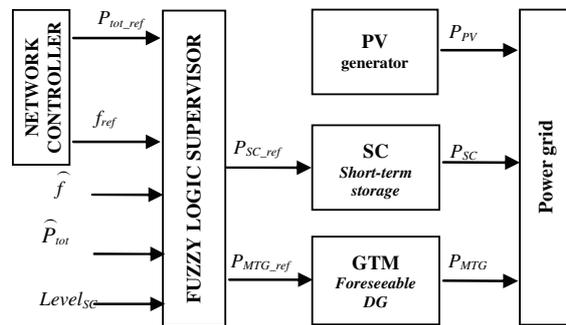


Figure A7-3. Fuzzy Logic supervisor for the frequency regulation

Interesting research issues have been focused from a previous research project [DEG-06b] and [HER-08]. Therefore, the accurate models of all dynamic quantities for each production unit have been developed in the first part of this report.

And the research on constrains of each production unit is presented in the chapter 6 and chapter 7, such as the participation to the ancillary services in islanded mode and the primary frequency regulation in the connection mode.

Bibliographie

A.

- [ABU-06] S. ABU-SHARKH, et al., “Can microgrids make a major contribution to UK energy supply? ”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, pp. 78-127, 2006.
- [AKA-84] H. AKAGI, Y. KANAZAWA, and A. NABAE, “Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components”, *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-20, No. 3, May/June 1984, pp. 625-630.
- [ALH-02] A. AL-HINAI, A. FELIACHI, “Dynamic model of a micro-turbine used as a distributed generator”, *Proceedings of the Thirty-Fourth South-eastern Symposium on System Theory*, pp. 209-213, March 2002.

B.

- [BAR-05] M. BARNES, A. DIMEAS, A. ENGLER, C. FITZER, N. HATZIARGYRIOU, C. JONES, S. PAPATHANASSIOU, and M. VANDENBERGH, “MicroGrid laboratory facilities”, 2005 IEEE International Conference on Future Power Systems, Wind Engineering, 16-18 Nov. 2005.
- [BOR-92A] P. BORNE, G. DAUPHIN-TANGUY, J.P. RICHARD, F. ROTELLA, I. ZAMBETTAKIS, “Modélisation et identification des processus : tome 1”, Editions Technip, 1992.
- [BOR-92B] P. BORNE, G. DAUPHIN-TANGUY, J.P. RICHARD, F. ROTELLA, I. ZAMBETTAKIS, “Modélisation et identification des processus : tome 2”, Editions Technip, 1992.
- [BOU-00] A. BOUSCAYROL, X. GUILLAUD, Ph. DELARUE, “Macro modélisation des conversions électromécaniques. Application à la commande des machines électriques”, *Revue Internationale de Génie Electrique* 3 (2000), no. 2, p. 257-282.
- [BOU-02] A. BOUSCAYROL, Ph. DELARUE, “Simplifications of the maximum control structure of a wind energy conversion system with an induction generator”, *International Journal of Renewable Energy Engineering* 4 (2002), no. 2, p. 479-485.
- [BRE-84] P. BREEDVELD, “Essential gyrators and equivalence rules for 3-port junction structure”, *J. of the Franklin Inst.*, 318, n.2, pp.77-89, 1984.

C.

- [COU-07] V. COURTECUISSSE, M. EL MOKADEM, B. ROBYNS, B. FRANCOIS, M. PETIT, and J. DEUSE, “Association of wind turbine based dispersed generators and storage systems to participate in primary frequency control”, EPE 2007, Aalborg, Denmark, 2-5 September, Denmark, CD-ROM.
- [COU-08] V. COURTECUISSSE, B. ROBYNS, B. FRANCOIS, M. PETIT, and J. DEUSE, “Variable speed wind generators participation in primary frequency control”, Wind Engineering, Vol. 32, No. 3, 2008, pp. 299-318.

D.

- [DEG-06] Ph. DEGOBERT, S. KREUAWAN, X. GUILLAUD, “Micro-grid powered by photovoltaic and micro turbine”, International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ’06), Palma de Mallorca, Spain, April 5-7, 2006.
- [DEG-06b] Ph. DEGOBERT, S. KREUAWAN, P. LI, B. FRANCOIS, “Reduction of fast fluctuations of power in a microgrid with super capacitors”, European Symposium on Super Capacitors & Applications (ESSCAP’06), CD-ROM, Lausanne, Switzerland, November, 2006.
- [DEL-06] D. DELCOUR, “Etude d’un réseau hybride multi sources décentralisé mettant en œuvre un système de production photovoltaïque”, Mémoire présenté en vue d’obtenir le diplôme d’ingénieur C.N.A.M., le 31 octobre 2006.
- [DEM-04] H.E. DEMNI, “Conception en génie électrique à l’aide d’éléments caractérisés”, Thèse de doctorat en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse (INPT, France), octobre 2004.
- [DIM-05] A.L. DIMEAS, N.D. HATZIARGYRIOU, “Operation of a multi-agent system for microgrid control”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, No. 3, pp. 1447-1457, August 2005.
- [DIM-07] A.L. DIMEAS, N.D. HATZIARGYRIOU, “Agent based control for microgrids”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, USA, June 2007.

F.

- [FAU-92] J. FAUCHER, M. GRANDPIERRE, “Les graphes informationnels de causalité : application à la simulation des systèmes électriques”. Journées électrotechniques du club EEA, Paris, France, 1992.
- [FET-04] O. FETHI, L.A. DESSAINT, K. AL-HADDAD, “Modeling and simulation of the electric part of a grid connected microturbine”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 2212-2219, Vol. 2, June 2004.
- [FRA-96] B. FRANCOIS, “Formalisme de modélisation et de synthèse des commandes

appliqué aux convertisseurs statiques à structure matricielle”, Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille 1, janvier 1996.

[FRO-06] Document du fabricant, Fronius Austria, www.fronius.com, [25 juillet 2006].

G.

[GAZ-06] H. GAZTANAGA ARANTZAMENDI, “Etude de structures d’intégration des systèmes de génération décentralisée : Application aux microréseaux”, Thèse de doctorat, l’Institut Nationale Polytechnique de Grenoble, le 15 décembre 2006.

[GEI-06] H.G. GEITNER, “Power flow diagrams using a bond graph library under simulink”, IEEE-IECON’06, Paris France, pp. 5282-5288, November 2006.

[GRA-87] M. GRANDPIERRE, “Commande numérique des machines électriques”, Thèse de Doctorat ès Sciences, Institut National Polytechnique de Toulouse, 1987.

[GUI-92] X. Guillaud, “Sur la modélisation et la commande des redresseurs de courant à interrupteurs bi-commandables”, Thèse de Doctorat : Spécialité Génie Electrique, Université des Sciences et Technologies de Lille, 1992.

H.

[HAN-93] L.N. HANNETT, A. KHAN, “Combustion turbine dynamic model validation from tests”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, pp. 152-158, February 1993.

[HAU-90] J.P. HAUTIER, “Contribution à la conception des commandes dans les systèmes à convertisseurs statiques”, Habilitation à diriger les recherches, Université des Sciences et Technologies de Lille, 1990.

[HAU-96] J.P. HAUTIER, J. FAUCHER, “Le Graphe Informationnel Causal, outil de modélisation et de synthèse des commandes des processus électro-mécaniques”, Bulletin de l’Union des Physiciens n°785, Cahier Spécial de l’Enseignement Supérieur, pp. 167-189, 1996.

[HAU-97] J.P. HAUTIER, J.P. CARON, “Systèmes automatiques. Tome 2 : Commande des processus”, Editions Ellipses, Paris, 1997.

[HAU-99] J.P. HAUTIER, J.P. CARON, “Convertisseurs statiques. Méthodologie causale de modélisation et de commande”, Editions Technip, 1999.

[HER-08] J. HERBRETEAU, V. COURTECUISSSE, P. LI, Ph. DEGOBERT, B. ROBYNS, “Association of PV, Gas Micro Turbine and Short term Storage System to Participate in Frequency Control”, ICREPQ’08, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Santander, Spain, March 2008.

K.

- [KAT-06] F. KATIRAEI, M.R. IRAVANI, “Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 21, No. 4, pp. 1821-1831, November 2006.
- [KAT-08] F. KATIRAEI, R. IRAVANI, N. HATZIARGYRIOU, A. DIMEAS, “Microgrids Management”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, pp. 54-65, May/June 2008.
- [KAR-75] D.C. KARNOPP, R.C. ROSENBERG, “System dynamics: a unified approach”, John Wiley and son, 1975.
- [KRE-05] S. KREUAWAN, “Etude d’un mini réseau hybride associant une centrale photovoltaïque et une micro turbine à gaz”, Mémoire de Master Recherche « Energie Renouvelable et Electronique de Puissance », Université des Sciences et Technologies de Lille, juin 2005.
- [KUN-94] P. KUNDUR, “Power system stability and control”, McGraw-Hill, pp. 389-417, 1994.

L.

- [LAS-00] R. LASSETER, K. TOMSOVIC, and P. PIAGI, “Scenarios for distributed technology applications with steady state and dynamic models of loads and micro-sources”, CERTS Report, April 2000.
- [LAS-01] R. LASSETER, “Dynamic models for micro-turbines and fuel cells”, Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, pp. 761-766, vol. 2, 2001.
- [LAS-02] R. LASSETER, A. AKHIL, C. MARNAY, J. STEPHENS, J. DAGLE, R. GUTTROMSON, et al., “Integration of distributed energy resources – The MicroGrid concept”, CERTS MicroGrid Review, April 2002.
- [LAW-01] B.E. LAW, “Simulation of the transient response of synchronous machines”, Honours Thesis for the degree of Bachelor, University of Queensland, 2001.
- [LEC-04] L. LECLERCQ, “Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d’assurer des services systèmes”, Thèse de doctorat, Laboratoire d’Electrotechnique et d’Electronique de Puissance de Lille, le 14 décembre 2004.
- [LHO-07] W. LOMME, “Gestion d’énergie de véhicules électriques hybrides basée sur la représentation énergétique macroscopique”, Thèse de doctorat, Laboratoire d’Electrotechnique et d’Electronique de Puissance de Lille, le 16 novembre 2007.
- [LIP-06A] P. LI, Ph. Degobert, B. Francois, B. Robyns, “Multi time scale modelling for the control design of a grid connected micro turbine generator by power electronic

converters”, IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIEE 2006), ETS-Downtown Montreal (Quebec), Canada, July 2006.

- [LIP-06B] P. LI, Ph. Degobert, B. Francois, B. Robyns, “Modelling and control of a micro turbine generator by using Causal Ordering Graph”, CESA, Beijing, China, October 2006.
- [LIP-08A] P. LI, Ph. Degobert, B. Francois, B. Robyns, “Multi-Level Representation for the control design of a super capacitor storage system to participate in frequency control”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’08), CD-ROM, Santander, Spain, March 2008.
- [LOU-97] J-P. LOUIS, C. BERGMANN, “Commande numérique – Régimes intermédiaires et transitoires”, Techniques de l’Ingénieur, 1997.
- [LUD-08] D. LU, H. FAKHAM, B. FRANCOIS, “Application of Petri Nets for the energy management of a photovoltaic based power station including storage units”, Renewable Energy, Accepted paper, 2008.

M.

- [MAX-04] Maxwell technologies application note, “How to determine the appropriate size ultracapacitor for your application”, document 1007236 Rev 2, October, 2004.
- [MES-07] V. MESTER, “Conception optimale systématique des composants des chaînes de traction électrique”, Thèse de doctorat, Laboratoire d’Electrotechnique et d’Electronique de Puissance de Lille, le 22 mai 2007.
- [MOG-05] E.F. MOGOS, “Production décentralisée dans les réseaux de distribution. Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources”, Thèse de doctorat, l’Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, le 20 juillet 2005.
- [MOR-03] R. MORSELLI, R. ZANASI, R. CIRSONE, E. SERENI, E. BEGDONI, E. SEDONIE, “Dynamic modeling and control of electro-hydraulic wet clutches”, Proc. of IEEE Intelligent Transportation Systems, vol. 1, pp. 660-665, October 2003.

N.

- [NER-94] H.J. NERN, H. KRESHMAN, F. FISCHER, H.A. NOUR ELDIN, “Modelling of the long term dynamic performance of a gas turbo generator set”, IEEE Conference on Control Applications, vol. 1, pp. 491-496, August 1994.
- [NIK-02] H. NIKKHAJOEI, M.R. IRAVANI, “Modelling and analysis of a micro-turbine generation system”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 1, pp. 167-169, July 2002.
- [NIK-05] H. NIKKHAJOEI, M.R. IRAVANI, “A matrix converter based micro-turbine

distributed generation system”, IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 20, No. 3, pp. 2182-2192, July 2005.

P.

- [PAN-04] Y. PANKOW, “Etude de l’intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque”, Thèse de doctorat, l’Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, décembre 2004.
- [PAY-61] M. PAYNTER, “Analysis a design of engineering systems”, MIT Press, 1961.
- [PED-08] M.A. PEDRASA, “Overview of microgrid management and control”, Internet document, www.ceem.unsw.edu.au/content/userDocs/OverviewofMicrogrid-ManagementandControl.pdf, September, 2008.
- [PIE-01] R. PIERQUIN, A. TARKIAINEN, A. BOUSCAYROL, J.P. HAUTIER, “Behaviour model control structures for an electric vehicle”, EPE 2001, 2001.
- [PIQ-00] H. PIQUET, H. FOCH, H.E. DEMNI, “Une méthode de conception en électronique de puissance, à l’aide d’éléments caractérisés”, 8ème colloque Electronique de Puissance du Future (EPF), Lille, France, novembre 2000.

R.

- [RAU-80] H.S. RAUSCHENBACH, “Solar cell array design handbook”, Van Nostrand-Reinhold, NY, 1980.
- [REH-03] C. REHTANZ, “Autonomous systems and intelligent agents in power system control and operation”, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2003.
- [ROS-83] R. ROSENBERG, D. KARNOPP, “Introduction to physical system dynamics, Series in mechanical engineering”, Mac Graw Hill, 1983.
- [ROW-83] W.I. ROWEN, “Simplified mathematical representation of heavy duty gas turbine”, ASME Trans., vol. 105, 1983.

S.

- [SAA-99] H. SAADAT, “Power system analysis”, McGraw-Hill International Editions, pp. 527-569, 1999.
- [SAI-04] R. SAISSET, “Contribution à l’étude systémique de dispositifs énergétiques à composants électrochimiques. Formalisme Bond Graph appliqué aux piles à combustible, accumulateurs Lithium-Ion, Véhicule solaire”, Thèse de doctorat, Laboratoire d’Electrotechnique et d’Electronique Industrielle de l’ENSEEIH, 2004.

[SCH-04] R. SCHONFELD, H.G. GEITNER, "Power flow and information flow in motion control systems", EPE-PEMC, Riga (Lettonie), September 2004.

T.

[THO-91] J. THOMA, "Simulation by bond-graphs", Springer Verlag, 1991.

W.

[WAL-96] A. WALTON, "Characteristics of equivalent circuits of synchronous machines", IEE Proceedings in Electric Power Applications, vol. 143, No. 1, pp. 31-40, January 1996.

Y.

[YIN-01] R.J. YINGER, "Behavior of Capstone and Honeywell micro turbine generators during load changes", CERTS Report LBNL-49095, July 2001.

Z.

[ZAN-96] R. ZANASI, "Power-oriented graphs for modeling electrical machines", Electrotechnical Conference (MELECON'96), vol. 3, pp. 1211-1214, May 1996.

[ZUB-00] L. ZUBIETA, R. BONERT, "Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications", IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 36, no. 1, pp. 199-205, 2000.

RESUME

Un micro-réseau est un exemple prometteur d'évolution d'architecture de réseau qui consiste à regrouper les différents producteurs et consommateurs autour d'un réseau moyenne tension. Ce système hybride multi-source est donc composé d'au moins une unité de production décentralisée conventionnelle et éventuellement d'une unité de stockage et d'une unité de production basée sur des énergies renouvelable. L'utilisation de cette structure permet de réaliser une minimisation immédiate des pertes liées au transport de l'énergie, une fiabilité accrue de la fourniture et une possibilité de fournir une énergie d'une haute qualité. Dans ce mémoire, nous étudions un micro réseau reposant sur l'utilisation d'une turbine à gaz, d'une centrale photovoltaïque et d'une unité de stockage à base de supercondensateurs. Toutes ces sources sont couplées au micro réseau par des convertisseurs électroniques de puissance et sont interconnectées au gestionnaire central du micro-réseau. Des supervisions locales et une supervision centrale sont utilisées pour ce micro-réseau étudié afin de réaliser une optimisation de son fonctionnement. Par conséquent, la première partie de ce mémoire est consacrée à la formalisation d'une méthode permettant la conception systématique des supervisions locales et des dispositifs de commande des unités de production et de stockage. La seconde partie de cette thèse est consacrée à la gestion proprement dite de l'ensemble de ces moyens de production et de stockage en vue d'optimiser les services fournis aux micro-réseaux. Des résultats de la simulation et de l'expérimentation valident notre conception de la supervision du micro-réseau.

Mots clefs:

Micro-réseau, micro turbine, panneau photovoltaïque, supercondensateur, supervision locale, supervision centrale, modélisation, conception de la commande, simulation.

ABSTRACT

A microgrid is a promising future network architecture which is coupling the various generators and consumers in a distribution network. This hybrid multi-source system is composed of at least one conventional generation unit and possibly a storage unit and/or a production unit based on renewable energies. Using this structure allows an immediate minimization of the losses by the energy transport, a greater reliability of power delivery and an ability to provide a high power quality energy. In this paper, we study a microgrid based on the use of a micro gas turbine, a photovoltaic array and supercapacitors. All these sources are coupled to microgrid by power electronic converters and are interconnected to a microgrid central controller. Some local controllers and the microgrid central controller are used for the studied microgrid to achieve its operation optimization. Therefore, the first part of this thesis is devoted to establish a formalism method for a systematic design of local controllers. The second part of this thesis is devoted to the management of all these production and storage units, in order to optimize the microgrid operating. Simulation and testing results validate our design of the microgrid controllers.

Keywords:

Microgrid, micro turbine, photovoltaic array, supercapacitor, local controller, microgrid central controller, modeling, control design, simulation.