



HAL
open science

Modélisation multiphysique des flux énergétiques d'un couplage photovoltaïque-électrolyseur PEM-pile à combustible PEM en vue d'une application stationnaire

Kréhi Serge Agbli

► **To cite this version:**

Kréhi Serge Agbli. Modélisation multiphysique des flux énergétiques d'un couplage photovoltaïque-électrolyseur PEM-pile à combustible PEM en vue d'une application stationnaire. Autre. Université de Franche-Comté; Université de Cocody (Abidjan, Côte d'Ivoire; 1995-2012), 2012. Français. NNT : 2012BESA2001 . tel-00767882v2

HAL Id: tel-00767882

<https://theses.hal.science/tel-00767882v2>

Submitted on 13 Mar 2013

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.

THESE

Présentée pour obtenir les grades de

Docteur de l'Université de Franche-Comté

Ecole Doctorale : Sciences pour l'Ingénieur et Microtechniques

Spécialité : Sciences pour l'Ingénieur

Docteur de l'Université de Cocody-Abidjan

Doctorat Thèse Unique de Physique Option Signaux et Systèmes

Spécialité : Energies

par

Kréhi Serge AGBLI

DEA de physique option Signaux et Systèmes de l'Université de Cocody-Abidjan

**Modélisation multiphysique des flux énergétiques d'un Couplage
Photovoltaïque-Electrolyseur PEM–Pile à Combustible PEM en vue d'une
application stationnaire.**

Soutenue le 6 Mars 2012 devant le jury composé de :

Pr. Rachid OUTBIB, Université Aix-Marseille	Président du Jury
Pr. Kodjo AGBOSSOU, Université du Québec à Trois-Rivières (Canada)	Rapporteur
Pr. Bruno FRANÇOIS, Ecole Centrale Lille	Rapporteur
Pr. Sophie DIDIERJEAN, Université de Lorraine, Nancy	Examineur
Pr. Issa DOUMBIA, Université de Cocody-Abidjan (Côte d'Ivoire)	Co-directeur de thèse
Pr. Daniel HISSEL, Université de Franche-Comté	Directeur de thèse
Pr. Marie Cécile PERA, Université de Franche-Comté	Co-directeur de thèse
Dr. HDR. Christophe TURPIN, Chargé de Recherche CNRS	Examineur
Dr. Julien POUGET, Direction de l'Innovation et de la Recherche SNCF, Paris	Invité

Abstract

Thesis title: Energy flows modelling of a PEM electrolyser- Photovoltaic generator- PEM fuel cell coupling dedicated to stationary applications.

A stand alone multi-source system based on the coupling of photovoltaic energy and both a PEM electrolyser and a PEMFC for stationary application is studied. The system gathers photovoltaic array as main energy source, ultracapacitors and batteries packs in order to smooth respectively fast and medium dynamic by supplying the load or by absorbing photovoltaic source overproduction. Because of the necessity of fuel availability, especially for islanding application like this one, a PEM electrolyser is integrated to the system for in situ hydrogen production.

The relevance of PEMFC system powered by solar hydrogen is pointed out before examining hydrogen storage issue. Energetic and economic analyses have been performed leading to the choice of the pressurised hydrogen storage (in the bottle) rather than hydrogen storage both as liquid and within metal hydride. The main purpose being the proper management of the power flows in order to meet the energy requirement (the load) without power cut, a graphical modelling tool namely Energetic Macroscopic Representation (EMR) is used because of its analysis and control strengths.

The EMR ability to describe multi-physics energetic tools is used to develop a PEM electrolyser model. The multi-domain interaction between the electrical, the electrochemical, the thermodynamic and the fluidic domain is emphasised. Moreover, the temperature variation influence on the electrochemical parameters of the electrolyser is taken into account by the developed EMR model. Afterwards, thanks to the modular feature of the EMR, the different models of each energetic entity of the system are performed before their assembling leading to the overall system EMR model.

By using scale effect allowing extending the energetic tool power range from the experimental validation one to another one, the energetic system sizing is performed according to a household power profile. Then, by the help of the multi-level representation, the maximal control structure (MCS) is deduced from the system EMR model. The electrical reference values of the MCS are generated by applying the power balancing method related to the inversion of the power flow exchange into the DC bus leading to the power dispatching strategy which is linked to the frequency energy management. So that, the own dynamic of each source, that is low dynamic for PEMFC and PEM electrolyser, medium dynamic for batteries and fast dynamic for ultracapacitors, are integrated into the energy management strategy. Different behaviour modes, depending on the state of charge of each energy storage unit, are taken into account in the power management; so that, the necessity of mixed strategies in specific behaviour has led to the coupling of energy management based fuzzy logic controller and the power balancing strategy. By applying an irradiance profile for one day, the system is simulated highlighting its suitable behaviour. Moreover, the relevance of the introduced coupling between fuzzy logic controller and the power balancing method is pointed out.

Keywords: *EMR modelling, photovoltaic generator, PEM electrolyser, PEM fuel cell, hydrogen storage, battery, super-capacitor, energy management, Multi sources system.*

Avant-Propos

Cette thèse de doctorat est le fruit de trois années de recherche à l'Institut FEMTO-ST (Département Energie, UMR CNRS 6174) dans le cadre de la Fédération de Recherche FC LAB (FR CNRS 3539). Elle relève d'une cotutelle entre l'Université de Franche-Comté (UFC) et l'Université de Cocody-Abidjan (Côte d'Ivoire). Une collaboration enrichissante avec le Laboratoire LAPLACE de Toulouse nous a permis, grâce à deux campagnes de mesures sous la supervision de Dr. Christophe TURPIN, de faire avancer ces travaux.

Je voudrais exprimer ma profonde gratitude à mes encadreurs :

- ✓ Pr. Daniel HISSEL, responsable de l'équipe « Systèmes hybrides et PAC » et Directeur de la Fédération de Recherche FCLAB, pour sa perspicacité et son intense culture scientifique qui ont permis d'orienter nos travaux.
- ✓ Pr. Marie-Cécile PERA, Directrice adjoint du laboratoire FEMTO-ST, pour sa vivacité d'esprit, ses pertinentes analyses et sa spontanéité à générer des solutions aux problèmes rencontrés durant cette thèse.
- ✓ Pr. Doumbia ISSA pour sa sollicitude et la rigueur au travail qu'il nous a inculqué.

Aussi, voudrais-je particulièrement remercier les membres du jury qui de par leur présence ont honoré la soutenance de thèse eu égard aux riches échanges qui ont eu lieu. Je remercie plus spécifiquement :

- ✓ Pr. Rachid OUTBIB, pour avoir accepté de présider ce jury ;
- ✓ Pr. Kodjo AGBOSSOU, pour avoir rapporté sur ce travail ainsi que les pertinents échanges constructifs qui en ont résulté ;
- ✓ Pr. Bruno FRANÇOIS, pour avoir rapporté sur ce travail ainsi que pour son examen minutieux du manuscrit et les remarques constructives résultantes ;
- ✓ Dr. Christophe TURPIN, chercheur remarquable et travailleur intrépide qui a accepté d'être examinateur et dont les remarques avisées sont sources d'échanges inépuisables.
- ✓ Pr. Sophie DIDIERJEAN, examinatrice avisée dont les remarques ont permis une perspective nouvelle pour une autre production scientifique à peaufiner.
- ✓ Dr. Julien POUGET, Directeur de l'Innovation et de la recherche à la SNCF, d'avoir accepté de siéger au sein du jury de thèse comme invité industriel.

Un merci chaleureux au collègue des doctorants de la Fédération de Recherche FC LAB pour l'esprit d'équipe fertile, la convivialité et pour m'avoir aidé à intégrer le milieu de vie Belfortain. Je voudrais étendre cette gratitude à Mme Laurence MARY Secrétaire du FC LAB, Mme Isabelle CRISTEN Secrétaire 3^{ème} cycle à l'UFR STGI (Science et Technique de la Gestion de l'Industrie) et à Mme Karine DIEZ assistante-ingénieur de l'UFC sur le site FC LAB qui ont été des interlocutrices joviales et disponibles tout au long de cette thèse.

Une reconnaissance particulière à l'endroit du Colonel Jean-Claude MIRASSOU, responsable du service de bourses d'études à la Présidence de la République de Côte d'Ivoire pour m'avoir octroyé la bourse qui a rendue possible cette thèse, remerciement à tout son service.

En cette fin de parcours académique, je voudrais avoir une pensée de reconnaissance pour tous mes enseignants depuis ma première classe du primaire à mon dernier cours à l'école doctorale pour m'avoir transmis pour la plupart une valeur humaine ou professionnelle qui leur est propre.

Je voudrais également exprimer ma reconnaissance à mes amis et à ma famille spirituelle et biologique pour son soutien de toutes natures dans les moments d'épreuves diverses. Aussi voudrais-je avoir une pensée pieuse pour mon père qui s'est définitivement endormi à un mois de ma soutenance de thèse.

Par ailleurs, comme l'expression d'une conviction propre sur l'enjeu énergétique et les alternatives disponibles actuellement, je dirai que des moments viendront où le pétrole ne servira plus à rien, et où ceux qui en ont fait des réserves voudront bien avoir de l'eau en lieu et place. Du bois au charbon, du charbon au pétrole, l'impasse environnementale actuelle présage d'une nouvelle ère énergétique. Une révolution énergétique est à nos portes car c'est une option indubitable. Pour l'heure une transition à durée imprévisible est entamée et ces travaux se situent dans cet esprit.

Table des matières

Nomenclature.....	XI
Introduction générale	1
Chapitre I : Etat de l'Art	7
1.1 Introduction.....	8
1.1.1 Inaptitude des sources d'énergie renouvelables à satisfaire seul un besoin.....	8
1.1.1.1 Nécessité d'hybridation due à l'intermittence et à la fluctuation des ressources renouvelables.....	8
1.1.1.2 Les verrous de la filière énergies renouvelables/propres.....	8
1.1.3 Hybrider le solaire photovoltaïque.....	9
1.1.4 Hybridation des énergies renouvelables : un atout pour les sites isolés.....	10
1.2 Couplage d'énergies renouvelables/propres pour des applications stationnaires.....	10
1.3 Couplage solaire photovoltaïque et l'hydrogène comme vecteur énergétique.....	11
1.3.1 De l'abondance de l'énergie solaire à la part réelle exploitable.....	11
1.3.2 De l'impossibilité d'une option "tout solaire".....	12
1.3.2.1 Cas d'un pays développé : La France.....	12
1.3.2.2 Cas d'un pays sous-développé : La Côte d'Ivoire.....	12
1.3.2.3 Le " tout solaire ": option utopique ?.....	12
1.3.3 La solution multi sources comme palliatif actuel ?.....	13
1.3.4 L'hydrogène solaire comme option prometteuse.....	13
1.3.5 L'hydrogène solaire : un vaste champ d'exploration scientifique.....	14
1.3.5.1 Outils analytiques dans un but de modélisation et d'optimisation.....	14
1.3.5.2 Outils de modélisation graphiques.....	15
1.4 Fourniture et stockage du combustible : production et stockage d'hydrogène.....	15
1.4.1 La production du dihydrogène.....	15
1.4.1.1 Les différentes "niches de l'hydrogène".....	15
1.4.1.2 Les différents modes de production pour faire face à la demande.....	16
1.4.2 Les modes de stockage du dihydrogène.....	17
1.4.2.1 Stockage sous-pression.....	18
1.4.2.2 Stockage sous forme d'hydrure métallique.....	20
1.4.3 Choix du mode de stockage : analyse économique énergétique du stockage d'hydrogène.....	21
1.4.3.1 Approche économique générale.....	21
1.4.3.2 Approche énergétique générale.....	22
1.4.3.3 Approche comparative de dimensionnement.....	23
1.4.3.4 Conclusion.....	26
1.5 Choix de l'outil de Modélisation.....	26
1.5.1 Outils de modélisation graphique.....	27
1.5.2 La Représentation Energétique Macroscopique (REM).....	28
1.5.2.1 Les éléments sources.....	28
1.5.2.2 Les éléments de conversion.....	29
1.5.2.3 Les éléments d'accumulation.....	29
1.5.2.4 Chaînes de conversions énergétiques génériques.....	29
1.6 Orientation de la thèse.....	30
1.7 Conclusion.....	31

Chapitre II : Modélisation REM de l'Electrolyseur PEM.....	33
2.1 Introduction : Electrolyseur à électrolyte solide.....	34
2.1.1 Anode.....	34
2.1.2 Cathode.....	35
2.2 Aspect multi physique du fonctionnement de l'électrolyseur PEM.....	35
2.2.1 Les interactions internes : phénomènes multi physiques au sein de l'électrolyseur.....	36
2.2.2 Les interactions externes : les entrées/sorties du stack.....	37
2.3 Modélisation REM de l'électrolyseur PEM.....	38
2.3.1 REM du domaine électrique.....	39
2.3.2 REM du domaine électrochimique et thermodynamique.....	40
2.3.3 REM du modèle thermique.....	42
2.3.3.1 Modèle thermique du stack.....	43
2.3.3.2 Modèle thermique relatif au réservoir d'eau.....	49
2.3.4 Modèle fluide du circuit hydraulique.....	52
2.3.4.1 Modèle fluide : Pictogrammes multi ports (domaine thermo pneumatique).....	52
2.3.4.2 Modèle fluide : Pictogrammes multi ports (domaine Thermo hydraulique).....	53
2.3.4.3 Couplage domaine hydraulique et thermique du réservoir.....	53
2.3.4.4 Modèle fluide : circuit d'eau à la traversée du stack.....	54
2.3.4.5 Circuit d'eau à la traversée du stack : simplification.....	56
2.3.5 Modèle REM global de l'électrolyseur.....	56
2.4 Validation Expérimentale.....	59
2.4.1 Dispositif expérimental.....	59
2.4.2 Validation du modèle sans régulation de la température de l'eau du réservoir : Température du réservoir non régulée.....	60
2.4.2.1 Procédure d'identification des paramètres.....	62
2.4.2.2 Identification de paramètres électrochimiques.....	62
2.4.2.3 Identification des paramètres thermiques.....	64
2.4.3 Validation du modèle avec régulation de la température de l'eau du réservoir : Température du réservoir régulée.....	66
2.4.3.1 Procédure d'identification des paramètres.....	69
2.4.3.2 Identification des paramètres électrochimiques.....	69
2.4.3.2.1 Paramètres électrochimiques fonction de la température.....	69
2.4.3.2.2 Problématique du potentiel à vide de l'électrolyseur.....	70
2.4.3.3 Identification des paramètres thermiques.....	72
2.4.3.4 Validation expérimentale.....	72
2.4.4 Approche REM introductive du modèle électrique dynamique de l'électrolyseur.....	75
2.4.5 Conclusion.....	77
Chapitre III : Modélisation REM des autres composantes énergétiques du système stationnaire.....	79
3.1 Introduction : Présentation du système global.....	80
3.2 Modèle du champ photovoltaïque.....	81
3.2.1 Enoncé de variables causales dans le domaine radiométrique/photométrique.....	81
3.2.1.1 Variable d'action.....	82
3.2.1.2 Variable de réaction.....	82
3.2.2 Activité thermique au sein du module solaire.....	83

3.2.2.1	Modèle thermique dynamique du module solaire.....	83
3.2.2.2	Modèle thermique statique du module solaire.....	84
3.2.3	Effet d'échelle Module/champ photovoltaïque.....	84
3.2.3.1	Le module photovoltaïque.....	85
3.2.3.2	Le champ photovoltaïque.....	85
3.2.3.3	Indentification des paramètres du modèle photovoltaïque.....	86
3.2.4	Modèle REM de la source photovoltaïque (PV).....	89
3.2.4.1	Domaine thermique et radiométrique.....	89
3.2.4.2	Domaine Electrique.....	89
3.2.5	Commande de la source photovoltaïque.....	90
3.2.5.1	Point de puissance maximum de la source photovoltaïque.....	91
3.2.5.2	Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque.....	92
3.3	Modélisation du système de stockage : Stockage sous forme chimique et sous forme électrique.....	93
3.3.1	Stockage d'énergie électrique sous forme chimique : modèle du système de stockage de dihydrogène.....	93
3.3.1.1	Le réservoir tampon.....	94
3.3.1.2	Détendeur amont.....	95
3.3.1.3	Moto compresseur.....	97
3.3.1.3.1	Généralité sur la compression.....	97
3.3.1.3.2	REM moto compresseur avec compression mono étage.....	98
3.3.1.4	Echangeur de chaleur.....	99
3.3.1.5	Réservoir de stockage de dihydrogène.....	100
3.3.1.6	Détendeur aval.....	101
3.3.1.7	REM du système de stockage d'hydrogène.....	101
3.3.1.8	Simulation du fonctionnement de la chaîne de stockage/déstockage.....	102
3.3.2	Stockage sous forme électrique: batterie et super capacités.....	104
3.3.2.1	Les batteries.....	104
3.3.2.2	Les supercondensateurs (SC).....	105
3.3.2.2.1	: Généralités et REM.....	105
3.3.2.2.2	: Effet d'échelle.....	106
3.3.2.2.3	: Simulations.....	107
3.4	La PEMFC.....	108
3.4.1	Modèle REM de la PEMFC.....	109
3.4.2	Effet d'échelle.....	109
3.4.3	Simulation modèle PEMFC.....	110
3.5	Système global.....	110
3.6	Conclusion.....	112

Chapitre IV : Dimensionnement et gestion énergétiques du système stationnaire.....113

4.1	Introduction.....	114
4.2	Enjeux énergétiques du système.....	114
4.2.1	Dimensionnement énergétique du système.....	114
4.2.1.1	Le besoin énergétique à satisfaire.....	115
4.2.1.2	Dimensionnement de la PEMFC par rapport à la charge.....	116
4.2.1.3	Dimensionnement de l'électrolyseur PEM par rapport à la PEMFC.....	117
4.2.1.4	Dimensionnement du pack de batteries.....	120
4.2.1.5	Dimensionnement du champ photovoltaïque.....	122
4.2.1.6	Dimensionnement du pack de supercondensateurs.....	123
4.2.1.6.1	Puissance maximale du pack de supercondensateurs.....	124

4.2.1.6.2 Pack de supercondensateurs.....	125
4.2.1.7 Système global définitif.....	126
4.2.2 Structure maximale de commande du système.....	126
4.2.2.1 Principe d'inversion pour la commande.....	126
4.2.2.2 Commandes pour le contrôle du bus continu.....	127
4.2.2.3 Modèle & commande rapprochée	128
4.3 Gestion d'énergie du système.....	129
4.3.1 Les différentes catégories de supervisions énergétiques des systèmes multi sources.....	129
4.3.1.1 Les outils de formalisation causale.....	129
4.3.1.2 Les outils d'optimisation explicite.....	129
4.3.1.3 Les outils d'optimisation implicite.....	130
4.3.1.4 La méthode de gestion retenue.....	130
4.3.1.4.1 Le bilan de puissance.....	130
4.3.1.4.2 La logique Floue.....	130
4.3.2 La commande hiérarchisée.....	132
4.3.2.1 Unité de contrôle du système global.....	132
4.3.2.2 Vue d'ensemble de l'unité de contrôle de puissance.....	132
4.3.2.3 Stratégie de gestion : différents configurations fonctionnelles.....	133
4.3.2.3.1 Hypothèses.....	134
4.3.2.3.2 Principe de la stratégie du bilan des flux puissance.....	134
4.3.2.3.3 Différents modes de répartition de puissance.....	135
4.3.2.3.4 Unification des modes.....	141
4.3.3 Simulation du système : Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires et Fonctionnement batteries et Scap en charge.....	145
4.3.3.1 Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires.....	145
4.3.3.1.1 Résultats de la production électrique.....	145
4.3.3.1.2 Résultats du stockage et déstockage d'hydrogène.....	146
4.3.3.2 Application mixte : bilan de puissance logique floue pour "fonctionnement batteries et Scap en charge".....	146
4.3.3.3 Estimation numérique du rendement de notre système.....	147
4.3.3.3.1 Rendement de l'ensemble des convertisseurs.....	147
4.3.3.3.2 Rendement des Scap.....	147
4.3.3.3.3 Rendement des Batteries.....	147
4.3.3.3.4 Rendement PEMFC/Electrolyseur PEM.....	148
4.3.3.3.5 Rendement stockage/déstockage.....	148
4.3.3.3.6 Rendement global.....	148
4.4 Conclusion.....	149
Conclusion générale et perspectives.....	151
1 Conclusion générale.....	152
2 Perspectives.....	153
2.1 Nouvelle approche REM pour la description des flux d'énergies multi variables...	153
2.2 D'autres voies exploratoires.....	155
Annexes.....	157
Annexe du chapitre II.....	159
Annexe du chapitre III.....	165
Annexe du chapitre IV.....	175
Références bibliographique.....	193

Nomenclature

\hat{x}	Grandeur physique mesurée
\tilde{x}	Grandeur physique estimée

Paramètres Electrochimique, thermique, thermodynamique, fluidique, pneumatique

z	Facteur de compressibilité
n_i	Nombre de mole i (mol)
\dot{n}_i	Débit molaire de i (mol)
\dot{V}_i	Débit volumique de i ($m^3 s^{-1}$)
m_i	Masse de i (Kg)
\dot{m}_i	Débit massique ($Kg s^{-1}$)
M_i	Masse molaire de i ($Kg mol^{-1}$)
R	Constante des gaz parfaits ($8,314 JK^{-1}mol^{-1}$)
V	Volume de stockage [m^3 ou Nm^3 ou $m^3 std$]
P	Pression [Pa]
T	Température [K]
P_{cr}	Pression critique [K]
T_{cr}	Température critique [Pa]
$Ex_{Entrée}$	Exergie fournie au système
$Ex_{Détruite}$	Exergie détruite
$X(T, P)$	Quantité d'hydrogène absorbée par unité de masse du matériau hydrure métallique [$mol_{H_2} kg_{solid}^{-1}$]
$\dot{X}(T, P)$	La masse totale transférée entre la phase solide et la phase gazeuse dans l'hydrure
K	Coefficient de transfert de masse (hydrure métallique)
a_s	La surface de la structure métallique poreuse par unité de volume [$m^2 m^{-3}$]
S_ρ	La source de masse représentant le flux d'adsorption d'hydrogène [$kgm^{-3}s^{-1}$]
ρ_s	La densité de la phase solide de l'hydrure métallique.
ε_μ	Microporosité du métal hydrure
ε_T	Porosité totale du métal hydrure
V_{ref}	Tension thermodynamique à courant nul (1,229V)
E_k	Potentiel réversible de l'équation chimique k [V]
V_{tn}	Tension thermo neutre [V]
n	Nombre d'électron mis en jeu lors d'une demi-réaction
F	Constante de Faraday (96850C)
ΔH	Variation d'enthalpie [$J.K.mol^{-1}$]
H_i	Enthalpie de i [$J.K.mol^{-1}$]
ΔG	Variation d'enthalpie libre [$J.K.mol^{-1}$]

G_i	Enthalpie libre de i [J.K.mol ⁻¹]
ΔS	Variation d'entropie d'une réaction chimique [J.K ⁻¹]
S_i	Entropie de l'espèce i [J.K ⁻¹]
ΔS_{q_i}	Flux entropique de i [W.K ⁻¹]
ΔS_η	Variation d'entropie due aux surtensions [J.K ⁻¹]
η	Ensemble des surtensions converties en chaleur $T\Delta S_\eta$
\dot{Q}_i	Flux de chaleur de i [W]
V_{EL}	Tension électrolyseur [V]
N_{el}	Nombre de cellules du stack électrolyseur
η_F	Rendement Faradique
E_{Nernst}	Potentiel de Nernst
$C_{th-stack}$	Capacité thermique du stack [J.K ⁻¹]
C_{tank-H_2O}	Capacité calorifique du réservoir d'eau [J.kg ⁻¹ .K ⁻¹]
C_P	Capacité thermique à pression constante
α_A	Coefficient de transfert de charge anodique
α_C	Coefficient de transfert de charge cathodique
$j_{0,A}$	Densité de courant d'échange anodique (A.cm ⁻²)
$j_{0,C}$	Densité de courant d'échange cathodique (A.cm ⁻²)
$j_{L,A}$	Densité de courant limite d'échange anodique (A.cm ⁻²)
A	La surface active de la PEM (cm ²)
$C_{O_2,me}$	Concentration d'oxygène à l'interface membrane/électrode [mol.m ⁻³]
$C_{O_2,me,0}$	Concentration d'oxygène dans les conditions de référence [mol.m ⁻³]
$C_{H_2,me}$	Concentration d'hydrogène à l'interface membrane/électrode [mol.m ⁻³]
$C_{H_2,me,0}$	Concentration d'hydrogène dans les conditions de référence [mol.m ⁻³]
σ_m	Conductivité de la membrane [S.cm ⁻²]
R_e	Résistance électrique de la membrane [Ω]
λ_m	Teneur en eau de la membrane
ΔS_{q_l}	Flux d'entropie de l (W.K ⁻¹)
D_w	Coefficient de diffusion de l'eau dans la membrane
δ_m	Épaisseur de la membrane
$C_{H_2O,me,cat}$	Concentration de l'eau à la cathode
$C_{H_2O,me,an}$	Concentration de l'eau à l'anode
R_t	Résistance thermique [W ⁻¹ .K]
r_{int}	Rayon intérieur du réservoir cylindrique [m]
h	Coefficient de transfert de chaleur par convection [W.m ⁻² .K ⁻¹]
r_{int}	Rayon intérieur du réservoir cylindrique [m]
r_{ext}	Rayon extérieur du réservoir cylindrique [m]
h_{int}	Hauteur intérieure du réservoir cylindrique [m]
h_{ext}	Hauteur extérieure du réservoir cylindrique [m]

R_h	Résistance hydraulique [Pa s m^3]
g	Accélération de la pesanteur
C_h	Capacité hydraulique [$\text{kg}^{-1} \cdot \text{m}^4 \cdot \text{s}^2 (\text{Pa}^{-1} \cdot \text{m}^3)$]
D_{ph}	Débit de photons [s^{-1}]
n_p	Nombre de protons
h	Constante de Planck [$6,63 \cdot 10^{-34} \text{J} \cdot \text{s}^{-1}$]
ν	Fréquence d'un photon [Hz ou s^{-1}]
$A_{kinetic}$	Variable cinétique du flux lumineux [$\text{s}^{-1} \cdot \text{m}^{-2}$]
$R_{potential}$	Variable potentielle du flux lumineux [$\text{J} \cdot \text{m}^{-2}$]
κ	Coefficient adimensionnel
C_{PV}	Capacité thermique du module photovoltaïque [$\text{J} \cdot \text{K}^{-1}$]
E_e	Eclairement ou intensité du rayonnement [$\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$]
E_{REF}	Eclairement de référence à 298K ($1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$)
A_{mpv}	La surface du module [m^2]
η_{PV}	Le rendement du module photovoltaïque
$R_{Atm / pV}$	Résistance thermique convective [$\text{W}^{-1} \text{K}$]
T_{Atm}	Température ambiante [K]
V_{vent}	Vitesse du vent [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]
a	Facteur d'idéalité
k	Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$)
q	Charge élémentaire de l'électron ($1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$)
$I_{ph(i)}$	Le photo courant du module photovoltaïque [A] ($i=m$: module ; $i=ch$: champ)
$I_{0(i)}$	Courant de saturation de la diode [A] ($i=m$: module ; $i=ch$: champ)
$R_{s(i)}$	La résistance série du module [Ω] ($i=m$: module ; $i=ch$: champ)
$R_{sh(i)}$	La résistance shunt du module [Ω] ($i=m$: module ; $i=ch$: champ)
T_{PVREF}	La température dans les conditions standards de test (298 K)
μ_{ISC}	Le coefficient de la variation du courant de court-circuit par rapport à la température (donné par le fabricant) [$\text{A} \cdot \text{K}^{-1}$]
n_{pv}	Nombre total de cellules du champ photovoltaïque
n_{sch}	Nombre de cellules en série dans le champ photovoltaïque
n_{pch}	Nombre de cellules en parallèle dans le champ photovoltaïque
n_{cells}	Nombre de cellules en série dans un module photovoltaïque
n_{cellp}	Nombre de cellules en parallèle dans un module photovoltaïque
n_{ms}	Nombre de modules en série dans un panneau photovoltaïque
n_{mp}	Nombre de modules en parallèle dans un panneau photovoltaïque
E_g	Energie de la bande interdite [eV]
$E_{g,T_{PVREF}}$	Energie de référence de la bande interdite [eV]
v_i	Tension i [V]
i_i	Courant [A]

v_{oc}	Tension de circuit ouvert [V]
v_m	Tension au point de puissance maximale [V]
k_{mpp}	Coefficient de proportionnalité entre v_{oc} et v_m
μ_{voc1}	Coefficient de la variation de v_{oc} avec la température [%/°C]
μ_{voc2}	Coefficient de la variation de v_{oc} avec la température [V/°C]
P_{Mec}	Puissance mécanique du compresseur [W]
η_{adi}	Rendement adiabatique de compression
η_{Mec}	Rendement mécanique de compression
c_p	Capacité thermique de l'hydrogène [J kg ⁻¹ K ⁻¹]
γ	Coefficient de compression adiabatique
Ω	Vitesse de l'arbre du moteur (moteur entraînant le compresseur) [rad s ⁻¹]
j_{cellfc}	Densité de courant de la cellule PEMFC [A m ⁻²]
N_{sfc}	Nombre de stack PEMFC en parallèle
N_{fc}	Nombre de cellules du stack PEMFC

Paramètres Electrique

v_i	Tension i [V]
i_i	Courant i [A]
P_i	Puissance de i [W]
C_i	Capacité de condensateur [F]
L_i	Inductance de la bobine [H]
R_i	Résistance [Ω]
η_i	Rendement de i
n_{ffc}	Rendement Faradique (PEMFC)
n_{fel}	Rendement Faradique (électrolyseur)
$C_{i(x)}$	Correcteur de courant de la chaîne énergétique x
$C_{v(x)}$	Correcteur de tension de la chaîne énergétique x
τ	Constante de temps [s]
f	Fréquence [Hz]
n_s	Nombre d'éléments en série (résistance ou supercondensateur)
n_p	Nombre d'éléments en parallèle (résistance ou supercondensateur)

Introduction générale

1 L'impasse environnementale et le changement de cap

On constate de plus en plus que la politique internationale (inter états et intra états) se développe autour du concept du "développement durable" afin de prendre en compte les aspects environnementaux et sociétaux d'une planète globalisée. Ce principe du développement durable a trois piliers qui sont les piliers "écologique", "économique" et "social" de manière à permettre un monde "vivable", "viable" et "équitable" pour un avenir "durable".

La raréfaction des ressources fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel), le changement climatique, la progressive dégradation de la couche d'ozone, la perturbation de l'équilibre de la biosphère et de la biodiversité sont autant de facteurs qui ont favorisé une nouvelle politique environnementale et en conséquence une nouvelle politique énergétique basée d'une part sur la réduction des émissions polluantes, comme le stipule le protocole d'accord de Kyoto signé le 11 décembre 1997 et ratifié par cent quarante et un (141) pays en 2010, et d'autre part sur les énergies renouvelables ou propres.

La politique de la réduction des gaz à effet de serre étant étroitement liée à la production et à la consommation énergétique [Solo11], deux leviers permettent de la déployer. Il s'agit d'une part de sensibiliser la société aux risques encourus et à la nécessité de vivre "autrement", puis d'autre part d'imposer de nouveaux cadres ou de nouvelles normes restrictives pour orienter les choix technologiques et donc également la recherche scientifique.

C'est dans ces conditions que la recherche sur les énergies renouvelables a connu un intérêt de par le caractère inépuisable et propre (tout au moins pour une grande part) des dites énergies [Solo11].

2 Les énergies renouvelables

La politique énergétique mondiale actuelle aboutit en aval sur des verrous scientifiques qui constituent les différents défis de la communauté scientifique. La raréfaction des ressources fossiles et toute la problématique environnementale résumée plus haut ont permis l'émergence des énergies dites renouvelables que sont [Baño11] :

- Energie solaire (photovoltaïque et thermique solaire) ;
- Energie éolienne ;
- Energie hydraulique ;
- Energie de la biomasse ;
- La géothermie.

Ces énergies ont le mérite d'être inépuisables quelle que soit la consommation. De nombreux travaux de recherche sont effectués dans le cadre d'une optimisation énergétique [Baño11] pour améliorer leurs rendements intrinsèques ou leurs rendements systèmes encore insatisfaisants. L'énergie solaire, dans sa composante photovoltaïque, la plus abondante entre toutes, a fait l'objet de nombreux travaux [Pari11][Baño11]. Son intermittence et son caractère fluctuant lui ont valu d'être le plus souvent hybridée à d'autres sources d'énergies. Son hybridation à la filière hydrogène a suscité un intérêt majeur au vu de nombreux travaux réalisés [Labb06][Poss09][Yila09].

3 Le sujet de thèse

En amont de tous les dispositifs applicatifs se trouvent deux axes de recherche à savoir l'amélioration de la fiabilité et de l'efficacité des énergies renouvelables existantes et la recherche de technologies nouvelles [Agbl11b]. Cela est déployé concrètement par un travail en amont sur les matériaux et nanomatériaux, puis en aval sur les dispositifs et sur le système global pour des applications temps réel en vue de satisfaire un besoin énergétique stationnaire ou mobile.

Dans le but de satisfaire ce besoin énergétique, grâce à l'énergie solaire photovoltaïque couplée à la filière hydrogène (PEMFC/Electrolyseur PEM), pour une application stationnaire isolée du réseau de distribution local d'électricité, notre travail se porte sur l'aspect système. Le sujet qui est traité dans cette thèse s'intitule : *Modélisation multiphysique des flux énergétiques d'un Couplage Photovoltaïque-Electrolyseur-PAC en vue d'une application stationnaire.*

Il s'agira d'user d'une approche de modélisation la plus générique possible pour la gestion des flux énergétiques du système tout en prenant en compte la viabilité du système.

3.1 Cahier de charge

L'objectif principal est de pouvoir alimenter une charge sur un profil journalier correspondant au besoin énergétique d'une maison non connectée au réseau électrique. L'énergie solaire est la principale source d'énergie. Pour un stockage court, moyen et long terme, la source photovoltaïque sera couplée respectivement à un pack de supercapacités (stockage de puissance), un pack de batteries (stockage d'énergie électrique) et à un électrolyseur PEM (stockage sous forme chimique). L'électrolyseur permet une production in situ d'hydrogène pour éviter un problème de ravitaillement notamment pour les zones enclavées. La PEMFC pourra, selon le combustible disponible, satisfaire soit totalement soit en partie la demande pendant les périodes non ensoleillées, le reste étant fourni par l'ensemble batterie (bat)/supercapacité (Scap).

La viabilité du système étant un facteur clé pour l'amortissement du coup d'investissement, il faudra tenir compte des contraintes physiques inhibitrices de chaque entité énergétique notamment les dynamiques propres. De ce fait une gestion appropriée des flux énergétiques devra tenir compte de la dynamique rapide des supercondensateurs, de la dynamique que l'on peut qualifier de moyenne des batteries et de la dynamique lente du binôme PEMFC/Electrolyseur PEM.

3.2 La démarche scientifique

Il faut indiquer que ces travaux sont effectués dans le cadre d'une co-tutelle, entre l'Université de Franche-Comté et l'Université de Cocody-Abidjan et que les trois années de travaux ont été menées à l'Université de Franche-Comté.

Vu l'enjeu du cahier des charges, les gammes de puissance inhérentes, le gros dispositif expérimental que cela requerrait, le financement résultant que ne peut fournir la partie qui propose ces travaux, notamment la Côte d'Ivoire, la démarche suivante a été adoptée.

La modélisation est faite eu égard au principe d'effet d'échelle dont sont dotées les principales entités du dispositif : le champ photovoltaïque, l'électrolyseur, la PEMFC, les batteries et les supercapacités. Ce principe permet de valider un modèle à une gamme de puissance donnée puis de l'utiliser dans le but d'une simulation à une autre gamme de puissance. C'est dans cette optique que le modèle du champ photovoltaïque est obtenu à partir d'une caractérisation expérimentale du modèle sur un module de 90W. De même, le modèle électrolyseur a subi une caractérisation expérimentale sur un stack de 50W. Les modèles

PEMFC, Bat, Scap et moto compresseur développés et validés au sein de l'équipe "systèmes hybrides et PAC" de FEMTO-ST nous servent également de base pour la mise en œuvre du système.

Pour les modèles non validés expérimentalement, notamment la chaîne de stockage d'hydrogène, nous suivons une démarche rigoureuse de modélisation de manière à être fidèles aux phénomènes physiques et aux données de la littérature. Il en est de même pour la méthode de gestion d'énergie.

3.3 Organisation de la thèse

La thèse est structurée en quatre chapitres hormis la présente introduction générale complétée d'une conclusion générale et de perspectives. Nous présentons de façon succincte le contenu des différents chapitres.

3.3.1 Chapitre premier : *Etat de l'art*

Le chapitre premier est destiné à un bref *état de l'art* sur l'hydrogène solaire. Au constat d'une nécessité d'hybridation entre le solaire photovoltaïque et le dihydrogène comme vecteur énergétique, une brève analyse technico économique traitera de la question du stockage d'hydrogène avant de présenter l'outil de modélisation utilisé dans cette thèse : la REM (Représentation Energétique Macroscopique).

3.3.2 Chapitre deuxième : *Modélisation REM de l'Electrolyseur PEM*

Le deuxième chapitre présentera une *modélisation REM* complète d'un *électrolyseur PEM* (Proton Exchange Membrane) [Agbl11a]. Il s'agit d'un modèle multi physique qui prendra en compte l'influence de la température sur les paramètres électrochimiques. Il sera introduit une modélisation REM de la dynamique électrique de l'électrolyseur [Agbl11b].

Le modèle REM de l'électrolyseur développé met en exergue l'aspect multi physique décrivant l'interaction entre domaines hydraulique, thermique, électrochimique, thermodynamique et électrique. Ledit modèle a été validé au laboratoire LAPLACE de Toulouse.

3.3.3 Chapitre troisième : *Modélisation REM des autres composantes énergétiques du système stationnaire*

Le troisième chapitre, contenant le modèle du champ solaire photovoltaïque [Agbl11d], présentera également *les autres dispositifs énergétiques du système* [Agbl11c] notamment les dispositifs de stockage électrique et chimique.

Le modèle photovoltaïque sera réalisé en introduisant les variables causales dans le domaine radiométrique. Aussi, partant du modèle électrique de cellule photovoltaïque à une diode, l'effet d'échelle cellule/module/panneau/champ sera explicité. Les résistances série et parallèle seront considérées.

En raison du stockage de l'hydrogène produit par l'électrolyseur, la chaîne de stockage/déstockage d'hydrogène sera modélisée. Elle est constituée d'un réservoir tampon, d'un groupe moto compresseur, d'un échangeur (pris en compte ou non selon le besoin), du réservoir d'hydrogène puis de deux détendeurs (un en amont du compresseur et un en aval du réservoir d'hydrogène).

La notion d'effet d'échelle, qui permettra de passer d'une gamme de puissance à une autre, sera constamment mise en exergue pour chaque entité énergétique.

3.3.4 Chapitre quatrième : Dimensionnement et Gestion Énergétique du système stationnaire

Le chapitre quatrième traitera *du dimensionnement et de la gestion énergétique du système stationnaire*.

Le dimensionnement sera réalisé sur le principe de la répartition fréquentielle de la mission entre les sources en présence [Akli08] et des pertes potentielles [Darr10][Akli08]. A cela s'ajouteront les spécificités dimensionnantes de chaque entité (PV, PEMFC/électrolyseur, ...). La méthode du bilan des flux de puissance a été utilisée et la stratégie de répartition de puissance servant à définir les puissances de références allouées à chaque chaîne de contrôle a été mise en œuvre. Il est également introduit une stratégie mixte entre la logique floue et le bilan des flux de puissance.

Nous finirons évidemment par une conclusion générale. Parmi les perspectives, nous proposerons une approche REM pour la description des flux d'énergies multi variables.

3.4 Les principaux atouts du système à l'étude

Un tel système, ayant l'énergie solaire photovoltaïque comme source principale d'énergie, présente des atouts comparativement au système photovoltaïque conventionnel où les modules solaires sont associés aux batteries.

Dans le système multi-sources à l'étude, un premier atout réside dans le fait que la surproduction d'énergie solaire photovoltaïque ne sera pas perdue, dans le cas où les batteries auront atteint leur état de charge maximale, mais sera convertie en hydrogène puis stockée pour une utilisation différée via la PEMFC. Proroger la durée de vie des dispositifs électrochimiques est un autre atout du système. En effet les supercondensateurs absorbent les hautes fréquences aux bornes des batteries qui n'admettent que les moyennes fréquences tandis que ces mêmes batteries à leur tour absorbent les moyennes fréquences aux bornes de la PEMFC et de l'électrolyseur PEM qui n'admettent tous deux que les basses fréquences. En plus d'être doté de source de stockage de "puissance" (supercondensateurs) et de sources de stockage d'énergie (batteries et hydrogène), l'avantage principal de ce système est de disposer de trois sources d'énergie (solaire photovoltaïque, batteries et PEMFC) pouvant à la fois satisfaire le besoin énergétique tout en ménageant chacune des sources selon leur état énergétique au cours de la mission.

Chapitre I

Etat de l'Art

1.1 Introduction

Un impact concret de l'émergence de la politique énergétique favorable à une alternative énergétique se perçoit dans le domaine scientifique par de nombreuses thématiques de recherches qui explorent toutes les éventualités desquelles peuvent résulter une/des source (es) d'énergie (es) fiable (es) et viable (es). Il en résulte l'exploitation et le développement des énergies dites renouvelables. Une énergie renouvelable est une source d'énergie inépuisable parce que se régénérant de façon permanente et perpétuelle. Les sources d'énergies renouvelables connues jusque là sont : l'énergie solaire (photovoltaïque et thermique), les aérogénérateurs (éoliennes), la houle, l'hydraulique, l'énergie marémotrice et les courants marins, la géothermie, la biomasse et le biocarburant.

1.1.1 Inaptitude des sources d'énergie renouvelables à satisfaire seul un besoin

Les propriétés physiques des sources d'énergies renouvelables les rendent la plupart du temps inaptes à satisfaire seules de façon viable une demande d'énergie. Plusieurs contraintes participent à cette insuffisance.

1.1.1.1 Nécessité d'hybridation due à l'intermittence et à la fluctuation des ressources renouvelables

Le caractère fluctuant et intermittent des ressources renouvelables implique indubitablement leur stockage en amont en vue d'assurer le caractère permanent de l'approvisionnement énergétique, d'où l'usage des batteries pour le solaire photovoltaïque ou les éoliennes et également l'usage des digues pour les barrages hydroélectriques. Le nombre de batteries augmente avec la puissance de l'application. Afin d'éviter un nombre excessif de batteries pour des applications de forte puissance l'option d'hybridation est souvent envisagée. Quand à l'hydroélectricité même si elle est quelque peu sensible à la variation des saisons pluvieuses, elle peut cependant de par son dimensionnement s'assurer une autonomie pour répondre à la demande. Dans la plupart des cas, l'intermittence des sources renouvelables nécessite une hybridation avec d'autres entités énergétiques pour un appoint de fourniture d'énergie (autres sources d'énergie renouvelable, propre, ou conventionnelle) [Darr 10][Yila 09].

1.1.1.2 Les verrous de la filière énergies renouvelables/propres

L'exploitation des ressources renouvelables à grande échelle est sujette aux verrous suivants:

- Le coût;
- La durée de vie ;
- La fourniture d'une énergie stable pouvant permanemment satisfaire la charge.

Pour certaines des sources d'énergies renouvelables/propres comme le Solaire photovoltaïques, même si le second verrou est levé (plus de 25 ans de durée de vie) [Krau 06] [Tene 10], ce qui permet d'amortir le premier verrou, le troisième est foncièrement contraignant. Et toutes les approches d'exploitations dans la phase du dimensionnement ont pour seul but de garantir un approvisionnement permanent d'énergie en vue de satisfaire à la demande. Au-delà de ces trois verrous, il y en a qui sont propres à

différentes sources. Le solaire photovoltaïque et le solaire thermique ont plus besoin d'augmenter le rendement des capteurs et cellules solaires en vue de réduire la surface occupée pour atteindre la puissance requise. Les éoliennes ont plus besoin de réduire « l'effet bruit », afin de mieux s'intégrer dans l'air urbain tout en optimisant le rendement de la conversion électromécanique, ...etc.

1.1.3 Hybrider le solaire photovoltaïque

Pour une exploitation de la composante photovoltaïque de l'énergie solaire comme source principale d'énergie, une hybridation énergétique s'avère inévitable. Elle est souvent utilisée en vue de :

- Stocker l'énergie disponible pour une utilisation différée ;
- Générer un apport complémentaire d'énergie.

L'hybridation consiste à adjoindre au système photovoltaïque (Figure 1- 1) d'autres sources énergétiques (Figure 1- 2).

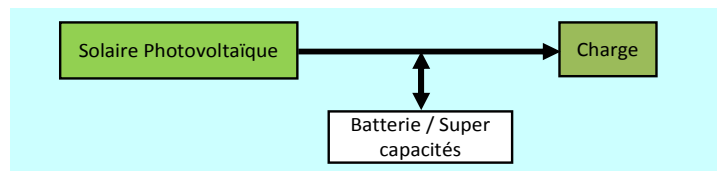


Figure 1- 1 : Source photovoltaïque avec stockage d'énergie

Dans le cas de la Figure 1- 1, ces sources complémentaires peuvent être des éléments de stockage électrochimiques et/ou électrostatiques en vue d'assurer cette fonction de stockage/déstockage d'énergie (batteries) ou de puissance (super capacités).

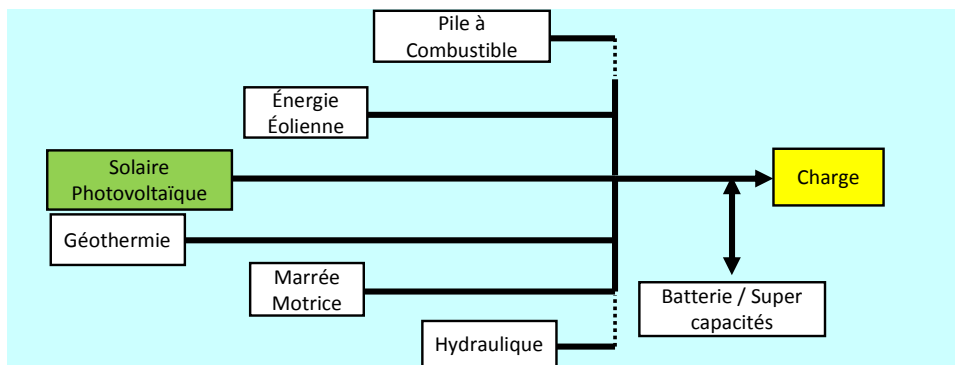


Figure 1- 2 : Système photovoltaïque couplé à d'autres sources énergétiques

Dans le cas de la Figure 1- 2, les sources d'énergie complémentaires sont des sources d'appoint autonomes. Il faut tout de même ressortir que la pile à combustible est fortement liée à l'outil énergétique (électrolyseur) de stockage de combustible (hydrogène et/ou oxygène) et tous deux jouent le rôle de stockage d'énergie (sous forme chimique via l'électrolyseur) en vue d'une utilisation différée (via la pile à combustible).

1.1.4 Hybridation des énergies renouvelables : un atout pour les sites isolés

Les sources d'énergie de type renouvelables ou propre peuvent être hybridées pour des applications soit stationnaires ou mobiles. Nous nous intéresserons dans le cadre de cette thèse aux applications stationnaires qui peuvent être de type domestique ou professionnelle (station de relais télécommunication, feux tricolores, éclairage de sites isolés, productions industrielles...).

Pour les applications stationnaires couvertes par le réseau de distribution local d'électricité, la nécessité de recourir à des énergies alternatives ne semble pas indispensable. C'est pourquoi, dans les pays développés malgré une politique de vulgarisation qui permet (Exemple de la France) de payer à un particulier l'énergie d'origine renouvelable qu'il injecte dans le réseau, peu de personnes ont recours à la solution hybride et se contentent du réseau. Cependant, sur les sites isolés déconnectés du réseau électrique et difficile d'accès, une unité de production d'énergie viable et autonome s'avère inéluctable. Les sources d'énergies renouvelables hybridées sont alors un atout indéniable pour ce type d'applications stationnaires isolées.

1.2 Couplage d'énergies renouvelables/propres pour des applications stationnaires

Une intense activité de recherche dans le domaine de l'énergie a été menée ces trois dernières décennies pour les applications stationnaires des sites isolés [Darr 10]. Toutefois, certaines applications pour sites non isolés raccordés ou non au réseau ont également fait l'objet de nombreuses études. C'est dans cette optique que [Ione 10] a étudié une architecture de micro réseaux générique pouvant avoir comme sources le solaire photovoltaïque, l'éolien et bien d'autres sources. Cette étude s'est essentiellement axée sur la commande et le contrôle de l'onduleur de tension (Figure 1- 3) dans deux configurations de fonctionnement : connecté au réseau local ou non ; en ajustant convenablement la fréquence et la tension à celle du réseau en mode connecté puis en redéfinissant une amplitude et une fréquence propre au micro réseau en mode déconnecté.

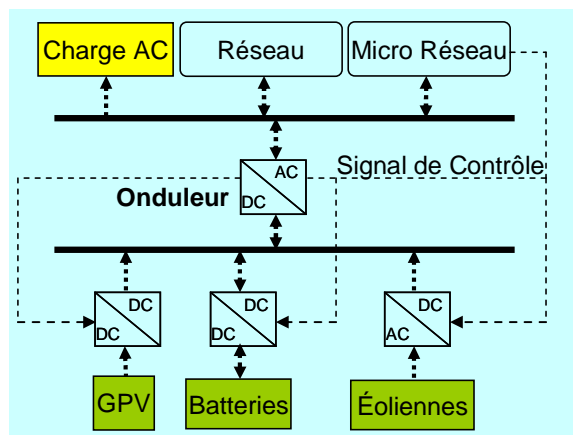


Figure 1- 3 : Architecture de connexion réseau-micro réseau

Dans le cadre du projet européen "Microgrids", [Barn 05] présente trois des différentes configurations d'essai installées dans plusieurs laboratoires. Il s'agit globalement de système multi agents de gestion des différentes sources, de gestion du stockage d'énergie et de contrôle de la charge. Ces trois applications permettent de tester différents

composants, différentes stratégies de commande et différentes techniques de stockage. La configuration électrique globale est identique à celle de la Figure 1- 3. Le système multi agents est constitué de quatre types d'agent (unité de production, unité de consommation, le système de puissance et le contrôleur central du micro réseau); Ils ont un fonctionnement synergique et leur implantation est faite sur la plateforme JADE (Java Agent Development Framework). Jade est un outil basé sur le Java pour le développement des systèmes multi agents [Dime 04][Barn 05]. Ces applications sont en aval de ce que nous développerons dans cette thèse. Quant à [MacL 07], par approche expérimentale, il fait une étude d'un stockage efficace d'énergie en montrant entre autres que le couplage en vue du stockage d'énergie entre la pile réversible (pile à combustible fonctionnant soit en mode pile ou en mode électrolyseur) et le système photovoltaïque (système panneaux photovoltaïque/Batteries) était plus efficace en terme de rendement énergétique que le système classique photovoltaïque (système panneaux photovoltaïque/Batteries). Il rappelle la seule fonction de stockage de puissance qu'ont les super condensateurs tout en proscrivant leurs usages pour le stockage d'énergie parce qu'inapproprié. L'importance d'une telle envergure d'exploration scientifique se justifie par [Pére 08] qui relève que 20 à 40% de l'énergie totale consommée dans les pays développés sert à la consommation énergétique domestique et que cette énergie est supérieure à celle consommée dans l'industrie et le transport en Europe et aux Etats Unies.

Ces études sont menées conformément aux deux approches classiques notamment l'approche empirique et semi empirique et/ou théorique. Dans cette même optique, [Uzun 09] présente un modèle simulé d'une stratégie de contrôle-commande d'un système hybride photovoltaïque/PACPEM/UCAPs pour une application isolée. Toutefois, comme déjà indiqué, la viabilité du stockage d'énergie pour de tels systèmes est primordiale et constitue un indicateur d'autonomie. C'est pourquoi [Sree 10] propose une méthodologie pour dimensionner la capacité minimum utile de batteries lorsque l'énergie de la source renouvelable peut être estimée.

1.3 Couplage solaire photovoltaïque et l'hydrogène comme vecteur énergétique

1.3.1 De l'abondance de l'énergie solaire à la part réelle exploitable

De toutes les énergies renouvelables actuellement connues, l'énergie solaire est la plus abondante, inépuisable et propre. La terre reçoit du soleil près de 16.10^{17} kWh ; ce qui est largement supérieur (plus de 10 fois) à la consommation mondiale [Mult02 11] [Pari 11]. Toutefois, cette énergie faramineuse provenant du soleil n'est pas totalement exploitable ; seulement 45% de cette énergie soit près de 70.10^{16} kWh est globalement estimé à la surface de la terre tout en déduisant la part directement réémise dans l'espace (soit 30% avant l'atmosphère) et celle convertie en surface et dans l'atmosphère (25% entre la limite de l'atmosphère et la surface terrestre) [Mult01 03]. Finalement la part exploitable de l'énergie solaire s'élève à près de 10^{13} kWh. L'influence de l'atmosphère sur l'ensoleillement indique globalement 1367Wm^{-2} à la limite de l'atmosphère alors qu'à la surface de la terre elle est de 1000Wm^{-2} (Figure 1- 4).

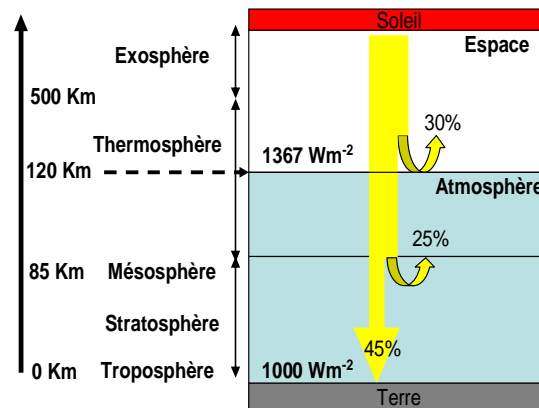


Figure 1- 4 : Du soleil à la terre ; chemin parcouru par le rayonnement solaire

1.3.2 De l'impossibilité d'une option "tout solaire"

Avec le rendement actuel des modules commercialisés soit 16-18% maximum (voire 20-23% en laboratoire), le toit d'une maison domestique ne suffirait pas pour satisfaire le besoin d'un foyer dans les pays développés (un bâtiment ou immeuble regroupant plusieurs foyers). Par contre en milieu rural, dans les pays en voie de développement cela suffirait pour les besoins primaires (éclairage, télévision, radio,...).

1.3.2.1 Cas d'un pays développé : La France

En 2009 la population Française était de 62,474 millions [Inse01 11], sur la base de la consommation moyenne d'un Français en 2007 (7772kWh/an [Idbm 11]), on pourrait estimer la superficie de champ photovoltaïque nécessaire pour du " tout photovoltaïque ". Eu égard à l'ensoleillement annuel moyen en France ($3,33\text{kWh/m}^2/\text{j}$ [Nasa83-05]) et au rendement optimal des modules commercialisés (environ 18%), la surface du champ photovoltaïque nécessaire pour satisfaire la demande en énergie électrique serait de 249670 km^2 soit 37.2% de sa superficie totale ($670\,922 \text{ km}^2$). Ceci reviendrait à recouvrir toutes les habitations mais aussi à détruire une bonne partie de la flore (donc de la faune) mettant à mal l'équilibre de l'écosystème lequel équilibre nous voudrions sauvegarder par cette politique de valorisation du renouvelable (énergie).

1.3.2.2 Cas d'un pays sous-développé : La Côte d'Ivoire

En revanche, en 2009 la population Ivoirienne ayant été de 21,075 millions [Inse01 11], sur la base de la consommation moyenne d'un Ivoirien en 2007 (178kWh/an [Idbm 11]), on pourrait estimer la superficie de champ photovoltaïque nécessaire pour du " tout photovoltaïque ". Eu égard à l'ensoleillement annuel moyen en Côte d'Ivoire ($4,75\text{kWh/m}^2/\text{j}$ [Nasa83-05]) et au rendement optimal des modules commercialisés (environ 18%), la surface du champ photovoltaïque nécessaire pour satisfaire la demande en énergie électrique serait de $135,2 \text{ km}^2$ soit 0,4% de sa superficie totale (322462 km^2).

1.3.2.3 Le " tout solaire " : option utopique ?

Toutefois, les indicateurs de développements de la banque mondiale relatifs à la consommation d'énergie indiquent que le niveau de développement des états augmente avec leur niveau de consommation en énergie. Se faisant, le " tout solaire " ne serait être une solution pour satisfaire le besoin en énergie dans les pays émergents et les pays en voie de développement qui voient leurs consommations croître au fil des ans. Cette solution est encore moins inappropriée dans les pays développés.

1.3.3 La solution multi sources comme palliatif actuel ?

Eu égard à la nouvelle politique énergétique mondiale militante pour une réduction de la consommation des états (protocole d'accord de Kyoto) avec des normes imposants aux constructeurs des classes d'appareils électroménagers moins énergivores, un juste compromis entre la baisse de consommation des pays développés et l'augmentation de consommation des pays sous développés dû à leur développement potentiel pourrait stabiliser la consommation à un niveau relativement bas en comparaison de celle que nous connaissons actuellement. A titre d'illustration, en considérant le cas de la France et de la Côte d'Ivoire, la courbe moyenne de la Figure 1- 5 pourrait étayer ce propos.

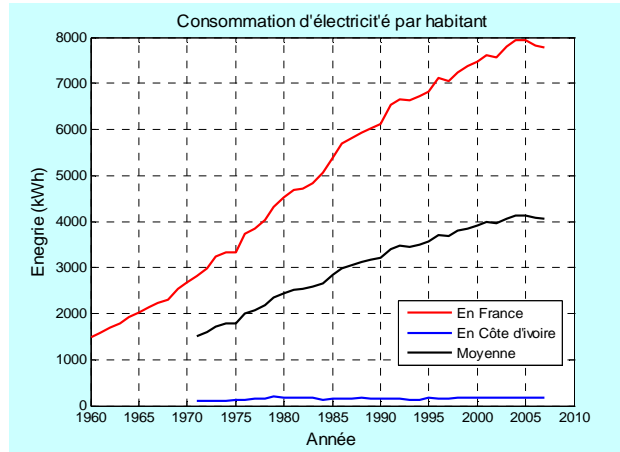


Figure 1- 5 : Consommation d'électricité par habitant en France et En Côte d'Ivoire [1960-2007] et [1971-2007]

Il en résulterait une baisse du champ photovoltaïque à 19,5 % de la superficie de la France alors qu'une augmentation du champ photovoltaïque en Côte d'Ivoire serait de 9,6% de sa superficie totale. Il ne faudrait pas occulter l'obligation du recyclage (après 30 ans maximum) de ces panneaux solaires et la capacité de la terre à fournir le matériau nécessaire sur un cycle infini de renouvellement de la couverture photovoltaïque (développement durable) : l'enjeu est de taille.

Quoi qu'il en soit, la solution multi sources est donc sans contestation la seule voie actuelle en espérant une révolution énergétique pouvant vaincre définitivement le défi de la nécessité d'une énergie propre pour un développement durable.

1.3.4 L'hydrogène solaire comme option prometteuse

Au vu de tout ce qui précède, une source appropriée au couplage avec la source photovoltaïque serait une source qui requiert le caractère de disponibilité permanent pour pallier le caractère intermittent du photovoltaïque. L'hydrogène comme vecteur énergétique pourrait pleinement assumer cette charge de compensation parce que étant l'élément le plus abondant à la surface de la terre. Cependant, on ne le trouve que sur une forme moléculaire de corps composés. C'est pourquoi, la filière hydrogène comme vecteur énergétique nécessite plusieurs techniques permettant de générer le dihydrogène pur. L'hydrogène peut-être obtenu de combustible fossiles, de sources renouvelables ou par la fission nucléaire [Wint 09][Clar 10].

1.3.5 L'hydrogène solaire : un vaste champ d'exploration scientifique

La pertinence du couplage solaire/hydrogène a donné lieu à des investigations de système hybride solaire photovoltaïque avec les sources d'énergie gouvernées par le vecteur énergétique qu'est l'hydrogène. Il s'agit de la filière Pile à combustible (PAC) qui utilise l'hydrogène comme carburant "propre" ; nous faisons ainsi référence à la technologie Membrane à Echangeuse de Proton (PEM). Pour des applications isolées, difficiles d'approvisionnement (sites éloignés, enclavés, ou les îles) en hydrogène une production in situ s'impose. Parmi les nombreuses voies de production d'hydrogène pour de telles applications stationnaires, l'électrolyse de l'eau s'avère être la voie actuellement exploitée. Plusieurs travaux de recherche sont donc menés sur ce type d'hybridation. Ceci est mis en exergue par [Yila 09] qui fait un panorama mondial de tous les projets réalisés concernant les applications stationnaires de l'hybridation de l'hydrogène solaire et des PAC jusqu'en 2009. La production d'hydrogène est faite grâce à l'électrolyse de l'eau de type PEM ou alcaline. La puissance maximale indiquée fut de 36kW pour les applications alcalines (projet HARI Hydrogen and Renewables Integration) et de 3.3kW pour les applications PEM (projet CEC the Commission for Environmental Cooperation). Une étude énergétique a été menée pour une analyse sur le coût énergétique du stockage d'hydrogène. L'actualité de ces recherches peut être également justifiée par le programme H-PAC de l'ANR faisant suite au programme PAN-H (2005-2008). Ce programme (H-PAC) à moyen terme visait notamment à favoriser le rôle de l'hydrogène comme vecteur d'énergie propre pour les systèmes stationnaires. Dans le cadre du projet PEPITE financé par le programme PAN-H, [Darr 10] présente un dimensionnement d'un système photovoltaïque couplé avec la PACPEM/Electrolyseur PEM basé sur un code d'optimisation numérique (ORIENTE). La gamme de puissance atteinte pour l'installation du projet PEPITE est de 100.6kW nominale pour l'électrolyseur PEM, 131,4Wp de champ photovoltaïque et une pile à combustible PEM de 10,6kW nominale.

L'envergure de ces recherches, au vu de nombreux programmes qui financent plusieurs projets sur la thématique (ANR en France), d'instituts travaillant entièrement dans le domaine (IRH à l'Université du Québec Trois-Rivières) et des travaux et sujets de thèses développés autour de la thématique [ZhoT 09][Mogo 05][Labb 06][Same 08], indique l'actualité et l'intérêt majeur de l'hybridation « solaire-hydrogène ».

1.3.5.1 Outils analytiques dans un but de modélisation et d'optimisation

Compte tenu des notions comme "l'économie d'énergie" et "l'optimisation énergétique" particulièrement contraignantes pour les sources d'énergies renouvelables fluctuantes, l'étape de modélisation qui peut peaufiner la démarche analytique est très importante. En effet, la notion d'optimisation implique la production de l'énergie maximale que peut potentiellement fournir la source, tandis que celle de l'économie d'énergie associée implique que toute l'énergie produite par la source soit utilisée. De ce fait, la phase de modélisation a pour rôle essentiel de caractériser une source énergétique qui corresponde avec justesse au besoin énergétique exprimé. Une modélisation (dimensionnement/simulation/optimisation) de type systémique permettant au mieux de rendre compte des interactions et des potentielles contraintes inhibitrices du système est nécessaire. Il existe des modèles théoriques et des modèles graphiques. La modélisation graphique a pour particularité de présenter le système de façon structurelle et/ou fonctionnelle permettant une bonne analyse et une interprétation plus aisée du fonctionnement du dispositif.

Il y a eu plusieurs modèles qui traitent de la production d'hydrogène [Labb 06] [Same 08][Turp 08][Mogo 05] [ZhoT 09]. Parmi ceux-ci il y a des modèles graphiques comme ceux de type Bond Graph [Same 08][Turp 08], Graphe Informationnel Causal (GIC) [Mogo 05] et REM [ZhoT 09].

1.3.5.2 Outils de modélisation graphique

Les modèles graphiques, en plus des spécificités propres à chaque modèle, ont la caractéristique commune de mobilité leur permettant d'intégrer un autre système, d'être ajustée à une application particulière, ou d'être utilisée pour une étude analytique d'optimisation. Dans le domaine de la modélisation énergétique dans l'approche systémique structuraliste, l'outil graphique utilisé implique une prédilection à une fonctionnalité qui caractérise le formalisme graphique. Les modèles de type Bond Graph seront plus structurels en plus du caractère fonctionnel. Les modèles GIC seront plus orientés vers l'aspect contrôle/commande alors que ceux de type REM, bien qu'étant fonctionnels et plus ou moins structurels en comparaison aux modèles de formalisme Bond Graph, auront la même capacité contrôle/commande que le GIC.

Le modèle REM de [ZhoT 09] était un modèle hybride « éolien-hydrogène » connecté au réseau. Ces travaux ont une généricité dans la philosophie de gestion d'énergie basée sur le bilan d'énergie de l'énergie produite et de l'énergie consommée, tout en remontant la chaîne de conversion pour déduire les valeurs de références pour l'aspect contrôle/commande. En raison de l'objectif de commande et de supervision énergétique que vise ces travaux, le dimensionnement n'est pas pris en compte, ce qui rend difficile la versatilité des gammes de puissances utilisées pour un autre besoin du même genre.

Pour un système énergétique qui utilise l'hydrogène comme carburant, la disponibilité de l'hydrogène surtout pour les systèmes isolés est fondamentale. De ce fait nous commencerons par définir le mode de stockage d'hydrogène qui est susceptible d'être utilisé pour les systèmes autonomes isolés.

1.4 Fourniture et stockage du combustible : production et stockage d'hydrogène

Comme déjà indiqué, il faudra faire une production et un stockage in situ de l'hydrogène ; cela nous amène à nous intéresser aux différents modes de production et de stockage d'hydrogène dont on dispose.

1.4.1 La production du dihydrogène

Etant donné que l'activité commerciale d'un produit sur le marché est étroitement liée au principe de l'offre et de la demande, nous essaierons brièvement de rappeler les secteurs d'activités qui constituent les niches de marché pour l'hydrogène.

1.4.1.1 Les différentes "niches de l'hydrogène"

La filière hydrogène comme vecteur énergétique suscite un intérêt majeur d'actualité et est étroitement liée à l'essor des piles à combustible de technologie PEM dont il est le carburant. De fait, toutes les niches de marché pour les piles PEM sont considérées comme des niches hydrogène. Nous ferons alors allusion aux batteries de courtes durée de vie (ordinateur portable, téléphone portable, caméscope,...) qui pourraient être alimentées grâce à l'hydrogène ou aux cartouches de méthanol enrichi en hydrogène. L'hydrogène

pourrait servir pour l'électrification domestique via la pile et pourrait également remplacer les chaudières des centrales thermiques [Wint 09]. Il serait aussi bon de rappeler outre toutes les applications stationnaires se rattachant à ce qui précède que l'hydrogène comme carburant propre pour les applications mobiles et particulièrement pour le transport a un intérêt majeur actuel et est un pôle d'attraction pour l'automobile afin de répondre au label "voiture propre". En plus des voitures abritant une pile à combustible, il y en a qui fonctionnent avec un moteur à combustion interne à hydrogène (MCIH)[Cana 11]. Nous indiquons également la possibilité d'utiliser la pile PEM comme unité de source auxiliaire pour les véhicules et les avions voire les applications spatiales comme il en a été pour le "programme Gemini" de la NASA, qui est le premier programme spatial abritant une pile PEM.

L'hydrogène est régulièrement utilisé pour la production de méthanol, de l'ammoniac et le raffinage de pétrole. La valorisation d'un baril de bitume en pétrole brute synthétique consomme 2,4kg d'hydrogène voire 4,3kg pour la synthèse de pétrole brute de grande qualité. Pour illustration, en 2004, en Alberta (Canada), le taux de production de bitume brut était de 700 milles barils par jour ; ce qui nécessite 1700t/j d'hydrogène (soit 790000Nm³/h) pour la valorisation en pétrole brut [Ryla 06].

Au vu de tous ces secteurs d'application pour l'hydrogène, l'économie hydrogène, nous pouvons le dire, a un avenir prometteur. Des voies et moyens de le produire sont l'objet d'intenses travaux de recherche.

1.4.1.2 Les différentes modes de production pour faire face à la demande

L'hydrogène peut être produit par différentes technologies telles que [Clar 10]:

- Le reformage de gaz naturel ;
- Gaz de pétrole liquéfiés, Essence, ...etc ;
- Gazéification du charbon et de la biomasse ;
- Electrolyse de l'eau par le nucléaire comme énergie primaire ;
- Electrolyse de l'eau par l'énergie fossile comme énergie primaire ;
- Electrolyse de l'eau par les énergies renouvelables comme énergie primaire ;
- Le fractionnement photo catalytique de l'eau (principe photo électrochimique) ;
- La thermolyse et les cycles thermochimiques.

Les voies de production de l'hydrogène par le fractionnement photo catalytique de l'eau, par thermolyse et par cycles thermochimiques ne sont pas encore des technologies matures parce que pour certaines tributaires de problèmes liés aux matériaux encore inefficients [Crai 08]. Les cycles thermochimiques sont en phase de développement et pourraient à court terme être exploitable pour une production grande échelle d'hydrogène. C'est du moins l'objectif du programme Canadien où la chaleur provenant de centrale nucléaire de type CANDU usera du cycle Chlore/Cuivre (Cu-Cl) en utilisant une eau surcritique [Ryla 06][Nate 10]. Le réacteur ACR 1000 vient de passer sa troisième phase d'examen de conception avant projet [AECL 11].

Jusqu'à un passé récent, afin de produire l'hydrogène en milieu industriel, la technologie couramment utilisée pour l'électrolyse de l'eau était constituée d'électrolyte aqueux (acide ou alcalin) [Mile01 07][Clar 10]. Compte tenu des problèmes de corrosion engendrés par les électrolytes acides, seule la technologie alcaline s'est développée sur le plan industriel et constitue encore aujourd'hui la principale voie de production électrolytique d'hydrogène et d'oxygène sur le procédé alcalin de type "zero gap cell". Le développement de la technologie d'électrolyte à PEM a favorisé également l'émergence des électrolyseurs PEM. Contrairement à l'électrolyte aqueux acide ou alcalin, l'électrolyte à PEM est plus

apte à garder séparé l'hydrogène et l'oxygène produits ; de plus, la densité de courant est plus élevée pour l'électrolyte PEM (jusqu'à 1Acm^{-2}) alors quelle n'atteint qu'environ 0.4Acm^{-2} [Mile01 07] pour l'électrolyte aqueux.

Par la voie de l'électrolyse de l'eau, la station de ravitaillement HyLYZER du village hydrogène de Toronto produit 65kg d'hydrogène par jour grâce à l'énergie éolienne pour à peu près 20 voitures [Rose 10], une production en quantité industrielle peut se faire grâce à l'énergie électrique d'origine nucléaire récupérée pendant les heures creuses [AECL 11].

Le réacteur nucléaire CANDU avancé (ACR-1000) de AECL (Énergie atomique du Canada Limitée) aura une capacité de production estimée à $232\ 000\text{Nm}^3/\text{h}$ (électrolyse à eau liquide) ou $275\ 000\text{Nm}^3/\text{h}$ (électrolyse à eau vaporisée) [Ryla 06][Nate 10].

Le Canada, les USA, l'Europe et le Japon explorent cette voie de production abondante. Depuis 2006 le CEA a entrepris un programme d'étude sur la faisabilité technologique et économique d'une production massive d'hydrogène par électrolyse de vapeur d'eau à haute température (EHT). La fourniture des énergies thermiques et électriques nécessaires sera assurée par un réacteur nucléaire [Cea01 08]. L'augmentation de la capacité de production pourrait favoriser l'augmentation des stations à hydrogène déjà en service en Californie, au Canada, en Allemagne, etc...

Quoiqu'il en soit, pour les applications stationnaires, et de surcroît isolées, le problème de la production et du stockage demeure. Le développement de la technologie PEM est prometteur pour une production pouvant satisfaire le besoin des sites isolés, en raison de son effet d'échelle lui permettant de s'ajuster à la puissance désirée, comme le confèrent les nombreux projets réalisés à cet effet. Il se pose alors le problème du stockage.

1.4.2 Les modes de stockage du dihydrogène

Plusieurs critères sont à considérer dans la conception des systèmes de stockage de l'hydrogène. Il est énoncé ci-dessous certains indicateurs de sûreté pour de tels dispositifs [Lópe 07]:

- Haute densité énergétique, à la fois massique et volumique ;
- Technologique disponible ;
- Faible exigences du système des auxiliaires et des accessoires ;
- Technologie fiable et testée ;
- Coût minimal (Initial, exploitation, maintenance) ;
- Faible consommation énergétique ;
- Grande capacité de stockage pour un temps de stockage élevé sans pertes ou des pertes minimisées;
- Faible temps de charge et de décharge ;
- Apte à fonctionner sous diverses contraintes d'exploitations ;
- Longue durée de vie ;
- Sans danger en fonctionnement normal et risque acceptable sous condition de fonctionnement anormal.

A l'heure actuelle, trois méthodes de stockage d'hydrogène remplissent ces exigences à différents niveaux [Lópe 07]:

- stockage sous pression (faible et élevée) ;
- stockage par hydrure métallique ;
- stockage sous forme d'hydrogène liquide.

Dans les cas spécifiques d'hydrogène produit grâce aux énergies renouvelables (Solaire ou éolienne,...), la taille de l'installation en terme de puissance est une contrainte essentielle parce que le taux de production du dihydrogène dépend de cette taille. Jusqu'à maintenant la puissance couramment rencontrée des sources énergétiques renouvelables produisant l'hydrogène est inférieure à 300kW. Pour ce taux de production d'hydrogène, l'hydrogène liquide n'est pas une option de stockage à considérer (pertes d'environ 30% du PCI de l'hydrogène afin de l'amener à environ -253°C puis le liquéfier); les options restantes du point de vue technique sont le stockage sous pression et/ou le stockage par hydrures métalliques [Lópe 07].

Une fois la méthode de stockage d'hydrogène choisie, la conception d'un système particulier de stockage dépend de la taille de l'unité de production d'hydrogène, du mode de fonctionnement, de la disponibilité du système d'auxiliaires, des restrictions juridiques, des exigences relatives à l'hydrogène au point de livraison et d'utilisation [Lópe 07].

La description des deux dispositifs de stockage (sous-pression et hydrure métallique) est faite ici dans le cadre de la production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau basse température et basse pression (30/80°C et 1 à 6-10 atm) en vue d'une application stationnaire.

1.4.2.1 Stockage sous-pression

- La compression du gaz

À sa pression de fonctionnement P_i , l'électrolyseur fournit l'hydrogène au système de stockage. Le réservoir de stockage a une pression de stockage sécuritaire maximale P_f . L'électrolyseur à lui seul ne pouvant pas comprimer l'hydrogène de P_i jusqu'à atteindre P_f , un système de compression (compresseur mono ou multi étage), entre lui et le réservoir, assure cette tâche [Lall 03]. Lors de cette opération énergivore, les variables thermodynamiques sont décrites par des transformations polytropiques. Nous les expliciterons dans le chapitre suivant.

- Le refroidissement du gaz

Une compression multi-étage implique pour des raisons mécaniques le refroidissement du gaz comprimé entre chaque étage. Il est souvent conseillé pour une bonne régulation du refroidissement d'utiliser un refroidissement externe [Lall 03][Meri 99].

- Le réservoir

Pour le stockage sous pression, des bouteilles de différents volumes sous 200 bars sont souvent utilisées. Etant donné que le volume et la masse du réservoir ne sont pas aussi contraignants que dans les applications mobiles, il est possible pour des applications stationnaires de trouver un juste compromis entre le volume et la pression maximale du réservoir selon des contraintes économique énergétique. Dans le réservoir, l'équation d'état des gaz parfait prenant en compte le coefficient de compressibilité de l'hydrogène est utilisé pour exprimer le rapport P-V-T selon :

$$P = z \frac{m_{H_2} RT}{M_{H_2} V} \quad \text{I. 1}$$

Selon [Görg 06], $z = 1$ lorsque la pression est inférieure à 2000 *psi* (c'est-à-dire 138 Bars) et $z > 1$ lorsque la pression est supérieure à 2000 *psi*. Alors que selon [ZhoL 01], pour une pression variant de 0 à 3500 *psi* (241 Bars), on a $0,7 \leq z \leq 1,6$ pour une température allant

de 60k à 333K ; d'une allure quasi parabolique aux faibles températures jusqu'à être linéaire entre 293K et 333K où z sera tel que $1 \leq z \leq 1,2$.

Il est possible d'utiliser l'équation d'état d'un gaz réel de Van Der Waals [Labb 06]:

$$P = \frac{nRT}{V - nb} - a \cdot \frac{n^2}{V^2} \quad \text{I. 2}$$

Où $a = \frac{27R^2T_{cr}^2}{64P_{cr}}$ et $b = \frac{RT_{cr}}{8P_{cr}}$

- n Nombre de moles (mol)
- R Constante des gaz parfaits ($8,314 \text{ JK}^{-1}\text{mol}^{-1}$)
- V Volume de stockage (m^3)
- P Pression (Pa)
- T Température (K)
- P_{cr} Pression critique (Pa)
- T_{cr} Température critique (K)

Pour l'hydrogène : $P_{cr} = 13Bar$ et $T_{cr} = 33K$

D'où, $a = 0,024$ et $b = 2,6 \cdot 10^{-5}$

Au vu de la "Figure 1- 6", pour une masse de dihydrogène de 10kg, l'équation d'état des gaz parfaits n'engendre pas d'erreur significative par rapport à l'équation d'état des gaz réels décrite par Van Der Waals.

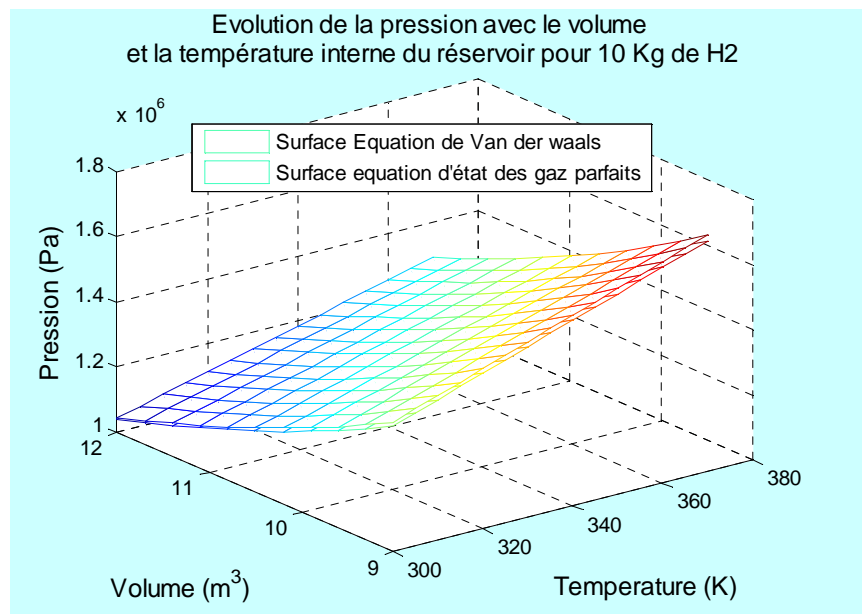


Figure 1- 6 : Comparaison entre l'équation des gaz parfaits et l'équation de van Der Waals pour 10Kg de H_2

Nous pourrons donc utiliser l'équation des gaz parfaits dans la suite de l'analyse.

1.4.2.2 Stockage sous forme d'hydrure métallique

C'est une forme de stockage d'hydrogène qui permet à celui-ci de s'insérer dans le réseau cristallin d'un métal avec lequel l'hydrogène a la propriété de former des liaisons covalentes ou ioniques. Ce type de métaux ou alliages peuvent donc stocker l'hydrogène entre leurs atomes. Le procédé d'adsorption est exothermique et celui de désorption est endothermique et nécessite un apport de chaleur.

La capacité des bonbonnes d'hydrure métallique s'exprime en norme mètre cube (Nm^3) selon la norme DIN 1343 ($P=1 \text{ atm} / 273,15K$) ou en mètre cube standard ($m^3 \text{ standard}$) selon la norme ISO 2533 ($P=1 \text{ atm} / 288,15K$). Ainsi donc pour un volume $V(Nm^3)$ (respectivement $V(m^3 \text{ std})$), la masse d'hydrogène selon l'équation des gaz parfaits sera :

$$\begin{cases} m_{H_2} (Kg) = 8,81 \cdot 10^{-2} \cdot V(Nm^3) \\ m_{H_2} (Kg) = 8,35 \cdot 10^{-2} \cdot V(m^3 \text{ std}) \\ V(Nm^3) = 0,9478 \cdot V(m^3 \text{ std}) \end{cases} \quad \text{I. 3}$$

Nous utiliserons par la suite la norme DIN 1343.

▪ Modèle d'adsorption

Le modèle d'adsorption est élaboré selon le modèle de Dubinin-Astakhov. L'hydrogène gazeux est absorbé dans la structure cristalline où elle diffuse avant de s'arranger régulièrement dans les interstices de la maille cristalline (Figure 1- 7).

La température et la pression de l'hydrogène sont supérieures aux valeurs critiques. Dans ce cas, l'adsorption est considérée comme une adsorption supercritique. La quantité d'hydrogène adsorbée par unité de masse dans l'hydrure métallique à l'équilibre thermodynamique est [Mome01 09][Mome02 09]:

$$X_{eq}(T, P) = X_0(T) \cdot \exp\left(-\left(\frac{RT}{E(T)} \ln\left(\frac{P_{lim}}{P}\right)\right)\right) \quad \text{I. 4}$$

Avec

$$\begin{aligned} X_0(T) &= -0,0088T + 7,3235 \\ E(T) &= 18,828T + 772,92 \\ P_{lim} &= 77,7MPa \end{aligned}$$

$X(T, P)$ étant la quantité d'hydrogène adsorbée par unité de masse du matériau hydrure métallique ($mol_{H_2} kg_{solid}^{-1}$), la dérivée première de $X(T, P)$ ($\dot{X}(T, P)$) représente la masse totale transférée entre la phase solide (dans le réseau cristallin/phase β voir Figure 1- 7) et la phase gazeuse dans l'hydrure. Son expression est tirée du modèle linéaire de la force motrice (LDF linear driving Force) à travers l'équation [Mome01 09][Mome02 09]:

$$\frac{dX(T, P)}{dt} = K \cdot a_s \cdot (X_{eq}(T, P) - X(T, P)) \quad \text{I. 5}$$

Où K est le coefficient de transfert de masse

Et a_s , la surface de la structure métallique poreuse par unité de volume ($m^2 m^{-3}$)

Le terme source de masse $S_p (kg m^{-3} s^{-1})$ représente le flux d'adsorption d'hydrogène. Il dépend de la porosité totale ε_T du métal hydrure et de sa microporosité ε_μ :

$$S_\rho = -\frac{1-\varepsilon_t}{1-\varepsilon_\mu} \rho_s M_{H_2} \frac{dX(T,P)}{dt} \quad \text{I.6}$$

Où ρ_s est la densité de la phase solide de l'hydrure métallique.

L'équation de continuité de l'hydrogène basée sur le bilan de masse est [Mome01 09][Mome02 09]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = -\text{div} \left[\frac{\rho \cdot \vec{U}}{\varepsilon_t - \varepsilon_\mu} - D_{\text{eff}} \frac{\vec{\nabla} \rho}{\varepsilon_t - \varepsilon_\mu} \right] + S_\rho \quad \text{I.7}$$

- Adsorption/Désorption

Le diagramme d'adsorption/désorption présente un cycle d'hystérésis dans le plan concentration d'hydrogène par masse d'hydrure $X(T,P)$ et pression correspondante P . L'adsorption se fait à une certaine pression et température selon le type d'hydrure utilisé ; la désorption se fait à une pression et une température plus élevées.

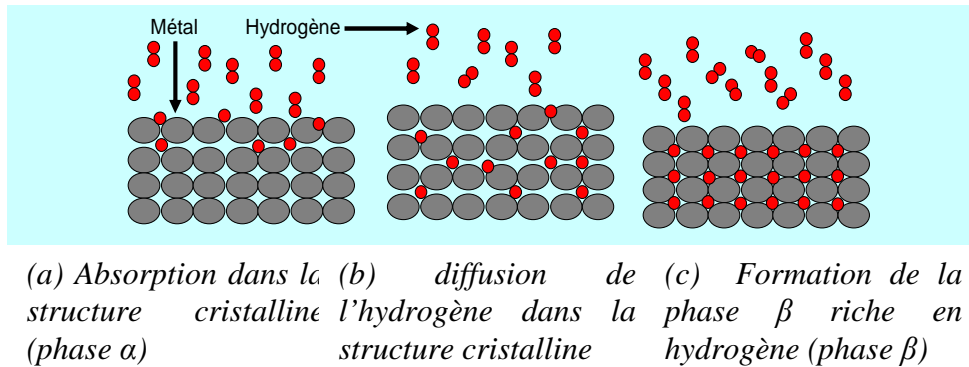


Figure 1- 7 : Principe de stockage d'hydrogène dans les hydrures métalliques

Les deux modes de stockage brièvement présentés, il nous faut choisir une option pour notre système.

1.4.3 Choix du mode de stockage : analyse économique énergétique du stockage d'hydrogène

1.4.3.1 Approche économique générale

Grâce à des formules empiriques, [Poss 09] a réalisé une étude technico-économique sur le stockage de l'hydrogène. Vu la facilité de gestion du système (facilité pour l'utilisateur), la convenance pour l'application envisagée et le faible coût d'électricité sur le site d'exploitation, le stockage sous pression a été choisi comme dispositif de stockage. Malgré le choix, pour un souci de dimensionnement de l'unité de compression et de stockage, une analyse économique a permis de conclure que :

- Pour une production d'hydrogène à débit constant, le coût d'investissement est élevé si le système de stockage a une pression de fonctionnement élevée et un temps de stockage élevé. Moins la pression est grande et moins le temps de stockage est important et plus réduit est le coût d'investissement [Poss 09].

- En fixant le temps de stockage, la minimisation du coût est inhérente à une production élevée d'hydrogène et à une pression de stockage réduite [Poss 09].

En définitive, il en découle une évolution exponentielle du coût de l'unité de stockage avec la pression (Figure 1- 8). Par contre, le coût total d'investissement pour le stockage présente une forme quasi-parabolique impliquant un minimum du coût autour d'une valeur (optimale) de la pression de stockage (Figure 1- 9). Au-delà de cette pression, le coût global reprend une allure exponentielle de l'unité de stockage de la Figure 1- 8. Le coût du système de compression (Compresseur et échangeur) est quant à lui proportionnel à sa taille [Poss 09].

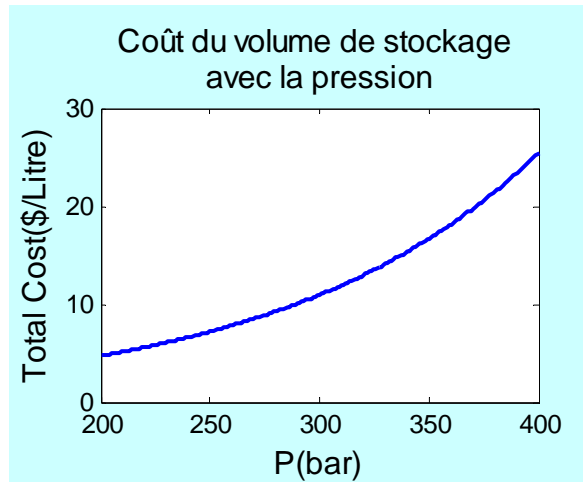


Figure 1- 8 : Variation du coût (par unité de volume) de l'unité de stockage avec la pression[Poss 09]

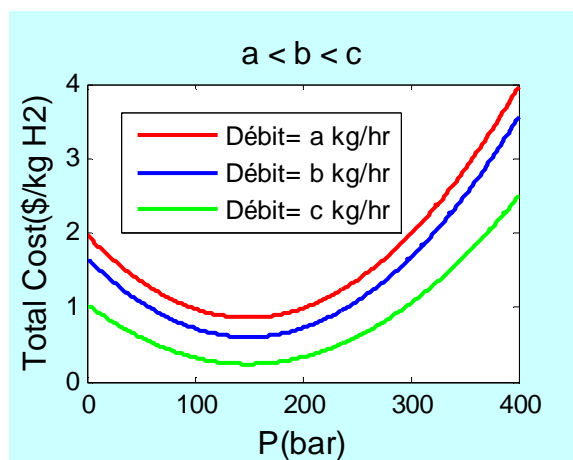


Figure 1- 9 : Coût total du stockage par rapport à la pression de stockage[Poss 09]

Un dimensionnement d'un tel dispositif doit, dans le but d'une réduction du coût, avoir une pression de stockage qui minimise le coût d'investissement.

1.4.3.2 Approche énergétique générale

Une étude énergétique, dans une approche exergétique, a été réalisée par [Poss 09]. La méthode exergétique prend en compte non seulement la quantité de l'énergie mais aussi sa qualité. Etant vue comme la mesure de la qualité de l'énergie, la perte d'exergie est la mesure de la perte de la qualité de l'énergie dans un processus [Poss 09]. L'étude a été réalisée sur quatre chaînes de stockage comme indiqué ci-dessous (Figure 1- 10):

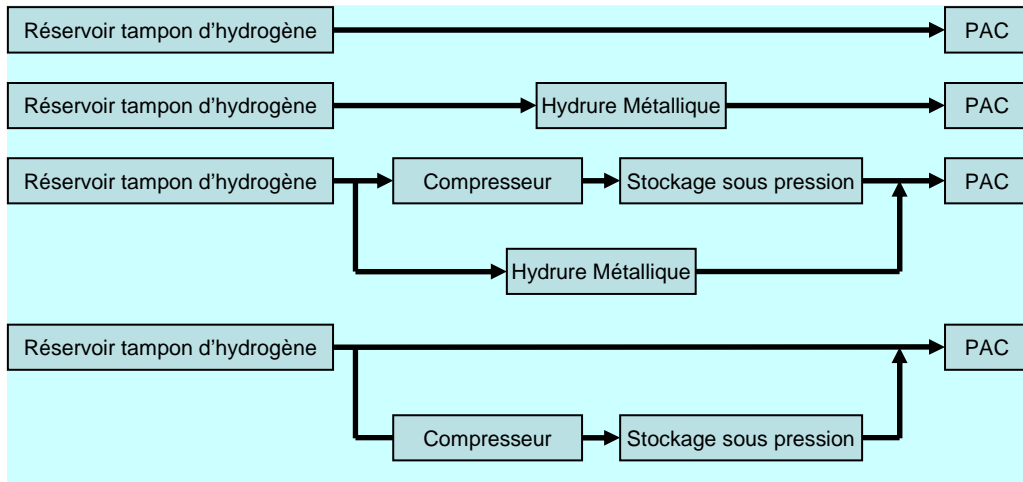


Figure 1- 10 : Différentes chaînes de stockage

L'exergie est une notion thermodynamique qui rend compte de la qualité de l'énergie. Nous pouvons en introduire le sens en disant que tout flux d'énergie qui peut être transformé intégralement en travail mécanique est de l'exergie (Exemple d'exergie : l'électricité).

L'efficacité exergetique a été calculée selon la relation ci-dessous [Poss 09] :

$$Eff_{Ex} = 1 - \frac{Ex_{Détruite}}{Ex_{Entrée}} \quad \text{I. 8}$$

Cette étude a abouti à la conclusion selon laquelle la meilleure efficacité énergétique résidait dans la chaîne de stockage qui lie le réservoir tampon directement à la PAC. Il en est résulté également que les deux chaînes de stockages qui contenaient le stockage sous pression (200bars) était l'option la plus inefficace du fait de la consommation énergétique dans le compresseur. Il a été utilisé deux unités de compresseurs à trois étages chacune. Comparativement au stockage sous pression et tout type de stockage hybride contenant le stockage sous pression, le stockage par hydrure métallique est plus efficace. Il le serait bien plus si la source d'alimentation pour le système de réchauffement et de refroidissement des hydrures était autre que du courant alternatif.

Ceci se comprend à juste titre par le fait qu'un compresseur qui durant le temps de stockage ne fonctionne qu'en régime « sur adapté » gaspille une part de son énergie. Il faut donc un juste compromis afin de prendre en compte la notion d'économie d'énergie (exploiter toute l'énergie utile).

Ceci revient d'une part à utiliser un variateur de vitesse pour que le compresseur au refoulement ait une pression qui corresponde à la pression du réservoir, et d'autre part un autre compromis entre la capacité de production d'hydrogène et la taille du compresseur pour éviter un fonctionnement à vide.

1.4.3.3 Approche comparative de dimensionnement

Pour un système pile à Combustible (PAC)/Générateur photovoltaïque (GPV), le dimensionnement, eu égard à la demande énergétique, est lié au « nombre de jours noirs » N_{JN} . Ce nombre est fonction des données climatiques du lieu d'exploitation et est un indicateur du dimensionnement du système. Nous faisons donc notre dimensionnement du système de stockage sur la contrainte selon laquelle pour N_{JN} jours de ciel totalement

couvert, la PAC devra alimenter l'ensemble du système. Ce qui fixe la capacité de notre dispositif de stockage d'hydrogène en se basant sur le fonctionnement nominal de la PAC.

Pour une PAC fonctionnant à un courant nominal de $I_N (A)$ avec N_{cell} cellules, on aura une masse d'hydrogène à stocker de :

$$m_{H_2} = M_{H_2} \cdot \frac{I_N}{2F} \cdot N_{IN} N_{Cell} \cdot 24 \cdot 3600 = 8.9548 \cdot 10^{-4} \cdot I_N \cdot N_{IN} \cdot N_{Cell} \quad \text{I. 9}$$

Généralement, il est appliqué une surstoéchiométrie k qui varie de 1 à 2. La relation (I.9) devient:

$$m_{St_{H_2}} = 8.9548 \cdot 10^{-4} \cdot k \cdot I_N \cdot N_{IN} \cdot N_{Cell} \quad \text{I. 10}$$

- Métal hydrure

La masse d'hydrogène dans un réservoir d'hydrure métallique est liée à sa capacité normale selon l'équation (15) des gaz parfaits :

$$m_{H_2/MH} (kg) = 8,81 \cdot 10^{-2} \cdot V (Nm^3) \quad \text{I. 11}$$

- Bouteille sous pression

En estimant le coefficient de compressibilité $z = 1,1$, on aura comme masse d'hydrogène contenue dans une bouteille exprimé comme ci-dessous :

$$m_{H_2/Tank} = \frac{M_{H_2} V_{Tank}}{R} \cdot \frac{P}{T} \quad \text{I. 12}$$

Ayant la masse d'hydrogène à stocker, on peut estimer le nombre de bouteilles nécessaires.

Selon l'équation (I.12), sous 200 bars, la Figure 1- 11 ci-dessous présente le diagramme $m - V - T$.

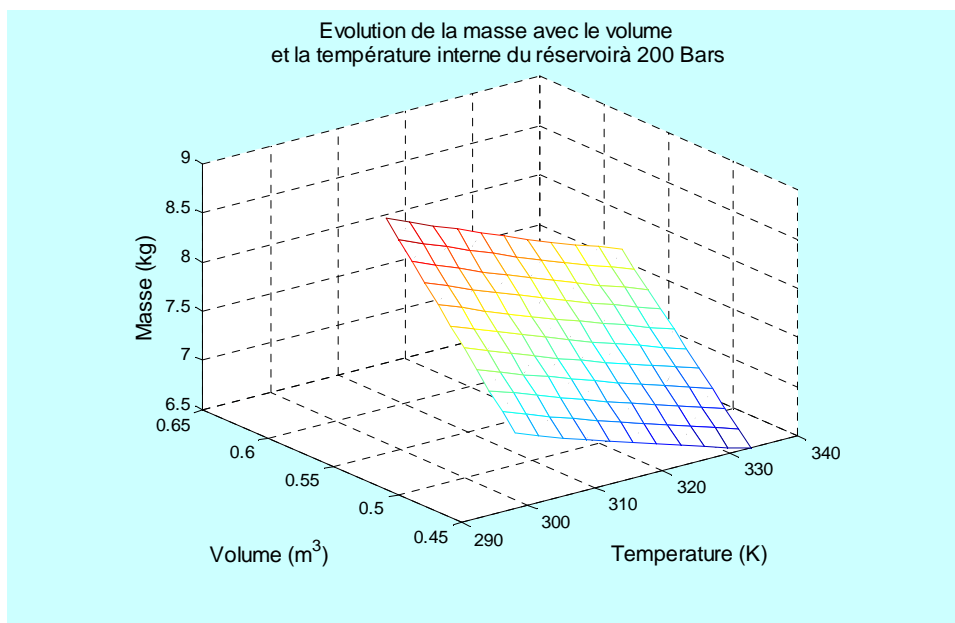


Figure 1- 11 : Masse d'hydrogène en fonction du volume et de la température

- Exemple d'application

Pour un jour d'autonomie en fonctionnement PAC ($N_{JN} = 1$), et pour une PAC PEM de 5 kW/200A avec 42 cellules, la masse de combustible nécessaire sera :

$$m_{H_2} = 7,522 \text{ kg}$$

➤ Capacité de conteneur d'hydrure métallique

De la relation (I.11), on aura pour la masse sus indiquée le volume ci-après :

$$V(Nm^3) = 85,3802$$

La capacité et le coût d'ensemble d'un conteneur d'hydrure métallique HB-SS 16500 de "H Bank Technology Inc " est :

- ✓ Capacité de stockage 15,6385 Nm³
- ✓ Coût : 52087 euros [Hban 10]

Considérant ce bloc de conteneur, nous en aurons besoin en nombre de 7 pour notre stockage.

➤ Bouteille hydrogène

Pour des bouteilles de 200 bars, selon la Figure 1- 12, le volume nécessaire pour stocker cette masse d'hydrogène, par rapport à la température considérée, est comprise entre :

$$0,45 \leq V_{Bouteille} (m^3) \leq 0,55$$

Etant donné que la pression maximale de stockage est très importante dans l'enjeu de l'efficacité énergétique pour le stockage sous pression ; considérant la masse d'hydrogène à stocker, nous faisons varier le volume et la température afin d'observer la pression comme indiqué ci-dessous Figure 1- 12:

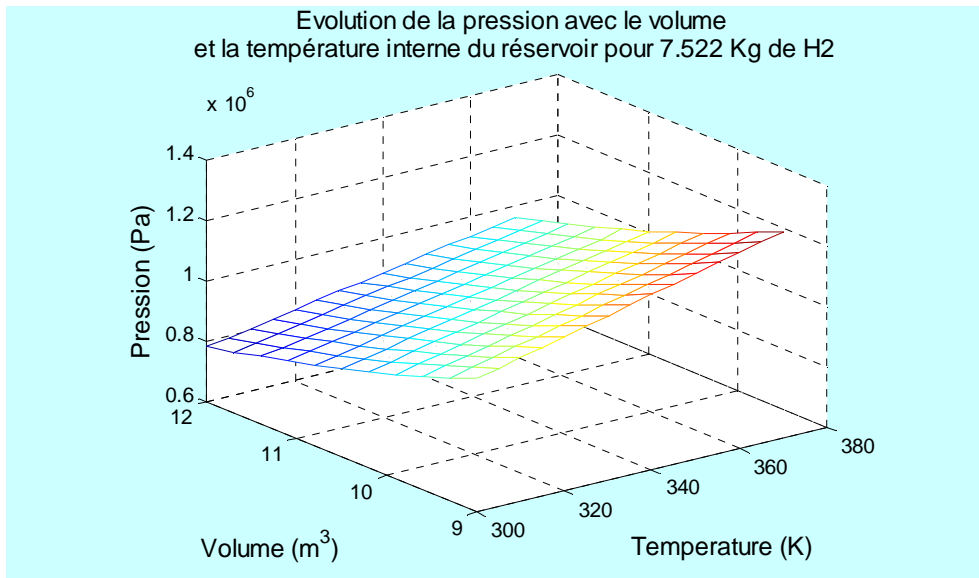


Figure 1- 12 : Diagramme pression-volume de dihydrogène pour 7.522kg

Pour une pression de 10 bars, il faudrait un réservoir de capacité minimale de 10m³ afin de stocker le combustible nécessaire pour un jour de fonctionnement. En fixant la température et la pression, selon la capacité maximale de bouteille disponible, on pourrait définir le nombre de bouteille nécessaire pour stocker les 7,522kg d'hydrogène.

Selon [Yila 09] qui a tabulé les caractéristiques de projets significatifs de systèmes photovoltaïque-hydrogène installés jusqu'en 2009, il existe des réservoirs sous 8 bars pour une capacité de $60 Nm^3$. Au vu de la corrélation grande capacité et basse pression, ce réservoir sera considéré pour une estimation de notre stockage.

Une capacité de $60 Nm^3$ correspond à une masse stockée de $5.286 kg$, ce qui correspondrait pour notre cas d'exemple à 2 bouteilles de ce type.

➤ Tableau récapitulatif

Tableau 1 - 1 : récapitulatif des deux types de stockage

	Caractéristiques	Nombre	Coût (€)
Hydrure métallique	<ul style="list-style-type: none">▪ $15.64 Nm^3 / 2 - 10 bars$▪ $1.3775 kg / 7.522 kg$	6	≈ 285436
Réservoir sous pression	<ul style="list-style-type: none">▪ $60 Nm^3 / 8 bars$▪ $5.286 kg / 7.522 kg$	2	≈ 23000

En référence à cette estimation du coût, nous prévoyons un coût excessif du stockage par hydrure métallique (Tableau 1 - 1). La possibilité de stockage sous pression autour de 8 à 10 bars est un atout majeur.

1.4.3.4 Conclusion

Eu égard à la précédente analyse, nous pouvons entrevoir les conclusions suivantes :

- ✓ Dans une approche énergétique, le stockage par métal hydrure est sans nul doute le choix le plus efficient ;
- ✓ Dans une approche économique, le stockage sous pression est la solution la plus fiable ;
- ✓ La baisse de la pression de stockage pour le stockage sous pression peut considérablement augmenter son efficacité énergétique.

Etant donné que nous modélisons un dispositif stationnaire autonome dont la source énergétique qui sous-tend le système est le solaire photovoltaïque, la contrainte majeure est de nature coût énergétique. Cependant le stockage sous pression pour une application stationnaire peut atteindre les basses pressions de stockage 8-10 bars, ce qui permet d'y trouver un gain économique et de dissiper la contrainte majeure des pertes énergétiques due à un fort taux de compression.

En définitive, le stockage sous pression de 8-10 bars serait le choix de stockage adéquat.

1.5 Choix de l'outil de Modélisation

Comme précédemment indiqué, ces travaux de thèse ayant pour objet le dimensionnement, la gestion et le contrôle d'un dispositif énergétique en vue de satisfaire les besoins en énergie pour une application stationnaire isolée, il paraît indispensable d'utiliser un outil qui est doté d'atouts capables d'une description fidèle à la physique du système et à sa supervision de sorte à lui assurer un fonctionnement nominal. Il s'agit donc

de modéliser, simuler et d'implanter des stratégies de contrôle commande pour parvenir à ce but. Les outils à utiliser pour parvenir à ce but devront donc permettre cette démarche.

L'enjeu est la modélisation d'un système énergétique. La nécessité de commande envisagée implique une connaissance du système dans sa description fonctionnelle en vue d'accéder à des paramètres physiques du système pour un contrôle du fonctionnement et une action de commande le cas échéant. Il en découle une description théorique de la physique minimale interne au système permettant de modéliser son fonctionnement du point de vue macroscopique. Aussi, saisir facilement la fonctionnalité du système suppose saisir facilement la structuration du système afin de fournir au jugement humain soit :

- De façon structurelle l'état organisationnel du système ;
- De façon fonctionnelle les implications physiques et la nature de l'action inhérente.

Ces contraintes impliquent l'usage d'outil de modélisation graphique et proscrit par le fait même ceux qui sont de type « boîte noire ». L'outil de modélisation graphique est l'interface graphique entre l'humain et la fonctionnalité interne du système énergétique lui permettant une facilité de modélisation, d'analyse et de commande du système.

1.5.1 Outils de modélisation graphique

De l'analyse précédente il ressort que le choix de l'outil de modélisation graphique résulte de l'adéquation d'une représentation « physique » des systèmes énergétiques qui soit à la fois structurelle (description fidèle aux caractéristiques matérielles des composants) et fonctionnelle (description fidèle à la fonction des composants).

Les différents outils de modélisation graphique existants et qui sont des formalismes bien structurés capables de modéliser tout dispositifs énergétiques sont entre autres :

- Le Bond Graph. (BG);
- Diagramme de flux de puissance (PFD);
- Graphe Informationnel Causal (GIC);
- Représentation Énergétique Macroscopique (REM);
- Puzzle Énergétique;

Ces outils de modélisation graphique ont été succinctement présentés par [Boul01 09] qui en explicite un critère de choix eu égard à la mission envisagée. Quant à [Bous01 05], il fait une description d'un système électromécanique dans laquelle il ressort les forces et les faiblesses des quatre premiers formalismes énumérés ci-dessus. Le BG, le GIC, le PFD et la REM sont de façon implicite ou explicite basés sur le principe d'action et de réaction induit par le principe de cause à effet. Un système qui subit une perturbation par une action génère une réaction suivant le schéma de la Figure 1- 13 (a). Sur la base de ce principe peut être contrôler le flux énergétique qui transit via un système en considérant la puissance transmise à la traversée du système.

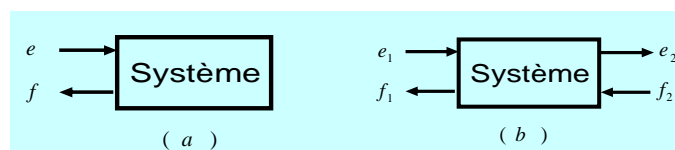


Figure 1- 13: (a) Principe d'action réaction, (b) Principe de causalité

Dans ce mode de contrôle de l'état énergétique du système, le produit de la valeur d'action et de la valeur de réaction qui en résulte à une dimension (unité) de puissance (Figure 1- 13 b) :

- $p_1[W] = e_1 * f_1$ et $p_2[W] = e_2 * f_2$.

Le tableau 1 ci-dessous résume les aptitudes de ces différents formalismes. Eu égard à l'objectif de modélisation par représentation structurale et fonctionnelle avec un objectif de contrôle commande, la REM s'avère être l'outil adapté pour structurer notre modélisation.

Tableau1 : Aptitude des différents formalismes [Bous01 05][Boul01 09]

BG	GIC [Mogo 05]	PFD	REM
Systémique Structuraliste			
Structurale	Fonctionnelle	Fonctionnelle	Structurale-/fonctionnelle+
Causalité physique			
Intégrale/Dérivée	Intégrale	Intégrale	Intégrale
Aptitude à la modélisation Multi-physiques			
++	+	+	+
Habilité à la commande			
-	+	-	+

La REM est donc un juste compromis entre les potentialités du GIC et du Bond Graph. Il est cependant plus lisible que ces deux formalismes et le modèle qui en découle du point de vue analyse macroscopique est plus accessible à un non initié.

1.5.2 La Représentation Énergétique Macroscopique (REM)

Basée sur le principe d'action et de réaction comme rappelé précédemment, la REM compte tenu de sa prédilection pour le contrôle n'admet que la causalité physique (causalité intégrale). Elle est constituée foncièrement de trois types de pictogrammes (les éléments sources, les éléments de conversion et les éléments d'accumulation). Elle permet donc de suivre les différentes étapes subies par une puissance fournie à un système. Les variables d'action/réaction qui lient chaque transition entre deux éléments donne l'état du flux énergétique transmis (évaluation temporelle du produit des variables d'action réaction $e_1 \cdot f_1$ et $e_2 \cdot f_2$ (Figure 1- 13 b)).

1.5.2.1 Les éléments sources

Ces éléments peuvent être des sources d'énergie de type potentielle de variable x_p , ou de type cinétique de variable x_c . Ils sont résumés sur les figures ci-après (Figure 1- 14a et Figure 1- 14b).

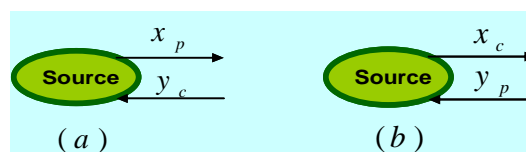


Figure 1- 14: (a) REM source de type potentiel, (b) REM source de type cinétique

1.5.2.2 Les éléments de conversion

Les éléments de conversion dans l'esprit d'origine du formalisme REM étaient différents suivant une conversion électrique (carré orange à contour rouge), une conversion électromécanique (cercle orange à contour rouge) et conversion mécanique (triangle orange à contour rouge). L'extension de la REM pour les applications multi physiques a permis de reformuler ces définitions de sorte que le carré orange à contour rouge permet de modéliser une conversion énergétique sans changement de domaine physique et sans accumulation d'énergie tandis que le cercle orange à contour rouge modélise une conversion énergétique avec changement de domaine physique sans accumulation d'énergie (Figure 1- 15a et Figure 1- 15b) [Hiss 08].

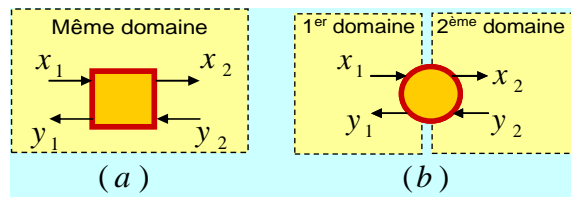


Figure 1- 15 : (a) Conversion d'énergie sans changement de domaine physique, (b) Conversion d'énergie avec changement de domaine physique

Les variables d'action/réaction des figures 15a et 15b sont telles que la sortie x_2 est une application linéaire ou non linéaire de son entrée x_1 ; il en est de même pour y_1 et y_2 ($x_2=f(x_1)/y_1=f(y_2)$). Il est également possible que les sorties forment avec les entrées des applications linéaires ou non linéaires ($x_2=f(x_1, y_2)/y_1=f(y_2, x_1)$).

1.5.2.3 Les éléments d'accumulation

Quelque soit le domaine physique, l'élément d'accumulation d'énergie modélise un lien causal entre variable cinétique et potentielle (Figure 1- 16).

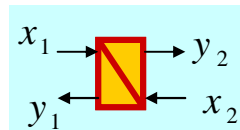


Figure 1- 16 : Accumulation d'énergie

Cette relation causale est telle que $y_1 = y_2 = k_{p/c}^{-1} \int (x_2 - x_1)dt + y_0$.

x_1 et x_2 peuvent être les variables cinétiques (ou les variables potentielles) de la puissance transmise en entrée et en sortie de l'élément d'accumulation tandis que $y_1 = y_2$ est la variable potentielle (ou la variable cinétique) résultante.

C'est la combinaison de ces trois pictogrammes de base qui décrit les chaînes de conversion d'énergie dans les dispositifs.

1.5.2.4 Chaînes de conversions énergétiques génériques

La Figure 1- 17 présente une REM d'une conversion énergétique générique qui résume une application synthétique simplifiée de modèle REM.

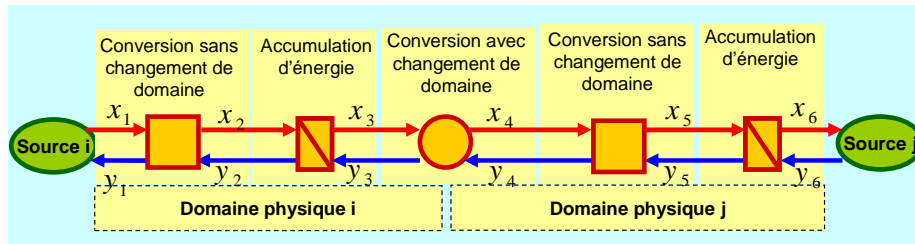


Figure 1- 17 : chaîne générique de conversion énergétique

Dans les dispositifs énergétiques réels il arrive très souvent que le flux énergétique dans sa chaîne de conversion se scinde en deux ou plus dans le but de subir différentes transformations. Ces différents flux énergétiques, issus de la scission du flux principal, peuvent être du même domaine physique que le flux qui les a générés ou être de domaines physiques différents.

Pour illustration nous pouvons faire référence, d'un point de vue macroscopique, à la conversion énergétique à travers une turbine à combustion. Un combustible (domaine hydraulique) est fourni au système à combustion qui génère de l'énergie électrique (domaine électrique) et de la chaleur (domaine thermique). La Figure 1- 18a et la Figure 1- 18b schématise cette approche d'explication.

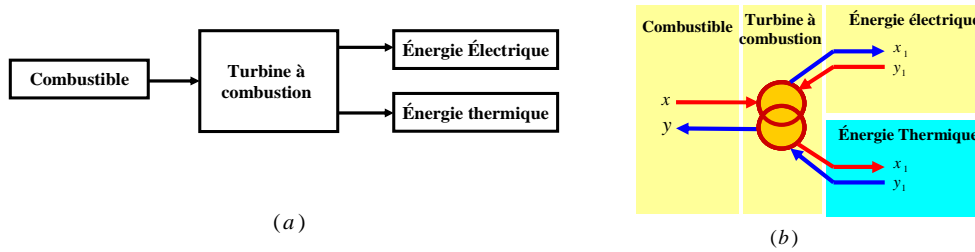


Figure 1- 18 : Distribution d'énergie ; (a) synoptique d'une cogénération par turbine à combustion ; (b) Représentation REM correspondante

Il peut arriver aussi que les flux générés soient du même domaine physique que la cause (flux principal) dont ils sont l'effet, en vue de satisfaire différents cycles de transformations. Pour ce type récurrent dit de distribution d'énergie avec changement de domaines et sans changement de domaine la Figure 1- 17 deviendrait Figure 1- 19 :

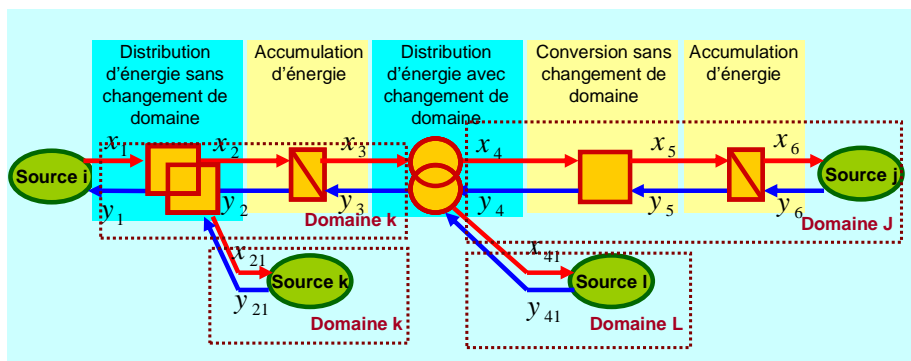


Figure 1- 19 : chaîne générique de conversion énergétique avec distribution d'énergie

Sur les figures 17 et 19, il peut être distingué la chaîne d'action (en rouge) et la chaîne de réaction (en bleu).

1.6 Orientation de la thèse

Dans ces travaux de thèse, nous nous situons dans le cadre du couplage « solaire-hydrogène » pour les applications stationnaires. Ces travaux n'étant pas sous-tendus par

une application déterminée, ils se veulent génériques pour tous types d'applications du genre. Il lui faudra donc être modulaire dans le sens de satisfaire la contrainte de l'effet d'échelle. Son caractère isolé (non connecté au réseau local) induit une exigence d'autonomie du système ; il en découle une contrainte de dimensionnement optimisé et de gestion efficace des flux énergétiques.

Le système à l'étude aura donc pour source primaire le solaire photovoltaïque. L'énergie électrique ainsi produite sera stockée d'une part sous forme chimique (H₂) et d'autre part sous forme électrique (Batteries et super capacités). Les batteries assurant un stockage d'énergie alors que les super capacités assurent un stockage de puissance. L'énergie chimique stockée servira au moment opportun à alimenter une Pile à Combustible PEM en vue de satisfaire le besoin énergétique exprimé. La conversion énergie électrique/énergie chimique sera réalisée par électrolyse de l'eau via un électrolyseur PEM. La composante thermique de l'énergie solaire n'est pas exploitée ici mais pourrait être intéressante pour les travaux futurs (eau chaude sanitaire,...). La Figure 1- 20 résume le schéma synoptique du dispositif.

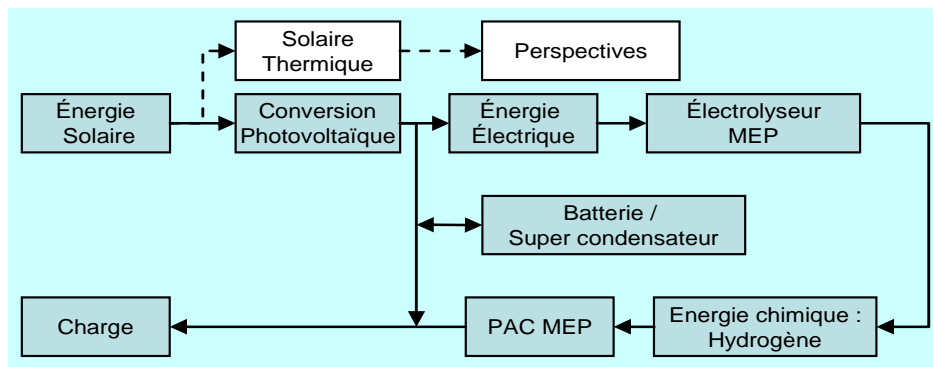


Figure 1- 20 : Schéma synoptique du système

1.7 Conclusion

La communauté scientifique fait actuellement face à un défi majeur : assurer un développement durable à notre planète en lui proposant une énergie de moins en moins polluante voire propre afin de satisfaire la consommation énergétique mondiale. Les énergies renouvelables sont une perspective pleine d'espoir. Compte tenu de l'intermittence de ces sources d'énergies prises isolément, la solution d'hybridation des sources est beaucoup exploitée. Entre autres couplages, le volet hydrogène solaire est une bonne option d'énergie propre pour les applications stationnaires isolées.

A l'aide de la Représentation Énergétique Macroscopique comme outil de modélisation graphique, le couplage entre énergie solaire photovoltaïque et système PAC est présenté. Un des éléments essentiels d'un tel couplage étant la production d'hydrogène ; nous mettrons une attention particulière, dans le chapitre suivant, sur la modélisation d'un électrolyseur PEM qui sera intégré au système stationnaire pour une autonomie en combustible. Nous modéliserons donc par la suite, dans le chapitre 3 les autres composantes du système à savoir le système photovoltaïque, le dispositif de stockage d'hydrogène. Nous rappellerons brièvement les modèles REM de la PAC, de la Batterie et des super capacités déjà développés au sein de l'équipe "Systèmes Hybrides et PAC". Le chapitre 4 sera orienté sur la partie contrôle commande du système global.

Chapitre II

Modélisation REM de l'Electrolyseur PEM

2.1 Introduction : Electrolyseur à électrolyte solide

L'émergence des électrolyseurs à électrolyte polymère solide est liée à l'invention de la membrane à échangeuse de proton (PEM). Après l'électrolyte polystyrène sulfoné de General Electric (GE) développé en 1950, la membrane Nafion de Dupont bien plus efficace a été mise en œuvre (1966). Le premier électrolyseur PEM a été développé en 1973 par GE pour une production d'oxygène dans un sous-marin nucléaire [Crai08]. Avec la technologie PEM, il est alors possible en réglant les problèmes de corrosion de fonctionner en milieu acide.

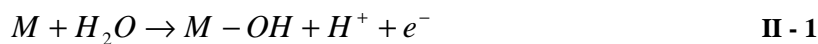
Les exigences prises en compte pour le développement d'un électrolyte polymère solide sont [Mile07a]:

- Être facile à mettre sous forme de film homogène de grande surface (membrane);
- Présenter une bonne tenue mécanique ;
- Être stable en dimension (en fonction de la teneur en eau) ;
- Être bon conducteur protonique réduisant la chute ohmique dans l'électrolyte ;
- Être isolant électronique ;
- Être stable chimiquement (en contact des réactifs et produits) et électrochimiquement (en contact des électrodes polarisées) ;
- Être stable thermiquement (Jusqu'à 100°C au moins) ;
- Être bon conducteur thermique permettant une bonne évacuation de la chaleur produite ;
- Être stable en pression et supporter éventuellement les différentiels de pressions élevés...

La membrane Nafion sert à la fois d'électrolyte et de séparateur. L'épaisseur de la membrane se situe dans la gamme 150-300µm avec une faible conductivité électronique et une grande conductivité protonique lorsqu'elle est imprégnée d'eau. Les groupes d'acides sulfonés ($-SO_3H$) incorporés dans la membrane facilitent la conduction de protons en présence d'eau ($-SO_{3aq}^- + H_{aq}^+$). Le processus réactionnel (Figure 2- 1) dans la cellule PEM est résumé ci après [Crai08]:

2.1.1 Anode

En présence de molécule d'eau sur la surface active M ou point de triple contact (catalyseur+membrane+électrode), il y a production de proton et adsorption de l'ion hydroxyde avec libération d'un électron.



La liaison hydroxyle de $M - OH$ se rompt produisant plus d'électrons selon la réaction suivante :



Pendant que les électrons produits passent par le circuit extérieur pour rejoindre la cathode, les protons H^+ traversent la membrane PEM par bonds successifs sur les groupes sulfoniques ($-SO_{3aq}^- + H^+$) afin de rejoindre la cathode. Les liaisons $M - O$ de l'anode se rompent pour donner du dioxygène, libérant les sites actifs pour un autre processus d'adsorption/désorption.



2.1.2 Cathode

Tout électron arrivant à la cathode récupère son orbite en présence de l'ion protonique H^+ .



Il en résulte la réaction globale suivante :

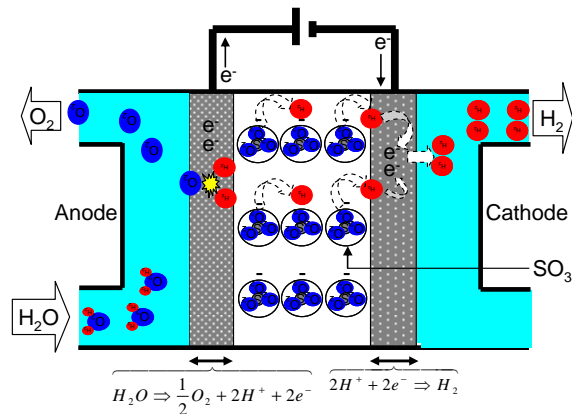
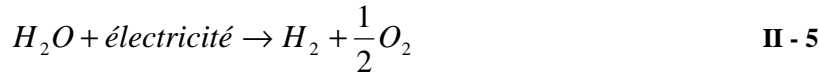


Figure 2- 1 : Schéma synoptique de la cellule d'un électrolyseur PEM

2.2 Aspect multi physique du fonctionnement de l'électrolyseur PEM

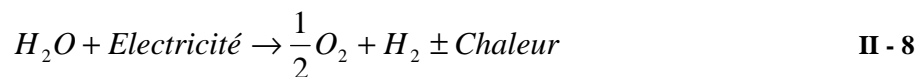
L'électrolyseur PEM a un fonctionnement inverse à celui de la pile à combustible de type PEMFC qui produit, en présence d'oxygène à sa cathode et d'hydrogène à son anode, de l'électricité et de l'eau. L'électrolyseur PEM nécessite une alimentation en eau à son anode et grâce à une différence de potentiel suffisante appliquée à ses bornes, l'eau est dissociée pour générer de l'oxygène à l'anode et de l'hydrogène à la cathode. Grâce à une tuyauterie inhérente, l'eau est acheminée à l'interface réactionnelle anodique. Les réactions chimiques ci-après synthétisent le processus présenté dans le point précédent. La réaction chimique anodique II – 6 sera :



Les protons transitant par la membrane, en présence d'électrons à l'électrode cathodique subiront la réaction suivante :



La réaction globale sera alors :



2.2.1 Les interactions internes : phénomènes multi physiques au sein de l'électrolyseur

Pour que se réalise ce processus réactionnel, des phénomènes multi physiques se produisent simultanément. Ce sont des phénomènes thermodynamique, chimique, électrochimique, fluïdique, thermique, et électrique. Etant donné que ces phénomènes couvrent plusieurs domaines physiques, la nécessité de les découpler par moment favorise une clarté de la description fonctionnelle du dispositif (électrolyseur). Le schéma ci-après met en évidence ces interactions multi domaines (Figure 2 - 5).

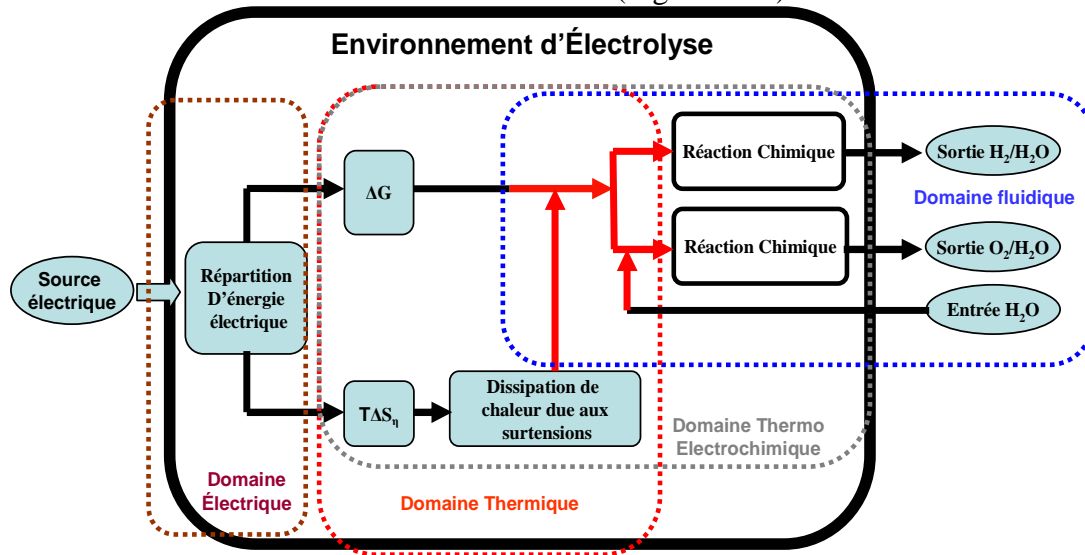


Figure 2- 2 : Synoptique des interactions multi physiques dans l'environnement d'électrolyse

L'électrolyse de l'eau est une réaction endothermique ; de ce fait il faut apporter de la chaleur pour entretenir la réaction. L'énergie électrique est fournie en appliquant aux bornes de l'électrolyseur une tension continue. Pour que la réaction chimique II-8 se produise, l'électrolyseur utilise une part de l'énergie électrique reçue pour vaincre la barrière de potentielle due à l'énergie libre de Gibbs (ΔG) associée à ladite réaction [Crai08]. La tension thermodynamique en condition standard ($T=298K / p=1\text{atm}$) est de :

$$V_{ref} = \Delta G/nF = 1,229V$$

Le caractère endothermique de la réaction à ce point de fonctionnement exige une énergie calorifique $T\Delta S$ (où T représente la température et S , l'entropie) provenant de l'environnement d'électrolyse. L'énergie nécessaire à la dissociation de la molécule d'eau est exprimée par la variation d'enthalpie :

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S$$

$T\Delta S$ Chaleur nécessaire à la réaction

Etant donné qu'en condition standard $\Delta H=285,83J.K/mol$, la tension résultante appelée tension thermo neutre sera :

$$V_m = \Delta H/nF = 1,48V$$

Durant le fonctionnement de l'électrolyseur, de la chaleur est générée en raison des différentes pertes lors des phénomènes d'activation, de diffusion et des pertes dues aux différentes résistances (ionique, contact, fluïdique, ...). Cette chaleur résultant de ces différentes surtensions sera quantifiée globalement par l'expression II-9 [Mile07a].

$$\eta = \frac{T\Delta S_{\eta}}{nF}$$

II - 9

η Ensemble des surtensions converties en chaleur $T\Delta S_{\eta}$

Hormis l'énergie reçue de la source électrique et convertie en énergie chimique afin de vaincre la barrière de potentiel due à la variation d'enthalpie libre de Gibbs, l'énergie devant générer la chaleur nécessaire à la réaction provient également soit partiellement ou entièrement de la source d'énergie électrique (Figure 2- 2). Lorsque la part d'énergie, provenant de la source électrique et assignée à générer de la chaleur nécessaire à la réaction, est insuffisante (c'est-à-dire $T\Delta S_{\eta} < T\Delta S$), le manque d'énergie calorifique est pris de l'environnement d'électrolyse ; il en découle la baisse de température de celui-ci. Lorsque $T\Delta S_{\eta} = T\Delta S$, l'énergie calorifique de l'environnement d'électrolyse n'a pas à être utilisée parce que la source électrique fournit l'énergie pouvant entièrement satisfaire ΔG et $T\Delta S$ [Mile07a] [Onda04]. Il en résulte, pour ce point de fonctionnement où la tension de la source électrique est égale à la tension thermo neutre ($V_{ES}=V_{tn}$), que la température du milieu reste constante. Enfin, lorsque la tension appliquée par la source électrique est supérieure à la tension thermo neutre ($V_{ES}>V_{tn}$ c'est-à-dire $T\Delta S_{\eta} > T\Delta S$), la chaleur générée par les surtensions est ainsi supérieure à la chaleur nécessaire à la réaction, il en résulte l'augmentation de la température du milieu d'électrolyse.

De l'action simultanée de l'énergie électrique fournie, de l'énergie calorifique de l'environnement et de l'eau déionisée présente sur les sites réactionnels (catalyseur-membrane- H_2O/H^+), l'électrolyse de l'eau a lieu avec production d'hydrogène et d'oxygène.

2.2.2 Les interactions externes : les entrées/sorties du stack

Pour que l'électrolyseur fonctionne, au vu de tout ce qui précède, il a besoin de recevoir des "réactifs" afin de générer des "produits". La Figure 2- 3 indique une structuration macroscopique des éléments qui entrent dans l'électrolyseur et ceux qui en sortent.

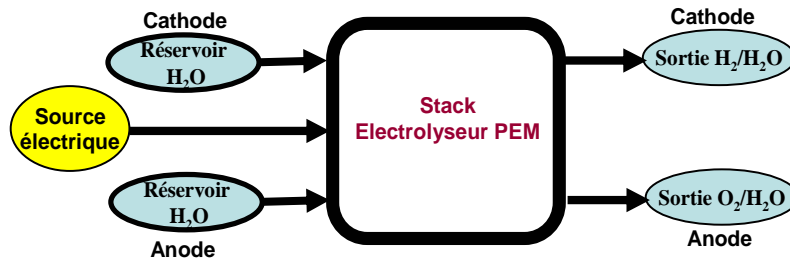


Figure 2- 3 : Structure globale de lien entrée-sortie ou réactifs-produits

On pourrait catégoriser l'électrolyse PEM en deux types : électrolyse basse pression, pression en dessous de 30 bars, et l'électrolyse haute pression qui admet une pression allant de 30 bars à 135 bars [Crai08]. Selon [Mara09], la température de fonctionnement de l'électrolyseur PEM basse pression ou haute pression peut atteindre 100°C. [Crai08] indique que la température de fonctionnement peut atteindre la plage de 80 à 150°C. Quant à [Mile07a], il précise que les membranes perfluorosulfonées commencent à perdre leur tenue mécanique au delà de 100°C de sorte que leur fonctionnement jusqu'à 120°C est possible mais seulement au détriment de la durée de vie des Assemblages Membrane-Electrode (AME).

Considérant les différents électrolyseurs trouvés dans la littérature, trois types de connectiques hydrauliques peuvent être considérés :

- Premièrement, l'eau liquide est fournie à la fois à l'anode et à la cathode tandis que le gaz produit et l'eau liquide (écoulement diphasique) sont refoulés via les sorties respectives de l'anode et de la cathode (Figure 2- 4);
- Deuxièmement, l'eau liquide peut n'être fournie qu'à l'anode seulement alors que les sorties de l'anode et de la cathode permettent de recueillir de l'eau liquide et le gaz respectif produit (Figure 2- 5);
- Finalement, à l'anode est seulement fournie de l'eau vaporisée. Des sorties anodique et cathodique sont récoltés les gaz produits mélangés à la vapeur d'eau (Figure 2- 6).

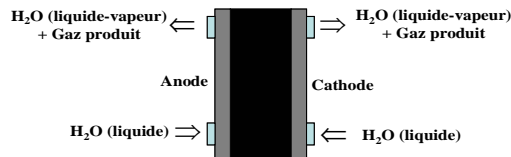


Figure 2- 4 : structure canaux électrolyseur GENHY 100[®][ZhoT09].

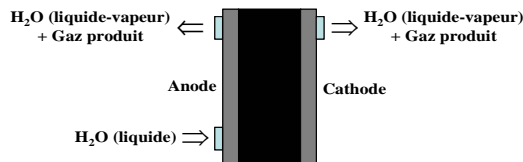


Figure 2- 5 : structure canaux électrolyseur [Lebb09][Barn05]

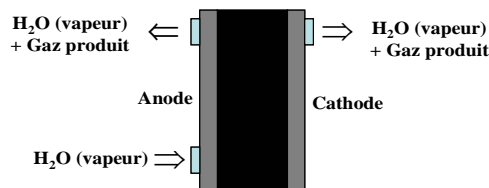


Figure 2- 6 : structure des canaux d'électrolyseur [Shin07]

Dans un premier temps, tenant compte de la généralité de notre approche de modélisation, nous considérerons la structure de Figure 2- 4. Il sera notamment plus facile selon la spécificité de l'électrolyseur de faire une réduction des entrées sans générer un conflit de causalité, eu égard à la modularité de la REM.

La capacité de la REM à décrire les systèmes complexes multi physiques lui a déjà permis de décrire de nombreux types de dispositifs énergétiques dans diverses conditions de fonctionnement comme cela est mise en exergue par ces différents travaux qui couvrent des applications variés comme les éoliennes, les machines électriques, les piles à combustibles, les super capacités , les batteries [Dela03] [Bous05] [Anse06] [Hiss08] [Chre09a] [Chre08a] [Chre09b] [Chre08b] [Chre07] [Boul10a] [ZhoT09] [Sema03] [Haif09] [Boss07], etc...

2.3 Modélisation REM de l'électrolyseur PEM

En guise de rappel, nous indiquons que le formalisme REM est basé sur le principe d'action et de réaction dans lequel une action sur un système ou sous-système engendre une réaction, réponse du système à l'action (cause) subie. Le produit de la variable d'action par la variable de réaction engendre une valeur qui a une dimension de puissance (exprimé en W). Le Tableau 2 - 1 présente les variables d'action et de réaction dans les domaines physiques de base impliqués dans un électrolyseur.

Tableau 2 - 1 : Paire de variables causales de base

Domaine physique	Variables d'action et de réaction	
Electrique	tension (V)	Courant (A)
Thermodynamique	Energie libre de Gibbs ΔG (J/mol)	Flux molaire \dot{n} [mol · s ⁻¹]
Thermique	Température (K)	Flux d'entropie $\dot{n}S$ [W / K]
Fluidique	Pression (Pa)	Flux volumique $m^3 s^{-1}$

Le premier modèle REM de l'électrolyseur a été présenté dans la thèse de [ZhoT09]. Ce modèle est obtenu du modèle PEMFC de [ZhoT09] comme dual de l'électrolyseur PEM ; le modèle PEMFC lui-même est une simplification du modèle REM de [Hiss08].

A la différence du modèle REM de l'électrolyseur de [ZhoT09], l'influence de l'évolution de la température sur les paramètres électrochimique est étudiée ici. Une synergie plus explicite entre les domaines électrochimique, thermodynamique, thermique et fluide est plus accentuée dans ce chapitre. Une validation expérimentale prenant en compte la variation de la température est réalisée et un modèle REM pour un fonctionnement en dynamique de l'électrolyseur est introduit.

2.3.1 REM du domaine électrique

La tension aux bornes de l'électrolyseur, comme déjà indiqué, peut être scindée en une première partie (E) qui est assignée à la variation d'énergie libre de Gibbs alors que la deuxième partie est allouée aux surtensions. Sur la base de la description des phénomènes électrochimiques dans l'électrolyseur suivant la relation de Butler-Volmer, la somme des surtensions η est liée au courant qui traverse l'électrolyseur $\eta(I_{EL})$. Les variables électriques de l'électrolyseur étant I_{EL} et V_{EL} , il en découle la relation II - 10:

$$V_{EL} = E + \eta(I_{EL}) \quad \text{II - 10}$$

Cette description électrique est mise en évidence sur la Figure 2- 7.

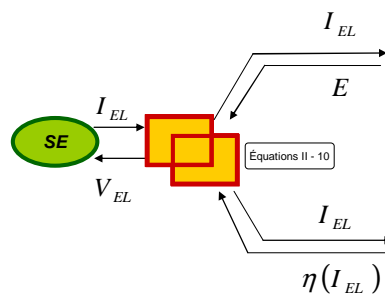


Figure 2- 7 : REM du bloc électrique [Agbl11a]

Au vu de la Figure 2- 7, on peut remarquer que le bloc électrique de notre modèle est en "configuration courant imposé" ; ce qui à première vue serait contraire à la causalité physique d'un électrolyseur : "configuration tension imposée". Toutefois, il est expérimentalement possible d'utiliser l'électrolyseur soit en "configuration tension imposée" ou en "configuration courant imposé"[Agbl11a]. Nous utilisons donc la dernière dans cette thèse telle que présentée sur la Figure 2- 7.

2.3.2 REM du domaine électrochimique et thermodynamique

La tension thermodynamique d'électrolyse E pourvue par la source électrique est liée à l'enthalpie libre de Gibbs de la réaction chimique II-8 par l'expression :

$$E_{II-8} = \frac{\Delta G_{II-8}}{nF} \quad \text{II - 11}$$

Où n est le nombre d'électrons associés aux réactions II-6 et II-7. F représente la constante de Faraday ($F=96500C$).

Lorsque se produit la réaction d'électrolyse II-8, la valeur du courant au point de fonctionnement est directement liée à la quantité de gaz produit et à l'eau consommée (II-12).

$$\dot{n} = \dot{n}_{H_2O} = \dot{n}_{H_2} = 2\dot{n}_{O_2} = \eta_F \frac{I_{EL}}{2F} N_{cell} \quad \text{II - 12}$$

η_F est le rendement de Faraday et N_{cell} le nombre de cellules du stack. \dot{n}_i le débit molaire du composé i .

Les composantes énergétiques (ΔG) et ($T\Delta S$) nécessaires pour que se dissocie la molécule de l'eau devront être exprimées en conformité avec les phénomènes thermodynamique et thermique qui ont lieu simultanément lors de la réaction d'électrolyse. L'évaluation de l'énergie de Gibbs doit prendre en compte l'influence à la fois de la pression et de la température. Du premier et deuxième principe de la thermodynamique, les deux composantes énergétiques énoncées précédemment s'expriment selon la relation ci-après :

$$\Delta G_{II-8}(T, P) = \Delta H_{II-8}(T, P) - T\Delta S_{II-8}(T, P) \quad \text{II - 13}$$

Une étude de l'influence de la température et de la pression sur ces grandeurs thermodynamiques a été menée dans [Onda04] et [Mile07a]. Il en découle que pour l'électrolyse basse pression, la tension du point de fonctionnement est quasi insensible à la variation de la pression. Selon [Mile07a], pour une pression de fonctionnement inférieure à 70 bars, les données expérimentales montrent que les caractéristiques statiques courant-tension restent également quasiment insensibles à la variation de la pression. Il en est de même pour [ZhoT09] qui après validation expérimentale (électrolyseur CETH GENHY 100[®]) de son modèle REM d'un électrolyseur indique que l'influence de la pression (expérience en dessous de 7 bars) n'est pas significative sur les courbes de polarisation.

Eu égard à cette convergence de point de vue dans la littérature, nous avons mené notre approche de modélisation dans le domaine thermodynamique en négligeant l'influence de la pression. L'équation II-13 devient alors :

$$\Delta G_{II-8}(T) = \Delta H_{II-8}(T) - T\Delta S_{II-8}(T) \quad \text{II - 14}$$

De l'évaluation de la variation d'entropie et d'enthalpie de la relation II-14 découle la variation d'enthalpie libre et par conséquent la tension thermodynamique. Pour l'eau, l'hydrogène, et l'oxygène et pour bien d'autres espèces chimiques, plusieurs corrélations existent dans la littérature permettant d'évaluer ces grandeurs thermodynamiques. Les relations ci-dessous expriment une première corrélation [Onda04][Mile07a][Agbl11a]:

$$H_{i=H_2O,H_2,O_2} = H_i^0 + a(T - T_0) + \frac{b}{2} 10^{-3}(T^2 - T_0^2) - c 10^5 \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) - \frac{e}{2} 10^8 \left(\frac{1}{T^3} - \frac{1}{T_0^3} \right) \quad \text{II - 15}$$

$$S_{i=H_2O,H_2,O_2} = S_i^0 + a (\ln T - \ln T_0) + b 10^{-3}(T + T_0) - \frac{c}{2} 10^5 \left(\frac{1}{T^2} - \frac{1}{T_0^2} \right) - \frac{e}{3} 10^8 \left(\frac{1}{T^3} - \frac{1}{T_0^3} \right) \quad \text{II - 16}$$

Les valeurs des paramètres des équations II-15 et II-16 sont donnés dans le tableau 2-2 ci-dessous [Onda04][Mile07a][Agbl11a].

Tableau 2 - 2 : Coefficients de fonctions thermodynamiques

	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>e</i>
H ₂ O (Liquide)	72.39	9.38	-	-
H ₂ (gaz)	26.57	3.77	1.17	-
O ₂ (gaz)	34.35	1.92	-18.45	4.06

Des expressions plus précises peuvent être obtenues par des données mises en ligne par la NIST (US's National Institute of Standards and Technology). Les expressions thermodynamiques utilisées sont résumées sous les formules suivantes [Nist11]:

$$\Delta H_{H_2O,H_2,O_2} = At + B \frac{t^2}{2} + C \frac{t^3}{3} + D \frac{t^4}{4} - \frac{E}{t} + F - H \quad \text{II - 17}$$

$$\Delta S_{H_2O,H_2,O_2} = A \cdot \ln(t) + B \cdot t + C \frac{t^2}{2} + D \frac{t^3}{3} - \frac{E}{2t^2} + G \quad \text{II - 18}$$

Dans ces expressions II-17 et I-18, $t = T \text{ (K)}/10^3$. Egalement, les paramètres des deux équations précédentes sont résumés dans le tableau 2-3 [Nist11].

Tableau 2 - 3 : Coefficients de fonctions thermodynamiques

	A	B	C	D	E	F	G	H
H ₂ O (Liquide)	-203,606	1523,290	-3196,143	2474,455	3,855326	-256,5478	-488,7163	-285,8304
H ₂ (gaz)	33,066178	-11,363417	11,432816	-2,772874	-0,158558	-9,980797	172,707974	0
O ₂ (gaz)	31,32234	-20,23531	57,86644	-36,50624	-0,007374	-8,903471	246,7945	0

De tout ce qui précède, il est alors possible d'évaluer la variation d'enthalpie libre de la réaction II-8 selon II-19:

$$\Delta G_{II-8} = G_{H_2} + \frac{1}{2} G_{O_2} - G_{H_2O} \quad \text{II - 19}$$

De l'équation II-19, l'équation II-11 peut être évaluée.

Il est possible d'implicitement prendre en compte les grandeurs d'états thermodynamiques (G_{H_2} , G_{O_2} et G_{H_2O}) en utilisant directement une expression du potentiel réversible [Onda04]:

$$E_{II-8} = 1,5184 - 1,5421 \cdot 10^{-3} T - 9,523 \cdot 10^{-5} T \ln T + 9,84 \cdot 10^{-8} T^2 \quad \text{II - 20}$$

$$\text{Où } \frac{\Delta G_{II-8}}{nF} = E_{II-8}$$

En effet, le potentiel thermodynamique E_{II-8} est modifié par l'activité des réactifs. Le potentiel réversible résultant est appelé potentiel de Nernst et est donné par l'équation II-21.

$$E = E_{Nernst} = \frac{\Delta G}{nF} = E_{II-8} + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{0,5}}{a_{H_2O}} \right) \quad \text{II - 21}$$

L'évaluation du potentiel réversible, dans le processus d'identification paramétrique et l'implantation du modèle, sera faite grâce à l'équation II-20 alors que l'évaluation des flux entropiques, liés aux espèces chimiques, pour le modèle thermique sera faite grâce à l'équation II-18.

La Figure 2- 8 présente le bloc REM des phénomènes électrochimique et thermodynamique. Il est présenté en annexe AII.1.2 l'implantation des formules.

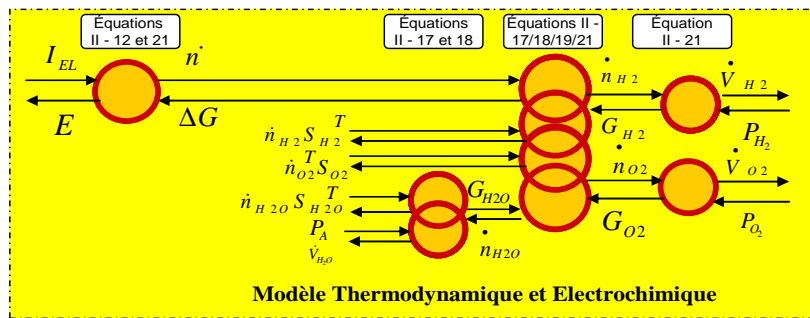


Figure 2- 8 : REM du bloc thermodynamique et électrochimique [Agbl11a]

Il peut y être identifié la part d'énergie électrique ($I_{EL} \cdot E$) assignée à compenser l'énergie enthalpique ($\dot{n} \cdot \Delta G$). Considérant l'équation II-11 intégrée à II-19, l'énergie enthalpique de la réaction d'électrolyse est liée à l'énergie enthalpique de chaque espèce chimique ($\dot{n}_i \cdot G_i$). La chaleur nécessaire à la réaction est exprimée par le flux d'entropie résultant eu égard à chaque espèce chimique ($T \cdot \dot{n}_i S_i$). Du point de vue fluide, les différentes puissances hydrauliques de l'eau réagissante et des gaz produits sont évalués par ($P \cdot \dot{V}_i$). En définitive, la Figure 2- 8 résume le principe selon lequel l'eau est dissociée en oxygène et en hydrogène en présence de l'énergie électrique et thermique nécessaires dans l'environnement d'électrolyse.

Le domaine électrochimique est étroitement lié au domaine thermique du fait de l'importance de la température sur la réaction chimique et des phénomènes électrochimiques qui y sont associés. Il convient de rappeler que les différentes pertes dans le stack à savoir les pertes par activation, par diffusion et les surtensions ohmiques sont converties en chaleur et constituent la part d'énergie thermique provenant de la source électrique et/ou de l'environnement d'électrolyse. Cette interaction entre le domaine thermique et électrochimique sera explicitée dans la section suivante.

2.3.3 REM du modèle thermique

L'inertie thermique du stack lui confère une caractéristique d'élément de stockage de chaleur. De façon générale, l'eau désionisée du réservoir fournie au stack peut suivre soit une boucle fermée (Figure 2- 9) soit une boucle ouverte. Dans le cas où le mode de fourniture d'eau est en boucle ouverte (eau perdue), le bilan thermique ne considérera que

la quantité de chaleur introduite et/ou soustraite dans l'enceinte du stack. La mesure du débit et de la température de cette eau renseigne sur son état thermique. Mais si la configuration en boucle fermée (re-circulation d'eau) est considérée, il faudrait tenir compte de l'influence de l'eau réinjectée dans le réservoir afin de contrôler l'état thermique de l'eau qui est fournie au stack ce d'autant plus que la modification temporelle de la température de cette eau influencerait sur le bilan thermique de l'enceinte d'électrolyse. Nous considérerons dans notre modélisation cette contrainte tout en soulignant que si un régulateur de température permet de stabiliser la température de l'eau du réservoir malgré cette circulation en boucle fermée, cela ne pourrait que simplifier le modèle thermique proposé.

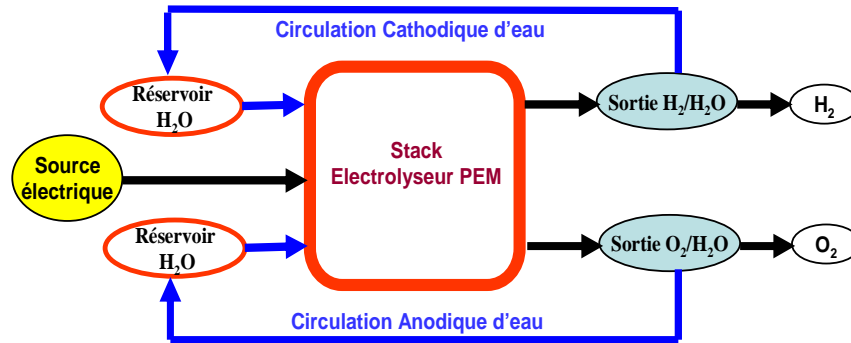


Figure 2- 9 : Configuration globale à considérer pour le modèle thermique

Il découle de ce qui précède que notre modèle thermique a trois degrés de liberté (la température du stack, celle du réservoir anodique d'eau et celle du réservoir cathodique d'eau). Le premier décrit la température du stack et les deux autres évaluent les températures des réservoirs. Pour un électrolyseur n'ayant pas de circuit d'eau à la cathode, on n'aura que deux degrés de liberté (La température du stack et celle du réservoir anodique d'eau). Le bilan thermique est fait en tenant compte de tous les "puits " d'énergies thermiques (pertes) et de toutes les sources d'énergies thermiques.

Par la suite nous ferons l'analyse sans prendre en compte la circulation cathodique d'eau (modèle thermique à deux degrés de liberté). Par analogie, nous déduirons en fin de modélisation la REM relative à la configuration Figure 2- 9 (modèle thermique à trois degrés de liberté).

2.3.3.1 Modèle thermique du stack

Conformément au point précédent, le stack de l'électrolyseur peut être considéré comme un élément d'accumulation d'énergie thermique. En prenant en compte tous les flux thermiques entrant et sortant du stack, on pourrait écrire l'équation II-22 [Four06] [Shin07][Garc08][Lebb09][Agbl11a].

$$C_{th-Stack} \frac{dT}{dt} = T \left[\sum (\Delta S_q)_{in} - \sum (\Delta S_q)_{out} \right] \quad \text{II - 22}$$

Où $\sum (\Delta S_q)_{in}$ est la somme des flux d'entropie relatifs à toutes les sources de chaleur. Quant à $\sum (\Delta S_q)_{out}$, elle représente la somme des flux d'entropie relatifs à toutes les pertes de chaleur.

La chaleur provenant des pertes dues aux phénomènes électrochimiques et aux pertes ohmiques est globalement localisée dans l'assemblage membrane électrode (AME)

[Onda02]. La principale source de chaleur provient de la conversion en chaleur de toutes les surtensions (η_{Total}) et peut être exprimée comme suit [Mile07a]:

$$T\Delta S = 2F(\eta_{Total}) = 2F(\eta_{EL} + \eta_{diff} + R_e j) \quad \text{II - 23}$$

Le flux d'entropie résultant est :

$$\Delta S_{\eta_{Total}} = \dot{n}\Delta S = I_{EL} \frac{(\eta_{EL} + \eta_{diff} + R_e j)}{T} \quad \text{II - 24}$$

▪ Evaluation des surtensions

En fait, les surtensions prédominantes sont les surtensions d'activation η_{EL} et ohmique E_{Ohmic} dans la gamme de densités de courant " usuelle ". A densité de courant élevée, les pertes par concentrations (appelées surtensions de diffusion η_{diff}) deviennent importantes. Les surtensions d'activation devront être surmontées par la réaction électrochimique en vue de la conversion des réactants en produits [Barn05][Garc08]. L'équation II-25 présente la somme des surtensions par activation à l'anode et à la cathode. L'évaluation de la surtension d'une demi réaction en équilibre en considérant l'équation de Butler-Volmer aboutit à une expression de surtension appliquée à l'anode et à la cathode [Barn05] [Harr06] [Dale08] [Garc08]:

$$\eta_{EL} = E_{act-anod} + E_{Act-cath} = \frac{RT}{2\alpha_A F} \sinh^{-1}\left(\frac{I}{2j_{0,A}A}\right) + \frac{RT}{2\alpha_C F} \sinh^{-1}\left(\frac{I}{2j_{0,C}A}\right) \quad \text{II - 25}$$

A densité de courant élevée, les limitations (pertes par diffusion ou concentration des espèces) dues aux transports de matière ne peuvent être évitées. Ainsi, selon [Garc08], la surtension anodique est modifiée afin de prendre en compte ces dites pertes par diffusion ; ceci parce que l'eau réagit à l'anode et l'oxygène est évacué de cette électrode. Ces trajectoires opposées de l'eau et de l'oxygène qui utilisent les mêmes pores dans leur déplacement rendent significative la surtension de diffusion à cette électrode. Il en résulte l'équation suivante déduite de la précédente :

$$\eta_{EL} = E_{act-anod} + E_{Act-cath} = \frac{RT}{2\alpha_A F} \sinh^{-1}\left(\frac{\frac{I}{2j_{0,A}A}}{1 - \frac{I}{2j_{L,A}A}}\right) + \frac{RT}{2\alpha_C F} \sinh^{-1}\left(\frac{I}{2j_{0,C}A}\right) \quad \text{II - 26}$$

Par ailleurs, les surtensions de diffusions peuvent également être estimées avec l'équation de Nernst de laquelle les surtensions de diffusion anodique et cathodique découlent [Mara09]:

$$\eta_{diff,an} = \frac{RT_{an}}{4F} \ln \frac{C_{O_2,me}}{C_{O_2me,0}} \quad \text{II - 27}$$

$$\eta_{diff,cath} = \frac{RT_{cat}}{4F} \ln \frac{C_{H_2,me}}{C_{H_2me,0}} \quad \text{II - 28}$$

T_{an} Température à l'anode
 T_{cat} Température à la cathode

Comme évoqué, en fonctionnement nominal les pertes par diffusion sont moins significatives et peuvent être négligées. Ces infimes pertes par diffusion qui subsistent en fonctionnement nominal se superposent aux pertes ohmiques ([Turp08]) et sont donc implicitement prise en compte par les pertes ohmiques dans notre cas. Nous utiliserons donc pour la validation du modèle l'équation II-25.

Les pertes ohmiques sont exprimées par la relation ci-dessous [Choi04] [Barn05] [Harr06] [Lebb09] [Dale08]:

$$E_{ohm} = R_e j = \frac{\phi}{\sigma_m} j \quad \text{II - 29}$$

L'expression II-29 où R_e représente la résistance ohmique globale ne dissocie pas les résistances de la membrane (résistance ionique) et la résistance de contact (résistance interfaciale). Il est possible cependant de les dissocier. Cela permet de considérer les expressions de la conductivité de la membrane qui est fonction soit de la température (II-30) soit à la fois de la température et de la teneur en eau (II-31)[Garc08][Lebb09].

$$\sigma_m = \sigma_{m,ref} \exp\left(1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T}\right)\right) \quad \text{II - 30}$$

$$\sigma_m = (0.00514\lambda_m - 0.00326)\exp\left(1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T}\right)\right) \quad \text{II - 31}$$

Nous utiliserons l'expression II-29 dans le cadre de l'identification des paramètres parce que les expressions II-30 et II-31 sont des expressions empiriques qui sont tributaires du type de membrane utilisé (ici Nafion 117), du catalyseur utilisé, du chargement en catalyseur aux électrodes. Nous reviendrons sur ces considérations lors de la validation du modèle.

Finalement, la tension de l'électrolyseur PEM est :

$$V_{El} = E + \eta_{Total} = E_{II-8} + \frac{RT}{2F} \ln\left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{0.5}}{a_{H_2O}}\right) + \frac{RT}{2\alpha_A F} \sinh^{-1}\left(\frac{I}{2j_{0,A} A}\right) + \frac{RT}{2\alpha_C F} \sinh^{-1}\left(\frac{I}{2j_{0,C} A}\right) + \frac{\phi I}{A\sigma_m} \quad \text{II - 32}$$

Grâce aux outils d'identification de paramètres de Matlab (Fittype, Cfit, fit), les cinq paramètres (α_A , α_C , $j_{0,A}$, $j_{0,C}$ et σ_m) contenus dans l'équation II-32 seront déterminés eu égard aux courbes expérimentales de polarisation devant décrire l'équation II-32.

- Echange calorifique entre le stack et le réservoir d'eau

L'eau provenant du réservoir et introduite dans l'enceinte d'électrolyse (coté anode) joue à la fois le rôle de régulation de température du stack (refroidir ou réchauffer) et de fourniture de réactants (eau réagissante). Subissant une boucle fermée selon la Figure 2- 9, cette eau, qui est réinjectée dans le réservoir, soustrait au stack une certaine quantité de chaleur qu'elle apporte au réservoir. L'expression globale inhérente serait :

$$\dot{Q}_{H_2O_out} = \dot{m}_{H_2O_out} C_p (T - T_{H_2O}) \quad \text{II - 33}$$

Où C_p est la capacité thermique de l'eau

$\dot{m}_{H_2O_out}$ Le débit massique de l'eau

T La température du stack et T_{H_2O} la température du réservoir d'eau

Le flux d'entropie résultant sera considéré comme perte ou gain entre le stack et le réservoir selon le signe de $(T - T_{H_2O})$:

$$\Delta S_{q-H_2O-out} = \left(\frac{\dot{Q}_{H_2O-out}}{T} \right) \quad \text{II - 34}$$

Le débit massique \dot{m}_{H_2O-out} pourrait être estimé de deux manières. Il pourrait être obtenu en soustrayant au débit d'eau introduit dans l'environnement d'électrolyse le débit d'eau ayant réagi et celui ayant transité via la membrane vers la cathode.

$$\dot{m}_{H_2O-out} = \dot{m}_{H_2O-In} - \dot{m}_{H_2O-Cons} - \dot{m}_{H_2O-Mem} \quad \text{II - 35}$$

La deuxième voie est plus délicate et est nécessaire lorsqu'on ne sait pas évaluer le débit d'eau qui est injecté dans le stack. C'est souvent le cas des électrolyseurs pour lesquels la pression hydrostatique assure une convection naturelle régulière d'eau vers l'enceinte de l'électrolyseur (Figure 2- 10). Les bulles de gaz produites aux électrodes dans leurs mouvements ascensionnels (convection naturelle également) entraînent de l'eau dans les canaux de sortie (Figure 2- 10).

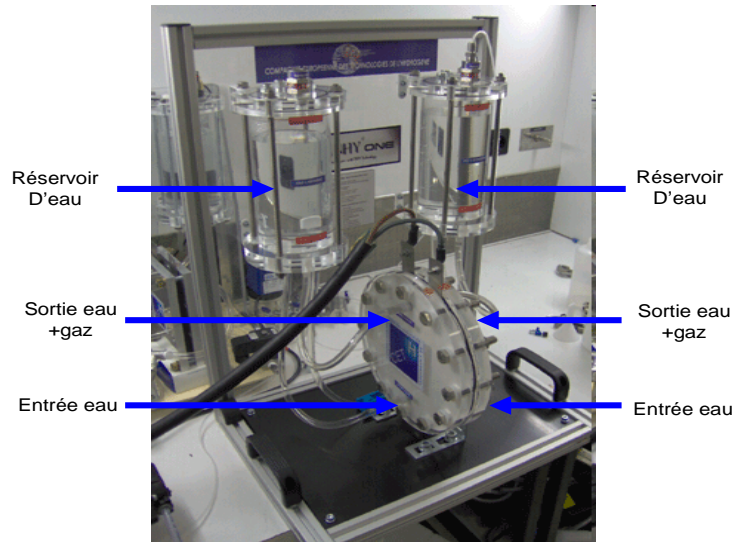


Figure 2- 10 : Electrolyseur "GenHyOne® Basic" de CETH

Pour évaluer la quantité d'eau entraînée par l'évacuation de gaz on pourrait observer le comportement des bulles dans les conduits de sortie. Au premier ordre, nous pouvons estimer que le débit d'eau entraînée est proportionnel au débit de gaz produit (Figure 2- 11) [Agbl11a].

$$\dot{V}_{H_2O-out} = k \dot{V}_{gaz} \quad \text{II - 36}$$

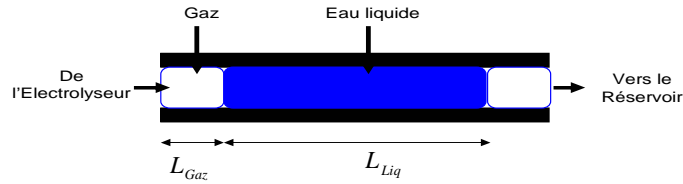


Figure 2- 11 : Entraînement de l'eau lors de l'évacuation du gaz

$$\text{Avec } k = \frac{L_{Liq}}{L_{Gaz}} \quad \text{et} \quad \dot{V}_{gaz} = \dot{V}_{O_2} = \frac{I_{EL}}{4F} \cdot \frac{RT}{P_{atm}}$$

L_{Liq} Longueur moyenne d'une colonne d'eau dans le conduit ;

L_{Gaz} Longueur moyenne d'une bulle de gaz dans le conduit.

D'où $\dot{m}_{H_2O_out} = \rho_{H_2O} \cdot \dot{V}_{H_2O_out}$. Cependant, il n'est pas aussi aisé de déterminer k parce que la taille de la bulle (qui augmente avec l'augmentation du courant) de gaz dans le conduit dépend du temps de coalescence des bulles à la surface réactionnelle. Ce qui implique que L_{Gaz} et L_{Liq} varie également d'où la difficulté.

- Evaluation des puits de chaleur connexes (pertes)

L'eau traverse la membrane mue par les phénomènes d'électro-osmose, de rétrodiffusion et de convection. Les phénomènes de convection sont générés par un gradient de pression aux électrodes [Li X09]. En se référant aux électrolyseurs avec une connectique hydraulique de la Figure 2- 4 voire Figure 2- 10, le gradient de pression entre l'anode et la cathode est négligeable. De façon subséquente, on peut négliger les phénomènes de convection et de rétrodiffusion : la membrane étant pleinement trempée et équilibrée entre l'anode et la cathode du point de vue pression hydrostatique [Li X09].

Toutefois certaines configurations comme indiqué dans les figures Figure 2- 5 et Figure 2- 6 sont propices à un gradient de concentration d'eau sur les deux faces de la membrane ; ceci avec préférentiellement une diffusion d'eau de l'anode vers la cathode. Dans ces circonstances on peut évaluer le débit d'eau traversant la membrane par diffusion selon II-37 [Li X09].

$$\dot{m}_{H_2O,diff} = M_{H_2O} \frac{AD_w}{\delta_m} (C_{H_2O,me,cat} - C_{H_2O,me,an}) \quad \text{II - 37}$$

Quant aux phénomènes électro-osmotiques, le flux d'eau de l'anode vers la cathode peut être exprimé selon II-38 :

$$\dot{m}_{H_2O_EOsmose} = M_{H_2O} \cdot n_d \frac{I}{F} \quad \text{II - 38}$$

Il en résulte la quantité totale d'eau $\dot{m}_{H_2O_Mem} = \dot{m}_{H_2O,diff} + \dot{m}_{H_2O_EOsmose}$ transitant de l'anode à la cathode et refoulée hors de l'environnement d'électrolyse en emportant une certaine quantité de chaleur laquelle peut être évaluée comme :

$$\dot{Q}_{H_2O_Mem} = \dot{m}_{H_2O_Mem} C_p (T - T_{amb}) \quad \text{II - 39}$$

Le flux d'entropie associé sera :

$$\Delta S_{q-H_2O-Mem} = \left(\frac{\dot{Q}_{H_2O-Mem}}{T} \right) \quad \text{II - 40}$$

Un autre type de perte lié à l'importance du débit de gaz produit peut tout de même être précisé. Il s'agit de la quantité de chaleur que pourrait soustraire à l'environnement d'électrolyse le gaz évacué [Atla09].

$$\dot{Q}_{H_2,O_2} = \sum_{i=H_2,O_2} C_p(i) \dot{n}_i \Delta T \quad \text{II - 41}$$

Avec $C_p(i)$ la capacité thermique de l'espèce i
Le flux entropique lié à II-48 est :

$$\Delta S_{q-H_2,O_2} = \frac{\dot{Q}_{H_2,O_2}}{T} \quad \text{II - 42}$$

L'influence de la température sur la capacité thermique de l'eau, de l'hydrogène et de l'oxygène est prise en compte par la relation paramétrique ci-après [Nist11]:

$$C_p(i) = A + Bt + Ct^2 + Dt^3 + \frac{E}{t^2} \quad \text{II - 43}$$

Avec $t = T(K)/10^3$

Pour les paramètres de l'équation précédente se référer au Tableau 2 - 3.

De plus comme déjà indiqué dans le modèle électrochimique, la quantité de chaleur mise en jeu pour assurer le caractère endothermique de la réaction peut être exprimé de la façon suivante par le flux d'entropie s'y référant :

$$\Delta S_{q-H_2,O_2,H_2O} = \sum_{i=H_2,O_2,H_2O} \dot{n}_i \Delta S_i \quad \text{II - 44}$$

En dépit du processus de refroidissement qui peut être assuré, il convient tout de même d'énoncer les pertes qui peuvent se produire avec l'environnement immédiat du stack [Garc08].

$$\dot{Q}_{losses} = \frac{1}{R_t} (T - T_{amb}) \quad \text{II - 45}$$

Ce qui conduit à :

$$\Delta S_{q_{losses}} = \frac{\dot{Q}_{losses}}{T} \quad \text{II - 46}$$

Toute cette description du modèle thermique du stack peut être exprimée conformément à l'élément REM d'accumulation suivant :

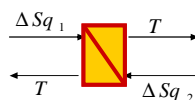


Figure 2- 12 : Accumulation d'énergie thermique dans le stack

Avec : $\Delta S_{q_1} = \sum (\Delta S_q)_{in}$ et $\Delta S_{q_2} = \sum (\Delta S_q)_{out}$

Sur la Figure 2- 12, où ΔS_{q_1} est obtenu par la somme des expressions II-24 et II-34, alors que ΔS_{q_2} résulte de la somme de II-40, II-42, II-44, II-46 ; de sorte que ΔS_{q_1} et ΔS_{q_2} peuvent s'exprimer comme suit:

$$\Delta S_{q_1} = \Delta S_{q_{\eta_{Total}}} + \Delta S_{q_{-H_2O_{out}}} \quad \text{II - 47}$$

$$\Delta S_{q_2} = \Delta S_{q_{-H_2O_{Mem}}} + \Delta S_{q_{-H_2,O_2}} + \Delta S_{q_{-H_2,O_2,H_2O}} + \Delta S_{q_{losses}} \quad \text{II - 48}$$

La Figure 2- 13 résume de façon graphique l'ensemble de la description précédente.

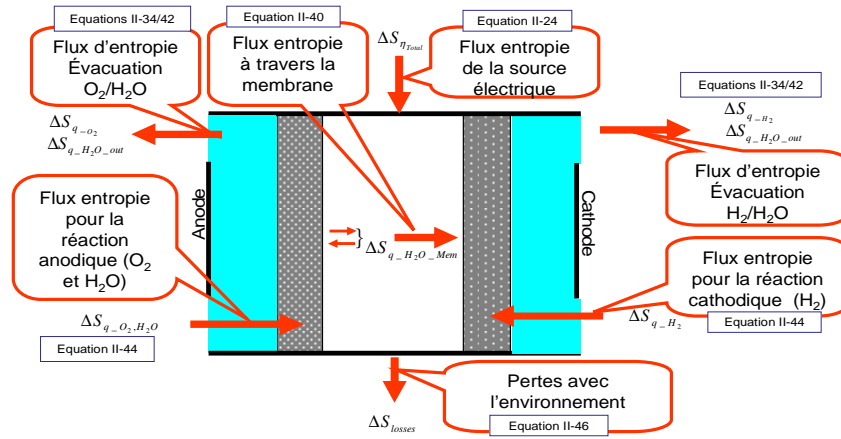


Figure 2- 13 : Bilan des échanges thermiques

Le modèle thermique REM est donné sur la Figure 2- 14.

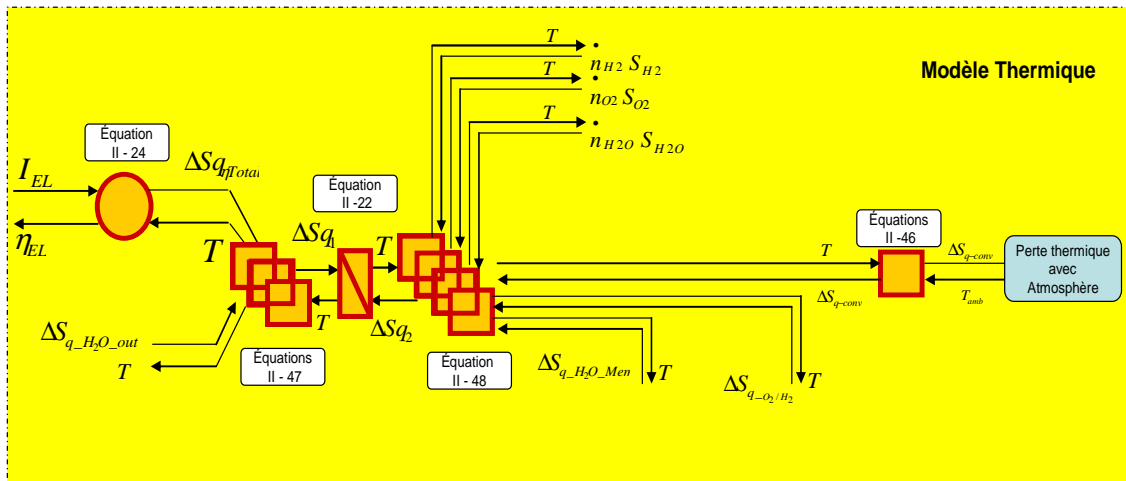


Figure 2- 14 : Modèle thermique du stack

A travers le lien d'interaction de l'échange thermique entre le stack et le réservoir, nous ferons la description du modèle thermique du réservoir sur le même principe de l'inventaire des pertes et des gains de chaleurs dudit réservoir.

2.3.3.2 Modèle thermique relatif au réservoir d'eau

Le flux d'entropie provenant du stack et fourni au réservoir rend compte de la seule source de chaleur reçue par le réservoir. Ce flux est exprimé par l'équation II-34.

Il existe trois principales pertes de chaleur liées au réservoir d'eau :

- Pertes par convection ;

- Pertes par conduction ;
- Diminution de la quantité d'eau du réservoir.

Les expressions des deux premiers types de pertes sont fortement liées à la géométrie du réservoir bien qu'étant sous-tendues respectivement par les deux principes physiques suivants : la convection et la conduction.

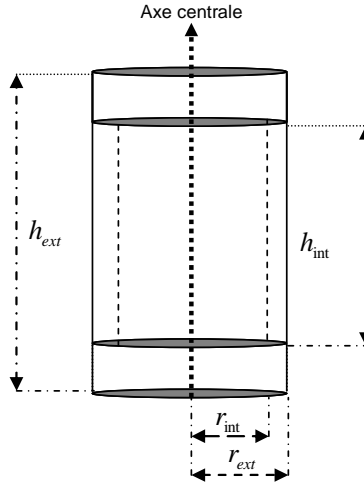


Figure 2- 15 : schéma du réservoir d'eau

Nous considérons ici un réservoir cylindrique (Figure 2- 15). Les pertes de chaleur par convection impliquant le contact du réservoir avec l'atmosphère (réservoir ouvert) sont exprimées par le flux thermique de l'expression II-49:

$$\phi_{Eau \rightarrow atm} = \pi r_{int}^2 h (T_{H_2O} - T_{amb}) \quad \text{II - 49}$$

Avec r_{int} Rayon intérieur du cylindre
 h Coefficient de transfert de chaleur par convection

Le flux d'entropie qui en découle sera alors :

$$\Delta S_{q-conv} = \left(\frac{\phi_{Eau \rightarrow atm}}{T_{H_2O}} \right) \quad \text{II - 50}$$

Quant aux pertes par conduction, elles sont évaluées en considérant le pourtour du cylindre, une surface de base (si le réservoir est ouvert) ou les deux surfaces de base (si le réservoir est recouvert). Considérer les deux surfaces de base implique la suppression des pertes, par convection, désignés précédemment. Le flux de chaleur résultant sera :

$$\phi_{Eau \rightarrow Re\ servoir} = 2\pi\lambda(T_{H_2O} - T_{amb}) \cdot \left[\frac{r_{int} h_{int}}{r_{ext} - r_{int}} + \frac{r_{int}^2 j}{h_{ext} - h_{int}} \right] \quad \text{II - 51}$$

- r_{int} Rayon intérieur du cylindre
- r_{ext} Rayon extérieur du cylindre
- h_{int} Hauteur intérieure du cylindre (hauteur d'eau lorsque le réservoir est plein)
- h_{ext} Hauteur extérieure du cylindre
- j Avec ($j = 1$: base supérieure ouverte) et ($j = 2$: base supérieure couverte)

La relation II-51 sous-entend une conduction isotrope selon l'axe axial et coaxial du cylindre. Le flux entropique se déduit selon la relation ci-après :

$$\Delta S_{q-cond} = \left(\frac{\phi_{Eau \rightarrow reservoir}}{T_{H_2O}} \right) \quad \text{II - 52}$$

Nous pouvons alors sommer ces deux pertes sous l'appellation $\Delta S_{q_{cond-conv}}$:

$$\Delta S_{q_{cond-conv}} = \Delta S_{q-conv} + \Delta S_{q-cond} \quad \text{II - 53}$$

L'élément d'accumulation thermique au sein du réservoir est indiqué selon la REM de la Figure 2- 16.

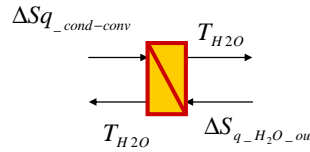


Figure 2- 16 : Modèle thermique du réservoir

La relation qui sous-tend la REM de la Figure 2- 16 (où $\Delta S_{q_{H_2O_Out}}$ est donné par la relation II-34) est :

$$m(t)C_{\tan k-H_2O} \frac{dT_{H_2O}}{dt} = T(\Delta S_{q_{H_2O_Out}} - \Delta S_{q_{cond-conv}}) \quad \text{II - 54}$$

Finalement, la troisième perte concernant la diminution d'eau dans le réservoir sera modélisée par la variation temporelle de $m(t)$:

$$m(t) = m_{H_2O_Res} - \int \dot{m}_{H_2O_Cons} \cdot dt \quad \text{II - 55}$$

avec $m_{H_2O_Res}$ Masse d'eau initiale du réservoir

$\dot{m}_{H_2O_Perdu}$ Débit d'eau consommé et perdu via la membrane

Il est dans certains cas possible de progressivement compenser la diminution de la quantité d'eau du réservoir ; dans ce cas si $\dot{m}_{H_2O_Rég}$ est le débit d'eau ajouté au réservoir on aurait ainsi une régulation de la quantité $m(t)$ qui serait donc constante dans le temps.

$$m(t) = m_{H_2O_Res} + \int (\dot{m}_{H_2O_Rég} - \dot{m}_{H_2O_Perdu}) \cdot dt = m_{H_2O_Res} = Cste \quad \text{II - 56}$$

Le débit d'eau consommé et celui perdu via la membrane sont évalués par la somme des expressions II-12, II-37 et II-38 :

$$\dot{m}_{H_2O_Perdu} = \left[\frac{I_{El}}{F} \left(\frac{\eta_F \cdot N_{cell}}{2} + n_d \right) + \dot{n}_{H_2O,diff} \right] M_{H_2O} \quad \text{II - 57}$$

L'échange thermique entre le stack et le réservoir d'eau est mis en exergue par le pictogramme de conversion mono domaine sans accumulation d'énergie liant les deux environnements comme indiqué sur la Figure 2- 17. L'équation II-34 décrit comme déjà indiqué cette interaction.

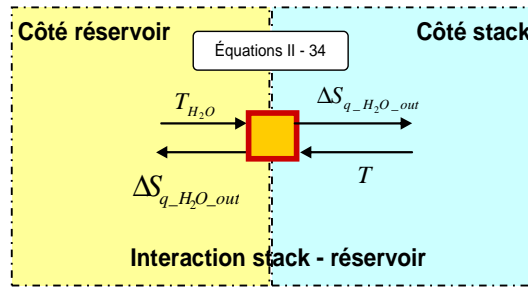


Figure 2- 17 : Interaction thermique stack réservoir

Le lien entre le modèle thermique du réservoir et celui du stack se traduit par l'association de la Figure 2- 14 et de la Figure 2- 16 grâce à la Figure 2- 17 qui rend compte de l'interaction des deux modèles thermiques (Figure 2- 18):

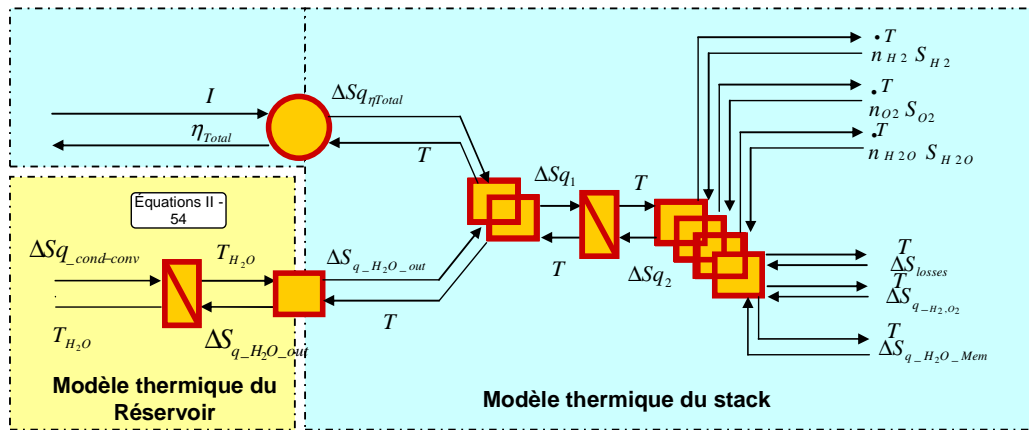


Figure 2- 18 : interaction des deux modèles thermiques

2.3.4 Modèle fluide du circuit hydraulique

Dans cette description, pour un souci de clarté, il ne sera présenté que la description REM du circuit anodique. Par analogie le circuit cathodique complet sera néanmoins donné après la description du circuit anodique.

Une représentation multiport a été utilisée par [Chre09a] afin de décrire les phénomènes thermo-pneumatiques relatifs à la mobilité et à la transformation d'un gaz dans un processus. Le même principe est ici appliqué aux phénomènes thermo-hydrauliques.

2.3.4.1 Modèle fluide : Pictogrammes multi ports (domaine thermo-pneumatique)

Dans un modèle thermo-pneumatique d'un gaz qui s'écoule dans un conduit, l'énergie fluide est définie comme ci-après :

$$P\dot{V} = \dot{n}RT \quad \text{II - 58}$$

Le domaine thermique est gouverné par la température et le flux d'enthalpie selon :

$$\dot{H} = \dot{m}C_pT \quad \text{II - 59}$$

L'état énergétique complet (II-59) peut être évalué juste par la connaissance de deux variables de l'équation des gaz parfaits (II-58). Le pictogramme résultant qui décrit le domaine thermo-pneumatique est donné sur la Figure 2- 19a [Chre09a][Agbl11a]. De sorte qu'un découplage ultérieur peut générer une chaîne énergétique décrivant l'activité

thermique du fluide selon l'énergie thermique ($T \cdot \Delta S_q$) Figure 2- 19b. Sous ces conditions, le débit massique \dot{m} , la pression P et la température T suffisent pour décrire le processus. Le pictogramme REM de la Figure 2- 19a est donc bien indiqué pour modéliser l'état énergétique dans le domaine thermo pneumatique [Chre09a].

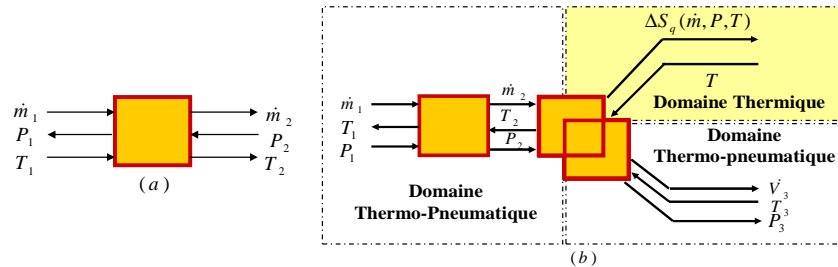


Figure 2- 19 : Pictogramme REM dans le domaine thermo pneumatique (a) et la REM du potentiel découplage permettant de décrire l'état thermique du fluide (b)

2.3.4.2 Modèle fluide : Pictogrammes multi ports (domaine Thermo hydraulique)

Considérant le domaine hydraulique, le flux enthalpique du à l'écoulement d'un liquide dans un conduit est exprimé selon [Ould06]:

$$\dot{H} = \dot{m} \left(C_p T + \rho \frac{v^2}{2} + gz \right) \quad \text{II - 60}$$

Où ρ est la masse volumique du liquide ($kg \cdot m^{-3}$) et $v(m \cdot s^{-1})$ sa vitesse.

Contrairement au domaine thermo pneumatique, l'équation II-58 des gaz parfaits ne peut décrire le fluide (liquide). Par conséquent afin de décrire entièrement l'énergie hydraulique ($P \cdot \dot{V}$) et l'énergie thermique ($T \cdot \dot{m}S$), il faudrait considérer le flux enthalpique qui décrit l'état énergétique complet du fluide comme indiqué par l'équation II-60. Sous ces conditions les quatre variables \dot{H} , P , T et \dot{m} seront nécessaires pour représenter le pictogramme du domaine hydraulique Figure 2- 20a [Chre09a][Agbl11a]. De sorte qu'un découplage ultérieur peut générer une chaîne énergétique décrivant l'activité thermique du fluide selon l'énergie thermique ($T \cdot \Delta S_q$) Figure 2- 20b. C'est donc le pictogramme de la Figure 2- 20a qui décrira le couplage thermo hydraulique de ce modèle fluide [Chre09a] [Agbl11a].

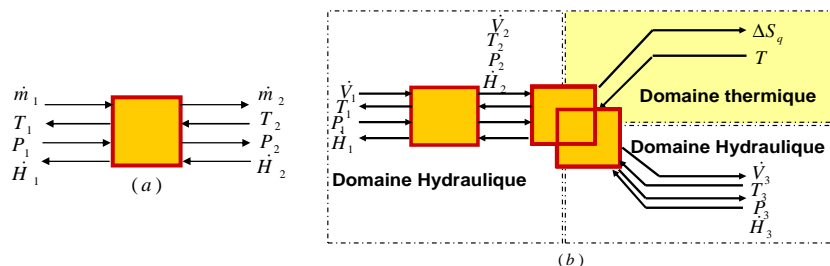


Figure 2- 20 : Pictogramme REM dans le domaine hydraulique (a) et la REM du potentiel découplage permettant de décrire l'état thermique du fluide (b)

2.3.4.3 Couplage domaine hydraulique et thermique du réservoir

Comme indiqué, l'état hydraulique et thermique du réservoir d'eau nous intéresse pour une bonne description du système. Pour la modélisation du circuit hydraulique, il faudra donc

prendre en compte les pertes par convection avec l'atmosphère et par conduction dans le matériau du réservoir. L'ensemble des pertes thermiques sera injecté dans le modèle thermique du réservoir (Figure 2- 18/Figure 2- 21) après un découplage avec le domaine hydraulique. Dans le domaine hydraulique considérant le cas de la circulation d'eau par convection naturelle, le débit d'eau d'alimentation est lié à la pression hydrostatique du liquide dans le réservoir selon :

$$\dot{V}_{H_2O} = \frac{\delta P}{R_h} \quad \text{II - 61}$$

avec $\delta P = \rho_{H_2O} \cdot g \cdot \delta h$ ou $\delta P = \Delta P$
 δh est la hauteur de l'eau
 R_h Résistance hydraulique (Pa s³)
 g accélération de la pesanteur

Le couplage thermique/hydraulique est détaillé dans l'annexe II (figure AII.3.1). Dans la Figure 2- 21, \dot{V}_{H_2O} est égal à $\dot{V}_{H_2O_In}$.

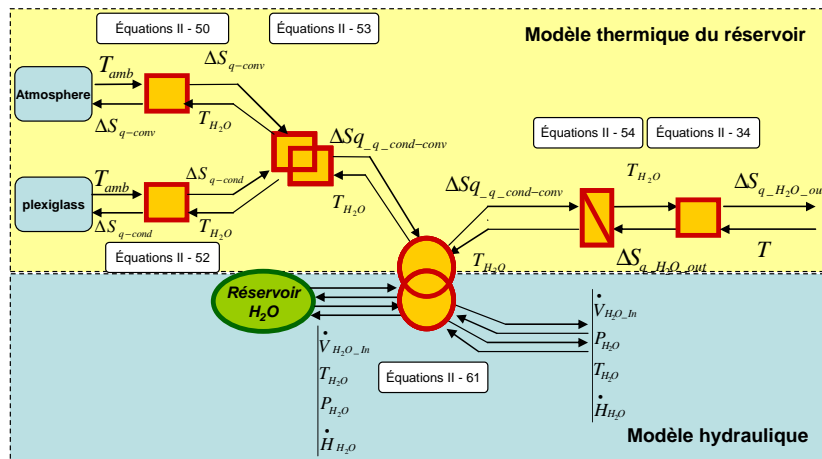


Figure 2- 21 : interaction modèle thermique / modèle hydraulique

2.3.4.4 Modèle fluide : circuit d'eau à la traversée du stack

Le circuit d'eau qui transite dans l'enceinte d'électrolyse peut être entretenu par une convection naturelle ou une convection forcée comme déjà énoncé. En convection forcée, il peut être fait l'hypothèse que le gaz produit et l'eau qui assure la mobilité forment un fluide homogène. Le fluide de sortie (eau liquide + gaz produit) peut alors être considéré comme étant monophasique au lieu d'être considéré diphasique [WinR01]. De ce fait, si \dot{V}_{gaz} est le débit de gaz produit et \dot{V}_{liq} celui du liquide injecté dans l'environnement d'électrolyse par le circuit d'alimentation en eau, le débit du fluide homogène résultant $\dot{V}_{Liq/gaz}$, évacué en sortie du stack, peut être évalué grâce à la relation (II-62).

$$\dot{V}_{Liq/Gas} = \frac{1}{\rho_{Liq/Gas}} [\rho_{Liq} \dot{V}_{Liq} + \rho_{gas} \dot{V}_{Gas}] \quad \text{II - 62}$$

où ρ_i est la masse volumique de la phase i. Il peut être fait usage dans la formule II-62 soit de \dot{m}_i ou de \dot{V}_i vu leur lien à travers $\dot{m}_i = \rho_i \dot{V}_i$.

Sur le côté anodique de l'électrolyseur, l'équilibre entre le débit d'eau entrant \dot{V}_{Liq_In} , le débit d'eau réagissant \dot{V}_{react} et le débit d'eau évacué à la cathode via la membrane \dot{V}_{Mem} doit être pris en compte avant l'hypothèse du fluide homogène de sorte que :

$$\dot{V}_{Liq} = \dot{V}_{Liq_In} - \left(\dot{V}_{react} + \dot{V}_{Mem} \right) \quad \text{II - 63}$$

Du côté de la cathode la relation II-62 devient :

$$\dot{V}_{Liq_cat} = \dot{V}_{Liq_In_cat} + \dot{V}_{Mem} \quad \text{II - 64}$$

Si le coté cathodique de l'électrolyseur n'est pas alimenté en eau, la seule quantité d'eau évacuée de cette électrode sera l'eau qui transite par la membrane \dot{V}_{Mem} .

Le profil de la pression à la traversée du stack, en référence à l'anode (même principe à la cathode) où l'eau réagit peut être modélisé comme ci-après :

$$C_h \frac{dP_A}{dt} = \dot{V}_{Liq} - \dot{V}_{Liq/Gaz} \quad \text{II - 65}$$

Où $P_A = P_{H_2O}$, $\dot{V}_{Liq} = \dot{V}_{H_2O}$ et $\dot{V}_{Liq/Gaz} = \dot{V}_{H_2O/O_2}$ dans la Figure 2- 22.

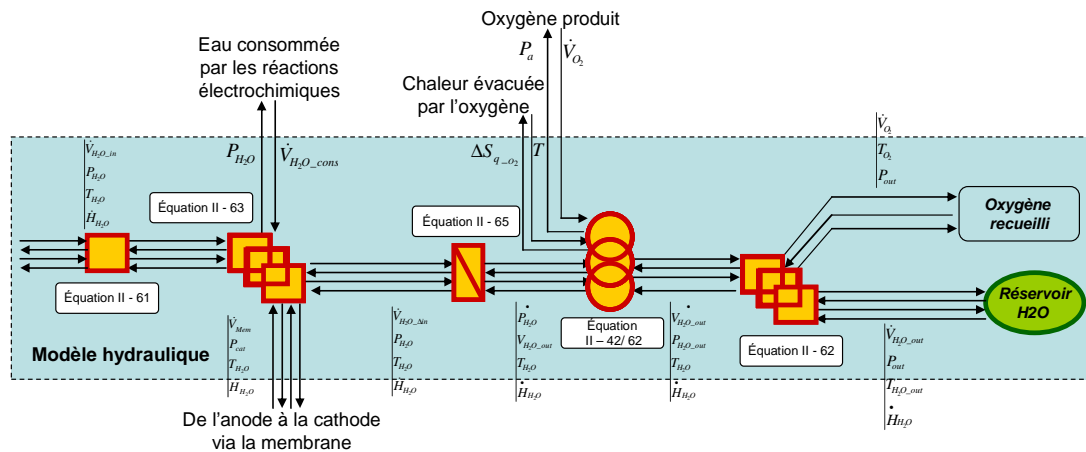


Figure 2- 22 : Suite du circuit fluide

L'élément de conversion d'énergie sans changement de domaine de la Figure 2- 22 matérialise la prise en compte des pertes de charges avant l'accès à l'enceinte du stack ; c'est également l'équation II-61 qui décrit ces pertes de charges avec $\delta P = P_{sortie} - P_{entrée}$. Dans le cadre de la convection naturelle ce pictogramme sera ignoré parce qu'étant implicitement pris en compte dans l'élément de couplage multi domaine de la Figure 2- 21 (équation II-61). En convection forcée l'équation II-61 est comme précédemment indiqué pris en compte selon la figure Figure 2- 22 et sera plutôt ignoré au niveau de l'élément de couplage de la Figure 2- 21.

Au vu de la Figure 2- 22, en passant par un élément de conversion d'énergie sans changement de domaine pour matérialiser les pertes de charges avant l'accès à l'enceinte du stack, un élément de couplage permet de reconnaître d'une part l'eau entrant en réaction aux sites réactionnels et l'eau transférée à la cathode via la membrane. Un élément d'accumulation exprime, juste après l'élément de couplage, le modèle d'accumulation dudit domaine (hydraulique) permettant d'évaluer le profil de la pression au sein du stack. Le fluide homogène emporte dans son écoulement de la chaleur provenant de la source

d'accumulation thermique du stack. Il s'agit de la chaleur emportée par l'eau et le gaz évacués. En fin de course, l'eau est séparée du gaz avant d'être réinjectée dans le même réservoir. Pour alléger le schéma, l'élément de source qui modélise le réservoir d'eau est représenté en début et en fin du circuit hydraulique pour rendre compte de la boucle fermée. Il s'agit donc d'un réservoir unique et non de deux réservoirs.

2.3.4.5 Circuit d'eau à la traversée du stack : simplification

Dans le circuit hydraulique de la Figure 2- 22, l'hypothèse précédente du fluide homogène formé par le gaz produit et l'eau évacuée implique dans un premier temps l'usage de la relation II-62 (élément de couplage multi domaine juste après l'élément d'accumulation hydraulique). Afin de séparer le gaz produit et l'eau en fin de processus, il est encore fait usage de la formule II-62 pour la dissociation. Ce double procédé peut être négligé ce d'autant plus qu'il ne prend pas en compte, théoriquement, d'éventuelles pertes des gaz. La figure Figure 2- 22 deviendrait Figure 2- 23.

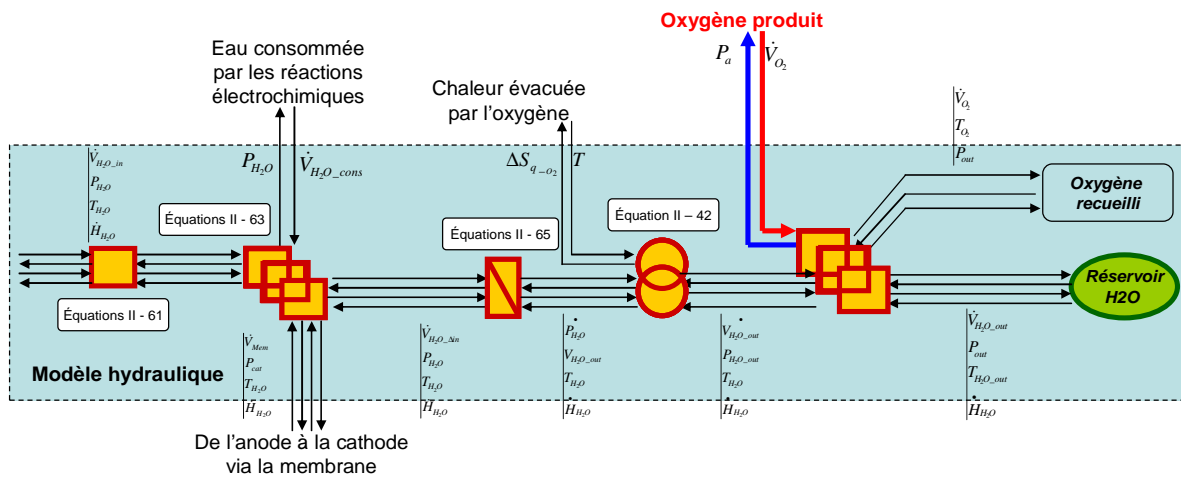


Figure 2- 23 : Suite du circuit fluide (légère simplification)

L'implantation des différentes formules de la chaîne énergétique du circuit hydraulique est donnée en annexe AII.3.

2.3.5 Modèle REM global de l'électrolyseur

En appliquant de façon analogique la même démarche à la cathode, la REM globale de l'électrolyseur se présente comme indiqué sur la Figure 2- 24. Dans cette figure, les deux réservoirs (anode et cathode) sont considérés tout en prenant en compte l'état de leur température. Nous avons finalement un modèle thermique d'ensemble à trois degrés de liberté ; deux interactions thermiques avec le cœur du stack étant mises en relief, notamment l'influence des deux réservoirs sur le bilan thermique du stack.

Pour certaines applications, la température de l'eau du réservoir est régulée. Le modèle thermique ne se réduit plus qu'à un degré de liberté : la température du stack. La figure Figure 2- 24 aboutit ainsi à la Figure 2- 25 où les pertes et l'élément d'accumulation du réservoir sont supprimés.

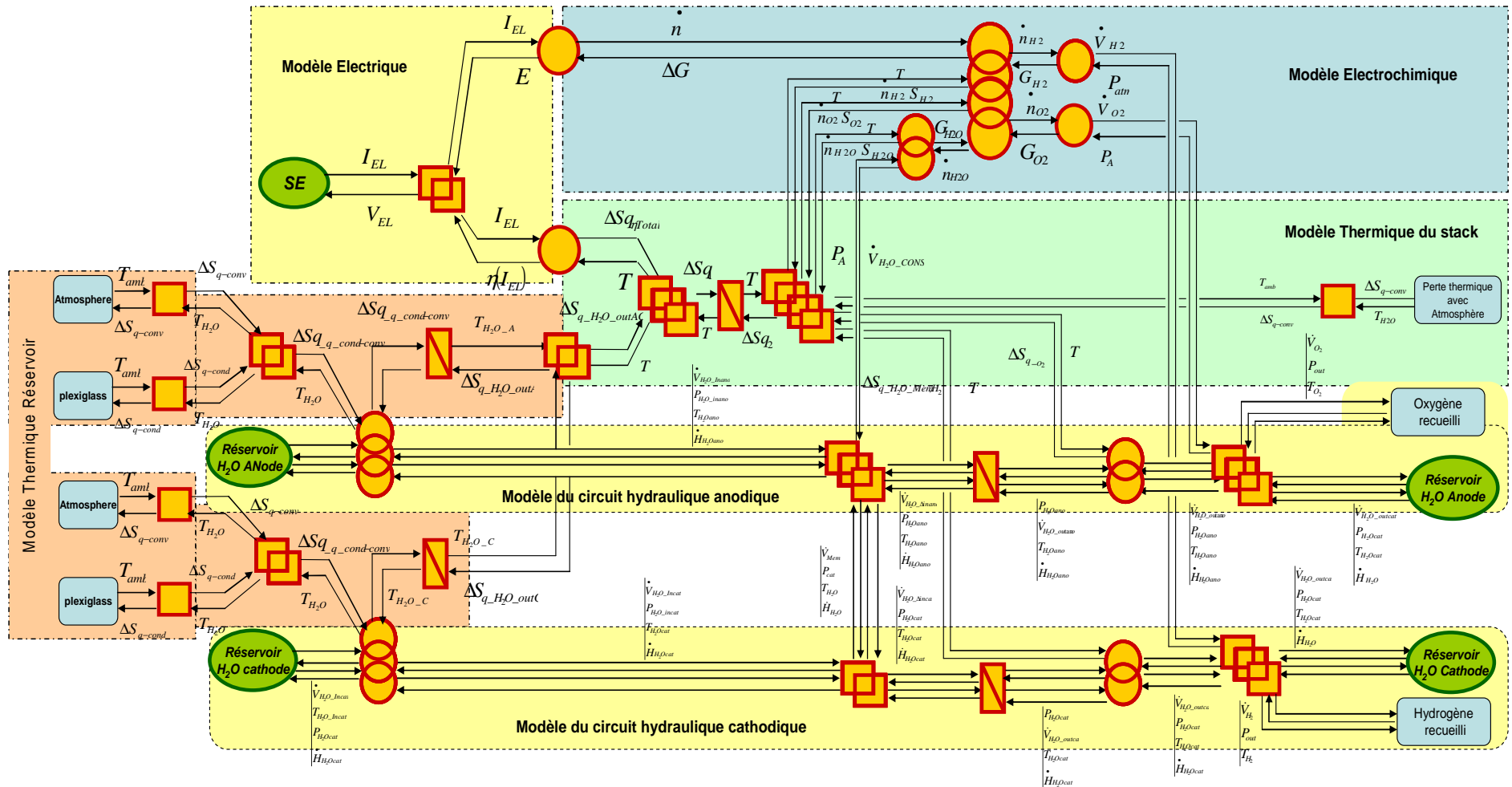


Figure 2- 24 : REM global de l'électrolyseur sans régulation de la température du réservoir

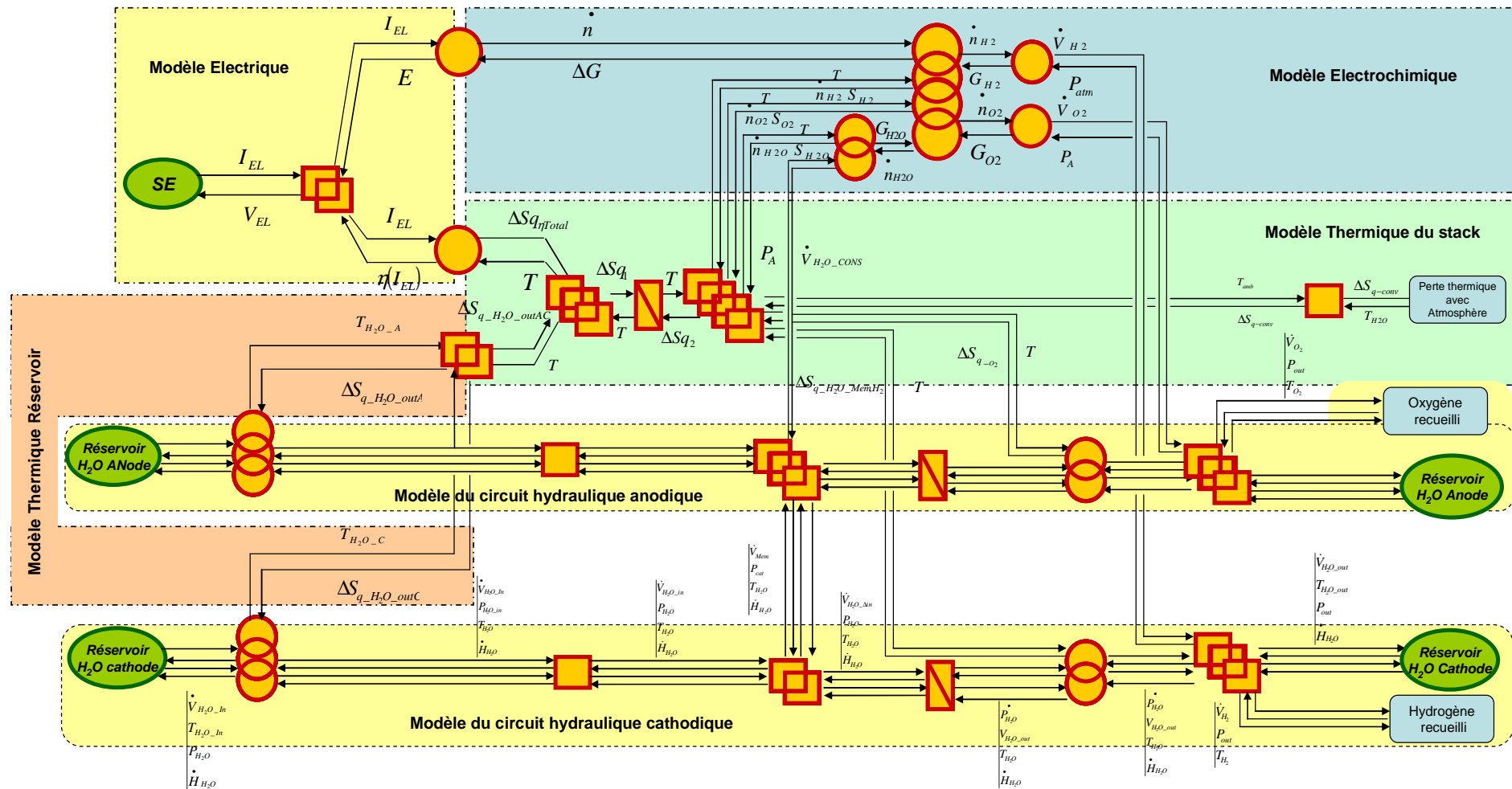


Figure 2- 25 : REM globale de l'électrolyseur avec régulation de la température du réservoir

2.4 Validation Expérimentale

La phase expérimentale a été réalisée dans le cadre d'un partenariat avec le laboratoire LAPLACE (UMR CNRS 5213) à Toulouse sur un électrolyseur 7 cellules de 50W. Il s'agit de l'électrolyseur staXX7 de H-TEC qui a une surface active de 16 cm^2 , un électrolyte Nafion 115 et une épaisseur de membrane de $130 \mu\text{m}$. Il est évident que cet électrolyseur est de petite puissance et à vocation didactique. Cependant, son principe de fonctionnement est indépendant de l'effet d'échelle. Nous nous sommes donc intéressés à la pertinence de la démarche plutôt qu'à la dimension du stack.

De par la modularité de l'outil REM, du schéma plus global de la Figure 2- 24/Figure 2- 25, eu égard à la spécificité de notre électrolyseur et de notre dispositif expérimental, on déduira la REM inhérente. Nous expliciterons la procédure d'identification des paramètres utilisés avant de présenter les résultats obtenus.

2.4.1 Dispositif expérimental

L'électrolyseur staXX7 a une structure de canaux décrite sur la Figure 2- 5. Comme indiqué sur la Figure 2- 26, sur le côté anodique de cet électrolyseur nous distinguons quatre canaux inférieurs qui sont les conduits d'amenée d'eau et quatre canaux supérieurs qui se charge de l'évacuation du gaz produit qui entraîne également une certaine quantité d'eau. Cette eau entraînée est réinjectée dans le réservoir où le gaz produit est évacué dans l'atmosphère ou peut être introduite dans un circuit de stockage (non présent ici).

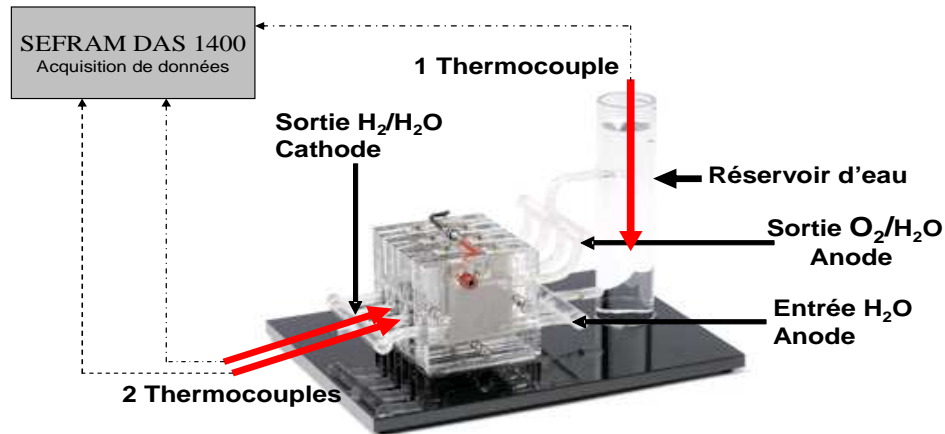


Figure 2- 26 : Electrolyseur staXX7 de H-TEC (16 cm^2 /Nafion 115/50W)

Quant au côté cathodique, seulement quatre canaux inférieurs évacuent l'hydrogène produit à cette électrode ainsi que l'eau qui transite par la membrane.

Bien que ne fonctionnant rien qu'en recevant à ses bornes une différence de potentielle supérieure au potentiel thermodynamique réversible, du point de vue technique, il est possible d'imposer à l'électrolyseur une référence en courant ou en tension. Compte tenu de la relation liant courant et débit de gaz produit : contrôler le courant implique contrôler le gaz produit [Atla09] ; nous avons donc travaillé en configuration courant imposé. Le schéma synoptique du dispositif, permettant d'une part de piloter l'électrolyseur en courant et d'autre part de faire une acquisition des grandeurs électriques aux bornes de l'électrolyseur, est présenté sur la Figure 2- 27.

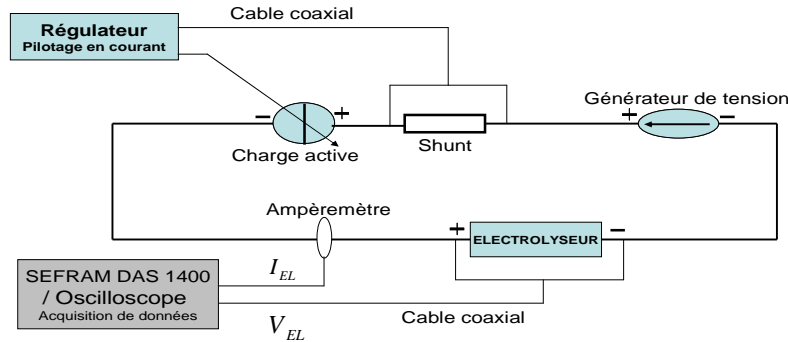


Figure 2- 27 : Montage expérimental pour le pilotage en courant et l'acquisition de données

Ce schéma comporte un générateur de tension qui apportera l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement du circuit. La charge active dotée de performances dynamiques élevées (bande passante élevée) permettra d'imposer le courant dans le montage série donc également à l'électrolyseur. Le shunt de courant mesure le courant du montage pour la régulation de celui-ci. Quant au SEFRAM/Oscilloscope, il permet de faire une acquisition de données.

Nous avons réalisé deux types d'approches pour la validation du modèle. La première approche est faite sans contrôler la température du réservoir d'eau. Et la seconde, en faisant usage d'un bain thermostaté qui devient le réservoir d'eau : l'eau fourni au stack possède de ce fait une température maintenue constante.

2.4.2 Validation du modèle sans régulation de la température de l'eau du réservoir : Température du réservoir non régulée

La température du stack est mesurée en utilisant deux thermocouples. Ils sont introduits dans les deux canaux centraux d'évacuation de la cathode (Figure 2- 26). Ils ont été le plus possible approchés de l'AME (assemblage membrane électrode) afin d'avoir accès à la température de l'enceinte d'électrolyse. La température du réservoir est mesurée grâce à un troisième thermocouple immergé dans celui-ci (Figure 2- 26).

La circulation de l'eau du côté anodique décrit une boucle fermée, ce qui influence à la fois l'état thermique du réservoir d'eau et celui du stack. Nous aurons alors deux degrés de liberté pour le modèle thermique de cet électrolyseur. De plus, il n'y a pas d'entrée d'eau à la cathode mais seulement une sortie vers un éventuel réservoir. Le circuit hydraulique de la cathode ne comporte donc pas d'entrée mais doit tout de même tenir compte de l'eau transitant de l'anode à la cathode via la membrane. La REM de l'électrolyseur staXX7 pour cette application est donc donnée par la figure Figure 2- 28.

Il est à noter que cette REM est directement et immédiatement déduite du schéma REM complet donné précédemment (Figure 2- 24), en supprimant les éléments non présents dans le cas expérimental considéré ici.

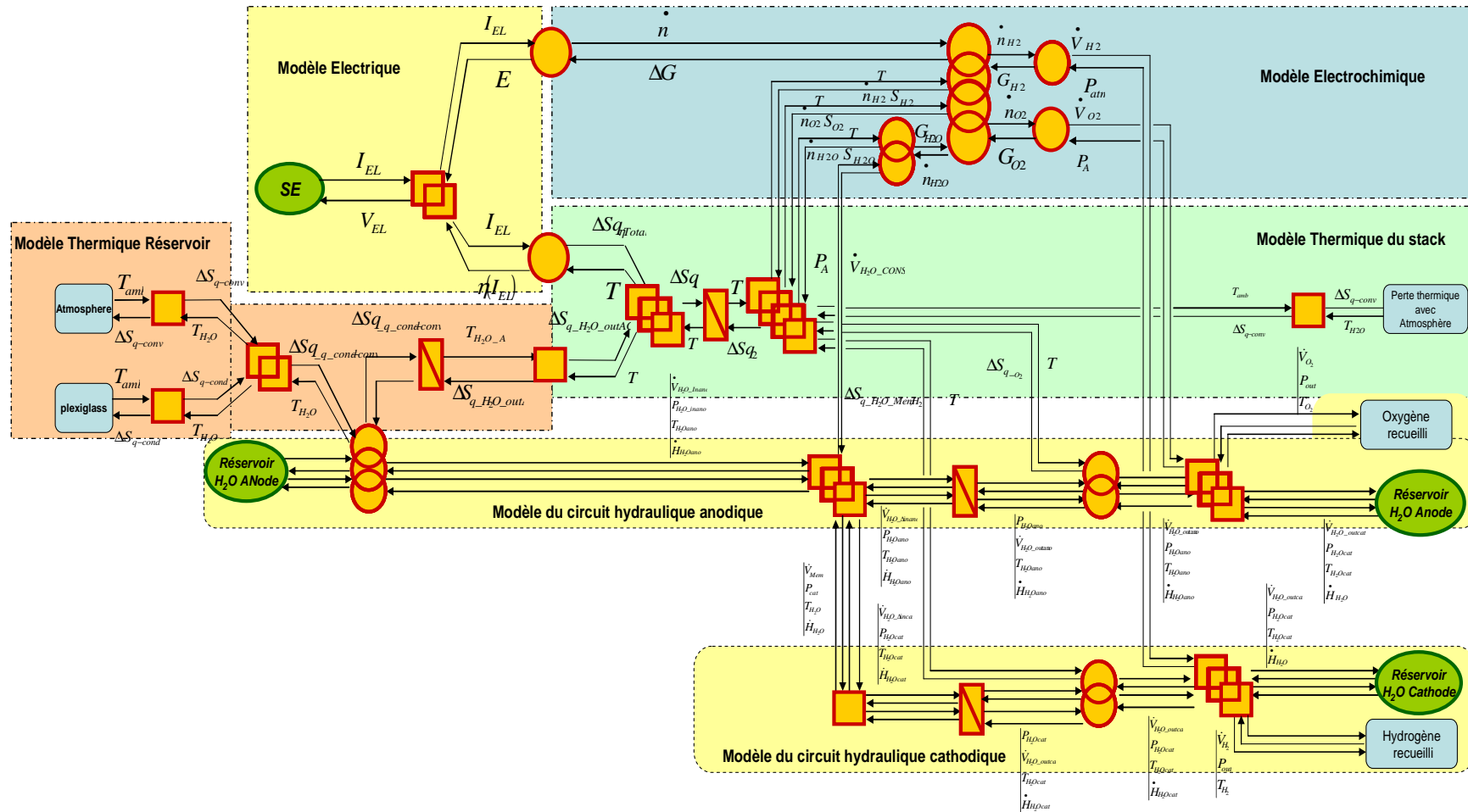


Figure 2- 28 : REM de l'électrolyseur staXX7 sans régulation de la température du réservoir

2.4.2.1 Procédure d'identification des paramètres

Du banc d'essai, nous pouvons déduire des données électriques (courant-tension) provenant et l'électrolyseur, mais également des grandeurs thermiques (températures du stack et du réservoir). Ces deux types de valeurs sont, comme il a été déjà indiqué, phénoménologiquement liées. Suivant l'organigramme de la Figure 2- 29, les paramètres électrochimiques et thermiques seront identifiés.

Les équations constitutives du dispositif à modéliser sont explicitées en adéquation avec le formalisme graphique utilisé. De ce fait, un formalisme doté du principe d'action et de réaction décrira le système en exprimant les relations liant les variables d'action aux variables de réaction ; alors qu'une approche de type diagramme de flux de puissance pourrait se contenter d'expressions liants la puissance de sortie d'un système ou sous-système à sa puissance d'entrée. Afin de déterminer certains paramètres théoriques, empiriques ou semi empiriques de la description physique réalisée, un certains types d'expérimentation sont réalisés. A l'aide des données expérimentales obtenues, les paramètres du système seront identifiés, il sera alors possible de passer à la phase de validation du modèle.

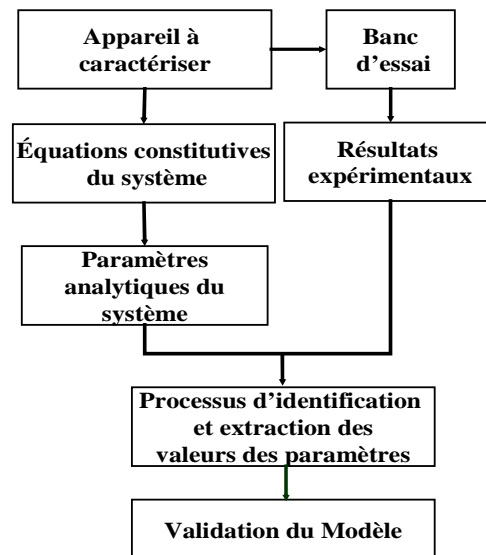


Figure 2- 29 : protocole d'identification des paramètres et de validation du modèle

2.4.2.2 Identification de paramètres électrochimiques [Agbl11a]

Les paramètres électrochimiques sont déterminés grâce à l'identification paramétrique avec l'équation II-39. Cette identification est faite suivant :

- Une courbe de polarisation,
- Une variation libre de la température pendant le tracé de la courbe de polarisation.

Pour cette première approche, nous avons un dispositif qui ne nous permettait pas de fixer la température de fonctionnement de notre électrolyseur. Les paramètres électrochimiques étant fortement liés à la température de fonctionnement, l'identification de ceux-ci sera tributaire de cette variation de la température.

Les cinq paramètres électrochimiques de l'équation II-32 sont déterminés à l'aide d'outils d'ajustement paramétriques de Matlab (fitype, Cfit, fit). L'annexe AII.4.1 résume ces fonctions Matlab.

Une polarisation décroissante a été réalisée de 4A à 0A durant 20 minutes. La température du stack décroît d'environ 2K. Il s'agit de la moyenne des températures mesurées par les deux thermocouples de la cathode (voir Figure 2- 26). Considérant donc cette légère variation de la température, les paramètres électrochimiques ci-dessous sont comme des valeurs pondérées dans ladite plage de température [300 K; 302K].

$$j_{0,A} (A \cdot cm^{-2}) = 0,1548 \cdot 10^{-2}$$

$$j_{0,C} (A / cm^{-2}) = 0,3539 \cdot 10^{-1}$$

$$\alpha_A = 0,7178$$

$$\alpha_C = 0,6395$$

$$\sigma (S / cm) = 0,9322 \cdot 10^{-2}$$

La Figure 2- 30 montre la courbe de polarisation simulée et les points expérimentaux ayant servis à l'identification des paramètres. Les valeurs statistiques permettant d'évaluer la pertinence de l'ajustement sont fournis grâce à l'outil " fit " de Matlab. Plus la somme des carrés des erreurs (SSE) est proche de 0, meilleur est l'ajustement. Le coefficient de détermination (Rsquare) indique un meilleur ajustement lorsqu'il est proche de 1 et inversement lorsqu'il tend vers 0. Pareillement le Rsquare ajusté au degré de liberté (Adjrsquare) des données (nombre de mesures) décrit un bon ajustement lorsqu'il est proche de 1 et inversement lorsqu'il tend vers 0. Les paramètres de mesure de précision (SSE, Rsquare, Adjrsquare) du modèle sont présentés en annexe AII.4.2.

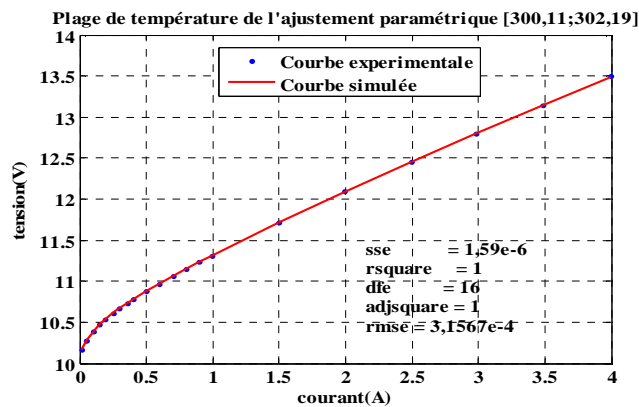


Figure 2- 30 : Résultats graphiques de l'ajustement paramétrique

Une discussion sur la pertinence de ces paramètres a été réalisée sur la base de l'inventaire des différents paramètres rencontrés dans la littérature. Il a été retenu en substance que les valeurs obtenues étaient plausibles, ce d'autant plus que considérant le même type de membrane les paramètres variaient d'un électrolyseur à un autre selon [Ma L09][Agbl11a]:

- La température de fonctionnement ;
- La quantité de catalyseurs plaqués aux électrodes ;
- Le type de catalyseur utilisé ;
- L'épaisseur de la membrane ;
- La teneur de la membrane en Nafion.

Quant aux électrolyseurs présentant des types de membranes différents (Nafion 115, 117,...), les mêmes conditions expérimentales aboutissent à des performances différentes et donc à des paramètres différents [Harr06][Ma L09][Agbl11a].

2.4.2.3 Identification des paramètres thermiques

Sur la base des paramètres électrochimiques précédents, la capacité du modèle à décrire le comportement thermique à deux degrés (Température du stack et température du réservoir anodique) de liberté est évaluée grâce à une démarche heuristique qui extrait les paramètres thermiques.

La validation du modèle consiste en :

- l'existence de paramètres électrochimiques et thermiques uniques décrivant à la fois le comportement électrique et thermique du système ;
- la capacité prédictive du modèle.

La courbe de polarisation qui a permis de déterminer les paramètres électrochimiques s'est faite sur près de 20 minutes avec une variation de la température d'environ 2K. Les profils de température (stack et réservoir) qui ont permis de déterminer les paramètres thermiques ont été obtenus sur un échelon de courant (4A) durant 55 minutes. Le jeu paramétrique du modèle est donc obtenu sur deux types d'approches expérimentales. Le modèle, sur la base de ce jeu de paramètres, évaluera deux courbes de polarisation à deux valeurs de températures différentes :

- une valeur dans la même plage que la courbe de polarisation expérimentale ;
- une autre valeur en dehors de cette plage de température.

Cette démarche est faite pour rendre compte de la sensibilité du modèle et de sa capacité de prédiction. En effet, les paramètres électrochimiques ayant été obtenus dans une plage de température bien déterminée, on s'attend à une erreur de décalage plus importante pour la température en dehors de la plage de température de la courbe découlant de l'expérience.

Les paramètres du modèle thermique sont regroupés dans le tableau ci-dessous. Certains sont obtenus grâce aux dimensions des composants utilisés comme le rayon intérieur du réservoir d'eau, sa masse et sa hauteur. D'autres sont tirés de la littérature comme le coefficient de transfert de chaleur par convection et par diffusion et le coefficient de diffusion par électro-osmose. Le coefficient d'électro-osmose est fonction de la teneur de la membrane en Nafion.

L'utilisation de ces paramètres et des paramètres électrochimiques précédemment obtenus permettent, grâce à une approche heuristique comme déjà indiqué, d'obtenir la capacité thermique du stack et la capacité calorifique du réservoir d'eau. L'approche heuristique consiste, pour les coefficients recherchés, à balayer incrémentalement une plage de valeurs dans laquelle on peut situer à priori la solution selon la connaissance physique du système. La solution retenue est celle pour laquelle les résultats du modèle coïncident le mieux aux données expérimentales.

Tableau 2 - 4 : paramètre du modèle thermique utilise pour la simulation [Agbl11a]

Paramètres du modèle thermique		
Capacité thermique du stack ($J.K^{-1}$)	$C_{th-Stack}$	$21.06 * 10^3$
Capacité calorifique réservoir du d'eau ($J.kg^{-1}.K^{-1}$)	$C_{tan k-H_2O}$	$9.5 * 10^3$
Epaisseur du reservoir (m)	$e_{tan k}$	$3 * 10^{-3}$
Coefficient de transfert de chaleur par convection ($W.m^{-2}.K^{-1}$)	h	10
Rayon interne du cylindre (m)	r	$34 * 10^{-3}$
Coefficient de conduction de chaleur ($W.m^{-1}.K^{-1}$)	λ	0.19
Coefficient de proportionnalité débit de gaz et d'eau évacué de la cathode	k	12
Hauteur intérieure du réservoir (m)	$h_{tan k}$	$170 * 10^{-3}$
Coefficient de diffusion électro osmotique	n_d	$-1.834 + 0.0126 * T$

Le facteur limitant de cette approche est singulièrement dû à la variation de la température. Les paramètres électrochimiques induiront une erreur de plus en plus significative lorsqu'on s'éloignera de la plage de température expérimentale de laquelle ces paramètres ont été déterminés. C'est ce qui est explicité sur la Figure 2- 31. Eu égard aux données statistiques incluses, on peut remarquer que dans la plage de température d'expérience la simulation est plus précise ($mse = 1,12 * 10^{-4}$) que la simulation pour laquelle la température est en dehors de la plage d'expérience ($mse = 1.23 * 10^{-4}$). MSE est la moyenne de la somme des carrés des erreurs SSE (voir annexe AII.4.2).

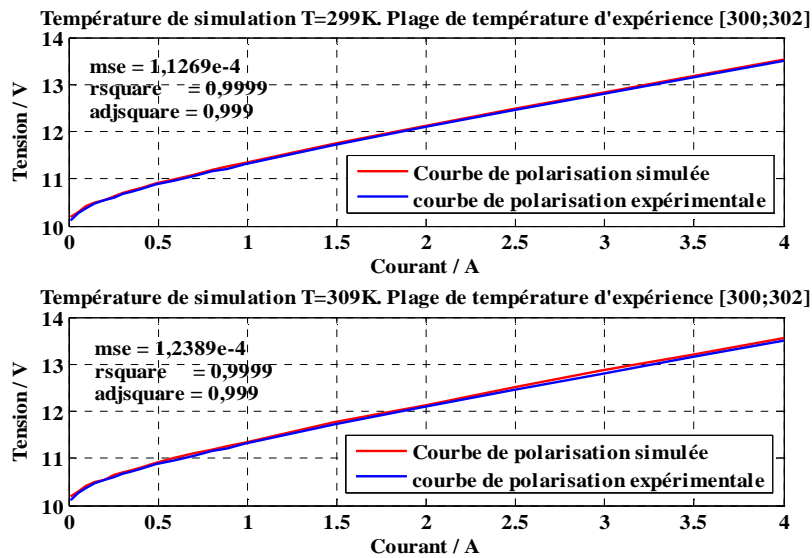


Figure 2- 31 : Courbes de polarisation simulées à différentes températures (respectivement une dans la plage de température d'expérience et une autre hors de cette plage de température)

La Figure 2- 32 présente l'évolution des températures du stack et du réservoir. La température du stack varie sur près de 12°C alors que celle du réservoir varie sur près de 6°C. Le modèle arrive tout de même à suivre simultanément les deux températures au cours de l'échelon de courant à 4A réalisé sur près de 55minutes. Nous n'avons pas pu

aller au delà parce que le niveau d'eau du réservoir anodique avait significativement diminué.

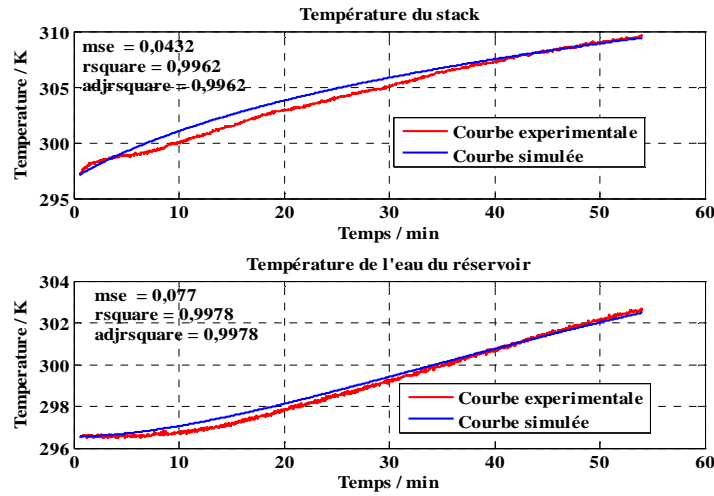


Figure 2- 32 : Profils de température du stack (graphe du haut) et profil de température du réservoir d'eau (graphe du bas)

De par l'impossibilité de contrôler la température du stack, il n'a pas été dans un premier temps possible de considérer l'influence de la température sur une plage importante de fonctionnement de l'électrolyseur en régime statique. Il en a résulté un modèle qui décrit de façon acceptable l'électrolyseur mais qui ne peut rendre fidèlement compte du fonctionnement électrochimique en dehors de la plage de température d'expérience.

Il faut donc une procédure d'identification de paramètres qui s'étende sur une plage importante de température pour espérer doter le modèle d'une capacité plus aisée à décrire le fonctionnement de l'électrolyseur. C'est dans cet objectif que nous traiterons le point suivant.

2.4.3 Validation du modèle avec régulation de la température de l'eau du réservoir : Température du réservoir régulée

Dans cette configuration, un bain thermostaté est utilisé comme réservoir d'eau. Ce bain peut alors être considéré comme un milieu isotherme. La température du bain se stabilise à la référence de température de fonctionnement voulue. La circulation d'eau est identique au cas précédent avec une boucle fermée à l'anode et une évacuation à la cathode. De plus une pompe est intégrée dans le bain thermostaté qui permet une convection forcée entraînant l'oxygène produit dans la course de l'eau qui provient du bain thermostaté et qui retourne au bain thermostaté (Figure 2- 33). Le banc d'essai de ce dispositif est présenté sur la Figure 2- 34.

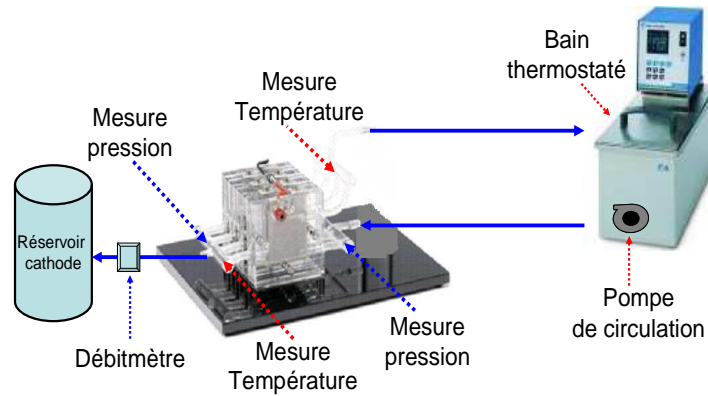


Figure 2- 33 : Synoptique du circuit hydraulique et mesure de pression et de température

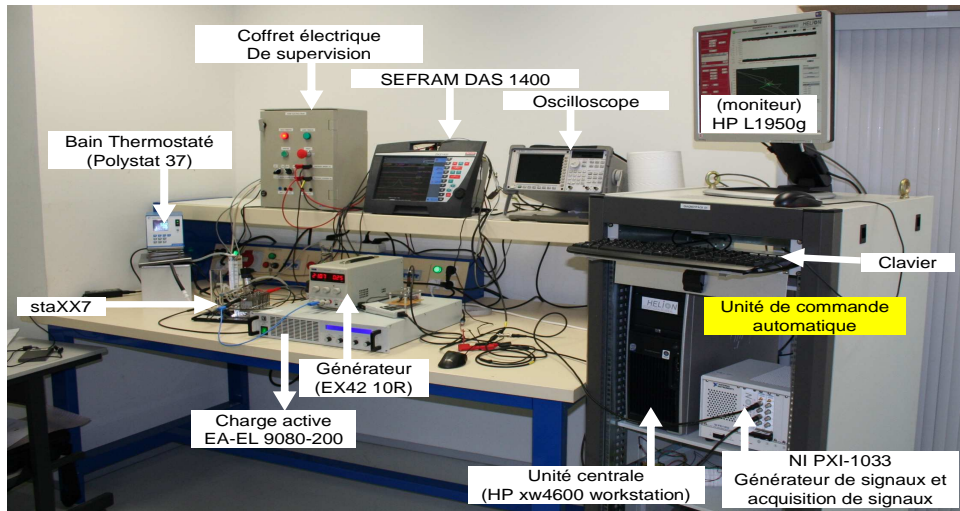


Figure 2- 34 : Dispositif expérimental au Laboratoire LAPLACE de Toulouse

La REM résultante sera alors donnée par la Figure 2- 35. A nouveau, il est important de souligner que cette REM est directement déduite du modèle générique établi en Figure 2- 25.

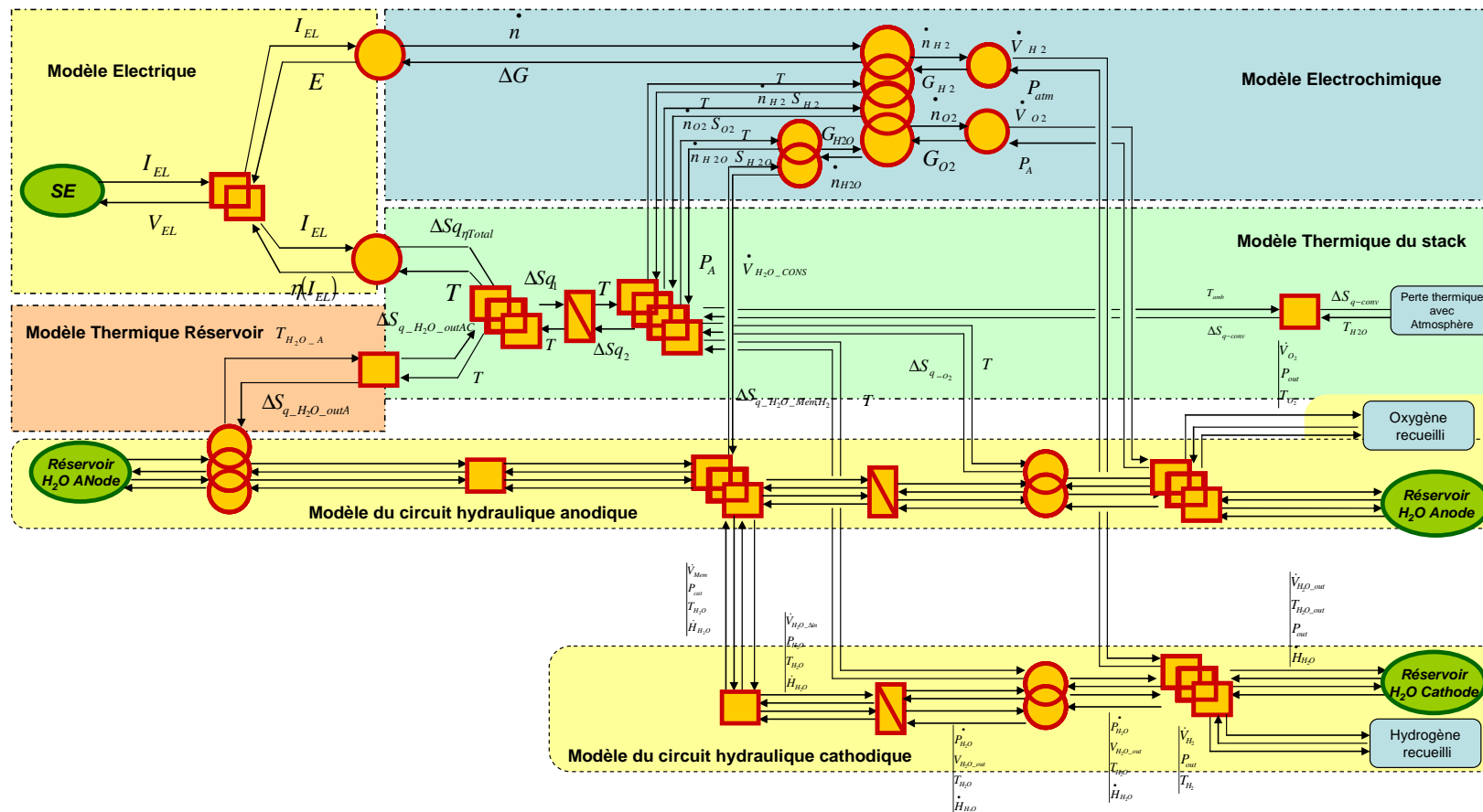


Figure 2- 35 : REM de l'électrolyseur staXX7 avec régulation de la température du réservoir

2.4.3.1 Procédure d'identification des paramètres

La procédure résumée dans l'organigramme de la Figure 2- 29 est à nouveau utilisée pour l'identification des paramètres.

2.4.3.2 Identification des paramètres électrochimiques

L'objectif de la démarche est d'obtenir un jeu de paramètres pouvant décrire l'électrolyseur sur une plage de température de 25° à 100°C au plus. Etant donné que notre identification est basée sur la caractéristique statique de l'électrolyseur, l'investigation expérimentale de plusieurs courbes de polarisation devait être réalisée à température fixe de 25°C à 100°C. Nous n'avons dans la phase expérimentale réalisé que huit courbes statiques de 25°C à 60°C par pas de 5°C. Il s'agissait d'obtenir pour chaque température les paramètres électrochimiques correspondants afin d'avoir une base de données de laquelle nous pourrions faire une interpolation/extrapolation pour assurer au modèle une plage de fonctionnement en température la plus étendue possible (25°-100°C).

2.4.3.2.1 Paramètres électrochimiques fonction de la température

Il n'existe pas de relation théorique liant la température à ces paramètres. Comme déjà indiqué, la relation semi empirique de la conductivité σ_m est étroitement liée à la spécificité de l'électrolyseur. Nous voulons donc proposer une approche empirique qui pourra permettre de caractériser les paramètres électrochimiques d'un électrolyseur pour les modèles dont les paramètres se veulent plus proche du sens physique.

Pour chacun des cinq paramètres électrochimiques ($j_{0,A}$, $j_{0,C}$, α_A , α_C , σ_m), il nous faudra avoir une valeur à chaque température ce qui fera huit valeurs chacun (huit températures). Il en résultera pour chaque paramètre une correspondance avec la température T de sorte que :

$$(j_{0,A}(T), j_{0,C}(T), \alpha_A(T), \alpha_C(T), \sigma_m(T)) \quad \text{II - 66}$$

Sur la base des données expérimentales, grâce à une méthode d'interpolation/extrapolation la relation II-66 sera générée. Sous Simulink cette fonction est sous-jacente à la toolbox " Lookup Table " qui utilise différentes méthodes telles que :

- la méthode du plus proche voisin ;
- Une interpolation linéaire ;
- Une interpolation spline cubique ;
- Etc,...

Une fois cette procédure de paramétrisation réalisée, les surtensions, à la différence de l'approche précédente, pourront être évaluées avec beaucoup plus de précision de sorte que :

$$\eta_{Total} = f(I_{EL}, j_{0,A}(T), j_{0,C}(T), \alpha_A(T), \alpha_C(T), \sigma_m(T)) \quad \text{II - 67}$$

Cette nouvelle approche apporte plus de précision dans le domaine électrochimique et donc dans l'évaluation des valeurs électriques résultantes.

2.4.3.2 Problématique du potentiel à vide de l'électrolyseur

La relation électrique globale de l'électrolyseur est :

$$\begin{cases} V_{EL} = E + \eta_{Total} \\ E = E_0 + \Delta E \end{cases} \quad \text{II - 68}$$

L'exactitude des paramètres électrochimiques lors de l'identification de ceux-ci dépend entre autres de l'exactitude du potentiel thermodynamique E_0 qui correspond au potentiel à vide de l'électrolyseur ($I_{EL}=0A$). Toutes les corrélations qui permettent d'évaluer les grandeurs d'état thermodynamique et le potentiel thermodynamique sont des relations semi empiriques qui sont liées aux conditions expérimentales. L'ajustement paramétrique permet de configurer le modèle à la spécificité de l'outil utilisé. Le plus souvent, il est utilisé pour E_0/E des expressions de la littérature sans les adapter aux circonstances de l'étude. L'inadéquation de ce potentiel et son influence sur un modèle, d'une cellule à une autre est moins perceptible parce que se produisant autour de l'origine qui est hors de la plage de fonctionnement de l'électrolyseur ou de la pile. Toutefois, pour une justesse dans la paramétrisation nous voulons mettre en relief ce point. On pourrait comme illustration faire référence à un modèle qui décrit bien une pile à combustible selon le graphe de gauche de la Figure 2- 36 [Hiss08]. Un zoom à l'origine (Figure 2- 36 droite) montre cependant que le potentiel à vide est bien plus bas qu'il ne devrait car dans la pile à combustible le potentiel à vide est la plus grande valeur que peut prendre la tension de celle-ci.

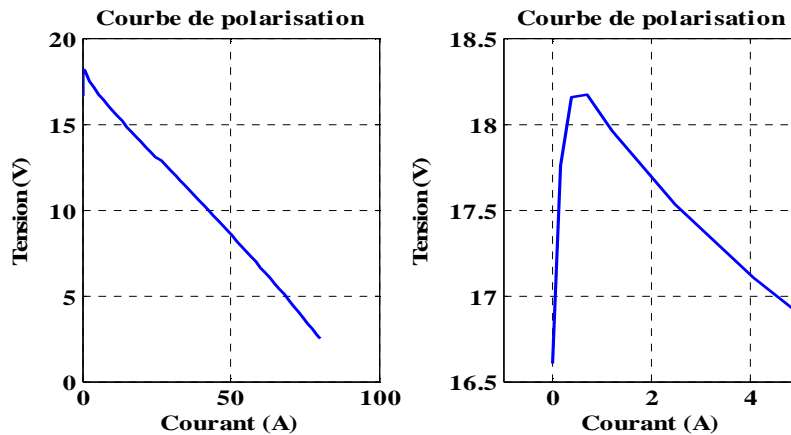


Figure 2- 36 : inadéquation du potentiel à vide

Pour éviter cette situation qui influence l'exactitude des paramètres électrochimiques qui découlent de l'ajustement, nous proposons une procédure qui spécifie un potentiel thermodynamique de notre application. Cette procédure n'implique pas une phase expérimentale supplémentaire mais fait usage des courbes de polarisations nécessaires pour l'identification des paramètres électrochimiques.

Toutefois, en réalisant les caractéristiques statiques de l'électrolyseur dans la plage de température balayée (de 25°C à 60°C par pas de 5°C), il faudra approcher le plus possible le potentiel à vide $V_{EL}(I_{EL}=0)$. Car une erreur sur le potentiel à vide expérimental engendrera inéluctablement une erreur sur l'expression du potentiel à vide paramétrique résultant.

Il existe plusieurs relations empiriques qui évaluent le potentiel de Nernst. On peut rappeler les trois relations les plus rencontrées. Tout d'abord la relation suivante [Amph95][ZhoT09]:

$$E_{fc/el} = 1,229 + 0,85 \cdot 10^{-3} \cdot (T_{fc/el} - 298,15) + \frac{R}{2F} T_{fc/el} \cdot \ln(P_{H_2} P_{O_2}^{0,5}) \quad \text{II - 69}$$

Nous pouvons ensuite faire référence au potentiel thermodynamique utilisé dans [Roy06][Garc08][Dale08] :

$$E_{0_fc/el} = 1,5184 - 1,5421 \cdot 10^{-3} \cdot T - 9,523 \cdot 10^{-5} \ln(T) + 9,84 \cdot 10^{-8} T^2 \quad \text{II - 70}$$

Enfin, la dernière relation est l'expression paramétrique ci-dessous [Saïs04][Hiss08] :

$$E_0 = \alpha + \beta T + \gamma T^2 + \delta T^3 + \nu T \ln T \quad \text{II - 71}$$

Comme nous l'avons dit, ces valeurs peuvent, afin de mieux décrire le potentiel à vide du modèle, être adaptées à l'application ce d'autant plus que ces paramètres sont des paramètres empiriques. Nous pourrions dans notre cas évaluer les paramètres de II-71. Nous aurons alors un potentiel thermodynamique :

$$E = E_0 + \Delta E \quad \text{II - 72}$$

Avec
$$\Delta E = \frac{R^* T}{2F} \ln(P_{H_2} P_{O_2}^{0,5})$$

▪ Méthode

En considérant le vecteur de température $T[^\circ\text{C}] = (25 \ 30 \ \dots \ 50 \ 55 \ 60)$ et le vecteur de potentiel à vide E résultant des courbes de polarisation $E[\text{V}] = (E_{25^\circ\text{C}} \ E_{30^\circ\text{C}} \ \dots \ E_{50^\circ\text{C}} \ E_{55^\circ\text{C}} \ E_{60^\circ\text{C}})$, nous pourrions par le biais des outils "Fitttype" et "Cfit" de Matlab déterminer les paramètres α , β , γ , δ , ν de II-72. Le Tableau 2 - 5 indique les différents potentiels à vide à partir desquels la relation empirique ajustée à notre modèle est obtenue. Les potentiels à vide à 35°C et 40°C n'ont pas été expérimentalement évalués ; ces deux points ne sont donc pas considérés (Tableau 2 - 5).

$$E_0 = 1,463 - 4,47 \cdot 10^{-4} T + 3,159 \cdot 10^{-6} T^2 - 1,194 \cdot 10^{-8} T^3 - 5,658 \cdot 10^{-5} T \ln T \quad \text{II - 73}$$

Tableau 2 - 5 : Potentiels à vide en fonction de la température

T (°C)	25	30	45	50	55	60
V _{EL} (I _{EL} =0A)	9,94	9,89	9,73	9,67	9,60	9,53

En prenant en compte le potentiel réversible II-73 et en utilisant le potentiel de Nernst II-72 dans la relation globale de la tension de l'électrolyseur ; la procédure d'indentification des paramètres électrochimiques est réalisée. Le Tableau 2 - 6 renferme les paramètres qui découlent de notre procédure d'identification. Des données statistiques sont incluses pour estimer l'exactitude de l'ajustement.

Tableau 2 - 6 : Paramètres électrochimiques

T[°C]	Jeu de paramètres électrochimiques						
	j_{0A}	j_{0C}	α_A	α_C	σ_m	$Rsquare$	$rmse = \frac{sse}{dfe}$
25	0,8158	1319	0,9881	0,7414	0,417	0,9999	0,0038
30	0,6551	14080	0,9656	0,7305	0,436	1,0000	0,0029
35	0,9399	10480	0,8967	0,6393	0,4755	1,0000	0,0034
40	1,183	5826	0,9431	0,6495	0,506	1,0000	0,0021
45	0,7921	15770	0,9992	0,8919	0,5205	1,0000	0,0026
50	1,071	6373	0,9498	0,8377	0,5411	1,0000	0,0015
55	0,8237	18850	0,9987	0,8769	0,5516	0,9999	0,0054
60	1,322	3493	0,9673	0,5882	0,5764	1,0000	0,0024

Une procédure de recherche de l'unicité de l'ajustement paramétrique est donnée en annexe AII.4.3.

Comme déjà indiqué, lors de l'implantation de l'équation II-32, les paramètres électrochimiques du Tableau 2 - 6 seront pris en compte à l'aide d'un "Lookup Table" afin d'assurer la fonction d'interpolation/extrapolation desdits paramètres (Figure 2- 37).

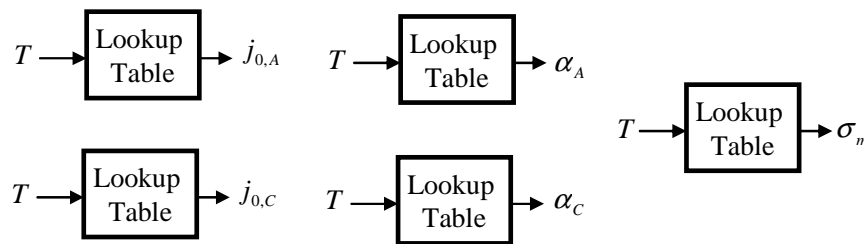


Figure 2- 37 : Lookup Table pour interpolation/extrapolation des paramètres électrochimiques

2.4.3.3 Identification des paramètres thermiques

Le modèle thermique n'a plus qu'un degré de liberté compte tenu de la régulation de la température du réservoir. Comparativement aux paramètres du cas précédent, il reste à déterminer la capacité thermique du stack. Le Tableau 2 - 7 indique cette valeur obtenue comme précédemment à partir d'une approche heuristique permettant de retenir les valeurs pour lesquelles le modèle s'ajuste le mieux aux valeurs expérimentales.

La convection forcée de l'eau, due à la pompe, réduit considérablement le temps de séjour de l'eau dans l'enceinte d'électrolyse avant d'en être évacué. La quantité d'eau résiduelle dans l'enceinte d'électrolyse du premier cas et l'interaction entre les deux modèles thermiques (réservoir et stack) expliquaient une valeur plus importante de l'inertie thermique du stack. La configuration actuelle aboutit à la valeur du tableau ci-dessous.

Tableau 2 - 7 : Capacité thermique du stack

Paramètres du modèle thermique		
Capacité thermique du stack (J.K ⁻¹)	$C_{th-Stack}$	$1.215 \cdot 10^3$
Résistance thermique (W.T ⁻¹)	R_t	3

2.4.2.4 Validation expérimentale

De manière à valider notre modèle, la première approche a été de faire l'identification paramétrique en ne prenant pas en compte tous les points expérimentaux notamment entre

0 et 0,1A ; la zone au delà de 1A étant une zone linéaire. En faisant usage des paramètres obtenus, le modèle est simulé et les points initialement négligés sont introduits afin d'estimer la capacité du modèle à les décrire. Les points en question s'ajustent bien sur le modèle comme illustré sur la Figure 2- 38

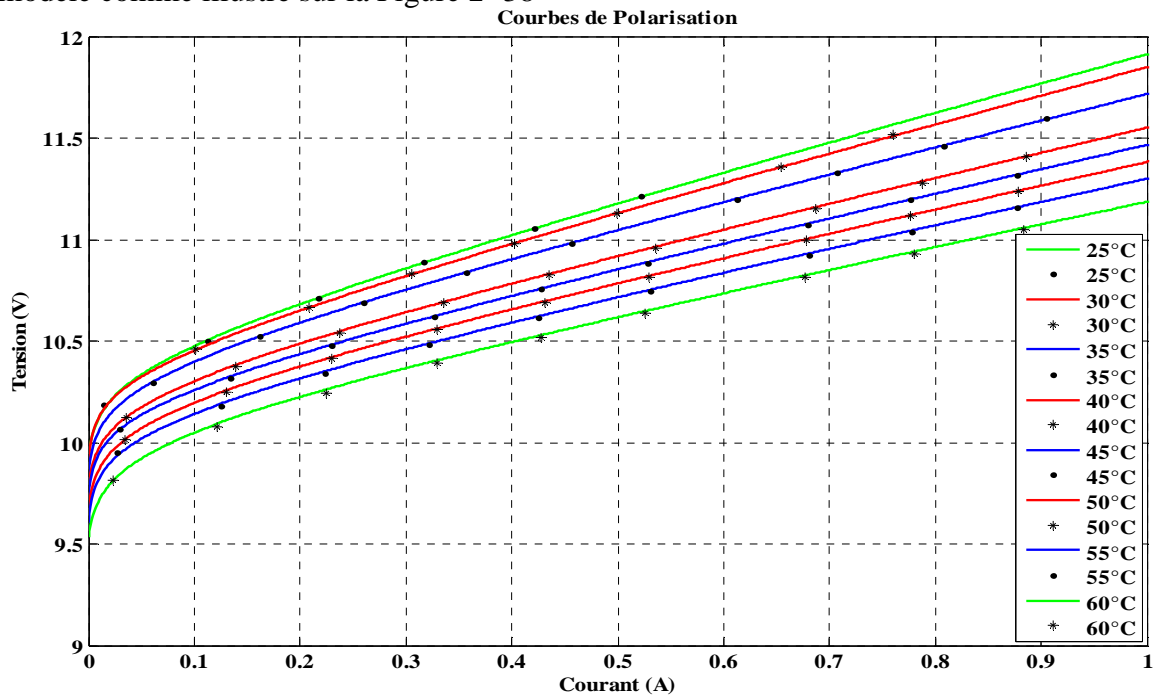


Figure 2- 38 : Courbes de simulation et valeurs ignorées lors de l'identification paramétrique

A défaut d'autres courbes réalisées entre les températures intermédiaires, la simulation du modèle est faite à des températures intermédiaires. La validité du modèle consisterait néanmoins à ce que les courbes de polarisation s'insèrent régulièrement entre les interstices de celles qui décrivent les températures d'expérience. La Figure 2- 39 met en exergue cette approche.

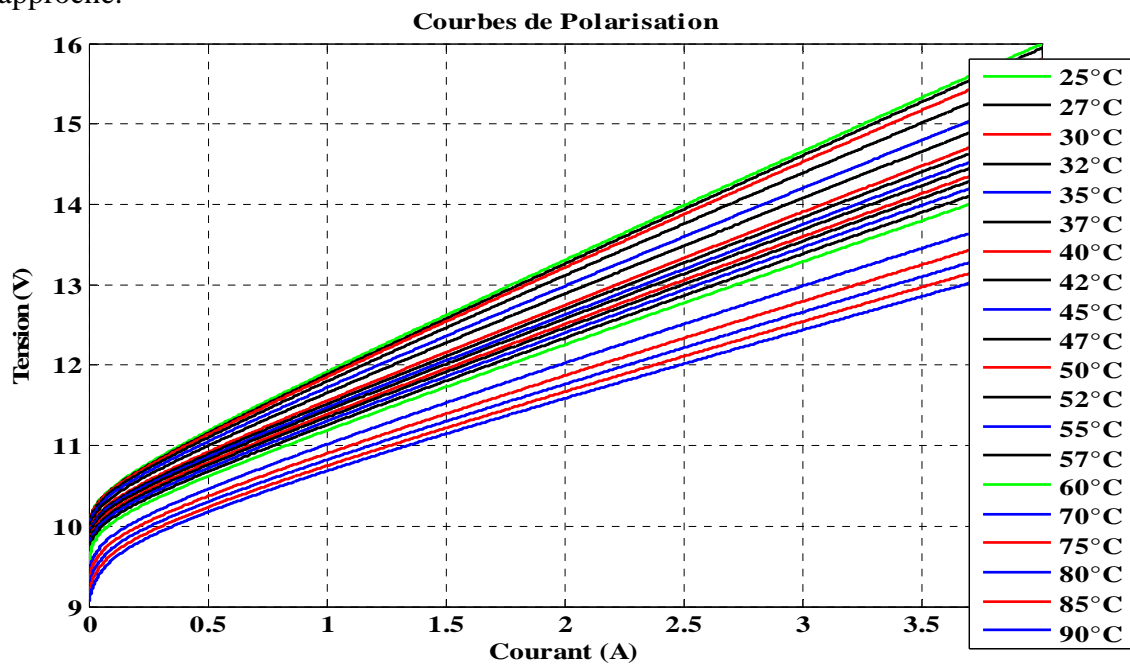


Figure 2- 39 : Courbes de polarisation à des températures intermédiaires

La méthode d'interpolation/extrapolation que subissent les paramètres électrochimiques permet d'étendre le domaine d'application du modèle en dehors de la plage expérimentale de température sans affecter le comportement attendu du modèle (70°C, 75°C, 80°C, 85°C, 90°C) comme indiqué sur la Figure 2- 39.

La Figure 2- 40 présente les potentiels à vide. L'approche utilisée permet, pour tout type de modélisation, de rendre plus cohérent le fonctionnement au démarrage. Cette démarche que nous introduisons permettra une étude plus minutieuse sur cette problématique du potentiel à vide.

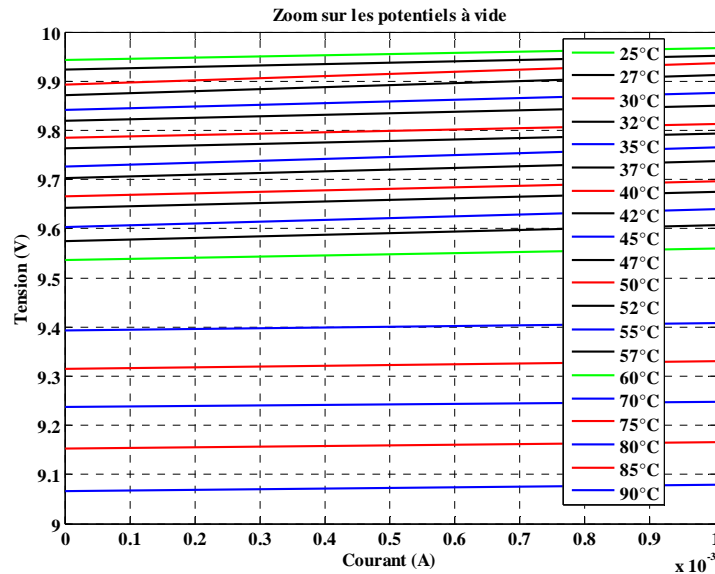


Figure 2- 40 : Zoom sur les potentiels à vide

Hormis la validation du modèle grâce aux courbes de polarisation qui rendent compte de l'exactitude de l'interaction thermique/électrochimique/électrique, nous présentons également quatre échelons de courant à 1A et à différentes températures du bain thermostaté. La Figure 2- 41 présente la correspondance entre les données expérimentales et celles de la simulation qui rendent compte de la température du stack. Nous constatons donc là encore la bonne adéquation du modèle proposé, y compris par son aspect dynamique.

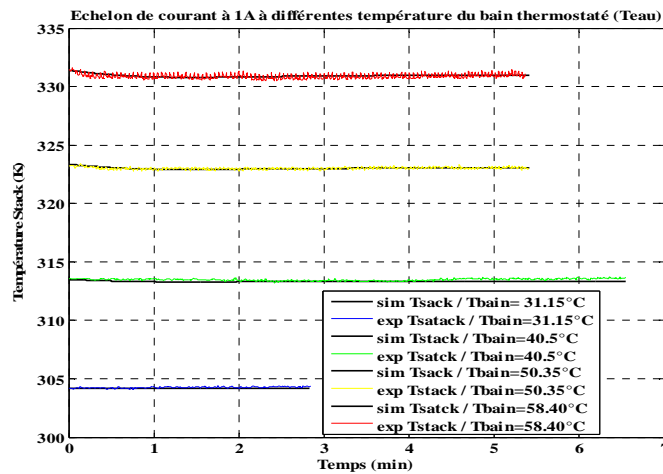


Figure 2- 41 : Evolution temporelle de la température du stack à un échelon de courant 1A pour différentes température du bain thermostaté

2.4.4 Approche REM introductive du modèle électrique dynamique de l'électrolyseur [Agbl11b]

Nous résumons ici l'idée esquissée pour un modèle REM du fonctionnement électrique dynamique de l'électrolyseur. En appliquant une différence de potentielle aux bornes d'un électrolyseur, celui-ci ne fonctionne pas tant que le potentiel appliqué est inférieur à la barrière de potentiel due au potentiel réversible ; les surtensions sont donc nulles en dessous de ce potentiel. Au-delà du potentiel réversible, l'électrolyseur peut fonctionner (Figure 2- 42). Il apparaît subséquemment des surtensions. L'apparition des surtensions rend compte de l'activité électrochimique se produisant aux interfaces réactionnelles. En tout point de fonctionnement (V_{EL} , I_{EL}), les surtensions inhérentes peuvent être évaluées par :

$$\eta_{EL} = V_{EL} - E_{Nernst}$$

II - 74

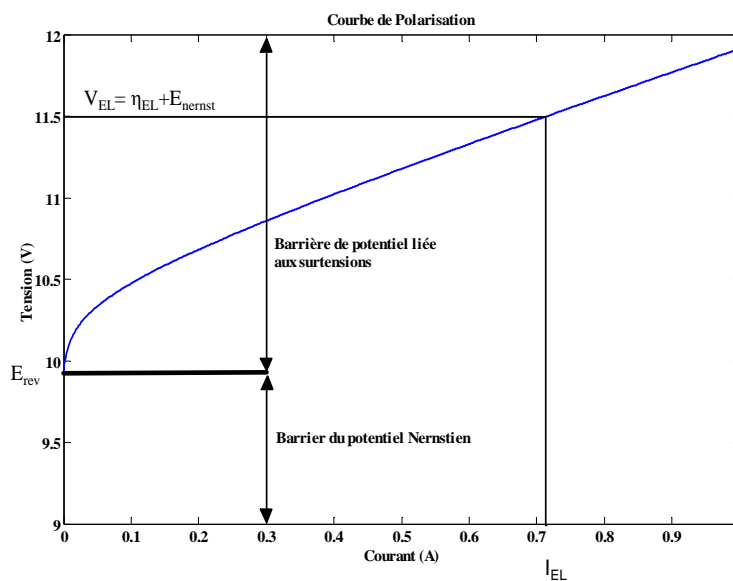


Figure 2- 42 : Répartition entre le potentiel Nernstien et celui due aux surtensions

De ce qui précède, il nous est possible de relier la dynamique réactionnelle de l'électrolyseur à la dynamique des surtensions qui est due aux réactions aux interfaces donc aux phénomènes électrostatiques et électrochimiques s'y rattachant.

Au vu de la Figure 2- 42, le domaine électrique du modèle REM de l'électrolyseur peut être modifié en couplant la dynamique de l'électrolyseur à la partie de l'énergie électrique qui est assignée aux surtensions Figure 2- 43.

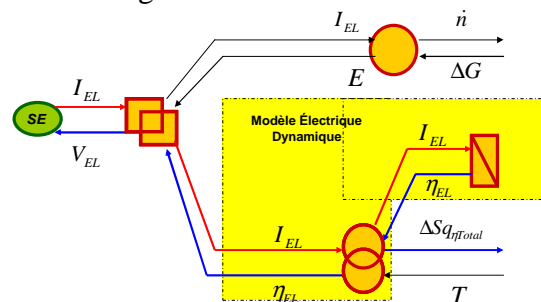


Figure 2- 43 : EMR du Modèle électrique dynamique [Agbl11b]

La fonction de transfert $H(s)$ de la Figure 2- 44 permet d'évaluer l'expression qui sous-tend l'élément d'accumulation du modèle électrique dynamique (Figure 2- 43). De sorte que :

$$\eta_{EL} = I_{EL} \cdot H(s)$$

II - 75

s Variable de Laplace

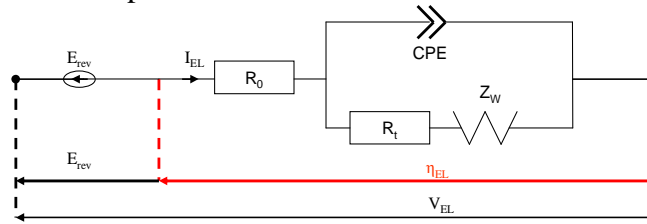


Figure 2- 44 : Schéma électrique équivalent du modèle électrique dynamique

Nous avons juste introduit ainsi dans une démarche systémique le fonctionnement dynamique de l'électrolyseur. Dans [Agbl11b], il avait été fait l'hypothèse d'une capacité pure pour décrire les phénomènes de double couche tout en négligeant ceux de convection-diffusion pour finalement aboutir à la réponse de la tension de l'électrolyseur à un échelon de courant.

En intégrant la REM du modèle électrique dynamique dans la REM globale de la Figure 2-24, on aurait la figure ci-après.



Figure 2- 45 : Prise en compte du modèle électrique dynamique dans le modèle REM global de l'électrolyseur

Ce qui convient de faire pour valider expérimentalement cette approche de modélisation dynamique du comportement électrique de l'électrolyseur sera de prendre en compte l'influence simultanée de l'évolution du courant et de la température sur les paramètres de la relation globale qui décrira le comportement électrique dynamique de l'électrolyseur. Cela permettrait de valider le même modèle à la fois par les courbes de polarisation pour le fonctionnement statique (Figure 2- 24 et Figure 2- 25) et par la réponse électrique dynamique à des échelons de courant/tension voire des spectroscopies d'impédance (Figure 2- 45). Cette approche REM est une prospective vers un modèle complet de l'électrolyseur ; c'est donc une voie exploratoire futur.

2.4.5 Conclusion

La Représentation Energétique Macroscopique (REM), outil de modélisation graphique pour les systèmes énergétiques multi domaines à vocation de commande/contrôle, a permis de développer un modèle REM de l'électrolyseur.

Le caractère modulaire de la REM et son respect de la causalité physique a permis de mettre en exergue la généralité de l'approche de modélisation pouvant, suivant la spécificité de l'électrolyseur en présence, adapter les particularités physiques sans pour autant générer des conflits de causalités. Il est alors possible de prendre en compte certaines fonctions ou de négliger certaines autres fonctions d'un dispositif énergétique témoignant ainsi de la souplesse de la REM.

Grâce à une procédure d'identification des paramètres facile à mettre en œuvre et grâce à une base de données expérimentale facile à obtenir, nous avons pu proposer une procédure générique de modélisation et de paramétrisation d'un électrolyseur. Une approche simple permettant de régler la problématique du potentiel à vide de l'électrolyseur (qui pourrait être étendue au composant dual de l'électrolyseur : la pile à combustible) a été présentée.

L'effet d'échelle de l'électrolyseur permet d'utiliser ce modèle dans tout système intégrant un électrolyseur en ajustant le modèle à la puissance idoine (le courant est ajusté par la surface de la cellule et la tension par le nombre de cellule en série).

Ayant le modèle électrolyseur qui nous permet, dans notre système global, de rendre compte de la production du combustible nous pouvons maintenant présenter l'ensemble du système global de stockage d'énergie électrique basée sur l'hydrogène. Dans le chapitre suivant, nous présenterons donc chaque élément du système et chaque modèle REM s'y rattachant avant de les agencer pour en ressortir le modèle du système global.

Chapitre III

Modélisation REM des autres composantes énergétiques du système stationnaire

3.1 Introduction : Présentation du système global

Comme indiqué dans le premier chapitre, les applications stationnaires constituent un "puit" d'énergie bien plus important que la consommation énergétique des applications mobiles. Force est de rappeler l'objectif moyen terme du programme H-PAC qui fut destiné à valoriser le rôle de l'hydrogène comme vecteur d'énergie propre pour les systèmes stationnaires. L'application stationnaire d'hydrogène solaire se situe dans cet enjeu sociétal pour un développement durable.

La Figure 3- 1 donne le schéma synoptique du système à modéliser. La source d'énergie principale est le solaire photovoltaïque qui est une source d'énergie renouvelable mais fluctuante et intermittente. L'objectif sera de satisfaire de manière permanente un profil de charge comportant a priori des charges continues et alternatives. La contrainte spécifique à la source d'énergie primaire imposera le choix des sources d'énergies complémentaires du système et des éléments de stockage inhérents.

La première contrainte de la source photovoltaïque est que sa production n'est pas synchronisée avec les sollicitations de la charge. L'énergie d'origine solaire est donc utilisée la plupart du temps de façon différée. Un stockage moyen voire long terme s'avère nécessaire ; d'où l'usage classique des batteries aux plomb dans les dispositifs photovoltaïques. Pour assurer une bonne durée de vie aux batteries aux plomb, il faut souvent les charger et les décharger dans une gamme de valeurs électriques (courant ou tension quasi constant) nominales ; pour ce faire il faut tenir compte de la dynamique des accumulateurs au plomb et de leur état de charge afin d'éviter soit une sulfatation (lors d'une décharge profonde prolongée) ou un gazage (lors d'une surcharge accentuée) [Glav06]. Ceci amène à utiliser des super condensateurs pour assurer les transitoires dans les cas où la charge devrait directement être alimentée par les batteries. Toutefois, la source photovoltaïque telle que souvent dimensionnée, en raison de ses caractères fluctuant et intermittent, dispose de périodes de surproduction où l'énergie produite pour des raisons "d'économie d'énergie" devra être stockée pour une utilisation également différée (moyen ou long terme). La technologie PEM grâce à l'électrolyseur et son dual la pile à combustible pourrait jouer ce rôle. Dans les périodes de surproduction de la source solaire, l'électrolyseur permet de stocker la surproduction d'énergie électrique sous forme d'hydrogène. Cet hydrogène sera utilisé par la pile pour satisfaire le besoin énergétique au moment idoine.

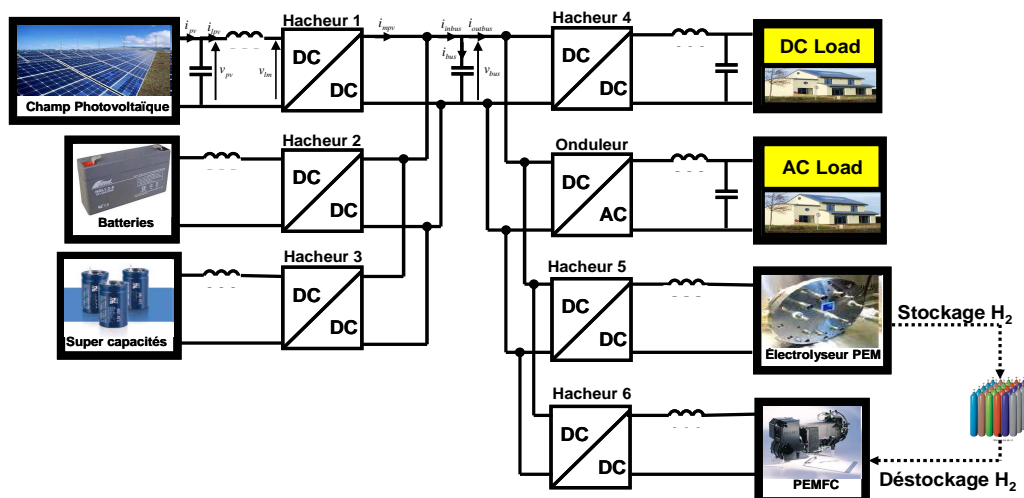


Figure 3- 1: Schéma synoptique du système

Les batteries et/ou les supercapacités (Scaps) sont utilisées comme des dispositifs de stockage tampon. L'un ou/et l'autre sera utilisé selon la dynamique énergétique sur le bus continu imposée par la charge. Les batteries joueront le rôle de stockage d'énergie alors que les supercapacités serviront de stockage de puissance.

La démarche de modélisation s'avère une approche générique ; c'est pourquoi la taille des différents dispositifs énergétiques n'est pas définie a priori. Il s'agira grâce à la REM d'élaborer les modèles de chaque élément du système avant de les assembler pour reconstituer le modèle REM global du système. Le dimensionnement pour une application spécifique, la gestion énergétique du système résultant sera une forme d'exploitation du modèle obtenu dans ce chapitre et fera l'objet du quatrième chapitre.

3.2 Modèle du champ photovoltaïque

3.2.1 Enoncé des variables causales dans le domaine radiométrique/photométrique

Nous modélisons la conversion de l'énergie solaire depuis le flux lumineux incident jusqu'à la puissance électrique fournie par le générateur photovoltaïque. Comparativement aux autres domaines de la physique, en radiométrie/photométrie il n'existe pas explicitement de grandeur d'action et de réaction dans une approche causale. Le flux lumineux reçu à la surface du convertisseur photovoltaïque ayant directement une dimension de $W \cdot m^{-2}$, l'énergie provenant de la voûte céleste a toujours été modélisée en REM par une seule grandeur d'action sans grandeur de réaction comme présenté dans [Pank04]; ce qui ne paraît pas rigoureux du point de vue causal.

Nous proposons une approche de modélisation de l'énergie solaire incidente captée par la surface du convertisseur photovoltaïque par une grandeur d'action et une grandeur de réaction en accord avec les phénomènes radiométriques pour permettre une modélisation plus rigoureuse.

Pour une source monochromatique, il est émis un débit de photons D_{ph} :

$$D_{ph} = \frac{dn_p}{dt} \quad \text{III - 1}$$

A la différence du domaine électrique où le débit d'électrons multiplié par le nombre de FARADAY donne l'intensité de courant qui est une grandeur cinétique, le débit de photons est multiplié par sa valeur granulaire en termes d'énergie qui est $E_p = h\nu$ de sorte qu'il en résulte directement un flux énergétique :

$$\Phi[W] = E_p \cdot D_{ph} = h\nu \cdot \frac{dn_p}{dt} \quad \text{III - 2}$$

Le photon, grain d'énergie sans masse et sans charge, est une entité énergétique élémentaire. De même que l'état électrique (tension) est la distribution de charge en un espace donné, en radiométrie, on peut par analogie énoncer que la distribution de photons sur une surface donnée peut-être considérée comme une grandeur potentielle.

Ainsi donc l'état énergétique photonique (pour un spectre monochromatique) réparti sur une surface serait assimilé à une grandeur potentielle et le nombre de photons arrivant sur cette surface par unité de surface et par unité de temps serait une grandeur cinétique. De sorte que la formule (III-2) ci-dessus deviendrait :

$$\Phi[W] = A_{kinetic} \cdot R_{potentiel} \quad \text{III - 3}$$

Le flux de protons émis par le soleil et arrivant à la surface des modules solaires constitue le phénomène physique qui influence les propriétés physiques des matériaux de conversion photovoltaïque. De ce fait la variable d'action est définie comme étant une variable cinétique (flux de protons) ; la variable de réaction est alors définie comme la distribution surfacique de ces photons sur une surface considérée (surface du module).

3.2.1.1 Variable d'action

Le nombre de protons n_p qui arrivent sur une unité de surface donnée par unité de temps sera exprimé de la façon suivante :

$$A_{kinetic} [s^{-1}m^{-2}] = \frac{d}{dt} \left(\frac{n_p}{S} \right) = \frac{dn_p^*}{dt} \quad \text{III - 4}$$

Si on fait le lien avec cette approche causale et les grandeurs utilisées en radiométrie ou photométrie, on aurait en exploitant l'intensité du rayonnement ou l'éclairement $E_e [Wm^{-2}]$:

$$A_{kinetic} [s^{-1}m^{-2}] = \frac{E_e}{h\nu} [s^{-1}m^{-2}] \quad \text{III - 5}$$

En définitive, on peut voir la variable d'action comme une variable cinétique de sorte que :

$$A_{kinetic} = \frac{E_e}{h\nu} \quad \text{III - 6}$$

3.2.1.2 Variable de réaction

Considérant la variable d'action définie précédemment et tout en sachant que le produit de la variable d'action et de la variable de réaction a une unité de puissance, on peut réécrire l'équation II-3 en explicitant la variable cinétique:

$$\Phi[W] = \frac{E_e}{h\nu} \cdot R_{potentiel} \quad \text{III - 7}$$

Sachant que la puissance reçue de la source solaire sur une surface donnée est :

$$\Phi[W] = E_e \cdot S \quad \text{III - 8}$$

Nous déduisons la dimension de la variable potentielle de l'équivalence des équations III-7 et III-8:

$$R_{potentiel} [Jm^2] = h\nu \cdot S \quad \text{III - 9}$$

La relation III-9 implique un potentiel constant quelque soit l'ensoleillement, ce qui est incohérent du point de vue physique. Pour rendre compte de la distribution de photons relative à la surface associée, nous introduisons un coefficient adimensionnel κ lié au débit de protons arrivant sur la surface du module de sorte que :

$$\kappa = \kappa(n_p, \dot{n}_p) \quad \text{III - 10}$$

Il en découle finalement que :

$$R_{potentiel} [Jm^2] = \kappa \cdot h\nu \cdot S \quad \text{III - 11}$$

En définitive :
$$\Phi[W] = E_e \cdot S = \kappa \cdot h \nu \cdot S \cdot \frac{d}{dt} \left(\frac{n_p}{S} \right) \quad \text{III - 12}$$

3.2.2 Activité thermique au sein du module solaire

L'activité photoélectrique des photons sur la surface du convertisseur photovoltaïque induit des phénomènes thermiques entre le module solaire et l'atmosphère. Dans cette formulation du modèle REM du module photovoltaïque, nous introduisons le fonctionnement thermique dynamique dudit module. Toutefois, du fait qu'on ne peut intégrer des capteurs de température à l'intérieur du module photovoltaïque une fois livré par le constructeur, cette approche ne sera pas validée expérimentalement ; nous aurons recours aux corrélations existantes pour évaluer la température statique du module.

3.2.2.1 Modèle thermique dynamique du module solaire

Une partie du rayonnement solaire reçu par le module est convertie en électricité alors que l'autre partie est diffusée dans l'environnement du module sous forme de chaleur [Krau06][Agbl11b]. Compte tenu de l'inertie thermique du module (le coefficient de réflexion des matériaux étant inférieur 1), il peut être vu comme un élément d'accumulation de chaleur. Le module a également un échange thermique avec son environnement immédiat. La dynamique de l'activité thermique au sein du module peut permettre d'évaluer l'évolution temporelle de la température du module. Pour ce faire, on considère le bilan thermique du module en faisant l'inventaire de tous les flux thermiques entrants et sortants du module tel que [Krau06][Garc08][Agbl11c]:

$$C_{PV} \frac{dT_{PV}}{dt} = \sum \dot{Q}_{in} - \sum \dot{Q}_{out} \quad \text{III - 13}$$

C_{PV}	Capacité thermique du module
$\sum \dot{Q}_{in}$	Somme des flux de chaleur entrants
$\sum \dot{Q}_{out}$	Somme des flux de chaleur sortants
T_{PV}	Température du module

Dans le module solaire, trois types de flux thermiques peuvent être identifiés ; tout d'abord le flux d'énergie thermique entrant, ensuite l'énergie thermique accumulée dans le module et finalement le flux de chaleur dissipé dans le milieu environnant.

La principale source d'énergie thermique entrante est celle provenant de l'irradiation solaire et non convertie en électricité comme déjà indiqué ; elle peut être exprimée comme suit [Krau06][Agbl11c]:

$$\dot{Q}_{in} = P_{in} (1 - \eta_{PV}) = AE_e (1 - \eta_{PV}) \quad \text{III - 14}$$

A	La surface du module
η_{PV}	Le rendement du module

On peut considérer l'échange de flux thermique entre le module et l'atmosphère comme un flux stationnaire (flux convectif), de sorte qu'on peut écrire que [Krau06]:

$$\dot{Q}_{Atm/PV} = \frac{1}{R_{Atm/pV}} (T_{PV} - T_{Atm}) \quad \text{III - 15}$$

$R_{Atm/pV}$	Résistance thermique convective [W ⁻¹ K]
--------------	---

T_{Atm} Température ambiante [K]

Eu égard au principe causal et compte tenu du fait que dans le domaine thermique le flux d'entropie est la grandeur cinétique tandis que la température est la grandeur potentielle, nous pouvons exprimer les flux d'entropie des équations III-14 et III-15 de la façon suivante :

$$\Delta S_{qin} = \frac{\dot{Q}_{in}}{T_{PV}} \quad \text{III - 16}$$

$$\Delta S_{qout} = \Delta S_{qAtm/PV} = \frac{\dot{Q}_{Atm/PV}}{T_{PV}} \quad \text{III - 17}$$

La relation III-13 devient alors :

$$C_{PV} \frac{dT_{PV}}{dt} = T_{PV} \cdot \left[\sum (\Delta S_{qin} - \Delta S_{qout}) \right] \quad \text{III - 18}$$

La forme intégrale compatible au formalisme REM de l'équation III-18 sera :

$$T_{PV} = T_{PVinitial} \cdot \exp \left[\frac{1}{C_{PV}} \int \left[\sum (\Delta S_{qin} - \Delta S_{qout}) \right] dt \right] \quad \text{III - 19}$$

$T_{PVinitial}$ Température initiale du module solaire [K]

Comme indiqué, nous ne pouvons techniquement pas avoir accès à l'environnement interne du module solaire. Nous utiliserons donc pour la phase de validation expérimentale l'expression statique de la température.

3.2.2.2 Modèle thermique statique du module solaire

Il existe plusieurs corrélations pour estimer la température du module. Ces corrélations sont fonctions des conditions expérimentales et des hypothèses énoncées [Skop09]. L'équation III-20 ci-dessous correspond à celle pouvant s'appliquer à nos conditions d'expériences [Chen07] parce que plus générique:

$$T_{PV} [^{\circ}C] = 0,943 \cdot T_a + 0,028 \cdot E_e - 1,528 \cdot V_{speed} + 4,3 \quad \text{III - 20}$$

$V_{speed} [ms^{-1}]$	Vitesse du vent
$T_a [^{\circ}C]$	Température ambiante
E_e	Eclairement

Cette formule, comme bien d'autres, prend en compte explicitement ou implicitement l'influence de l'action de la vitesse du vent, de l'éclairement et du rayonnement sur la température du module.

3.2.3 Effet d'échelle Module/champ photovoltaïque

L'effet d'échelle d'une cellule photovoltaïque permet, à partir du modèle (ici modèle à une diode) de la cellule, de déduire le modèle du module correspondant et partant du champ photovoltaïque envisagé. Compte tenu de cette caractéristique, une fois le modèle d'une cellule ou d'un module validé expérimentalement, pour le besoin de la prévision, de l'analyse ou du dimensionnement, on peut aisément passer d'un module à un champ ou à une cellule selon le besoin.

3.2.3.1 Le module photovoltaïque

Le module solaire est une association de n_{cells} cellules en série et de n_{cellp} cellules en parallèle. La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique est exprimée par une relation non linéaire qui relie le courant I_{PVm} et la tension V_{PVm} du module selon la relation ci-après [Krau06][Enr07][Taft08]:

$$I_{PVm} = I_{phm} - I_{0m} \left[\exp\left(\frac{V_{PVm} + I_{PVm} \cdot R_{sm}}{n \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{PVm} + I_{PVm} \cdot R_{sm}}{R_{shm}} \quad \text{III - 21}$$

Avec $V_T = \frac{kT_{PV}}{q}$

n	Facteur d'idéalité
$k[JK^{-1}] = 1,38 \cdot 10^{-23}$	Constante de Boltzmann
$q[C] = 1,602 \cdot 10^{-19}$	Charge élémentaire de l'électron
$I_{phm}[A]$	Le photo courant
$I_{0m}[A]$	Courant de saturation de la diode
$R_{sm}[\Omega]$	La résistance série du module
$R_{shm}[\Omega]$	La résistance shunt du module

Le photo courant est lié à l'éclairement par [Chen07][Enr07][Skop09][Agbl11c]:

$$I_{ph} = \frac{E_e}{E_{REF}} (I_{ph,REF} + \mu_{ISC} (T_{PV} - T_{PVREF})) \quad \text{III - 22}$$

Où

E_e et $E_{REF} [W.m^{-2}]$	Eclairement à la température T_{PV} et l'éclairement de référence.
$T_{PVREF} [K] = 298$	La température dans les conditions standard de test.
$\mu_{ISC} [A/K]$	Le coefficient de la variation du courant de court-circuit par rapport à la température (donné par le fabricant)

A partir du modèle du module solaire, exprimé selon la relation III-21 on peut donc déduire le modèle du champ photovoltaïque désiré.

3.2.3.2 Le champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque est formé de plusieurs panneaux photovoltaïques qui eux-mêmes sont constitués de plusieurs modules solaires. Le panneau solaire est une association de n_{ms} modules en série et de n_{mp} modules en parallèle. Le champ photovoltaïque n'est donc qu'un ensemble de n_{pv} modules photovoltaïques dont n_{sch} sont branchés en série et n_{pch} en parallèle tel que :

$$n_{pv} = n_{sch} \cdot n_{pch} \quad \text{III - 23}$$

La relation ci-dessous, déduite de la relation III-21, modélise le champ photovoltaïque.

$$I_{PVch} = I_{phch} - I_{0ch} \left[\exp\left(\frac{V_{PVch} + I_{PVch} \cdot R_{sch}}{n \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{PVch} + I_{PVch} \cdot R_{sch}}{R_{shch}} \quad \text{III - 24}$$

Dans la relation III-21, les paramètres dont l'indice se termine par "m" font référence au module photovoltaïque alors que dans la relation III-24 ceux dont l'indice se termine par "ch" font référence au champ photovoltaïque.

Compte tenu de l'effet d'échelle, on peut donc passer de la relation III-21 à la relation III-24 et vice versa grâce aux liens paramétriques ci-dessous :

$$I_{phch} = n_{mp} I_{phm} \quad \text{III - 25}$$

$$I_{0ch} = n_{mp} I_{0m} \quad \text{III - 26}$$

$$R_{sch} = \frac{n_{ms}}{n_{mp}} R_{sm} \quad \text{III - 27}$$

$$R_{shch} = \frac{n_{mp}}{n_{ms}} R_{shm} \quad \text{III - 28}$$

$$n_{sch} = n_{cells} \cdot n_{sm} \quad \text{III - 29}$$

$$n_{pch} = n_{mp} \cdot n_{cellp} \quad \text{III - 30}$$

La figure ci-dessous illustre l'effet d'échelle décrit jusque là :

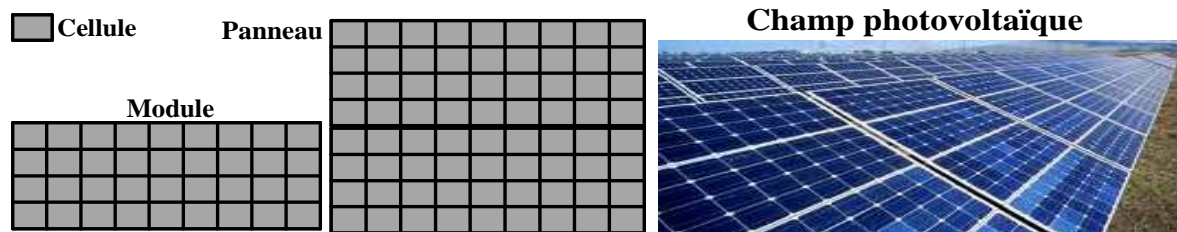


Figure 3- 2 : Illustration graphique cellule/module/panneau/champ photovoltaïque

Généralement, sauf indication contraire de la part du constructeur, on aura dans un module trente six cellules en série et une seule branche en parallèle tel que:

$$n_{cellp} = 1 \text{ et } n_{cells} = 36.$$

3.2.3.3 Identification des paramètres du modèle photovoltaïque

La description physique du flux énergétique dans le domaine radiométrique développée dans cette thèse est une approche conceptuelle qui ne sera pas intégrée dans le modèle numérique. Les relations II-21 et II-22 permettent de convertir l'énergie solaire (domaine radiométrique) en énergie électrique (domaine électrique) avec une estimation de la valeur statique de la température selon la relation III-20.

Les paramètres liés à la technologie de cellule (silicium monocristallin) utilisé et les paramètres du constructeur sont donnés en annexe AIII.2. Les paramètres R_{sm} et R_{shm} de la relation III-21 sont comme au chapitre précédent déterminés par identification paramétrique avec les fonctions "fitype", "Cfit" et "fit" de Matlab. L'identification paramétrique se fera en considérant deux types de courbes de polarisation du module de 90W_c (module TE 850 de TOTAL ENERGIE) : des données expérimentales sur site (UIT Belfort) puis celles tirées des caractéristiques du constructeur du module de TE850.

De l'identification paramétrique de la relation III-21, eu égard aux données expérimentales, on obtient R_{sm} et R_{shm} . La Figure 3- 3 présente les courbes de polarisation et les courbes de puissance respectivement du modèle et des valeurs d'expérience. Pour un éclaircissement de 966.7W.m⁻² (environ 1000 W.m⁻²) on a une puissance d'environ 69W avec un courant de court-circuit d'environ 5.18A alors que le courant de court-circuit dans les conditions standards est de 5.3A. Ces valeurs montrent que le module est loin des performances dans les

conditions standards de 90Wc. Ceci s'explique par l'action simultanée du vieillissement et de la température du module estimée à environ 42,4°C ; ce qui est confirmé par les valeurs des deux résistances (série/parallèle). Conformément aux propriétés physiques de la conversion photovoltaïque, les simplifications de l'équation III-21 souvent faites dans la littérature font des hypothèses estimant infinie la résistance parallèle et nulle la résistance série. Les valeurs respectives de 49,6Ω et de 0,56Ω montrent bien le fait de performances amoindries du module.

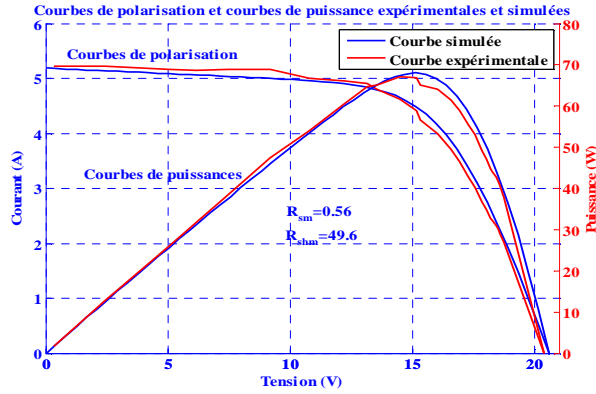


Figure 3- 3 : Courbes de polarisation et de puissances obtenues par identification paramétrique de la résistance série et de la résistance parallèle

Une illustration comparative avec les données du constructeur reconstitue les mêmes performances du module à 90Wc selon les valeurs résumées dans le Tableau 3 - 1. Comme déjà signifié et au vu des valeurs expérimentales, seuls la température et le vieillissement peuvent expliquer l'écart entre valeurs d'expérience et valeurs du constructeur.

Tableau 3 - 1 : Paramètres obtenus par méthode d'ajustement

Paramètres Module	Conditions standard de test	Conditions sur site
$R_{sm} [\Omega]$	$2,6 \cdot 10^{-1}$	0.56
$R_{shm} [\Omega]$	10^5	49.6

Le courant de saturation I_{0m} est calculé grâce à la relation suivante [Dond07][Brun09]:

$$I_{0m} = I_{0mREF} \left(\frac{T}{T_{PVREF}} \right)^3 \exp \left(\frac{qE_g}{k} \left(\frac{1}{T_{PVREF}} - \frac{1}{T_{PV}} \right) \right) \quad \text{III - 31}$$

Le courant de saturation I_{0mREF} de référence est déduit de la relation suivante [El-A02]:

$$I_{0mREF} = \frac{\left(I_{phmREF} - \frac{V_{0CREf}}{R_{shm}} \right)}{\exp(\lambda V_{0CREf}) - 1} \quad \text{III - 32}$$

Avec $\lambda_{pv} = \frac{q}{n_{FI} \cdot k \cdot T_{ref} \cdot n_{cells}}$ où n_{FI} est le facteur d'idéalité

L'énergie de la bande interdite E_g de la relation III-31 est fonction de la température et peut s'exprimer comme ci-après [Soto06] :

$$E_g = E_{g,T_{PVREF}} \cdot [1 - 0.0002677(T_{PV} - T_{PVREF})] \quad \text{III - 33}$$

En utilisant les paramètres précédents nous présentons sur la Figure 3- 4 la courbe de puissance et la courbe de polarisation du module en conditions standard et sur site.

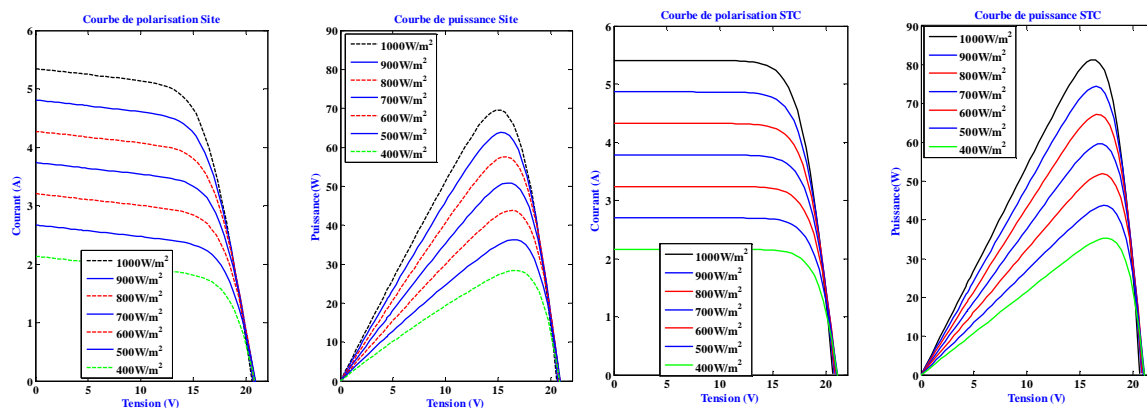


Figure 3- 4 : Module PV (influence de l'éclairement et de la température)

La Figure 3- 4 présente la simulation du modèle en utilisant selon le tableau 3-1 les paramètres découlant de l'expérience sur site et ceux qui découlent des données du constructeur. Compte tenu de l'influence du vieillissement sur les performances du module et dans le souci de ne pas surdimensionner notre application, nous utiliserons les paramètres obtenus en utilisant les courbes en conditions standard du constructeur. Nous faisons ici l'hypothèse que la résistance shunt est quasi constant ce qui n'est pas rigoureux mais acceptable car elle est légèrement influencée par la température et donc par l'éclairement [El-A02]. A partir de ce modèle l'influence simultanée de la température et de l'éclairement étant pris en compte, notre modèle décrira le module hors conditions standard ($T_{ref}=25^{\circ}C/G_{ref}=1000W/m^2$) tout en ne prenant pas en compte d'éventuel masque et l'aspect vieillissement de module.

En utilisant les paramètres du module 90W_c (module TE 850 de TOTAL ENERGIE), la Figure 3- 5 met en relief l'effet d'échelle en décrivant les influences de l'éclairement et de la température sur un champ de 554 modules en série. Un zoom sur la figure met en évidence la dépendance de la température sur les grandeurs électriques.

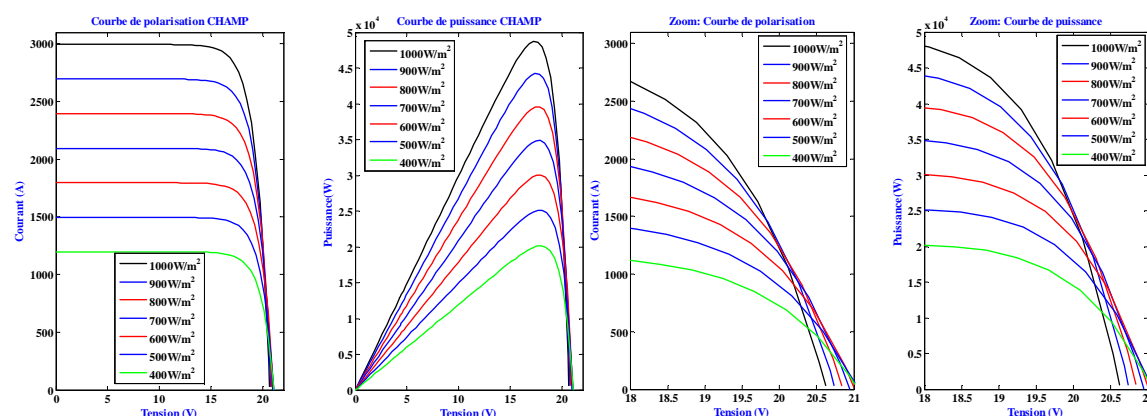


Figure 3- 5 : Champ PV (influence de l'éclairement et de la température)

Compte tenu de cet effet d'échelle, nous disposons d'un modèle photovoltaïque indépendamment d'une connaissance a priori de la gamme de puissance de la source solaire photovoltaïque que nous envisageons de dimensionner.

3.2.4 Modèle REM de la source photovoltaïque (PV)

Le système photovoltaïque complet est représenté par la Figure 3- 6 ci-dessous. Le domaine radiométrique rend compte de l'énergie solaire reçue à la surface du module.

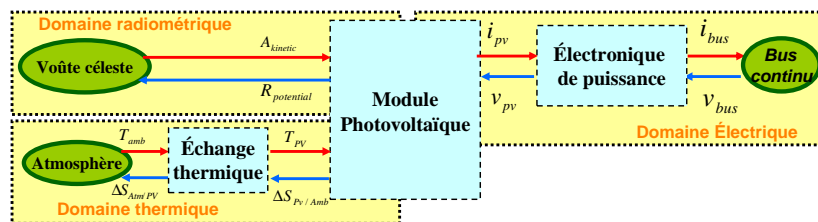


Figure 3- 6 : synoptique du système photovoltaïque

Les domaines thermique et électrique seront ci-dessous explicités.

3.2.4.1 Domaine thermique et radiométrique

Comme indiqué sur la Figure 3- 7, l'inertie thermique du module implique un élément d'accumulation pour rendre compte de l'accumulation de chaleur au sein du stack tandis qu'un élément de conversion sans changement de domaine caractérise l'échange thermique entre le module et le milieu environnant. La production d'énergie électrique est la résultante du couplage entre les domaines radiométrique et thermique ; d'où l'élément de couplage connecté au domaine électrique.

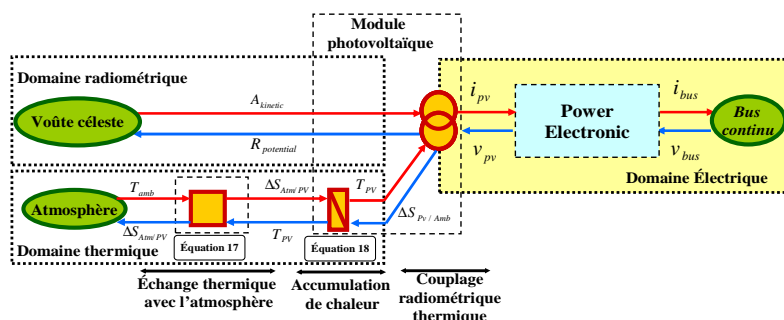


Figure 3- 7 : Mise en relief des pictogrammes du domaine thermique et du couplage domaines radiométrique/thermique/électrique

3.2.4.2 Domaine Electrique

Pour éviter une ondulation de la tension de la source PV, un condensateur est branché à ses bornes (C_{pv}) alors qu'une bobine (L_{pv} , r_{pv}) limite l'ondulation de courant aux bornes du convertisseur statique.

L'énergie électrique produite est alors injectée dans le bus continu (Figure 3- 1 et Figure 3- 7). Les équations III-34 et III-35 rendent compte de ces deux éléments d'accumulation.

$$v_{pv} = \frac{1}{C_{pv}} \int (i_{pv} - i_{lpv}) dt \quad \text{III - 34}$$

$$i_{lpv} = \frac{1}{L_{pv}} \int ((v_{pv} - v_{lm}) - r_{pv} i_{lpv}) dt \quad \text{III - 35}$$

Il faut rappeler que la modélisation REM du circuit électrique est faite en considérant les valeurs moyennes équivalente en entrée et en sortie des convertisseurs ce qui implique une valeur moyenne équivalente de la fonction génératrice de conversion. L'exemple ci-dessous

montre les deux cas rencontrés dans le circuit : source de courant qui débite dans une source de tension et une source de tension qui débite dans une source de courant [Zhou09a].

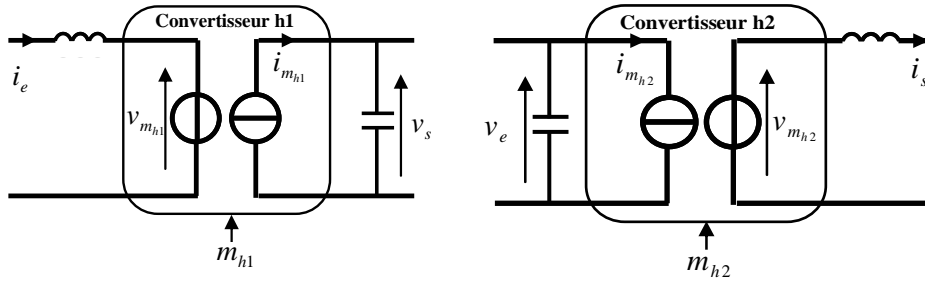


Figure 3- 8 : Schéma électrique équivalent convertisseur source de courant vers sources de tension (h1) et source de tension vers source de courant (h2)

De ces deux types de convertisseurs (sans élément d'accumulation à priori d'énergie) découlera les deux pictogrammes REM ci-dessous.

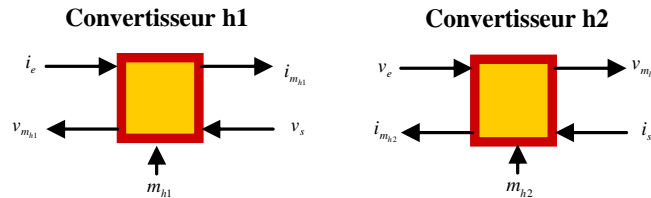


Figure 3- 9 : Schéma REM des deux convertisseurs précédents

Tous les convertisseurs du schéma électrique du système électrique global seront représentés selon le cas correspondant eu égard aux deux configurations ci-dessus.

La REM de cette chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque est donnée sur la figure ci-dessous.

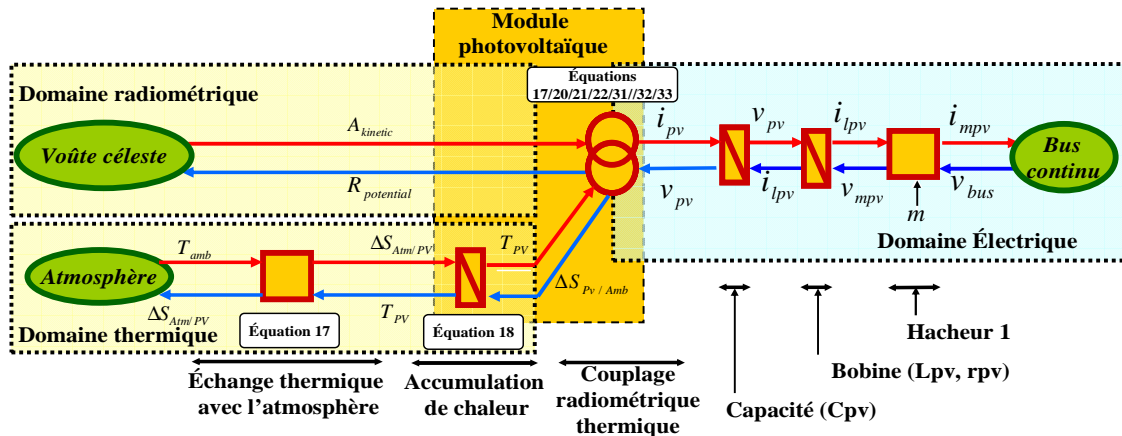


Figure 3- 10 : chaîne énergétique photovoltaïque

3.2.5 Commande de la source photovoltaïque

Le but principal du formalisme REM étant la commande, la causalité dérivée est évitée. Grâce au principe d'inversion, la chaîne de transfert d'énergie est optimisée en vue de transférer le maximum d'énergie que peut produire la source PV par le biais d'une chaîne de réglage appropriée.

L'enjeu pour une source d'énergie renouvelable est d'extraire le maximum d'énergie qu'elle est sensée produire ; cela revient à faire en sorte que la source fonctionne à son point de puissance maximum (c'est le principe du MPPT : maximum power point tracker).

Pour ce faire, pour une source de courant qui dispose d'une tension comme variable d'excitation (variable d'action subie par la source), une tension de référence équivalente à la tension du point de puissance maximum doit servir d'excitation pour que la source génère un courant correspondant au courant du point de puissance maximum de sorte que :

Si $P_{pm} = v_{pm} \cdot i_{pm}$ et que $v_{ref} = v_{pm}$ alors $i_1 = i_{pm}$.

De façon équivalente pour une source de tension, c'est son courant qui servira de variable d'excitation (variable d'action) pour contrôler sa production de sorte que :

Si $P_{pm} = v_{pm} \cdot i_{pm}$ et que $i_{ref} = i_{pm}$ alors $v_2 = v_{pm}$.

Pour une chaîne de conversion énergétique contenant un convertisseur, celui-ci est utilisé grâce à sa fonction de conversion afin de contrôler la chaîne de réglage qui permet de faire fonctionner la source à une valeur de référence voulue correspondant au point de puissance maximum. Ainsi donc, comme indiqué sur la Figure 3- 11a, pour un contrôle en tension de la source, à partir d'une tension de référence, le principe d'inversion est appliqué jusqu'au convertisseur afin de pouvoir contrôler toute la chaîne d'action qui finit par imposer la tension de référence voulue à la source (S_1). Inversement, selon la Figure 3- 11b à partir d'un courant de référence on finit par contrôler la production de la source de tension (S_2) [Li p09].

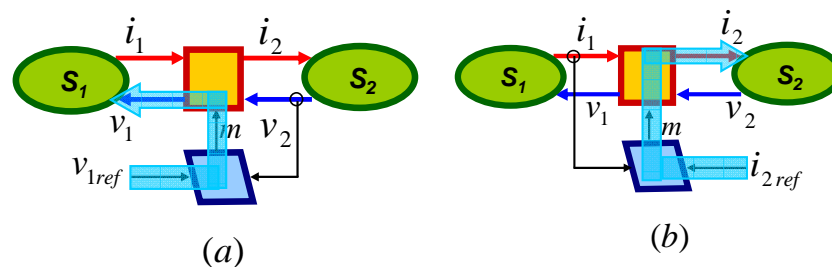


Figure 3- 11 : (a) Contrôle de la tension moyenne issue d'un convertisseur, (b) contrôle du courant moyen issu d'un convertisseur

3.2.5.1 Point de puissance maximum de la source photovoltaïque

Fournir à la charge le maximum d'énergie que peut produire la source photovoltaïque est le principal challenge des applications photovoltaïques. Pour ce faire, tous les systèmes photovoltaïques disposent d'un système qui maintient de manière permanente le générateur PV au point de puissance maximum malgré la variation de l'ensoleillement. Il existe plusieurs méthodes pour la poursuite du point de puissance maximum. On peut citer les algorithmes MPPT suivant [Peft08a]:

- La conductance incrémentale ;
- Perturbation et observation (P&O) ;
- La colline d'escalade (Hill climbing) ;
- capacité parasite (parasitic capacitance) ;
- Courant ou tension constante...etc.

Pour des raisons de temps de calcul, nous avons utilisé la méthode la plus rapide (la moins précise) de la "tension constante". En effet, il est utilisé pour cette méthode une relation linéaire entre la tension de circuit ouvert v_{oc} et la tension au point de puissance maximum de la source PV v_m de sorte que [Brun09][Dond07]:

$$v_m = k \cdot v_{oc}$$

III - 36

La précision sur la prévision de v_m est tributaire de la précision de celle de v_{oc} . De par les données fournies par le constructeur des modules solaires, deux relations permettent d'évaluer la tension de circuit ouvert :

$$v_{oc} = v_{oc_ref} (1 - \mu_{voc1} (T_{PV} - T_{ref}))$$

III - 37

$$v_{oc} = v_{oc_ref} + \mu_{voc2} (T_{PV} - T_{ref}) - (I_{sc} - I_{sc_ref}) R_{sm}$$

III - 38

Avec μ_{voc1} [%/°C] et μ_{voc2} [V/°C].

L'expression III-37 est utilisée dans ces travaux. Ainsi donc, la tension de circuit ouvert est constamment évaluée suivant la variation de la température du module elle-même tributaire de la variation de l'ensoleillement (équation III-20) ; et la valeur de la tension au point de puissance maximale peut être alors déduite.

3.2.5.2 Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque

De par l'éclairement, la température du module à la vitesse du vent estimée ou mesurée [DeGo06], la tension de circuit ouvert est calculée et le point puissance maximum est déduit. Grâce à un contrôleur de tension PI, un courant de référence est obtenu et un contrôleur PI de courant déduit la tension de référence en entrée du hacheur qui est divisée par la tension du bus afin de générer la fonction de conversion pour la commande du hacheur [Dali08][Locm10] comme indiqué sur la Figure 3- 12.

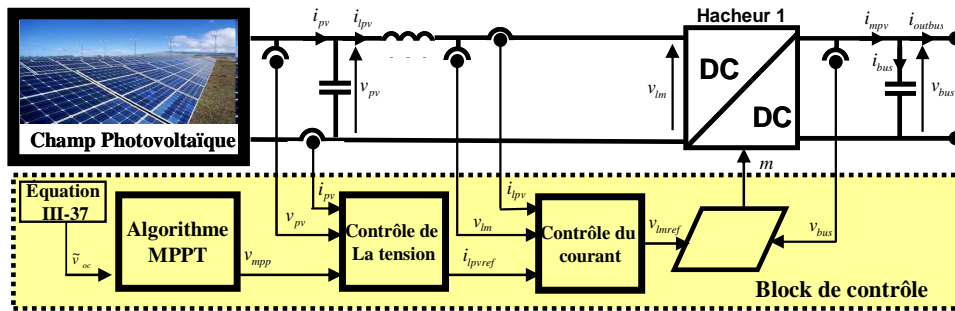


Figure 3- 12 : Schéma synoptique du contrôle de la chaîne énergétique PV

Les équations caractéristiques du processus et les lois de commande résultantes sont résumées dans le Tableau 3 - 2.

Tableau 3 - 2 : Relations processus/commande de la chaîne de conversion photovoltaïque

Processus	commande
$i_{pv} - i_{lpv} = C_{pv} \frac{dv_{pv}}{dt}$	R1: $i_{lpvref} = -C_{V(pv)} (v_{mpp} - v_{pv}) + i_{pv}$
$v_{pv} - v_{lm} = L_{pv} \frac{di_{lpv}}{dt} + r_{pv} i_{lpv}$	R2: $v_{lmref} = -C_{I(pv)} (i_{lpvref} - i_{lpv}) + v_{pv}$
$v_{lm} = m_{pv} v_{bus}$	R3: $m_{pv} = \frac{v_{lmref}}{v_{bus}}$

La loi de commande de la boucle tension courant est alors [Pank04][Locm10][Agbl11d]:

$$v_{lmref} = C_{I(pv)} [C_{V(pv)} (v_{pvref} - v_{pv}) - i_{pv} + i_{lpv}] + v_{pv}$$

III - 39

La REM qui en découle est donnée sur la Figure 3- 13:

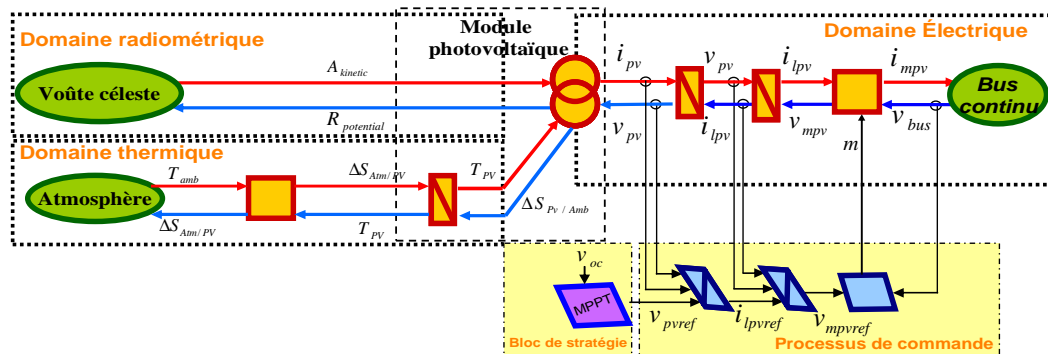


Figure 3- 13 : Processus de commande de la chaîne énergétique PV

Nous reviendrons sur le principe global de commande par le principe d'inversion de laquelle découle la structure maximale de commande dans le prochain chapitre.

3.3 Modélisation du système de stockage : Stockage sous forme chimique et sous forme électrique

L'intermittence des sources d'énergie renouvelable fait du stockage d'énergie un facteur prépondérant pour leur exploitation viable. Le dimensionnement des éléments énergétiques du système sera fonction du profil du besoin à satisfaire et de la dynamique des sources disponibles. Dans ces travaux, la source d'énergie principale (photovoltaïque) étant intermittente, le dispositif de stockage devra assurer la disponibilité permanente d'énergie et la stabilité du bus continu. Ceci implique du stockage court, moyen et long terme.

En effet, la stabilité du bus sera assignée aux éléments de stockage d'énergie sous forme électrique (batterie et super condensateur) et la disponibilité "permanente" d'énergie sera assignée par un stockage d'énergie sous forme chimique (hydrogène). La sollicitation de ces éléments de stockage sera faite eu égard à leur dynamique fonctionnelle (rapide, moyenne, lente). Le schéma synoptique du dispositif de stockage électrique et chimique est représenté sur la Figure 3- 14.

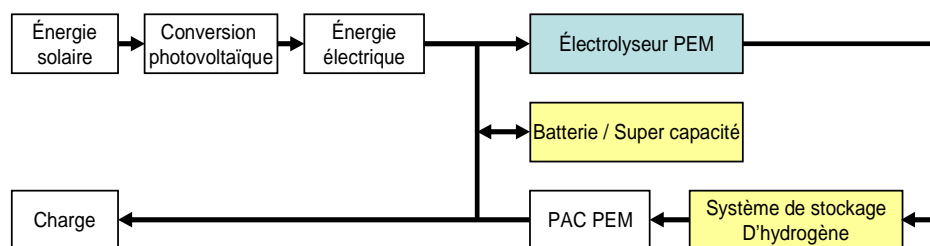


Figure 3- 14 : Synoptique du système de stockage

Ainsi l'électrolyseur PEM reçoit de l'énergie électrique, dans les périodes de surproduction de la source photovoltaïque, qui est convertie en énergie chimique et stockée dans un dispositif approprié. Nous modéliserons ce dispositif subséquent.

3.3.1 Stockage d'énergie électrique sous forme chimique : modèle du système de stockage de dihydrogène

Nous rappelons qu'il a été retenu le stockage sous pression d'hydrogène au détriment du stockage d'hydrogène sous forme d'hydrure métallique et sous forme liquide. L'hydrogène

produit sera temporairement stocké dans un réservoir tampon. Grâce à un compresseur, cet hydrogène sera ensuite comprimé dans le réservoir de stockage. Un détendeur peut être inséré entre le réservoir tampon et le compresseur en vue de réguler la pression en entrée du compresseur pour assurer une fonction de compression (pression amont inférieure à la pression aval).

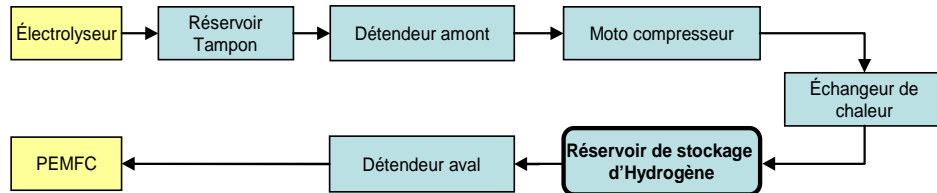


Figure 3- 15 : chaîne du circuit de stockage d'hydrogène

Selon la dynamique de compression et pour des raisons de sécurité, un échangeur peut être utilisé pour réduire la température du gaz avant son accès au réservoir de stockage. Le détendeur en aval du réservoir permet de stabiliser la pression de sortie de celui-ci à la pression de fonctionnement de la pile.

3.3.1.1 Le réservoir tampon

Le gaz provenant de l'électrolyseur est stocké dans un réservoir tampon pour permettre au compresseur de ne pas fonctionner à vide. Ayant un souci de contrôler la température de l'hydrogène pour des questions de sécurité, nous décrivons cette chaîne de conversion par les variables thermo-pneumatiques.

Le débit massique d'hydrogène stocké \dot{m}_{BT} est obtenu en soustrayant le débit en entrée \dot{m}_{el} du réservoir tampon et celui (\dot{m}_{tamp}) qui en sort. Il en découle que :

$$\dot{m}_{BT}(\tau) = \dot{m}_{el}(\tau) - \dot{m}_{tamp}(\tau) \quad \text{III - 40}$$

La masse d'hydrogène dans le réservoir tampon sera :

$$m_{BT}(t_0 + \Delta t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} \dot{m}_{BT}(\tau) d\tau + m_{BT}(t_0) \quad \text{III - 41}$$

La pression dans le réservoir tampon est obtenue par l'équation d'état des gaz parfaits :

$$P_{tamp} = P_{el} = \frac{RT_{BT}}{V_{Res_BT}} m_{BT} \quad \text{III - 42}$$

Où V_{res-BT} est le volume du réservoir tampon.

La REM du réservoir tampon est présentée sur la Figure 3- 16.

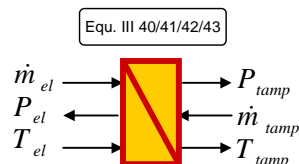


Figure 3- 16 : REM du réservoir tampon

Nous pouvons estimer l'évolution de la température du réservoir en le considérant comme un système ouvert auquel on applique un bilan thermique selon le gaz entrant et sortant. On néglige ici en première approximation les pertes par conduction de sorte que :

$$T_{tamp} = T_{tampinitial} \cdot \exp \left[\int \frac{1}{C_{V-H_2}} \left[\sum (\Delta S_{qin} - \Delta S_{qout}) \right] dt \right] \quad \text{III - 43}$$

$T_{tampinitial}$		Température initiale du réservoir tampon
$\dot{m}_{in} = \dot{m}_{el}$	Et	$\dot{m}_{out} = \dot{m}_{tamp}$
$C_{V-H_2}(T_{tamp})$		Capacité thermique de l'hydrogène à volume constant
$\Delta S_{qin} = \frac{\dot{Q}_{in}}{T_{tamp}}$		Flux d'entropie lié au gaz entrant
$\Delta S_{qout} = \frac{\dot{Q}_{out}}{T_{tamp}}$		Flux d'entropie lié au gaz sortant
$\dot{Q}_{in} = \dot{m}_{in} C_{V-H_2} \Delta T$		Flux thermique
$\dot{Q}_{out} = \dot{m}_{out} C_{V-H_2} \Delta T$		Flux thermique

3.3.1.2 Détendeur amont

Dans le but d'obtenir un modèle macroscopique fidèle au fonctionnement du dispositif interne d'un détendeur, nous nous intéressons à son fonctionnement global et à sa physique interne. L'annexe A.III.1 explicite cette démarche de modélisation.

Le modèle REM du détendeur que nous proposons ici est directement déduit de la description de son fonctionnement mécanique interne (annexe A.III.1). En effet, partant d'un fonctionnement générique du fonctionnement d'un détendeur, [Zafer08] a développé un modèle mécanique de détendeur. Le modèle est la linéarisation d'un fonctionnement dynamique autour de la pression de consigne (pression de sortie voulue). La consigne de réglage correspond donc à une pression de référence à laquelle s'ajuste la pression de sortie du détendeur, à cette pression de sortie correspond un débit volumique (voire débit massique) de sortie. La consigne est donc liée à une pression P_{ref} qui correspond à un débit Q_{ref} . On peut donc dire qu'à la consigne mécanique de réglage correspond un point de fonctionnement (P_{ref} , Q_{ref}) où P_{ref} et Q_{ref} sont liés selon une courbe caractéristique contenue dans les datasheets des constructeurs de détendeur.

La consigne qui permet de régler l'orifice de commande du détendeur règle par le fait même la pression de sortie voulue et subséquemment le débit résultant. Quelle que soit la pression P_{In} , la consigne de réglage implique que le détendeur impose à sa sortie une pression (P_{Out}) de réglage correspondant à un débit de sortie (Q_{Out}). C'est le fonctionnement interne du détendeur qui régule le débit à son entrée. Il faudra tout de même remarquer qu'en considérant le débit massique, le débit d'entrée sera égal au débit de sortie. Les débits de gaz entrant et sortant du détendeur sont donc le fonctionnement résultant de la consigne imposée.

La Figure 3- 17 résume la démarche de modélisation développée en annexe A.III.1. La figure Figure 3- 17a explicite les contraintes physiques et la Figure 3- 17b la REM du modèle dynamique du détendeur au vu du résultat de la simulation qui fait de la pression et du débit massique des grandeurs d'état ; la Figure 3- 17c est un modèle statique du détendeur obtenu en négligeant les transitoires rapides de la réponse (pression/débit) du détendeur par rapport à la dynamique lente du couple PEMFC/Electrolyseur PEM auxquels son fonctionnement est subordonné.

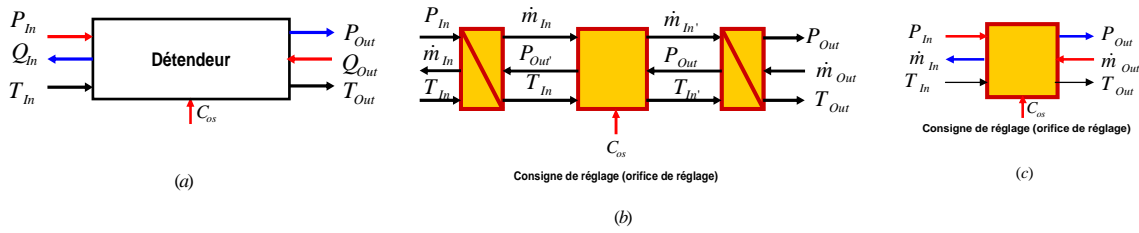


Figure 3- 17 : Modélisation détendeur : (a) Contraintes physiques et paramètres pneumatiques ; (b) REM du modèle dynamique d'un détendeur ; (c) REM du modèle statique d'un détendeur

T_{In} Température en entrée du détendeur
 T_{Out} Température en sortie du détendeur

En fait, selon le modèle de la stabilité de la réponse du détendeur, à toute pression en amont (dans une plage de pression caractérisant chaque détendeur) correspond une réponse en pression stabilisée en aval. Cette réponse en pression peut être assimilée à une réponse moyenne du premier ordre selon l'équation :

$$P_{Out} = \frac{1}{C_{dh}} \int \Delta \dot{V} dt \quad \text{III - 44}$$

C_{dh} Capacité hydraulique de l'enceinte du détendeur

La rapidité du transitoire (annexe A.III.1 figure AIII-8 et AIII-9) peut permettre de déduire de l'équation III-44 une expression statique par rapport à la dynamique lente de la PEMFC :

$$P_{Out} = \frac{f(C_{os})}{C_{dh}} = k(C_{os}) = cste \quad \text{III - 45}$$

C_{os} Consigne réglant l'orifice de réglage du détendeur

Si nous désignons par P_{ref} la pression de sortie du détendeur pour laquelle nous imposons une consigne C_{os} on peut déduire le fonctionnement statique de la commande du détendeur selon le schéma ci-dessous (Figure 3- 18).

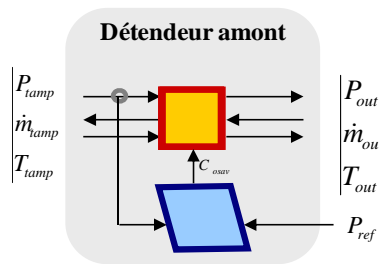


Figure 3- 18 : Commande statique du détendeur

Il découle de ce qui précède que la commande du détendeur résulte en ceci :

$$P_{Out} = P_{ref} = P_{In} \cdot C_{os} \quad \text{III - 46}$$

$$\text{Avec } C_{os} = \frac{P_{ref}}{P_{In}} \quad \text{et} \quad \begin{cases} P_{tamp} = P_{in} \\ \dot{m}_{tamp} = \dot{m}_{in} \\ T_{tamp} = T_{in} \end{cases}$$

Pour relier la température d'entrée et la température de sortie du détendeur, il est considéré une transformation polytropique eu égard au coefficient de détente [Zafer08].

$$\frac{T_{Out}}{T_{In}} = \left(\frac{P_{Out}}{P_{In}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad \text{III - 47}$$

k Coefficient de détente polytropique

3.3.1.3 Moto compresseur

3.3.1.3.1 Généralité sur la compression

Si P_I est la pression à l'entrée du compresseur et P_F la pression maximale dans le réservoir de stockage, δ sera le taux de compression utile.

$$P_F = \delta \cdot P_I \quad \text{III - 48}$$

Si le facteur de compression est supérieur à celui d'un seul compresseur, on peut avoir recours à une compression multi-étages dans laquelle δ_i étant le facteur de compression d'un étage (généralement constant à chaque étage), on a [Lall03]:

$$P_F = \delta_i^n P_I \quad \text{III - 49}$$

Avec $\delta_i = \delta^{\frac{1}{n}}$ où n est le nombre d'étages.

La transformation dans les compresseurs étant considérée comme polytropique, à chaque étage i , la température et le débit volumique (ou massique) à l'aspiration (indice1) et au refoulement (indice 2) s'expriment selon les relations polytropiques ci-dessous :

$$\frac{\dot{V}_{2i}}{\dot{V}_{1i}} = \left(\frac{P_{1i}}{P_{2i}} \right)^{\frac{1}{k}} \quad \text{III - 50}$$

$$\frac{T_{2i}}{T_{1i}} = \left(\frac{P_{2i}}{P_{1i}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad \text{III - 51}$$

Le travail technique ou travail de transvasement qui représente l'énergie mécanique échangée entre le fluide et les éléments mobiles de la machine au cours de son passage de l'amont vers l'aval de l'étage i est [Lall03]:

$$w_{ii} = \frac{1}{\eta_p} \frac{k}{k-1} r T_1 \left\{ \left[\frac{P_{2i}}{P_{1i}} \right]^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right\} \quad \text{III - 52}$$

Le travail technique total, considérant l'ensemble des étages est :

$$w_t = \sum_i w_{ii} = \frac{n}{\eta_p} \frac{\gamma}{\gamma-1} r T_1 \left[\delta^{\frac{k-1}{kn}} - 1 \right] \quad \text{III - 53}$$

γ Le coefficient de compression isentropique,

η_p Le rendement polytropique,

$r = R/M$ (R constante universelle des gaz parfait, M masse molaire du gaz).

Compte tenu du compromis de choix du réservoir de stockage suite à l'analyse technico énergétique faite au premier chapitre, le taux de compression peut être assuré par un

compresseur mono étage. Le modèle du groupe moto compresseur avec $n = 1$ sera donc considéré dans cette thèse.

3.3.1.3.2 REM moto compresseur avec compression mono étage [Sola10]

La REM du groupe moto compresseur avait déjà été développée dans [Boul08a] [Boul10b] en considérant le moteur à courant continu comme moteur électrique. Cependant pour des raisons de sécurité, les étincelles doivent être évitées dans un compresseur d'hydrogène ; de ce fait une machine synchrone à aimant permanent est plus indiquée pour modéliser le groupe moto compresseur. Dans [Sema03] la REM d'une machine synchrone a été présentée. Le modèle REM, la structure maximale et pratique de commande de la machine synchrone à aimants permanents que nous utilisons ici a été développée au sein de l'équipe "systèmes hybrides et PAC" de FEMTO-ST et présentée dans [Sola10]. Les équations constitutives de la machine synchrone à aimants permanents telles que utilisées dans [Sola10] sont présentées dans [Bous05a].

A la différence de [Sola10], le domaine thermique est pris en compte dans cette étude. Pour la fonction de compression dans le compresseur, un processus isentropique est considéré conduisant aux équations III-56 à III-58 [Boul08a] [Boul10b][Lall03][Meri99].

$$T_{out} = T_{in} \cdot \left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad \text{III - 54}$$

$$T_{comp} = \frac{P_{Mec}}{\Omega} \quad \text{III - 55}$$

$$P_{Mec} = \frac{1}{\eta_{adi}\eta_{Mec}} \dot{m}_{in} \cdot c_p \cdot T_{in} \left(\left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \quad \text{III - 56}$$

P_{Mec} [W]	Puissance mécanique du compresseur
η_{adi}	Rendement adiabatique
η_{Mec}	Rendement mécanique
c_p [J · kg ⁻¹ · K ⁻¹]	Capacité thermique de l'hydrogène
γ	Coefficient de compression adiabatique
Ω [rad · s ⁻¹]	Vitesse de l'arbre du moteur
$\dot{m}_{in} = \dot{m}_{out}$	Débit massique qui traverse le compresseur

La REM et la SMC du groupe moto compresseur sont présentés sur la Figure 3- 19.

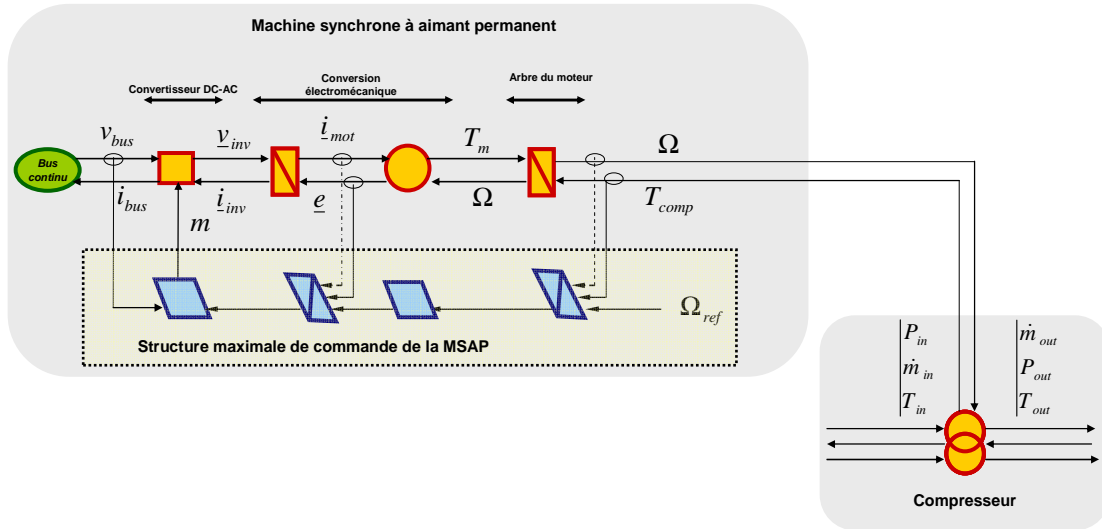


Figure 3- 19 : Groupe moto compresseur

3.3.1.4 Echangeur de chaleur

Une compression multi-étage implique pour des raisons mécaniques le refroidissement du gaz comprimé entre chaque étage. Il est souvent conseillé pour une bonne régulation du refroidissement d'utiliser un refroidissement externe [Meri99][Lall03].

Pour le refroidissement, il est généralement utilisé un échangeur contre-courant. On a $q_t = q_m \cdot c_p$ qui est le débit thermique unitaire avec q_m le débit massique. q_{tc} et q_{tf} sont respectivement les débits thermiques unitaires du fluide chaud et du fluide froid de sorte que :

$$q_{tc} = q_{mc} \cdot c_p \quad \text{III - 57}$$

$$q_{tf} = q_{mf} \cdot c_p \quad \text{III - 58}$$

Pour chaque étage, il est réalisé un refroidissement fractionné (externe) à circuit parallèle. La puissance thermique (flux thermique) maximum transférée étant :

$$\phi_{\max} = \min(q_{tc}; q_{tf}) \cdot (T_{c,e} - T_{f,e}) \quad \text{III - 59}$$

Le flux thermique réel échangé est :

$$\phi = E \cdot \phi_{\max} \quad \text{III - 60}$$

Où E est l'efficacité thermique qui est liée au nombre d'unité de transfert (NUT) et au rapport de déséquilibre R par [Bont94]:

$$E = \frac{1 - \exp[-(1-R) \cdot NUT]}{1 - R \cdot \exp[-(1-R) \cdot NUT]} \quad \text{III - 61}$$

Avec
$$R = \frac{\min(q_{tc}; q_{tf})}{\max(q_{tc}; q_{tf})}$$

Le coefficient NUT est tel que [Bont94]:

$$NUT = \frac{k\Sigma}{\min(q_{tc}; q_{tf})} = \frac{K}{\min(q_{tc}; q_{tf})} \quad \text{III - 62}$$

Où Σ est la surface d'échange entre le fluide chaud et le fluide froid.

Ainsi, la température de sortie T_{CS} du fluide chaud et la température de sortie du fluide froid T_{FS} sont exprimées ci-dessous :

$$T_{CS} = T_{CE} - \frac{\phi}{q_{tc}} \quad \text{III - 63}$$

$$T_{FS} = T_{FE} + \frac{\phi}{q_{ff}} \quad \text{III - 64}$$

Où T_{CE} et T_{FE} sont respectivement les températures des fluides chaud et froid en entrée de l'échangeur. La REM de l'échangeur est donnée sur la Figure 3- 20.

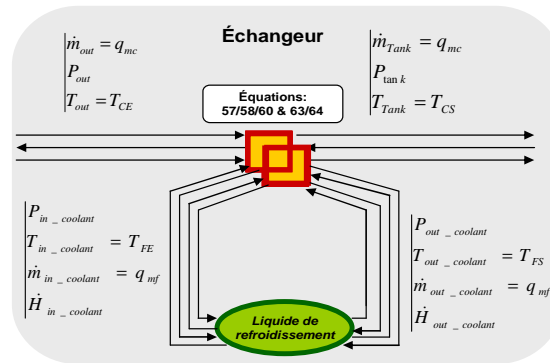


Figure 3- 20 : Echangeur de chaleur

3.3.1.5 Réservoir de stockage de dihydrogène

Le principe de ce réservoir est le même que celui du réservoir tampon. Nous réécrivons les formules correspondantes en adaptant les indices pour faire référence au réservoir de stockage d'hydrogène.

Le débit massique d'hydrogène stocké \dot{m}_{res} est obtenu en soustrayant le débit en entré \dot{m}_{in_sto} du réservoir et celui (\dot{m}_{out_sto}) qui en sort. Il en découle que :

$$\dot{m}_{res}(\tau) = \dot{m}_{in_sto}(\tau) - \dot{m}_{out_sto}(\tau) \quad \text{III - 65}$$

La masse d'hydrogène dans le réservoir sera :

$$m_{res}(t_0 + \Delta t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} \dot{m}_{res}(\tau) d\tau + m_{res}(t_0) \quad \text{III - 66}$$

La pression dans le réservoir d'hydrogène est obtenue par l'équation d'état des gaz parfaits :

$$P_{res} = \frac{RT_{res}}{V_{res}} m_{res} \quad \text{III - 67}$$

La REM correspondante est donnée sur la Figure 3- 21.

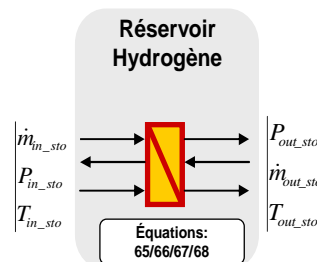


Figure 3- 21 : REM du réservoir d'hydrogène

Pareillement à l'évaluation de la température dans le réservoir tampon, celle du réservoir d'hydrogène sera :

$$T_{outsto} = T_{stoinitial} \cdot \exp \left[\int \frac{1}{C_{V-H_2}} \left[\sum (\Delta S_{qin} - \Delta S_{qout}) \right] \cdot dt \right] \quad \text{III - 68}$$

$T_{stoinitial}$	Température initiale du réservoir tampon
$C_{V-H_2}(T_{tamp})$	Capacité thermique de l'hydrogène à volume constant
$\Delta S_{qin} = \frac{\dot{Q}_{in}}{T_{out_sto}}$	Flux d'entropie lié au gaz entrant
$\Delta S_{qout} = \frac{\dot{Q}_{out}}{T_{out_sto}}$	Flux d'entropie lié au gaz sortant
$\dot{Q}_{in} = \dot{m}_{in_sto} C_{V-H_2} \Delta T$	Flux thermique
$\dot{Q}_{out} = \dot{m}_{out_sto} C_{V-H_2} \Delta T$	Flux thermique

3.3.1.6 Détendeur aval

Similairement au détendeur amont, celui-ci fonctionne à une référence en pression correspondant à la pression de fonctionnement de la pile.

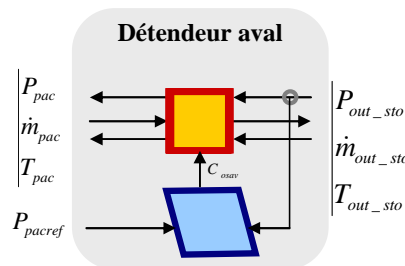


Figure 3- 22 : détendeur en sortir du réservoir de stockage

3.3.1.7 REM du système de stockage d'hydrogène

En associant les différents pictogrammes décrits ci-dessus, on obtient le modèle REM du système de stockage selon la Figure 3- 23.

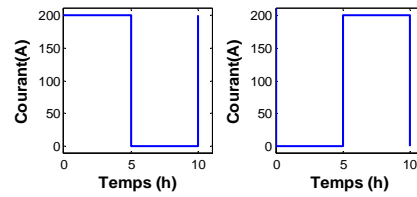


Figure 3- 24 : Production (pendant 5h) et consommation (pendant 5h) d’hydrogène au point de fonctionnement 200A

Le groupe moto compresseur fonctionne en suivant une référence en vitesse de rotation imposée par la stratégie (avec $w_m=1750\text{tr/min}$) en fonction de la pression dans le réservoir tampon selon l’équation III-71. Le compresseur s’arrête avec une référence en vitesse de 0 tr/min lorsque la pression dans le réservoir tampon atteint 1 bar (Figure 3- 25).

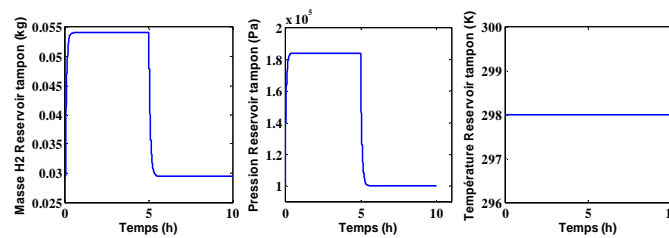


Figure 3- 25 : Masse d’hydrogène, pression et température dans le réservoir tampon

Comme déjà indiqué, le détendeur permet d’avoir à sa sortie (en entrée du compresseur) une pression de 1 bar insensible à la variation de la pression à son entrée. L’évolution de la température à la traversée du détendeur est également indiquée sur la Figure 3- 26.

La Figure 3- 27 indique la masse, la pression et la température dans le réservoir d’hydrogène ; quant à la Figure 3- 28, celle-ci montre l’évolution de la température et de la pression à la traversée du détendeur aval.

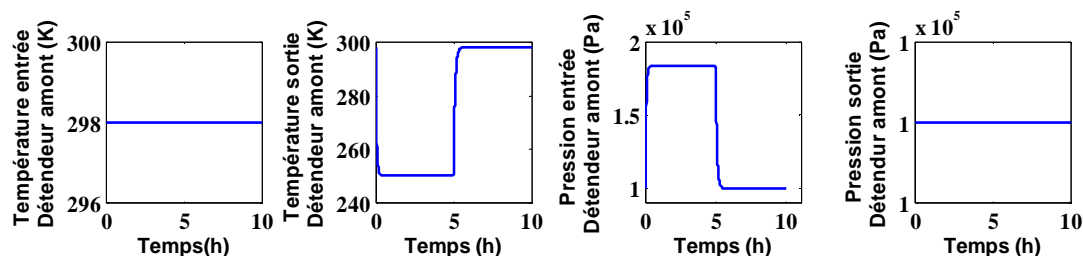


Figure 3- 26 : Pressions et températures à la traversée du détendeur amont

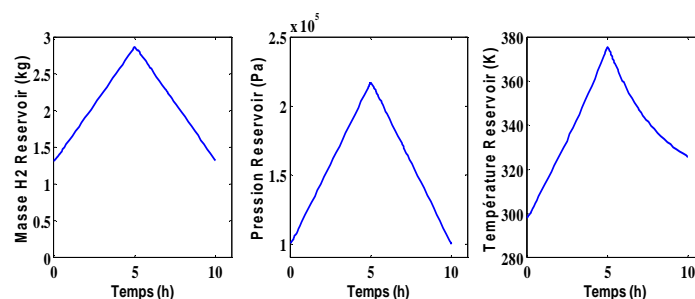


Figure 3- 27: Masse d’hydrogène, pression et température dans le réservoir d’hydrogène

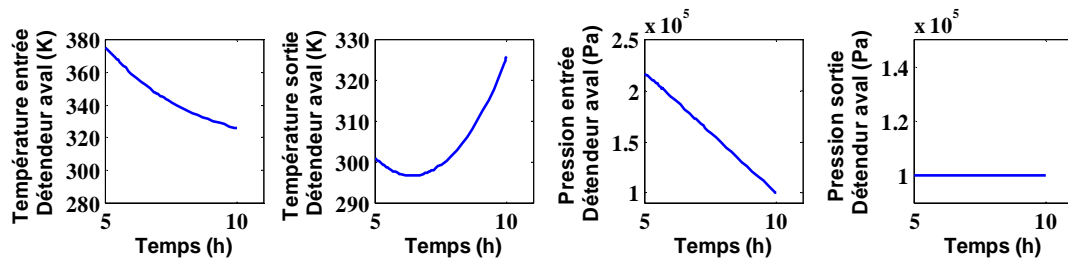


Figure 3- 28 : Pressions et températures à la traversée du détendeur aval

3.3.2 Stockage sous forme électrique: batterie et super capacités

Les batteries et les supercondensateurs ont des dynamiques différentes. La batterie a une dynamique moyenne (une charge/décharge en courant ou tension quasi-constant recommandé) alors que les super capacités possèdent une dynamique rapide. Nous rappelons les modèles déjà élaborés au sein de l'équipe et pour lesquels nous faisons usage de l'effet d'échelle pour les ajuster à notre application.

3.3.2.1 Les batteries [Cera00][El-K06][Sola09][Agbl11c]

Il existe de nombreux types de batteries dont les principaux sont les batteries Nickel Cadmium (Ni-Cd), Nickel Hydrure Métallique (Ni-MH), Lithium Ion et les batteries au Plomb. Plusieurs modèles de batteries existent ; [El-K06] en fait l'inventaire. Il sera ici utilisé le modèle de [Cera00] intégré en modèle REM pour application mobile dans [Sola09]. Pour des raisons de coût relativement bas en comparaison aux batteries lithium ion, le meilleur compromis efficacité/coût fait des batteries au plomb les plus utilisés dans les applications stationnaires. Le schéma électrique équivalent et la REM correspondante sont respectivement donnés sur les Figure 3- 29 ([Cera00][El-K06][Sola09]) et Figure 3- 30 ([Sola09][Agbl11c]).

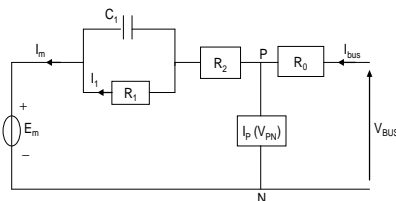


Figure 3- 29 : circuit électrique équivalent de la batterie plomb acide

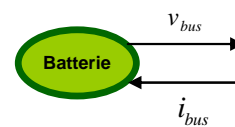


Figure 3- 30 : REM de la batterie comme source d'énergie électrique

L'effet d'échelle du modèle qui permet de l'ajuster à toute gamme de puissance selon l'application envisagée est mis en exergue sur les figures suivantes. La Figure 3- 31 montre l'évolution temporelle de la tension et de la puissance lors d'une décharge pour une cellule de 100Ah fonctionnant à 10A. Tandis que la Figure 3- 32 rend compte des mêmes paramètres pour six cellules en série et dix cellules en parallèles.

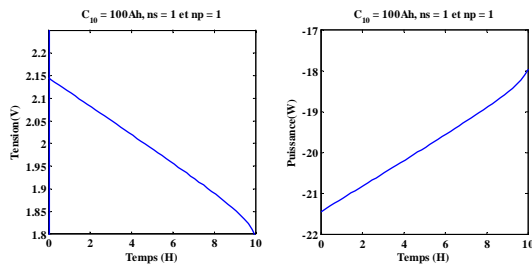


Figure 3- 31 : Evolution de la tension et de la puissance extraite lors d'une décharge d'une cellule de batterie de capacité 100 Ah à 10A

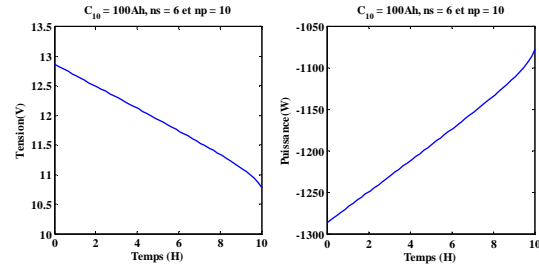


Figure 3- 32 : Evolution de la tension et de la puissance extraite lors d'une décharge d'une batterie de 60 cellules de capacité 100 Ah chacune à 10A

Ce modèle dit du 3^{ème} ordre (courant, charge et température comme variables d'état) permet d'estimer l'état de charge de la batterie afin de pouvoir, dans une optique de gestion d'énergie, définir son mode de fonctionnement (charge ou décharge).

3.3.2.2 Les supercondensateurs (SC)

Les supercondensateurs tout comme les condensateurs classiques sont des éléments de stockage statique d'électricité par accumulation de charges sur leurs armatures lorsqu'on leur applique une différence de potentiel. Toutefois, leur fonctionnement est beaucoup plus complexe que celui des condensateurs classiques. Leur approche de description part de la théorie de la couche double électrique élaborée progressivement par Helmholtz, Gouy et Chapman puis Stern [Belh01].

3.3.2.2.1 : Généralités et REM

Les supercondensateurs sont des éléments de stockage à énergie spécifique élevée en comparaison des condensateurs classiques. Ils constituent une charnière entre les condensateurs classiques et les batteries parce qu'ils disposent d'une capacité de stockage d'énergie spécifique améliorée par rapport aux condensateurs et d'une puissance spécifique supérieure à celle des batteries comme l'indique le plan de Ragone [Gual04] de la Figure 3-33.

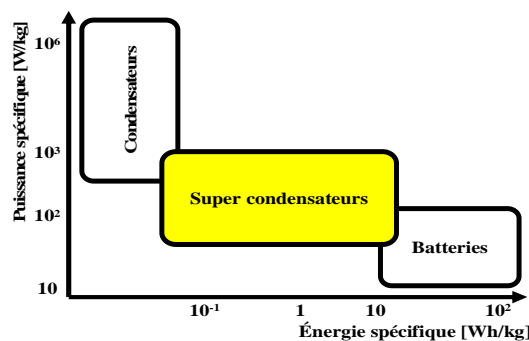


Figure 3- 33 : diagramme de Ragone [Gual04]

Compte tenu des propriétés physiques complexes des super condensateurs, une mise en équation analytique de leur fonctionnement est quasi-impossible [Gual04] ; toutefois, une approche de modélisation par circuit électrique décrit le fonctionnement électrique des supercondensateurs de façon satisfaisante.

Plusieurs modèles électriques existent. Ils partent de modèles simples RC (résistance capacité) faisant référence à une capacité double couche simplifiée où R représente la résistance des particules de charbon actifs et C la fonction capacitive de l'élément [Zubi00]. Une description

physique microscopique permet de subdiviser le milieu poreux (électrode/électrolyte) en multi zones successives, ce qui aboutit à un modélisation type ligne de transmission avec un nombre élevé de circuit RC parallèle [Zubi00][Belh01].

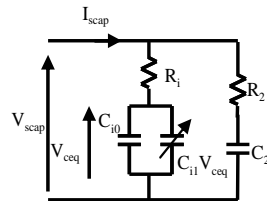


Figure 3- 34 : Modèle électrique de Zubieta à deux branches [Sola09]

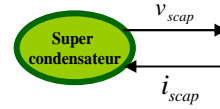


Figure 3- 35 : REM Supercondensateur

Compte tenu de la complexité du calcul des différents paramètres du modèle électrique type ligne de transmission, Zubieta et al ont développé un modèle à trois branches résumant le comportement physique des supercondensateurs [Zubi00]. Les trois branches de ce modèle décrivent respectivement le fonctionnement de la capacité de couche double électrique pour des temps de réponse se situant dans une plage de secondes (branche rapide R_1 , C_{i0} , et C_{i1} sur la

Figure 3- 34), de minutes (R_2 et C_2) puis la dernière branche est relative à un temps de réponse en charge/décharge pour une plage supérieure à 10min. Une résistance de fuite est également incluse (elle est en parallèle avec les trois branches RC). En négligeant la résistance de fuite, puis en combinant la deuxième et la troisième branche en une seule branche (R_2 et C_2) assignée à couvrir un temps de réponse dans la gamme des minutes (0-60min), on aboutit au modèle de Zubieta à deux branches de la Figure 3- 34 [Belh01][Gual04][Sola09]. C'est ce modèle que nous utiliserons ici ; la REM résultante est représentée sur la Figure 3- 35.

3.3.2.2.2 : Effet d'échelle

Un élément de supercondensateur ayant une tension de l'ordre de 2.5V, une connexion série parallèle est nécessaire pour aboutir à des packs de supercondensateurs en vue d'une application puissance.

Les paramètres électriques donnés par les constructeurs de supercondensateurs sont :

C_{sc}	Capacité [F]
$ESR = R_{sc}$	Résistance [Ω]
V_{sc}	Tension [V]

Les paramètres ci-dessus sous-tendent que l'élément de supercondensateur est vu comme un simple circuit $R_{sc}C_{sc}$. Un module (n_s SC en série n_p SC en parallèle) de supercondensateurs est dimensionné selon un cahier de charges établi. Connaissant donc les paramètres suivants [Gual07][Devi11]:

- L'énergie maximale à transférer [Ws]
- La puissance maximale du pack de supercondensateurs [W]
- La tension nominale du bus V_n [V]
- La profondeur de décharge (généralement $0,5V_{sc}$)

Il est possible de déduire les caractéristiques du module comme un supercondensateur équivalent tel que [Gual07][Devi11]:

$$C_{msc} = \frac{n_p}{n_s} C_{sc} \quad \text{Capacité du module [F]}$$

$$R_{msc} = \frac{n_s}{n_p} R_{sc} \quad \text{Résistance du module } [\Omega]$$

$$V_{msc} = n_s V_{sc} \quad \text{Tension module [V]}$$

$$I_{msc} = n_p I_{sc} \quad \text{Courant nominal module [A]}$$

$$n_{msc} = n_{ssc} \cdot n_{psc} \quad \text{Nombres de sc du module}$$

Au lieu d'utiliser le modèle équivalent $R_{msc}C_{msc}$, dans le souci de prendre en compte les phénomènes physiques à l'interface des matériaux du supercondensateur, il est possible d'utiliser le modèle de Zubieta à deux branches (Figure 3- 34).

Les paramètres du modèle de Zubieta sont déterminés grâce à des données expérimentales dudit module à caractériser. Une vérification de la concordance avec le module consiste à satisfaire la relation suivante [Zubi00]:

$$C_{msc} = C_{i0} + C_{i1} V_{msc} \quad \text{III - 70}$$

Notre application n'étant pas basée sur un pack de supercondensateur spécifique, dans notre démarche de modélisation générique, nous devons tout de même déterminer C_{i0} et C_{i1} . Pour ce faire, nous partirons d'un constat selon lequel la caractérisation expérimentale du modèle de Zubieta faite au sein de l'équipe "systèmes hybrides et PAC" de FEMTO-ST, notamment dans [Sola09], [Bien09] et [Devi11], nous donne une relation globale telle que :

$$C_{i0} \in [0.5C_{msc}, 0.6C_{msc}] \quad \text{III - 71}$$

Nous poserons donc que $C_{i0}=0.6C_{msc}$ puis grâce à la relation III-70, nous déduirons C_{i1} . R_i est souvent quasiment égale à R_{msc} [Belh01].

La détermination de R_2C_2 sera imposée par la spécificité de la mission du pack de supercondensateur. En effet les supercondensateurs pourront être dimensionnés soit dans l'objectif qu'ils assurent sur une période donnée plusieurs transitoires pour satisfaire les différentes contraintes de la charge avant d'être rechargés en fin de période ou qu'ils sont rechargés après chaque transitoire assuré le long de la période de fonctionnement. La constante de temps $\tau_2=R_2C_2$ sera déterminée en fonction de cette contrainte et les valeurs de R_2 et C_2 seront subséquemment déduites.

La section suivante illustre la démarche présentée ici. Elle nous permet, à partir des caractéristiques d'une cellule de SC, de modéliser un pack selon un cahier des charges donné.

3.3.2.2.3 : Simulations

Nous partons d'un élément de supercondensateur de capacité 650F, de résistance $8.10^{-4} \Omega$ et de tension maximale de 2,84V. Pour une application de 12,5kW et de 33kWs avec une tension de bus de 24V nous aurons un pack de huit (8) éléments en série et 2 éléments en parallèle. Le modèle RC équivalent aura les caractéristiques suivantes : 162F / 22.8V/ $3,2.10^{-3} \Omega$.

En considérant le pack chargé initialement puis en appliquant différents courants de décharge on obtient les courbes de la Figure 3- 36. La tension à vide sur une heure est donnée sur le troisième graphique de la Figure 3- 36.

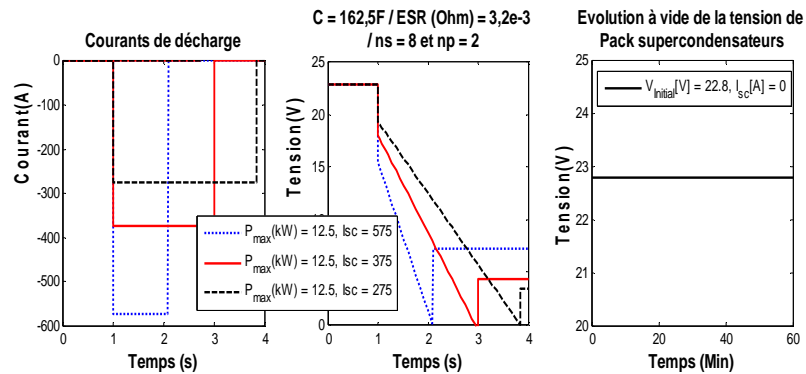


Figure 3- 36 : Décharge à différents courants d'un simple modèle RC ($n_s=8$ et $n_p=2$)

En partant du même élément de supercapacité, la Figure 3- 37 rend compte du même type de décharge pour huit (8) éléments en série destinés à une application de 6kW / 33kWs.

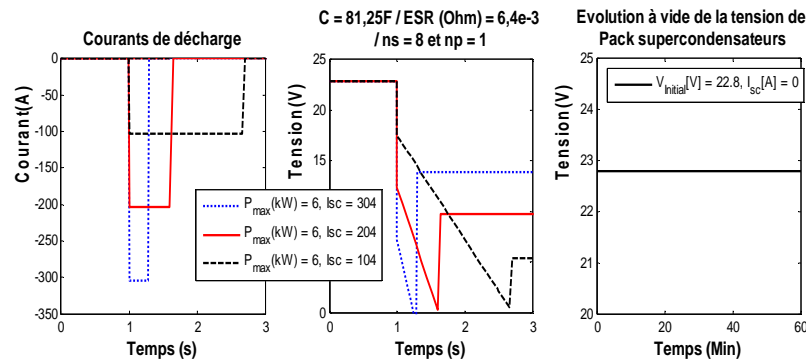


Figure 3- 37 : Décharge à différents courants d'un simple modèle RC ($n_s=8$ et $n_p=1$)

La première application est considérée en utilisant un modèle à deux branches de Zubieta (Figure 3- 38). Les décharges sont faites en respectant la plage de fonctionnement du pack de supercondensateur [11,4 V; 22,8V]. La tension à vide ($I_{msc}=0A$) n'est alors plus constante comme dans le cas du modèle simple $R_{msc}C_{msc}$.

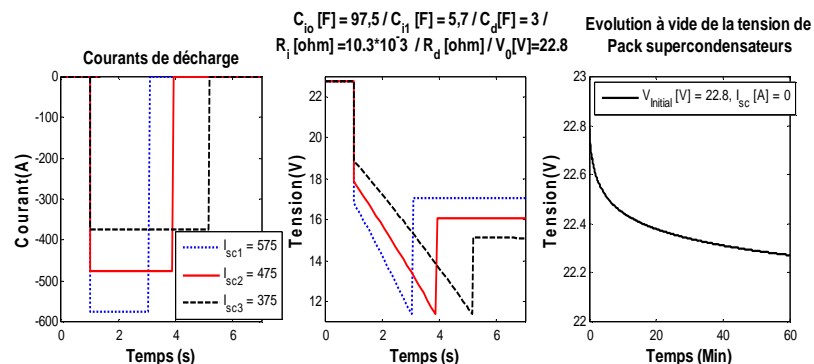
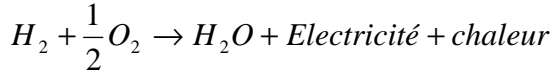


Figure 3- 38 : Décharge à différents courants (modèle Zubieta)

3.4 La PEMFC

La pile à combustible utilise l'hydrogène comme combustible à son anode et l'oxygène comme comburant à sa cathode afin de produire de l'énergie électrique mais aussi thermique de par le caractère exothermique de la réaction globale de l'équation III-74. La PEMFC est classée dans la catégorie des sources dites propres car eu égard à la réaction III-74 le produit chimique de la réaction est de l'eau pure.



III - 72

3.4.1 Modèle REM de la PEMFC [Hiss08]

Un modèle REM de la PEMFC a été développé par [Hiss08]. Depuis il est utilisé pour des applications dans le domaine du véhicule hybride intégrant une PEMFC [Boul08a] [Sola09] mais peut également être intégré à tout autre type d'application notamment stationnaire [Agbl11c]. La Figure 3- 39 présente le modèle REM de la PEMFC [Hiss08].

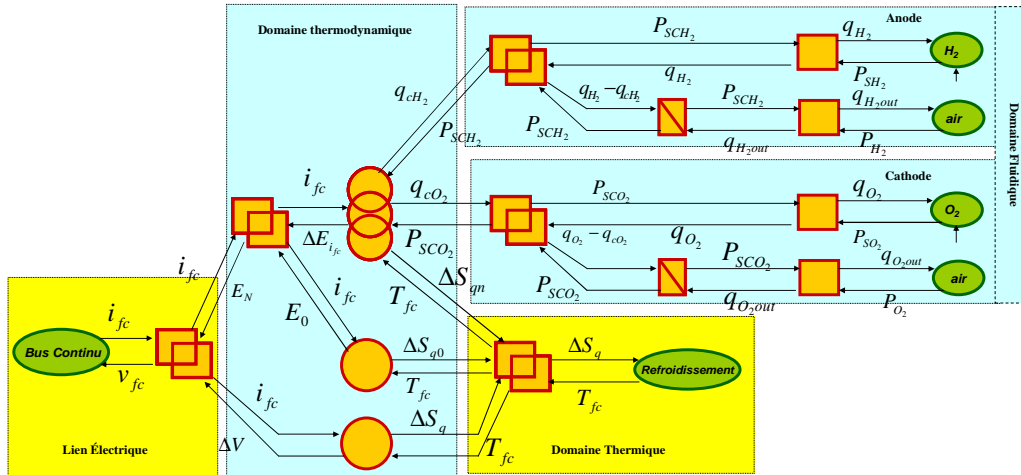


Figure 3- 39 : REM de la PEMFC

Le modèle REM de [Zhou09a] est une forme simplifiée de celui de [Hiss08]. Il peut y (Figure 3- 39) être identifié les différents domaines physiques interagissant. Tout d'abord, le domaine fluidique modélisé par les circuits anodique et cathodique d'amenée et d'évacuation de réactifs et de produits/effluents des demi-réactions aux électrodes. Ensuite le couplage du domaine thermodynamique et du domaine thermique débouche sur le domaine électrique.

3.4.2 Effet d'échelle

Nous rappelons qu'à partir d'une cellule PEMFC, il est possible selon la puissance envisagée d'obtenir le stack correspondant. Si i_{cellfc} est le courant nominal de la cellule PEMFC, cette valeur est liée à la surface s_{cellfc} de la cellule par :

$$i_{cellfc} [A] = s_{cellfc} \cdot j_{cellfc} \quad \text{III - 73}$$

j_{cellfc} densité de courant de la cellule PEMFC [$A m^{-2}$]

Il est alors connecté un certain nombre N_{fc} de cellules en série pour atteindre la tension v_{fc} du stack pour laquelle on aura la puissance P_{pemfc} désirée:

$$P_{pemfc} [W] = v_{fc} \cdot i_{cellfc} \quad \text{III - 74}$$

Sachant que plus la surface de la cellule est élevée plus le courant débité par la pile l'est également, pour une valeur nominale I_{nfc} du système pile à combustible pour laquelle la surface cellule serait importante (estimation subjective), on pourrait mettre des stack en parallèle pour atteindre le courant nominal (I_{nfc}) souhaité de sorte à raisonnablement réduire la surface cellule ; on aurait alors pour chaque stack :

$$I_{nfc} = N_{sfc} \cdot i_{cellfc} \quad \text{III - 75}$$

3.4.3 Simulation modèle PEMFC

Pour rendre compte de la notion d'effet d'échelle, nous avons simulé le modèle PEMFC pour une cellule de $50 \text{ cm}^2 / 0-0.8 \text{ Acm}^{-2}$. Nous proposons trois courbes de polarisation correspondant respectivement à une cellule, puis à un stack de cinquante (50) cellules montées en série et enfin deux (2) stack de 50 cellules en série chacun.

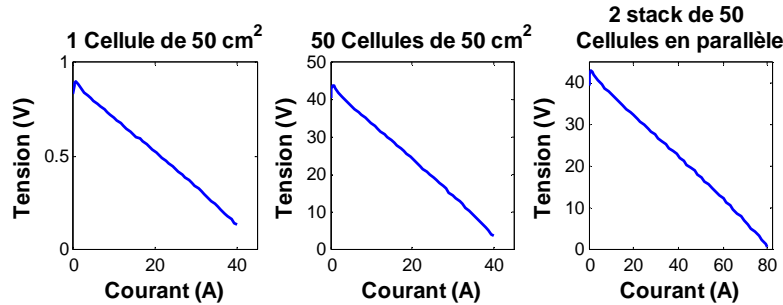


Figure 3- 40 : Courbes de polarisation ; (a) 1 cellule de 50 cm^2 ; (b) un stack 50 cellules en série de 50 cm^2 chacune ; (c) deux stack en parallèle de 50 cellules chacun

Il est alors possible d'ajuster le modèle à toute gamme de puissance selon l'application envisagée.

3.5 Système global

En considérant tous les modèles REM des dispositifs énergétiques (sources d'énergie, accumulateur d'énergie électrique et chimique, les charges continues et alternatives), nous pouvons déduire la REM du système à l'étude. Les différents modèles précédemment étudiés sont représentés sur le schéma REM synoptique du système (Figure 3- 41). Le modèle du système photovoltaïque est présenté comme un sous-système (PV). La source réversible H_2 est une représentation vectorielle qui regroupe la chaîne de stockage d'hydrogène (via l'électrolyseur) et la chaîne de déstockage (via la PEMFC). La Figure 3- 41 est la transcription REM du schéma électrique du système stationnaire donné sur la Figure 3- 1.

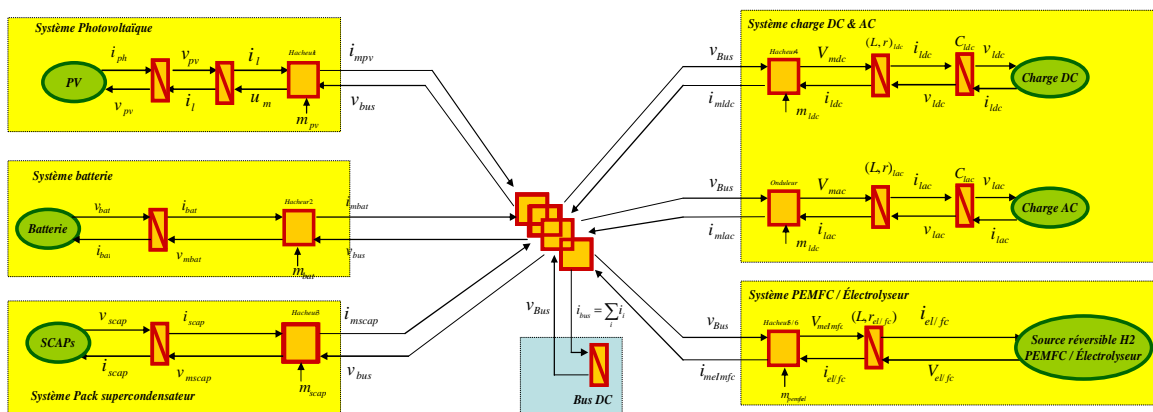


Figure 3- 41 : Synoptique de la REM du système global

La source réversible de stockage déstockage englobe le dispositif de la chaîne de stockage d'hydrogène de la Figure 3- 23.

En explicitant les éléments du schéma synoptique (Figure 3- 41), on obtient le schéma complet du système stationnaire de la Figure 3- 42.

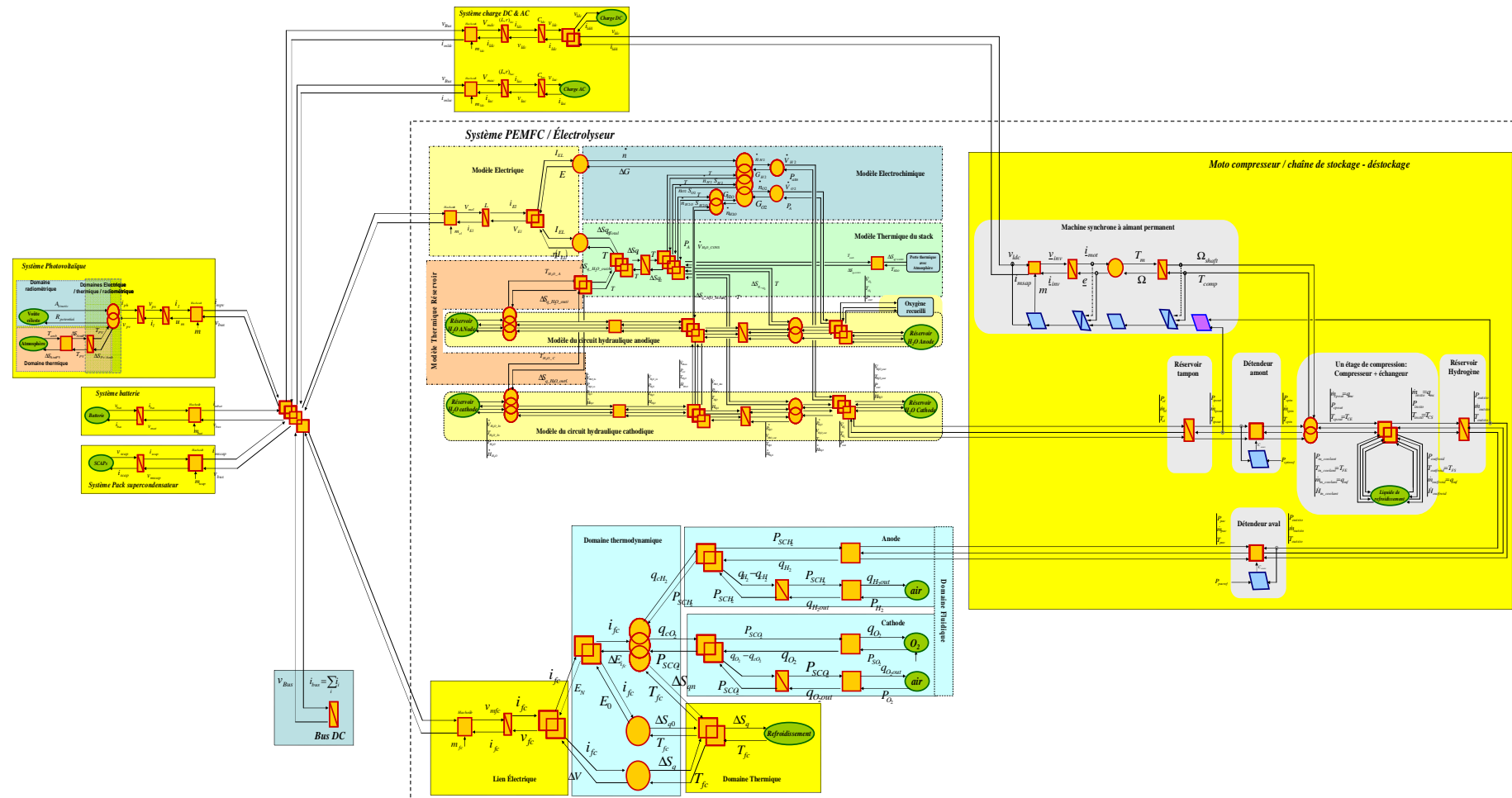


Figure 3- 42 : REM du système stationnaire

3.6 Conclusion

Le but poursuivi dans ce chapitre est mené à bien et la Représentation Energétique Macroscopique de notre application stationnaire est déduite. Faisant usage de la modularité du formalisme REM une description de chaque élément du dispositif énergétique a été modélisée avant de reconstituer le système global. Le respect a priori de la causalité physique évite un conflit de causalité lors de l'assemblage de la REM du système. Aussi l'effet d'échelle a été mis en relief lors de la modélisation des dispositifs doté de ce principe ; il sera alors possible de l'appliquer à tout système stationnaire d'exploitation d'énergie électrique.

Dans le dernier chapitre, une application sur un profil de charge domestique est faite. Considérant un profil de charge fictif, le système global sera dimensionné et simulé grâce à une stratégie de gestion d'énergie appropriée.

Chapitre IV

Dimensionnement et gestion énergétiques du système stationnaire

4.1 Introduction

Ce chapitre aura pour enjeu de faire une application complète du dispositif stationnaire décrit jusque là. Partant du besoin énergétique à satisfaire, nous ferons le dimensionnement des différentes entités énergétiques du système. Par la suite, la gestion énergétique de l'ensemble du système sera développée.

Le dimensionnement tiendra compte des propriétés physiques des éléments du système à savoir le domaine fréquentiel rendant compte de la dynamique admise aux bornes des différentes composantes énergétiques du système : dynamique très rapide pour la source photovoltaïque, dynamique rapide pour les supercondensateurs, dynamique moyenne pour les batteries et dynamique lente pour la technologie PEM (PEMFC/Electrolyseur PEM).

Quant à la gestion d'énergie, elle sera faite pour un fonctionnement autonome long terme du système. La gestion devra prendre en compte le contrôle de l'état de charge des dispositifs de stockage et superviser leur recharge le cas échéant. La complexité du système devra au besoin comme c'est le cas ici faire usage de méthode de gestion énergétique mixte : bilan de puissance et logique floue.

4.2 Enjeux énergétiques du système

Comme il a été déjà signifié, le souci majeur est de satisfaire un besoin énergétique de façon fiable et viable. Le dispositif devra d'une part, dans un souci de fiabilité, assurer une production énergétique permanente pouvant à la fois garantir la stabilité du bus continu et le besoin en puissance. D'autre part, pour des raisons de viabilité, il est impérieux de tenir compte de l'état de fonctionnement des composantes énergétiques du système de sorte à ne pas compromettre leurs durées de vie. Les éléments seront dimensionnés et utilisés eu égard à ces objectifs.

4.2.1 Dimensionnement énergétique du système

Le dimensionnement de toute application est fait en vue de satisfaire une mission spécifique. Dans le cadre de notre application stationnaire, c'est donc la mission qui guidera la taille des éléments du système. La mission fait référence au besoin énergétique à satisfaire et aux contraintes inhérentes (dynamique, périodicité,...).

Partant donc du besoin énergétique à satisfaire, le dimensionnement du système sera réalisé. Ce processus de dimensionnement est une approche déterministe qui ne sera ici pas sujet à une procédure d'optimisation.

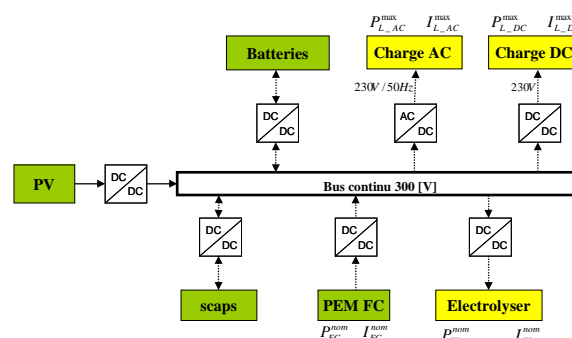


Figure 4 - 1 : les différents éléments énergétiques à dimensionner

En se référant à la charge globale à satisfaire (AC et DC), la taille (puissance nominale) de la PEMFC sera déduite. Partant du point de fonctionnement nominal de la pile, la taille de l'électrolyseur sera déterminée. Le dimensionnement des batteries et supercondensateurs est fait grâce au principe d'un filtrage fréquentiel. Ce principe a été utilisé dans [Akli08] pour le dimensionnement des sources dans le cadre d'une application ferroviaire dans laquelle le système hybride comporte un groupe diesel, un pack de batteries et un pack de supercondensateurs. En effet, grâce à une fréquence de filtrage bien déterminée, la partie haute fréquence de la mission est assignée au pack de supercapacités alors que la partie basse fréquence est partagée entre le groupe diesel et le pack de batteries. En supposant un fonctionnement en régime nominal du groupe diesel, on détermine la part de la mission assignée au pack de batterie d'où son dimensionnement. Nous utiliserons une démarche similaire ici.

Compte tenu du caractère fluctuant et intermittent de la source photovoltaïque, nous faisons ici une approche de dimensionnement "maximisé" qui aura par la suite besoin d'une procédure de dimensionnement "optimisée". L'objectif ici étant d'aboutir à un fonctionnement système avec une gestion énergétique adéquate. De plus, le dimensionnement est fait en considérant une application en zone intertropicale ce qui nous affranchi du dimensionnement saisonnier (été et hiver).

Les batteries seront dimensionnées de sorte à seules satisfaire la charge, une journée durant, dans le cas de figure de l'absence d'ensoleillement et de combustible. La PEMFC est aussi dimensionnée afin de pouvoir seule répondre aux sollicitations de la charge ; elle assurerait une partie de la mission en périodes improductives de la source PV. Pour un fonctionnement avec le pack batterie comme source principale, le pack de supercapacités aura pour mission d'assurer les transitoires alors que pour un fonctionnement soit de la PEMFC ou de l'électrolyseur PEM les packs batteries et supercapacités assureront ensemble les transitoires; les deux packs seront donc dimensionnées dans cette optique. Le champ PV sera dimensionné dans le but d'alimenter la charge et l'électrolyseur, de charger le pack de batterie et de supercondensateurs.

4.2.1.1 Le besoin énergétique à satisfaire

La Figure 4 - 2 montre le profil de la charge à alimenter sur une journée. Il s'agit d'une application domestique dont les éléments à alimenter ont été déterminés par [Stat00] en fonction d'hypothèses réalistes (*annexe IV*). On peut distinguer les profils respectifs des charges AC et DC.

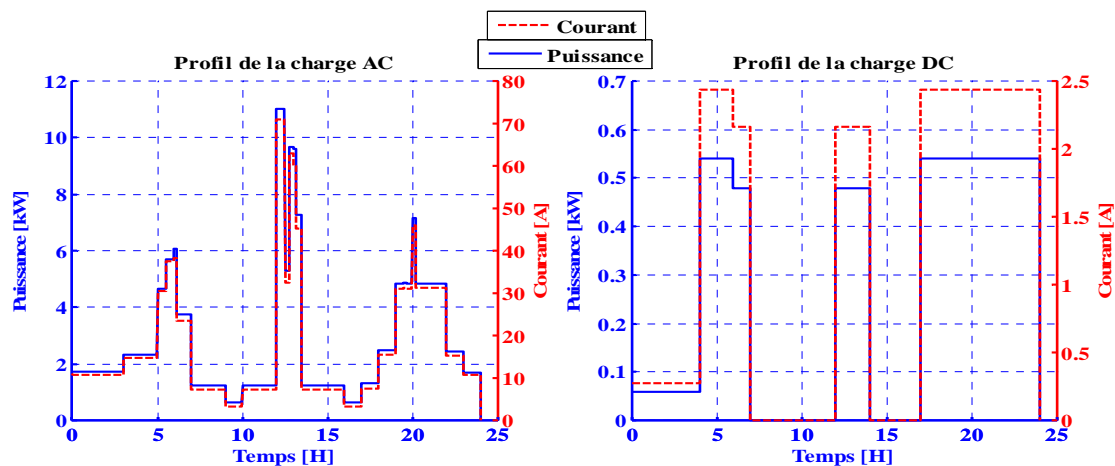


Figure 4 - 2 : Profils de charge continue (DC) et alternative (AC)

4.2.1.2 Dimensionnement de la PEMFC par rapport à la charge

La relation générique qui lie toutes les sources énergétiques avec les charges alimentées s'exprime comme ci-dessous [Darr10][Akli08]:

$$P_s = \sum_i \left(\frac{P_i}{\prod_j \eta_{CVS_j}} \right) \quad \text{IV - 1}$$

P_s Puissance source [W]

P_i Puissance de la charge i [W]

$\prod_j \eta_{CVS_j}$ Le produit des rendements de chaque convertisseur statique η_{CVS_j} qui se trouve entre la source s et la charge i

Pour des raisons de rendement la PEMFC et l'électrolyseur PEM ne devront pas fonctionner en même temps [Zhou09c].

Soit $P_{L_AC}^{\max}$ la puissance maximale qui peut être débitée dans la charge alternative et $P_{L_DC}^{\max}$ celle qui peut être débitée dans la charge continue. Si P_{fc} est la puissance fournie par la pile puis η_{DCDC} et η_{DCAC} les rendements respectifs des convertisseurs DC-DC et DC-AC, en faisant l'hypothèse que tous les convertisseurs de même type ont le même rendement, on peut établir les relations suivantes conformément à la Figure 4 - 1:

$$P_{fc} = \frac{P_{L_AC}^{\max}}{(\eta_{DCDC})^2} + \frac{P_{L_DC}^{\max}}{\eta_{DCDC} \cdot \eta_{DCAC}} \quad \text{IV - 2}$$

En faisant l'hypothèse de la puissance réactive entièrement compensée et en considérant la puissance maximale que peut débiter la charge, on aura :

$$V_{fc} = \frac{V_{nom}}{I_{fc}} \cdot \left(\frac{I_{L_DC}^{\max}}{(\eta_{DCDC})^2} + \frac{I_{L_AC}^{\max}}{\eta_{DCDC} \cdot \eta_{DCAC}} \right) \quad \text{IV - 3}$$

Avec $V_{nom} = 230V$

Dans une approche de dimensionnement en utilisant la relation IV-3 où on considère que :

$\eta_{DCAC}=0.85$ avec $I_{L_DC}^{\max} [A] = 2$

$\eta_{DCDC}=0.9$ avec $I_{L_AC}^{\max} [A] = 43$

On obtient la courbe dimensionnante de la Figure 4 - 3.

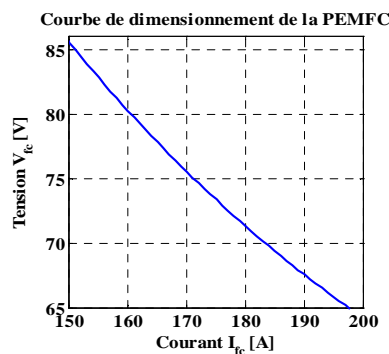


Figure 4 - 3 : Courbe dimensionnante de la PEMFC

Tout point de cette courbe représente un point de fonctionnement nominal de la source PEMFC dont le choix pourrait être fonction des spécificités du système électrique (survolteur, dévolteur, buck-boost, tension du bus,...) ou des gammes de stack à disposition du fournisseur (fabricant).

Quoiqu'il en soit, la courbe de fonctionnement nominale de la Figure 4 - 3 correspond à une puissance P_{fc} de :

$$P_{fc} = 13kW$$

Dans le souci de limiter à cent (100) le nombre maximum de cellules par stack tout en ayant une surface de cellule non excessive, nous choisirons le point de fonctionnement à 160A.

Du modèle de la PEMFC développé au chapitre précédent, nous déduisons pour notre application à 13kW les caractéristiques suivantes :

$$P_{fc} = 13kW \quad \text{avec} \quad N_{fc} = 2 * 90 \quad \text{et} \quad S_{cell}[cm^2] = 340$$

La Figure 4 - 4 présente la courbe de polarisation et la courbe de puissance de deux stacks PEMFC en série pour atteindre la puissance désirée, le nombre de cellules par stack étant fixé à 90. Le point fonctionnement nominal est (81V/160A). Point n'est forcément besoin d'utiliser plusieurs stacks pour atteindre cette puissance. Il est techniquement possible d'obtenir des puissances bien plus élevées. Nous ne ferons référence qu'au stack HELION PAC-H₂/Air de 50kW/800cm².

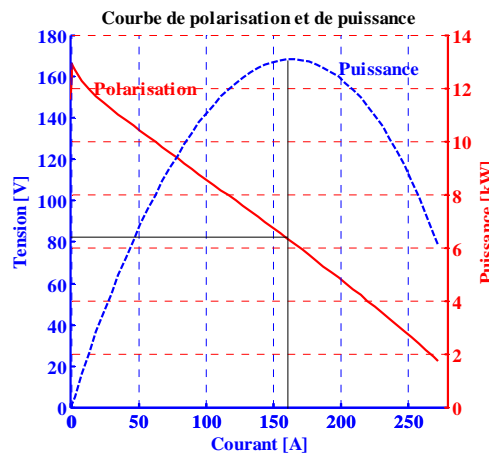


Figure 4 - 4 : Courbe de polarisation et courbe de puissance du modèle PEMFC

4.2.1.3 Dimensionnement de l'électrolyseur PEM par rapport à la PEMFC

Le besoin en combustible de la pile est lié à la production de l'électrolyseur. Soit t_{el} le temps de fonctionnement de l'électrolyseur à son point nominal et t_{fc} celui de la pile. Soit I_{el} et I_{fc} les courants respectifs de l'électrolyseur et de la pile à leurs points de fonctionnement nominaux. La quantité d'énergie (Ah) que l'électrolyseur pourra fournir à la pile sera :

$$Q_{fc}[Ah] = \alpha \cdot Q_{el}[Ah] \tag{IV - 4}$$

$$\text{Soit} \quad I_{fc} \cdot t_{fc} = \alpha \cdot I_{el} \cdot t_{el}$$

De sorte que :

$$I_{el} = \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{t_{fc}}{t_{el}} \cdot I_{fc} \tag{IV - 5}$$

Avec α un facteur de perte du combustible réellement utilisé par la pile. Comment déterminer α ?

Pour ce faire, nous évaluerons la consommation de la pile en dihydrogène et la production de combustible correspondant que doit fournir l'électrolyseur.

Soit \dot{n}_{el} , le débit molaire d'hydrogène produit par l'électrolyseur. En considérant le rendement Faradique η_{fel} , on aura :

$$\dot{n}_{el} = \eta_{fel} \frac{N_{el} I_{el}}{2F} \quad \text{IV - 6}$$

Avec N_{el} le nombre de cellules en série (électrolyseur).

Sur une période journalière, soit t_{el} le temps pendant lequel l'électrolyseur produira la quantité d'hydrogène suivante :

$$n_{el} [mol] = \dot{n}_{el} \cdot t_{el} \quad \text{IV - 7}$$

Soit \dot{n}_{fc} la quantité de dihydrogène consommée par la pile. Il en découle l'expression suivante selon la loi de Faraday :

$$\dot{n}_{fc} = \frac{1}{\eta_{ffc}} \frac{N_{fc} I_{fc}}{2F} \quad \text{IV - 8}$$

η_{ffc} Rendement Faradique de la PEMFC

De même sur une période journalière, soit t_{fc} le temps pendant lequel la PEMFC fonctionne.

La quantité de matière consommée par la pile sera :

$$n_{fc} [mol] = \dot{n}_{fc} \cdot t_{fc} \quad \text{IV - 9}$$

Or la quantité de combustible mise à disposition de la pile par l'électrolyseur est effectuée par une sur-stoechiométrie s^{H_2} tout en considérant le rendement de charge et décharge d'hydrogène $\eta_{sto/dsto}$. De sorte que :

$$n_{el} [mol] = s^{H_2} \cdot \eta_{sto/dsto} \cdot n_{fc} [mol] \quad \text{IV - 10}$$

Eu égard aux équations allant de IV-6 à IV-10, l'équation IV-5 devient :

$$I_{el} = s^{H_2} \cdot \eta_{sto/dsto} \cdot \frac{N_{fc}}{N_{el} \cdot \eta_{ffc} \cdot \eta_{fel}} \cdot \frac{t_{fc}}{t_{el}} I_{fc} \quad \text{IV - 11}$$

En considérant de façon indicative le coefficient stoechiométrique et les rendements faradiques ci-dessous, il est possible, au point de fonctionnement nominal de la pile, d'évaluer le courant nominal de l'électrolyseur en fonction de son nombre de cellules.

$$\eta_{ffc} = 0.99 \quad \eta_{fel} = 0.99 \quad s^{H_2} = 1.5 \quad N_{fc} = 2 \cdot 90 \quad I_{fc} [A] = 160.2$$

La Figure 4 - 5 indique ces différents tracés. Compte tenu du fait que d'une part l'électrolyseur qui a permis de caractériser notre modèle n'est pas un électrolyseur industriel (électrolyseur didactique) son rendement est par conséquent faible (63% en régime nominal contrairement à l'ordre de 80% pour les électrolyseurs industriels). Le modèle PEMFC dont le rendement (30%) est aussi inférieur à celui des piles PEMFC actuelle (60%) fait que nous négligerons pour le dimensionnement les pertes de stockage/déstockage ($r=100\%$) car le système est déjà surdimensionné.

Nous y reviendrons plus loin, mais à titre d'illustration, le rendement de stockage/déstockage de notre système pouvant être estimé à 74% (on y reviendra plus tard), en considérant ces pertes, le rendement PEMFC/Electrolyseur serait de 14% et de 19% sinon. Toutefois, le rendement des dispositifs industriels (PEMFC et Electrolyseur PEM) nous donnerait une valeur du rendement de 35% toujours avec 74% de pertes en stockage/déstockage. Pour notre dimensionnement, nous négligeons donc les pertes en stockage/déstockage.

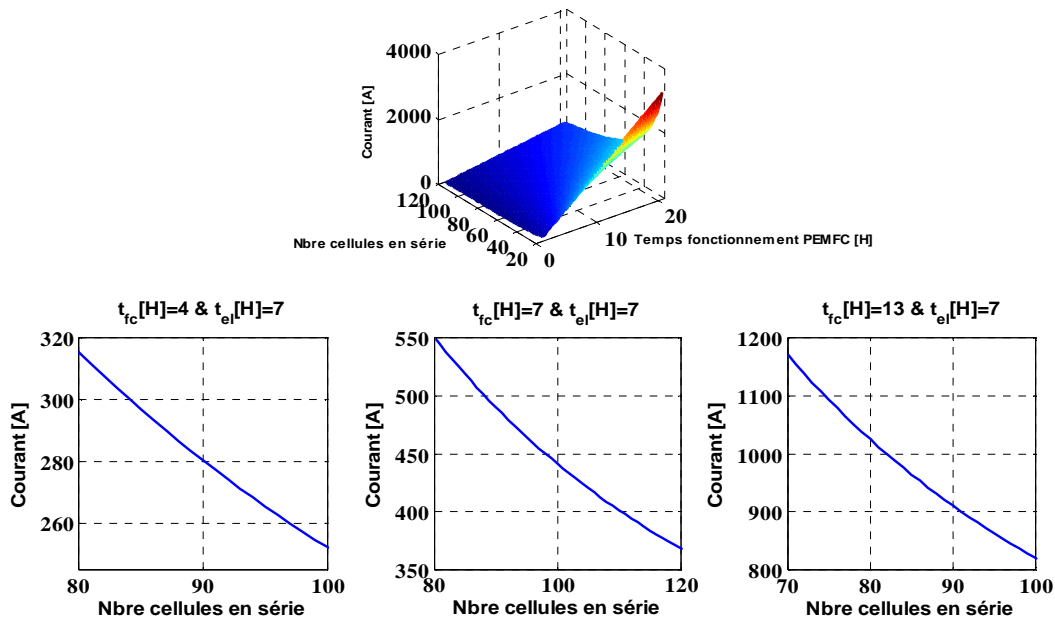


Figure 4 - 5 : Evolution du courant nominal et du nombre de cellules du stack électrolyseur en fonction du temps nominal de fonctionnement de la pile et de l'électrolyseur.

En fixant le nombre de cellules à quatre vingt dix (90) comme dans le stack de la PEMFC, le modèle électrolyseur développé au chapitre II permet d'indiquer la taille et les caractéristiques du stack résultant.

Tableau 4 - 1 : dimensionnement en fonction du temps de fonctionnement estimé

$t_{fc}[h]$	04	07	13
$t_{el}[h]$	07	07	07
N_{el}	90	90	90
$S_{cell}[cm^2]$	600	1200	2000
$j[A.cm^{-2}]$	0,5	0,5	0,5
$P_{elmax}/I_{elnom} [W/A]$	$59.10^3/280$	$101.10^3/500$	$189.10^3/910$

Le Tableau 4 - 1 et la Figure 4 - 6 donnent respectivement les caractéristiques et la courbe de polarisation du modèle électrolyseur à ces différents temps de fonctionnement.

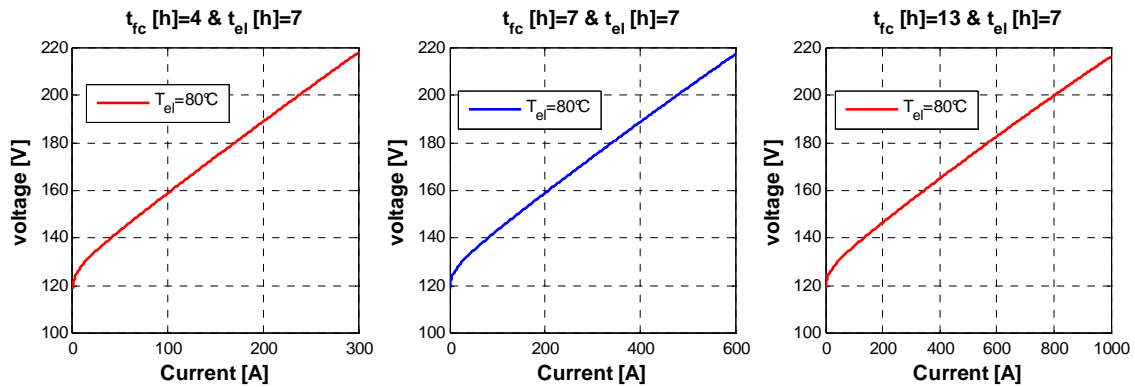


Figure 4 - 6 : Courbes de polarisation du modèle Electrolyseur PEM pour différentes durées de fonctionnement nominal

Comme nous l'avons indiqué, la source primaire est le solaire photovoltaïque qui est improductif en l'absence du soleil soit douze (12) à treize (13) heures de temps dans les pays tropicaux. Nous estimons les dimensionnements de l'électrolyseur à 101kW ou à 189 kW excessifs. Nous retenons ici comme déjà indiqué, sans une démarche d'optimisation particulière, l'électrolyseur de 59kW qui fonctionne pendant sept (7) heures afin de permettre quatre (4) heures de fonctionnement de la PEMFC.

En définitive, on obtient un électrolyseur de 59 kW avec 7h de production d'hydrogène pour une PEMFC de 13kW avec 4h de fonctionnement nominal.

4.2.1.4 Dimensionnement du pack de batteries

Le dimensionnement du pack de batteries est résumé en *annexe IV-2*. C'est le dimensionnement classique présenté par [Sand11]. L'approche système selon [Darr10] nous permet d'ajuster ce dimensionnement à notre schéma synoptique de la Figure 4 - 1.

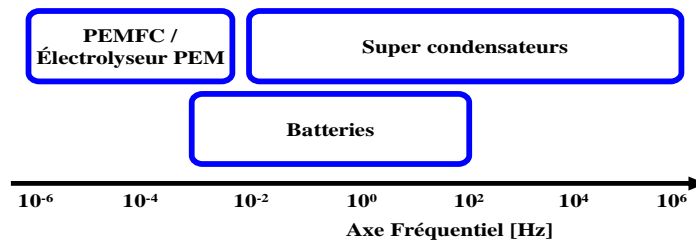


Figure 4 - 7 : Diagramme fréquentiel des éléments électrochimique et électrostatique [Akli08][Gual04]

Le diagramme fréquentiel de la Figure 4 - 7 rend compte de la classification des dynamiques rapides, moyennes et lentes attribuées respectivement au pack de supercondensateurs, de batteries et à la fois à la PEMFC et à l'électrolyseur PEM.

La mission sera satisfaite en prenant en compte des domaines fréquentiels des sources devant alimenter la charge. Lorsque les batteries devront satisfaire la charge, les super capacités assureront les transitoires de façon complémentaire avec les batteries eu égard à leurs domaines fréquentiels respectifs. De même, lorsque la PEMFC devra débiter, les supercapacités et les batteries assureront les phases transitoires selon leurs dynamiques respectives.

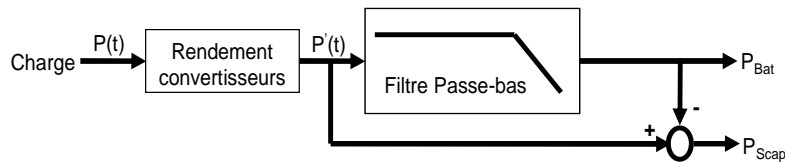


Figure 4 - 8 : Supercondensateurs-batteries / Répartition de puissance

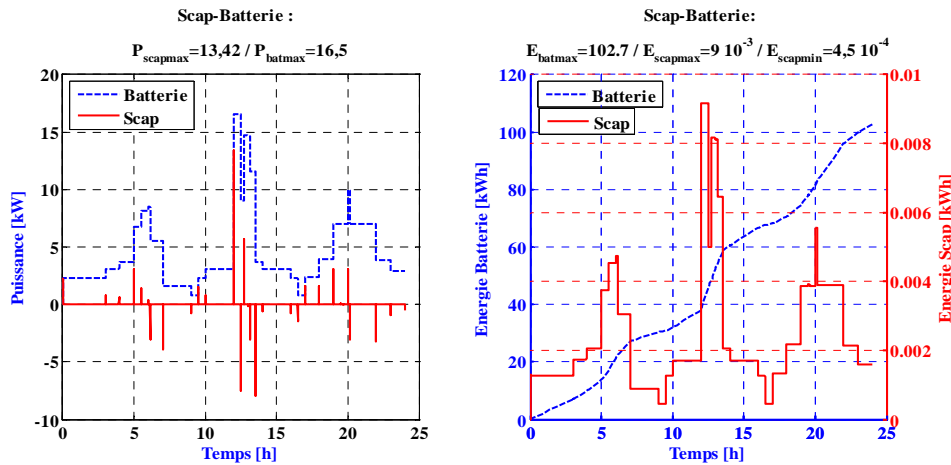


Figure 4 - 9 : Répartition des missions par la gestion fréquentielle pour Batterie-Scap

En se référant au diagramme fréquentiel de la Figure 4 - 7, le temps de réponse du filtre lié à la batterie (Figure 4 - 8) est fixé à 2 [s], la puissance en sortie P_{out} du filtre est liée à celle de l'entrée P_{in} par la relation suivante [Akli08][Zhou09a]:

$$P_{out} = \frac{1}{1 + \tau \cdot s} \cdot P_{in} \quad \text{IV - 12}$$

Où τ est la constante de temps lié à la technologie de la source de sorte que (Figure 4 - 7):

$$\tau[s] = \frac{0.95}{3f} \quad \text{IV - 13}$$

Si on considère une batterie capable de répondre à des sollicitations fréquentielles de l'ordre de 0.1 Hz, on aura la répartition de la mission comme donnée sur la Figure 4 - 9. Le pack de batterie est dimensionné en considérant les grandeurs énergétiques maximales déduites et présentées sur la Figure 4 - 9 ; il s'agit de l'énergie maximale que doit fournir la batterie et des puissances minimale et maximale du pack de supercondensateurs y compris son énergie maximale à fournir. La simulation est faite en considérant le profil de charge de la Figure 4 - 2 sur un jour (hypothèse pessimiste d'un jour de ciel couvert).

Nous considérons ici la batterie de ABP-ENERGY 2V-1000Ah avec une profondeur de décharge de 30%-1500cycles. Le facteur d'influence de la température pour une température ambiante supérieure à 25°C étant 1, cette valeur est utilisée pour le dimensionnement.

En utilisant le processus de dimensionnement présenté en *annexe A IV-2*, on obtient pour le type de batterie ABP-ENERGY avec une tension de pack de batterie de 60V :

Le nombre n_{bs} de batteries en série : $n_{bs} = 30$

Le nombre n_{bp} de batteries en parallèle : $n_{bp} = 7$

D'où le nombre total de batterie n_{bat} : $n_{bat} = 210$

En somme, on aura 35 modules (6 batteries chacun) de 12V chacun.

4.2.1.5 Dimensionnement du champ photovoltaïque

Dans la PEMFC et l'électrolyseur PEM des phénomènes électrochimiques prennent place, tandis que les phénomènes électrostatiques couplés à la conduction ionique régissent le fonctionnement des supercondensateurs. Comme il a été déjà dit, le générateur photovoltaïque est gouverné par des phénomènes photo électriques. En effet, la conversion photovoltaïque est intrinsèquement liée à la mobilité des électrons sans mobilité ionique c'est pourquoi en première approximation, on peut assimiler la dynamique au sein des cellules PV (jonction PN) équivalente à celle au sein des condensateurs classiques. Le matériau semi conducteur de la cellule PV lui permet d'absorber l'énergie des photons ; ce qui génère des paires électrons-trous dont les électrons sont accumulés dans la zone N alors que les trous dans la zone P. La cellule PV débite en fonction de la dynamique de la charge placée à ses bornes. En d'autres termes grâce à l'ensoleillement, les photons arrachent des électrons qui restent disponibles dans la cellule PV de sorte qu'une application d'une différence de potentiel à ses bornes crée un courant électrique avec une mobilité d'électrons de près de $10^5 \text{ms}^{-1}/300\text{K}$ pour une épaisseur de cellule PV de l'ordre du millimètre. La dynamique des générateurs photovoltaïques de par les propriétés photo électriques qui les caractérisent leur permet de s'accorder à la dynamique de toute charge placée à ses bornes tant que la puissance délivrée peut satisfaire la charge. La Figure 4 - 10 insère le générateur PV dans l'échelle fréquentielle des éléments énergétiques.

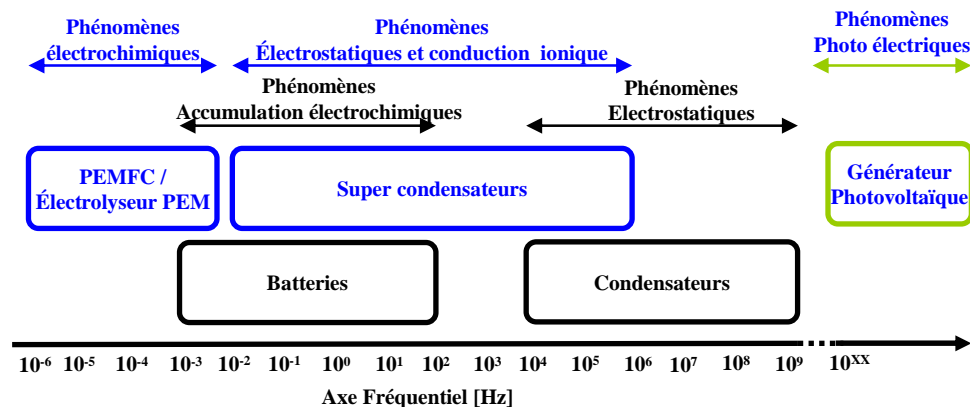


Figure 4 - 10 : Diagramme fréquentiel des éléments énergétiques par rapport au PV

Le champ PV est dimensionné en ajustant la méthode de [Sand11] à la spécificité de notre application (Figure 4 - 1). La méthode de dimensionnement est présentée en *annexe A IV-4*.

Pour un module TOTAL ENERGIE TE850 de 90Wc (18V/5A). La source PV est sensée alimenter les charges continues (avec le système électrolyseur/moto compresseur) et alternatives. On rappelle également la puissance de l'électrolyseur 59kW qui fonctionne pendant sept (7) heures avec un groupe moto compresseur de 1,2kW. Il résulte du dimensionnement le champ PV suivant :

$n_{mpvp} = 116$	Nombre de modules en parallèle
$n_{mpvs} = 6$	Nombre de modules en série
$n_{mpv} = 696$	Nombre total de modules constituant le champ PV

Il en découle les valeurs électriques nominales suivantes :

$$P_{pv} [W] = 62640$$

$$V_{pv} [V] = 108 \approx 110$$

$$I_{pv} [A] = 580$$

4.2.1.6 Dimensionnement du pack de supercondensateurs

Comme il a été dit au chapitre III, le pack de supercondensateur est dimensionné selon la procédure rappelée en *annexe A IV-3*. Il nous faut déterminer pour notre système :

- L'énergie maximale à transférer [Ws] ;
- La puissance maximale du pack de supercondensateurs [W] ;
- La tension nominale du bus V_n [V] ;
- La profondeur de décharge [0.75].

Nous considérons ici la deuxième configuration dans laquelle le pack de supercapacités participe à la gestion des transitoires ; c'est le cas de la Figure 4 - 11 où le pack de batteries et le pack de SCAP assurent les transitoires. Nous conservons la même dynamique aux bornes du pack de batteries (même filtre et donc même constante de temps de 2 secondes ; cf Figure 4 - 8). Les deux configurations (Figure 4 - 8 et Figure 4 - 11) ayant la même mission alors que la constante de temps qui fixe la dynamique aux bornes des dispositifs énergétiques PEM (PEMFC et Electrolyseur) est de 10 secondes, on se rend naturellement compte que les grandeurs énergétiques dimensionnantes du pack de supercapacités restent inchangées. En effet, dans la configuration de la Figure 4 - 8, les moyennes fréquences sont assignées aux batteries alors que dans la Figure 4 - 11, la PEMFC et l'électrolyseur PEM ayant de basses fréquences, la mission assignée aux hautes fréquences reste inchangée tandis que le pack batterie et l'ensemble PEMFC/Electrolyseur PEM se partagent les moyennes et basses fréquences. Ceci est illustré par la Figure 4 - 9 et la Figure 4 - 12.

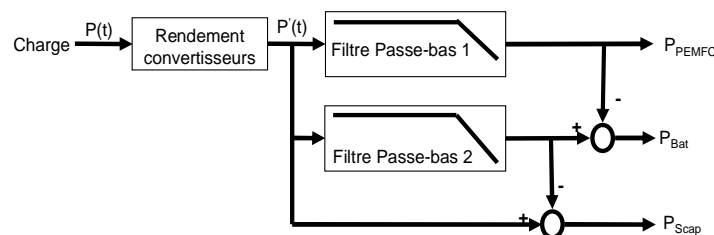


Figure 4 - 11 : supercondensateurs-Batteries-PEMFC

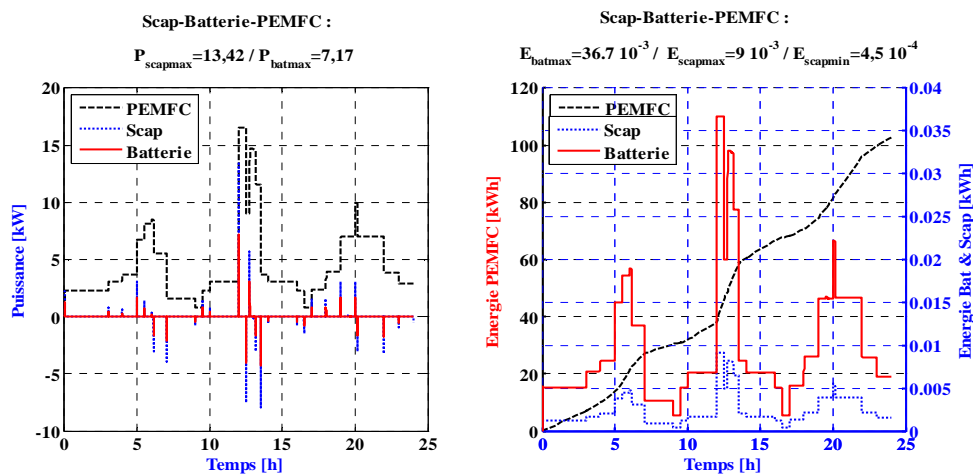


Figure 4 - 12 : Répartition des missions par la gestion énergétique fréquentielle pour une source Scap-Batterie-PEMFC

En comparant les configurations des figures 4-8 et 4-11, on se rend compte que le pack de supercondensateurs assure la même mission et la mission restante est répartie entre la batterie et la PEMFC comme cela est mis en évidence sur la Figure 4 - 13. La mission assurée par la batterie est alors plus réduite dans la configuration Scap-batterie-PEMFC. Comme cela a déjà été fait c'est donc la mission des batteries liée à la configuration Scap-batterie qui est dimensionnante.

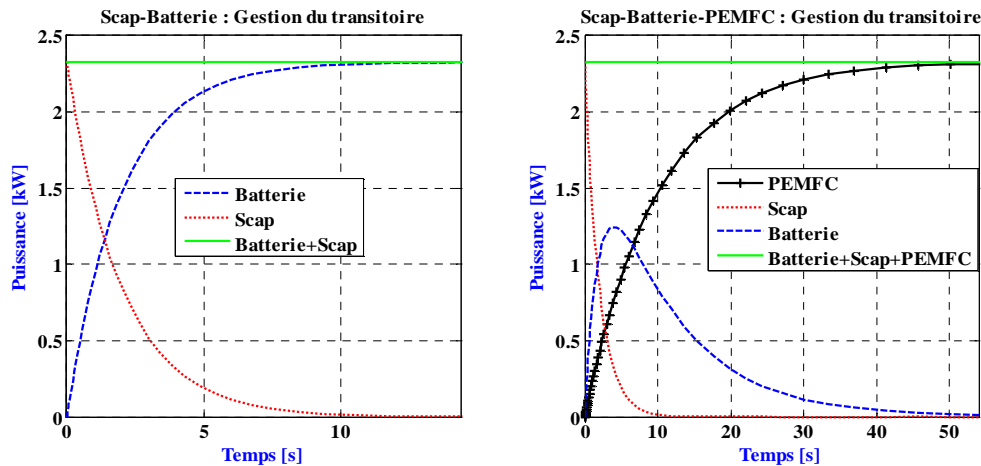


Figure 4 - 13 : Gestion des transitoires : configuration Scap-Batterie (à gauche), et configuration Scap-Batterie-PEMFC

4.2.1.6.1 Puissance maximale du pack de supercondensateurs

Nous proposons deux approches pour évaluer la puissance maximale. La première peut être déduite selon la relation IV-1 ; il en découlerait :

$$P_{Packsc} = \frac{P_{L_DC}^{\max}}{(\eta_{DCDC})^2} + \frac{P_{L_AC}^{\max}}{\eta_{DCDC} \cdot \eta_{DCAC}} + \frac{P_{El}^{\max}}{(\eta_{DCDC})^2} \quad \text{IV - 14}$$

La seconde approche consiste à considérer le profil de mission, puis selon la répartition fréquentielle de la Figure 4 - 11, on détermine la puissance maximale assignée au pack de supercondensateur.

La seconde méthode sous-dimensionne le pack de super condensateur. En effet, la Figure 4 - 14 met en évidence cet aspect. Nous prenons l'exemple d'une charge constitué de trois appareils de 10 kW chacun avec deux profils de mission différents selon les deux graphes de la dite figure d'illustration. Lorsque le fonctionnement des trois appareils est enclenché à des instants de démarrage différents de sorte que l'allure de la charge est selon le graphe de gauche, la puissance maximale $P_{scapmax}$ nécessaire du pack de supercondensateur est dimensionnée de sorte à assurer les transitoires d'un seul appareil. Lorsque par contre selon le profil de droite les trois charges sont enclenchées avec le même temps de démarrage, la puissance maximale est naturellement $3P_{scapmax}$. Le temps de fonctionnement pour chaque appareil étant maintenu constant, l'énergie maximale que doit fournir le pack de supercapacités reste la même dans les deux cas.

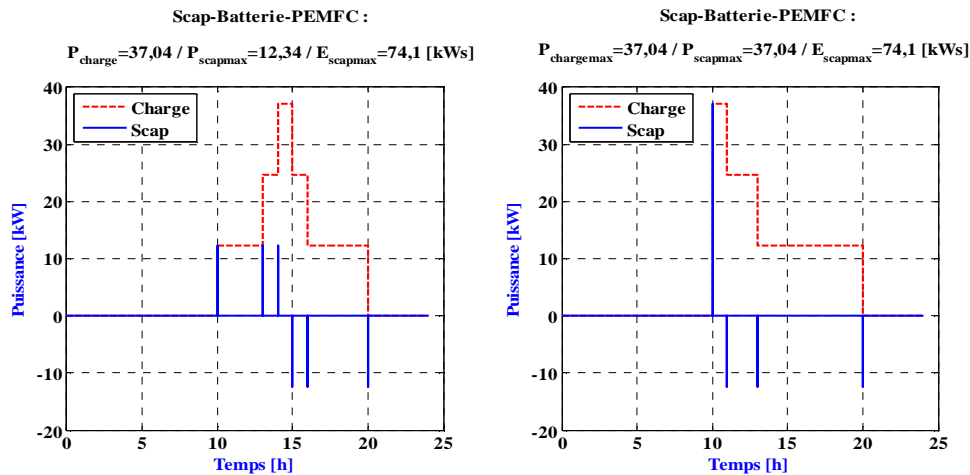


Figure 4 - 14 : Puissance maximale du pack de supercondensateur en fonction de deux différents types de missions

En définitive, eu égard à la mission qui sous-tend notre dimensionnement, si le système ne peut admettre la particularité décrite sur la Figure 4 - 14, il serait conseillé d'utiliser l'approche dite fréquentielle. Par contre dans le cas où le profil de charge n'est pas dans la pratique exécuté comme défini lors du dimensionnement, le risque d'avoir le cas de figure qui sous-dimensionne le pack de supercapacités est probable (graphe de gauche sur la Figure 4 - 14). Cependant, on peut dans notre cas négliger ce risque en estimant que la probabilité pour qu'un ensemble de charges commandé par deux interrupteurs différents soient actionné en même temps est faible (exemple de la machine à laver le linge et le chauffe eau). Nous utilisons subséquemment la répartition de mission selon Figure 4 - 8 et la Figure 4 - 11 pour la part de mission revenant au pack SCAP afin d'assurer les transitoires respectivement de l'ensemble charge DC/AC et Electrolyseur PEM.

Il découle de tout ce qui précède que la puissance maximale du pack de supercondensateurs (Packsc) est :

$$P_{Packsc} [kW] = 86,26$$

L'énergie utile que doit fournir le pack de supercondensateur pour assurer les hautes fréquences de la mission aux bornes des charges AC-DC et de l'électrolyseur est :

$$E_{Packsc\ max} [Ws] = 177070$$

4.2.1.6.2 Pack de supercondensateurs

Pour un élément de supercondensateur qui est tel que :

$$C_{sc} [F] = 1200$$

$$R_{sc} [\Omega] = 0,58.10^{-3}$$

$$V_{sc\ max} [V] = 2,85$$

$$m_{sc} [kg] = 0.3$$

On aura un pack de supercondensateurs :

$$n_{Packscp} = 1 \quad \text{Nombres de cellules en parallèle}$$

$$n_{Packscs} = 48 \quad \text{Nombre de cellules en série}$$

$$C_{Packsc} [F] = 25 \quad \text{Capacité globale}$$

$$R_{sc} [m\Omega] = 27,8 \quad \text{Résistance moyenne de l'ensemble du pack}$$

$V_{Packsc\ max} [V] = 137$ Tension globale du pack
 $I_{Packsc\ max} [A] = 735$ Courant nominale du pack
 $m_{Packsc} [kg] = 14,5$ Masse totale du pack

4.2.1.7 Système global définitif

Le schéma ci-dessous résume le dimensionnement énergétique du système.

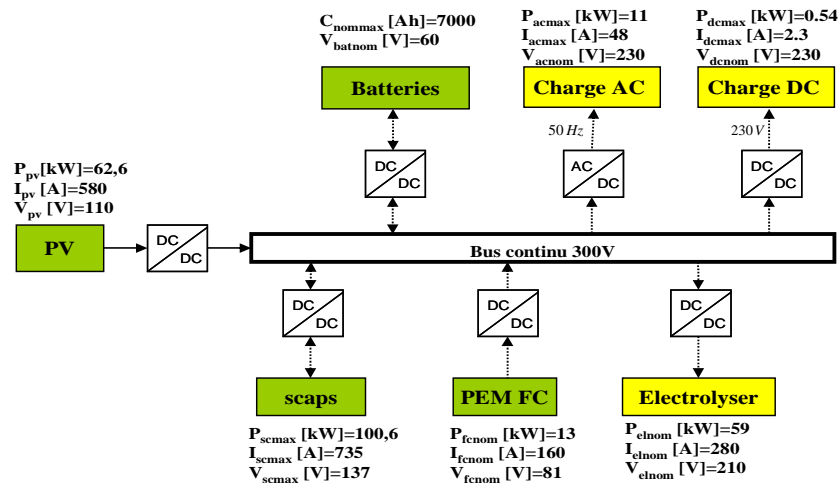


Figure 4 - 15 : vue globale du système dimensionné

4.2.2 Structure maximale de commande du système

La structure maximale de commande est réalisée dans le but de superviser le point de fonctionnement des sources et des charges et de contrôler la stabilité du bus continu. Pour chaque composante énergétique dont on veut contrôler le point de fonctionnement, il est résumé ci-après le principe générique.

4.2.2.1 Principe d'inversion pour la commande

Un convertisseur statique étant un double modulateur (tension modulé et courant modulé), comme déjà dit, l'entrée de réglage introduite par le convertisseur de puissance est utilisée pour imposer via la chaîne de réaction soit la tension ou le courant aux bornes d'une source respectivement de courant ou de tension. En partant de la source à contrôler, le principe d'inversion est appliqué à la chaîne d'action jusqu'au premier convertisseur sur cette chaîne. Le schéma générique ci-dessous présente la REM d'une chaîne énergétique et la structure maximale de commande qui découle du principe d'inversion résumé précédemment (Figure 4 - 16).

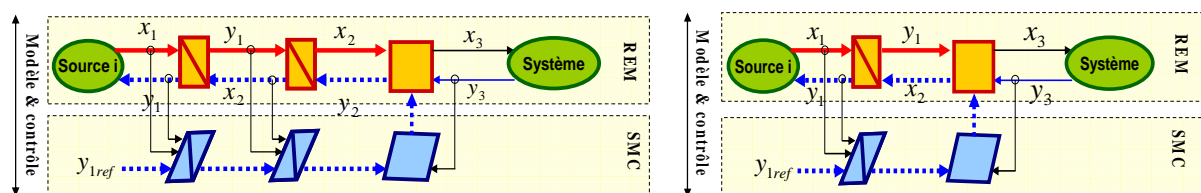


Figure 4 - 16 : principe d'inversion pour le contrôle de la chaîne de réaction d'une source.

Ainsi, selon les deux schémas, de la figure 4-16, qui résument les deux configurations rencontrées dans notre schéma électrique global, une valeur de référence y_{1ref} peut être imposée à la source i tel que $y_1 = y_{1ref}$.

4.2.2.2 Commandes pour le contrôle du bus continu

La tension du bus est maintenue constante par un condensateur dont la capacité de stockage, pour assurer cette stabilité du bus, est régulée par la stratégie de gestion d'énergie du système qui sera plus loin présentée.

Il y a trois possibilités pour contrôler le bus continu afin de maintenir sa tension constante à une valeur de référence souhaitée. La figure ci-dessous présente les deux premières approches.

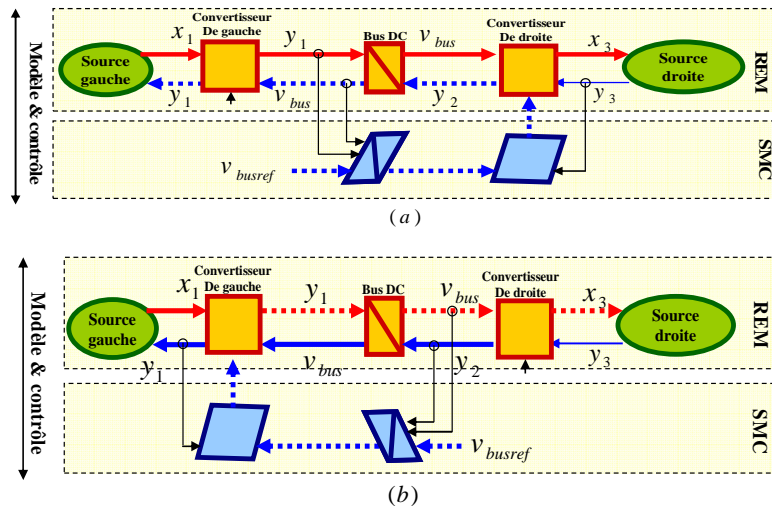


Figure 4 - 17 : Commande pour le contrôle du bus continu : bus régulé par la source de droite (a) ou par la source de gauche (b)

En contrôlant le convertisseur de gauche ou de droite par la régulation de sa fonction de conversion, on peut choisir de réguler la tension de bus par le contrôle du flux de puissance que doit débiter soit la source de gauche ou celle de la droite.

La troisième structure de commande peut être envisagée selon la complexité du système (plusieurs chaînes d'inversion avec des coefficients de répartitions non connus a priori). Une stratégie de gestion appropriée devant imposer les références pour la commande des sources et des flux de puissances inhérents selon la figure ci-dessous.

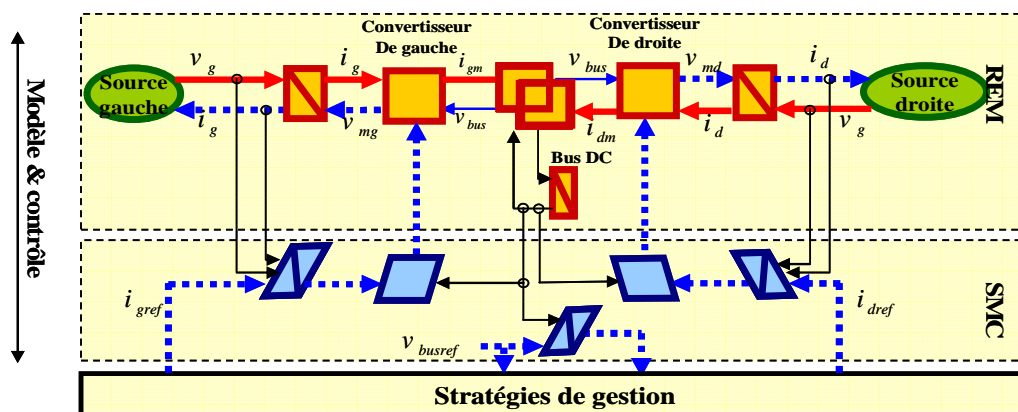


Figure 4 - 18 : Commande du bus continu suivant une stratégie de bilan de puissance ou mixée à une autre stratégie

C'est la troisième structure de commande (Figure 4 - 18) qui sera utilisée pour la commande rapprochée du système global. Le modèle du système global et sa commande rapprochée sont présentés ci-dessous.

4.2.2.3 Modèle & commande rapprochée

En appliquant à la REM du système le principe d'inversion comme expliqué précédemment, on obtient la structure maximale de commande de notre système. L'ensemble modèle/contrôle définit une unité de contrôle automatique que nous utiliserons plus tard dans la gestion énergétique du système.

Selon la Figure 4 - 19, on peut se rendre compte que c'est le bus continu qui impose sa tension à tous les convertisseurs. Un seul élément de couplage REM suffisait à représenter ce lien entre le bus et tous les convertisseurs auxquels il est en lien ; cependant pour une approche plus pédagogique (lisibilité et appréhension des échanges énergétiques), on a choisi d'éclater ce seul élément de couplage en trois :

- Couplage élément de stockage

Cet élément de couplage lie les dispositifs de stockage/déstockage d'énergie électrique à savoir le pack batterie, le pack supercondensateur, l'électrolyseur PEM et la PEMFC de sorte que on a en son sein :

$$i_{sto} = i_{bat} + i_{sc} + i_{fc} - i_{el} \quad \text{IV - 15}$$

- Couplage source

En tenant compte de la source photovoltaïque, on peut évaluer le courant global que les sources débitent dans le bus par :

$$i_{sour} = i_{sto} + i_{pv} \quad \text{IV - 16}$$

- Couplage bus

Selon le besoin énergétique exprimé par les charges continue et alternative, on évalue alors le courant qui traverse le condensateur du bus :

$$i_{dc} = i_{sour} - i_{chdc} - i_{chac} \quad \text{IV - 17}$$

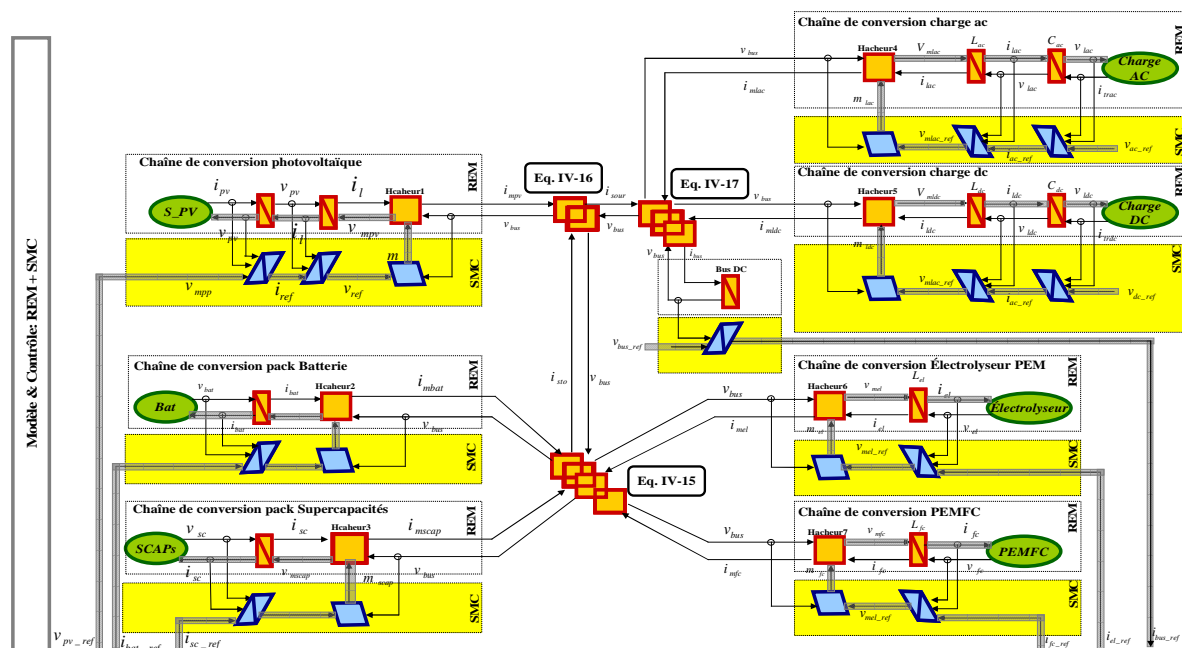


Figure 4 - 19 : Modèle et contrôle : commande rapprochée du système

Les détails sur les équations qui régissent les différentes chaînes de conversions :

- Chaîne de conversion photovoltaïque ;
- Chaîne de conversion pack batteries
- Chaîne de conversion pack supercondensateurs ;
- Chaîne de conversion PEMFC ;
- Chaîne de conversion Electrolyseur PEM ;
- Bus continu ;
- Chaîne de conversion charge dc ;
- Chaîne de conversion charge ac.

Ainsi que les différentes commandes inhérentes peuvent être consultés en annexe A IV.6.

Pour une bonne sollicitation des sources selon leurs dynamiques respectives et leurs propriétés physiques, le stockage/déstockage d'énergie et la gestion de la stabilité du bus continu, un système de contrôle de répartition de puissance (CRP) devra fournir les valeurs de références appropriées comme le montrent les différentes entrées des chaînes de commande. L'ensemble modèle/contrôle de la figure 4-19 s'insèrera dans "la commande hiérarchique" globale et le lien causal sera plus explicité dans la section suivante.

4.3 Gestion énergétique du système

Les performances d'un micro réseau électrique sont tributaires de la stratégie de supervision énergétique utilisée. A toute unité de production devra correspondre une méthodologie de gestion qui tienne compte des caractéristiques propres au système (la source ou les sources en présence pour une centrale multi sources, la mission envisagée, les contraintes de fonctionnement et les contraintes environnementales, les unités de stockage). Nous résumons ci-dessous les différentes familles de supervisions énergétiques.

4.3.1 Les différentes catégories de supervisions énergétiques des systèmes multi sources

La supervision de centrales multi sources peut être réalisée grâce à trois méthodologies [Spro09] :

- Les outils de formalisation causale ;
- Les outils d'optimisation explicite ;
- Les outils d'optimisation implicite.

4.3.1.1 Les outils de formalisation causale

"Les outils de formalisation causale" constituent une approche identifiant les flux de puissance dont l'inversion permet de déterminer les puissances de références. Une des plus connues est la méthode de "bilan des flux puissance" utilisée au L2EP de Lille dans plusieurs travaux de thèse [Zhou09a][Li p09][Lu10]. Cette méthode nécessite un modèle mathématique détaillé des sources et des systèmes de stockage ainsi qu'une bonne connaissance en temps réel des différents flux de puissances et les pertes inhérentes [Spro09].

4.3.1.2 Les outils d'optimisation explicite

Quant aux "outils d'optimisation explicite", ils sont basés sur des fonctions objectifs (une fonction objectif) et des méthodes d'optimisation qui déterminent les extrema de ces

fonctions. La difficulté particulière de ce type de méthode est la mise en œuvre en temps réel [Spro09].

4.3.1.3 Les outils d'optimisation implicite

Les "outils d'optimisation implicite" sont des méthodes basées sur les outils d'intelligence artificielle comme la logique floue ou les systèmes multi agents. Ce type d'outil est adapté à la gestion des systèmes complexes dépendant de grandeurs ou d'états difficilement prévisibles (énergie solaire, éolienne, état des dispositifs de stockage, consommation de la charge,...) [Spro09].

4.3.1.4 La méthode de gestion retenue

Au vu de la précédente description, fort du principe causal qui a régi jusque-là notre démarche, un outil de formalisation causale paraît plus approprié pour notre application. Toutefois, il peut être possible de combiner différentes méthodes selon le besoin.

Nous utiliserons ici la méthode du bilan de flux de puissance. Il sera plus loin présenté certaines conditions de fonctionnement dans lesquelles la logique floue peut bien être combinée à la méthode du bilan de flux de puissance. Ces travaux sont une introduction de mixage de ces deux méthodes.

4.3.1.4.1 Le bilan de puissance

Le bilan des flux de puissances est réalisé en appliquant au bus continu la notion d'équilibre à l'ensemble des flux qui le traversent [Zhou09a][Zhou09b][Zhou09c]:

$$\frac{dE_{dc}}{dt} = C_{dc} v_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = P_{dc} = \sum_i P_{sourcei} - \sum_j P_{chargej} \quad \text{IV - 18}$$

Il s'agit principalement d'équilibrer le flux de puissance dans le bus continu en faisant débiter à l'ensemble des sources (pour micro réseau multi sources) l'énergie nécessaire pour satisfaire l'ensemble des charges tout en stabilisant la tension du bus continu. Pour les unités de productions intermittentes non contrôlables comme les énergies provenant du rayonnement solaire, les dispositifs de stockage auront pour mission d'absorber le surplus d'énergie afin de le restituer de façon différée.

4.3.1.4.2 La logique Floue

L'inversion REM d'un élément de couplage d'énergie implique une distribution d'une des grandeurs d'action ou de réaction. Comme on peut le voir sur la Figure 4 - 20, le graphe de gauche montre l'élément de couplage et celui de droite son inversion ; la relation IV-19 décrit la chaîne d'action de l'élément de couplage tandis que les relations IV-20 et IV-21 décrivent la chaîne de réaction de l'inversion s'y référant.

$$x = x_1 + x_2 \quad \text{IV - 19}$$

$$x_{ref1} = k \cdot x_{ref} \quad \text{IV - 20}$$

$$x_{ref2} = (1 - k) \cdot x_{ref} \quad \text{IV - 21}$$

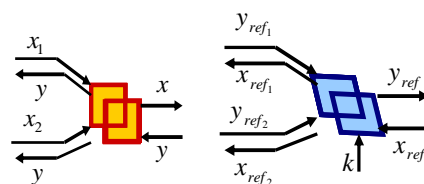


Figure 4 - 20 : Inversion d'un élément de couplage

Bien que le coefficient k qui permet la répartition de la variable de réaction dans la chaîne d'inversion soit commandable en temps réel, elle est souvent fixée à un point de fonctionnement précis [Lhom05][Alle10a][Alle10b][Bien11]. Cette approche n'est pas appropriée pour des entités énergétiques comme les supercondensateurs et les batteries pour lesquels le coefficient k varie avec l'état de charge. En effet moins les supercapacités seront chargées plus importante sera la puissance de charge à leurs bornes ; plus elles seront chargées moins on leur fournira de la puissance. Le coefficient k est donc sensé varier au fil du temps.

La logique floue est très souvent utilisée pour assurer la répartition d'énergie généralement entre les dispositifs de stockage d'énergie (batterie, supercapacité, PEMFC/Electrolyseur) [Bilo06][Ying10][Zand11]. En considérant l'état des sources (état de charge, tension,...) la méthode permet de générer un coefficient de répartition qui varie en temps réel. De surcroît, la logique floue est vue comme une méthodologie bien adaptée aux centrales multi sources à base d'énergie renouvelable de par la difficulté de prédire leur production (éolienne, solaire) [Spro09].

Un système flou ne peut être réalisé sans une connaissance a priori du fonctionnement du système à modéliser ou à contrôler (l'allure des grandeurs physiques, leurs ordres de grandeur et leurs dynamiques soit temporelle ou fréquentielle...). La structure générale d'un système flou est présentée sur la **Figure 4 - 21**.

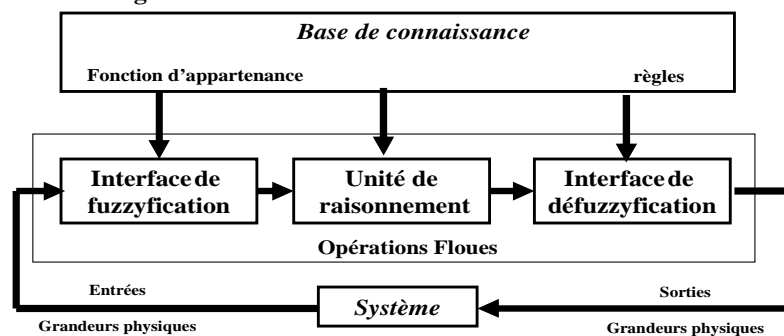


Figure 4 - 21 : structure générale d'un système flou [Hiss98]

Comme résumé sur la figure précédente, un système flou est constitué, outre la base de connaissance de l'expert, de trois types d'opérations :

- La fuzzification ;
- Le raisonnement flou ;
- La défuzzification.

La fuzzification transforme les grandeurs physiques en grandeurs floues grâce à des fonctions d'appartenance. Quant à l'unité de raisonnement, elle génère des conclusions floues à partir des entrées floues et de règles appropriées. Finalement, la défuzzification transforme les grandeurs floues en grandeurs physiques que le système peut utiliser pour la fonction envisagée.

Nous reviendrons sur ces trois étapes prochainement, pour une lecture approfondie sur la logique floue et son utilisation pour les applications électrotechniques on peut se référer à [Hiss98]. Nous l'utilisons ici comme un outil et ne le développerons pas plus. Il est actuellement utilisé au sein de l'équipe "Système hybrides et PAC" de FEMTO-ST pour le développement de stratégies de gestion d'énergie pour les applications transport [Sola10].

Dans la section suivante, nous présenterons la gestion énergétique de notre système essentiellement basée sur le bilan de puissance ; il sera également présenté un mode de fonctionnement dans lequel celui-ci se couple bien à la logique floue.

4.3.2 La commande hiérarchisée

La méthode de bilan des flux de puissance se réalise dans une structuration globale appelée "la commande hiérarchisée". Les détails de la structuration de la commande hiérarchique peuvent être consultés dans [Zhou09a][Li p09][Li p09b][Lu10]. Nous résumerons ici cette approche en portant notre attention sur l'unité de contrôle de puissance qui, couplée au contrôle du mode de fonctionnement, constituent la base de la commande.

4.3.2.1 Unité de contrôle du système global

La structure maximale de commande (Figure 4 - 19) s'insère dans une structure hiérarchique de commande telle que résumée sur la Figure 4 - 22 [Zhou09a][Li p09][Lu10].

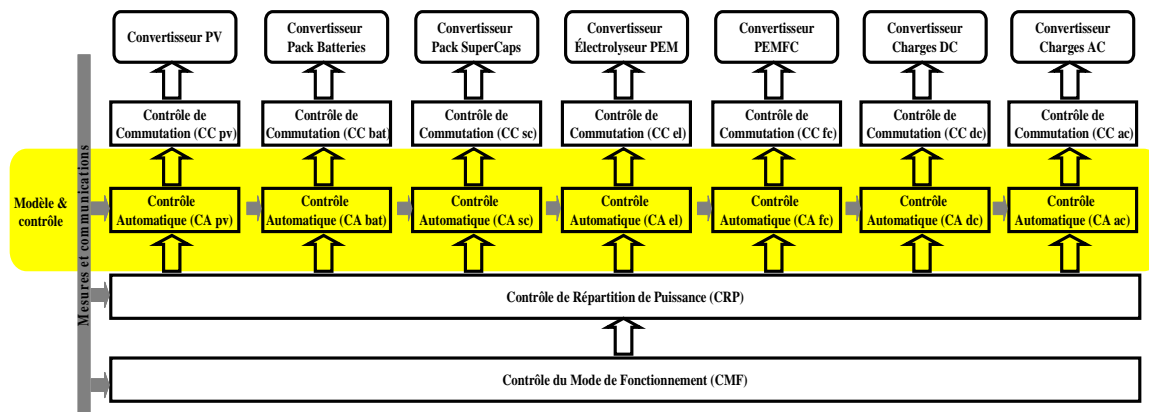


Figure 4 - 22 : Structuration de commande hiérarchique

La structuration hiérarchique, résumée sur la figure précédente, grâce à un système de mesures, d'acquisition et transmission de données, permet de définir tout d'abord le mode de fonctionnement selon l'état de la demande et des sources énergétiques (CMF). Le niveau hiérarchique suivante (CRP) permet de définir les valeurs de référence (courant ou tension) pour chaque chaîne de contrôle en vue de la commande des convertisseurs. Sur la base des valeurs de références générées par le CRP, les différentes chaînes de contrôle automatique (CA) génèrent les fonctions de conversion, permettant de fonctionner à la consigne de référence, pour chaque convertisseur. Ensuite, selon une technique de modulation appropriée, l'unité de contrôle de commutation (CC) permet de fournir aux semi-conducteurs commandés (convertisseurs) les valeurs de commande nécessaires [Li p09].

4.3.2.2 Vue d'ensemble de l'unité de contrôle de puissance

La figure ci-dessous met en relief le lien entre le niveau hiérarchique "contrôle automatique" (CA) et "la gestion de la répartition de puissance" (CRP) pouvant être identifié sur la figure 4-23 par deux niveaux : "contrôle de puissance" et "répartition de puissance".

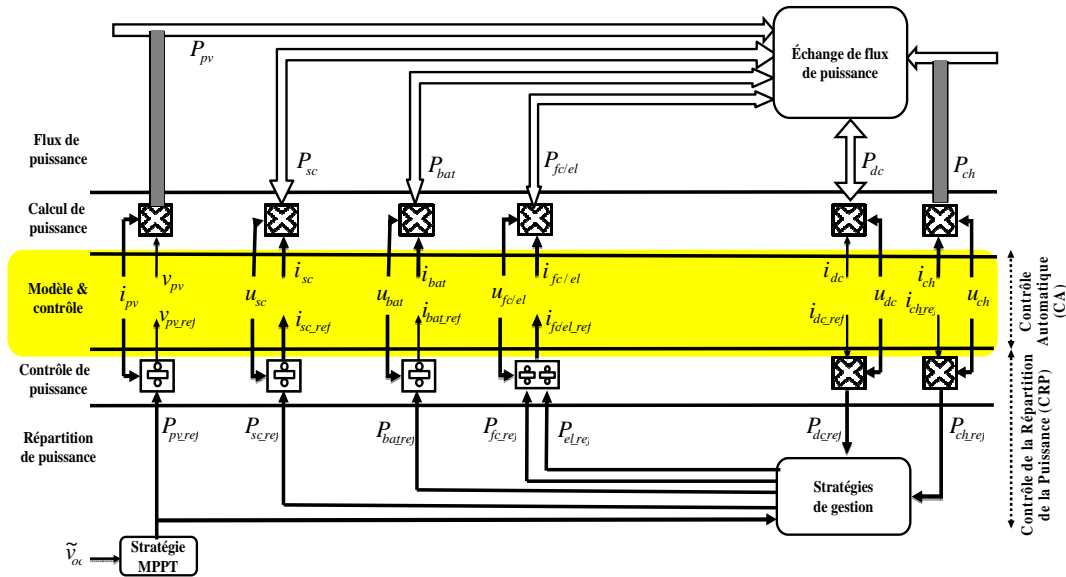


Figure 4 - 23 : Représentation multi niveaux du flux de puissance (Echange de flux de puissance) et de sa supervision (Stratégies de gestion)

Le niveau CA (contrôle automatique) représente l'ensemble modèle et sa commande rapprochée présentée sur la Figure 4 - 19. Le contrôle de la répartition de puissance (CRP) se fait eu égard à l'inversion de "l'échange du flux de puissance".

Pour ce faire, le bloc "stratégie de gestion" n'est que l'inversion du bloc "Echange de flux de puissance" dans le niveau répartition de puissance (Figure 4 - 23); à partir des puissances de références ainsi générées le niveau "contrôle de puissance" permet de calculer la valeur de référence nécessaire pour chaque chaîne de réglage de la structure maximale de commande (Figure 4 - 19) repérée sur la figure par le niveau "Modèle & contrôle".

4.3.2.3 Stratégie de gestion : différents configurations fonctionnelles

Le bilan des flux de puissance est réalisé dans le bus continu et s'exprime pour notre système comme suit :

$$\frac{dE_{dc}}{dt} = C_{dc} v_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = P_{dc} = P_{pv} + P_{sc} + P_{bat} + P_{fc} - P_{el} - P_{ACDC} \quad \text{IV - 22}$$

- E_{dc} Energie stockée dans le condensateur bus continu pour assurer sa stabilité ;
- P_{dc} La puissance dans le bus continu ;
- P_{pv} La puissance débitée par la source solaire et injectée dans le bus continu ;
- P_{sc} La puissance débitée par les scaps et injectée dans le bus continu ;
- P_{bat} La puissance débitée par les batteries et injectée dans le bus continu ;
- P_{fc} La puissance débitée par la PEMFC et injectée dans le bus continu ;
- P_{el} La puissance fournie à l'électrolyseur en provenance du bus continu ;
- P_{ACDC} La puissance fournie aux charges en provenance du bus continu.

La stabilité du bus DC est assurée grâce au principe du bilan des flux de puissance. Au vu des différentes sources énergétiques, notre système est soumis à quatre situations lors de son fonctionnement :

- Les packs batteries et scaps chargés (états de charge dans les plages nominales de fonctionnement);

- Le pack scap déchargé (état de charge en dessous de la profondeur de décharge);
- Le pack batterie déchargé (état de charge en dessous de la profondeur de décharge);
- Les packs batterie et spacs déchargés (états de charge en dessous des deux profondeurs respectives de décharge).

Nous pouvons également estimer les différentes configurations de fonctionnement auxquelles nous pourrions être confrontés :

- Fonctionnement PV/Bat/Scap/Electrolyseur avec BAT/SCAP assurant les transitoires ;
- Fonctionnement PEMFC/Bat/Scap avec BAT/SCAP assurant les transitoires ;
- Fonctionnement Bat/Scap avec Scap assurant les transitoires ;
- Fonctionnement Scap (seul) en charge.

4.3.2.3.1 Hypothèses

Compte tenu du principe de dimensionnement suivi plus haut, nous estimerons qu'il y a de l'énergie disponible soit grâce à la source photovoltaïque soit grâce à la PEMFC lorsque le pack de batteries et/ou le pack de supercondensateurs seront déchargés.

4.3.2.3.2 Principe de la stratégie du bilan des flux puissance

Cette méthode est développée suivant deux approches [Zhou09a] [Lu10]:

- the grid following strategy (la stratégie qui se réfère au réseau) ;
- the power dispatching strategy (la stratégie de répartition de puissance).

Dans la stratégie se référant au réseau, la puissance de référence pour la stabilisation du bus continu est régulée par le réseau alors que dans la stratégie de répartition de puissance ce sont les dispositifs de stockage qui régulent la stabilité du bus. Il convient de souligner que pour les systèmes îlotés, c'est la stratégie de répartition de puissance qui est adaptée [Lu10]. C'est cette deuxième stratégie qui sera utilisée dans cette thèse, compte tenu de l'application envisagée.

L'échange des flux de puissance peut être globalement résumé selon les trois relations ci-dessous.

$$\text{Pow1 : } P_{ACDC} = P_{sour} - P_{dc} \quad \text{IV - 23}$$

$$\text{Pow2 : } P_{sour} = P_{sto} + P_{pv} \quad \text{IV - 24}$$

$$\text{Pow3 : } P_{sto} = P_{fc} - P_{el} + P_{sc} + P_{bat} \quad \text{IV - 25}$$

$$P_{H2} = P_{fc} - P_{el} \quad \text{IV - 26}$$

P_{sour} Puissance débitée par l'ensemble des sources dans le bus continu ;

P_{sto} Puissance débitée par le système de stockage ;

P_{H2} Puissance débitée par les sources de stockage long terme.

Le flux de la puissance reçu par la charge est égal au flux de la puissance débitée par l'ensemble des sources moins le flux de puissance assigné à la régulation du bus continu (Pow1). Les sources sont constituées par les dispositifs de stockage (Pow2) et la source photovoltaïque. Le dispositif de stockage court/moyen/long terme selon Pow3 est constitué de la source hydrogène (PEMFC/Electrolyseur voir relation IV-26), le pack batteries et le pack supercondensateurs.

Pour réguler le transfert de puissance, sept (7) convertisseurs d'électronique de puissance sont utilisés comme présenté sur la Figure 4-19.

Le bloc "Echange de flux de puissance" est explicité sur la Figure 4 - 24. Le bloc "Répartition de puissance" étant l'inversion du bloc "Echange de flux de puissance", il faudra spécifier celui-ci ce d'autant plus que lors de cette inversion qui définira les références de puissance pour la commande, il faudra tenir compte de la dynamique des composantes électrochimiques et des configurations de fonctionnements selon l'état énergétique du système.

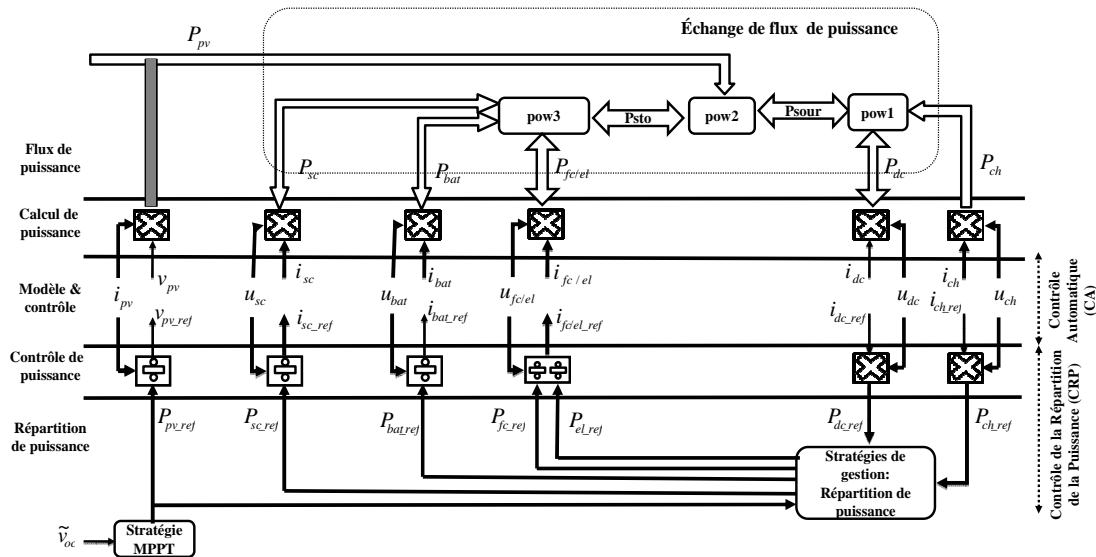


Figure 4 - 24 : Représentation multi-niveaux explicitant le bloc "Echange de flux de puissance "

Nous allons maintenant traiter les différentes répartitions possibles faisant référence aux différentes configurations de fonctionnement.

4.3.2.3.3 Différents modes de répartition de puissance

Nous résumerons ces modes en quatre principaux.

- **Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires**

En inversant la relation Pow1 on obtient la référence de la puissance que doit fournir l'ensemble des sources :

$$\text{Pow1c : } P_{sour_ref} = P_{dc_ref} + P_{ACDC_ref} \quad \text{IV - 27}$$

De cette expression, il faudra désigner la puissance assignée aux éléments de stockage en extrayant celle débitée par la source photovoltaïque :

$$\text{Pow2c : } P_{sto_ref} = P_{sour_ref} - \hat{P}_{pv} \quad \text{IV - 28}$$

Cette puissance à stocker ou à déstocker devra être répartie entre les Scap, les Bat et les PEMFC/Electrolyseur selon leurs dynamiques respectives.

Nous évaluerons la référence de la puissance fournie à l'ensemble PEMFC/Electrolyseur par P_{H2_ref} . Compte tenu de leur dynamique lente, un filtre passe-bas est introduit avec a priori un limiteur de puissance [Zhou09a] [Lu10] selon les limites maximales admises par la PEMFC Et l'électrolyseur.

$$\text{Pow3c : } P_{H2_ref} = \frac{1}{1 + \tau_{H2} \cdot s} \cdot P_{sto_ref} \quad \text{IV - 29}$$

$$\tau_{H_2} [s] = 10$$

Le choix de la constante de temps doit être aiguillonné par le diagramme fréquentiel du dispositif énergétique aux bornes duquel l'on assure le filtrage. En raison de la plage fréquentielle admise (Figure 4 - 10) pour chaque type de source, par voie d'expérimentation, la fréquence de filtrage de chaque élément devra être déterminée afin d'estimer une constante de temps qui prenne réellement en compte la dynamique propre à l'élément. Cette valeur caractéristique de l'entité énergétique est sensée être constante si l'on néglige l'aspect vieillissement (le vieillissement change les propriétés physiques).

L'objectif étant dans ce mode de faire débiter ou de fournir de l'énergie au dispositif de stockage long terme, selon le signe de $P_{H_2_ref}$, on pourra soit assigner cette puissance à la PEMFC ($P_{H_2_ref}$ positif) ou à l'électrolyseur ($P_{H_2_ref}$ négatif). De sorte que [Zhou09a]:

$$\begin{array}{llll} \text{Si} & P_{H_2_ref} > 0 & \text{alors} & P_{fc_ref} = P_{H_2_ref} & \text{et} & P_{el_ref} = 0 \\ \text{Si} & P_{H_2_ref} = 0 & \text{alors} & P_{fc_ref} = 0 & \text{et} & P_{el_ref} = 0 \\ \text{Si} & P_{H_2_ref} < 0 & \text{alors} & P_{fc_ref} = 0 & \text{et} & P_{el_ref} = |P_{H_2_ref}| \end{array}$$

Dans le même temps, les transitoires que ne peuvent prendre en compte l'ensemble PEMFC/Electrolyseur (fonctionnant aux basses fréquences) seront assignés aux batteries (moyennes fréquences) et supercondensateurs (hautes fréquences) comme suit :

La puissance de référence aux bornes des batteries est obtenue en extrayant de P_{sto_ref} , filtrée par un filtre "moyenne" fréquence, la part assignée aux basses fréquences ($P_{H_2_ref}$):

$$\text{Pow3c}' : \quad P_{c3'} = \frac{1}{1 + \tau_{bat} \cdot s} \cdot P_{sto_ref} \quad \text{IV - 30}$$

$$\begin{array}{ll} \text{Pow3cc} : & P_{bat_ref} = P_{c3'} - P_{H_2_ref} \quad \text{IV - 31} \\ & \tau_{bat} [s] = 2 \end{array}$$

Finalement la puissance de référence aux bornes des supercapacités sera obtenue en soustrayant de P_{sto_ref} les basses et moyennes fréquences (Powc3') car $\tau_{H_2} > \tau_{bat}$:

$$\text{Pow3cc}' : \quad P_{sc_ref} = P_{sto_ref} - P_{c3'} \quad \text{IV - 32}$$

La Figure 4 - 25 explicite ce fonctionnement. Un zoom sur les schémas blocs du niveau hiérarchique "Répartition de puissance" est mis en exergue afin d'explicitier les équations qui y sont décrites.

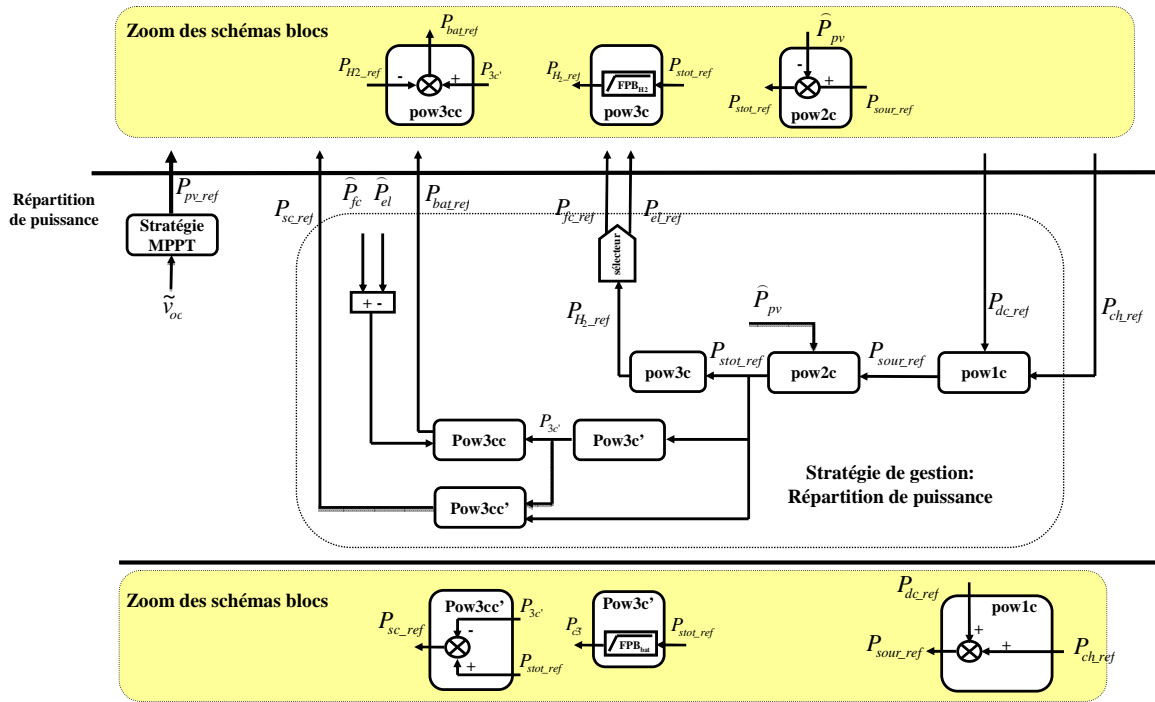


Figure 4 - 25 : Batteries et supercondensateurs assurent les transitoires

- **Fonctionnement charge/décharge de la batterie où les Scap assurent les transitoires**

Nous sommes ici dans la configuration où les batteries satisfont seules la charge, les supercondensateurs assurant les transitoires. La puissance de référence aux bornes des batteries sera évaluée par la relation IV-30 et celle assignée aux supercondensateurs par la relation IV-32:

$$\text{Pow3c}' : \quad P_{bat_ref} = \frac{1}{1 + \tau_{bat} \cdot s} \cdot P_{sto_ref} \quad \text{IV - 33}$$

$$\text{Pow3cc}' : \quad P_{sc_ref} = P_{sto_ref} - P_{bat_ref} \quad \text{IV - 34}$$

La Figure 4 - 26 explicite ce fonctionnement.

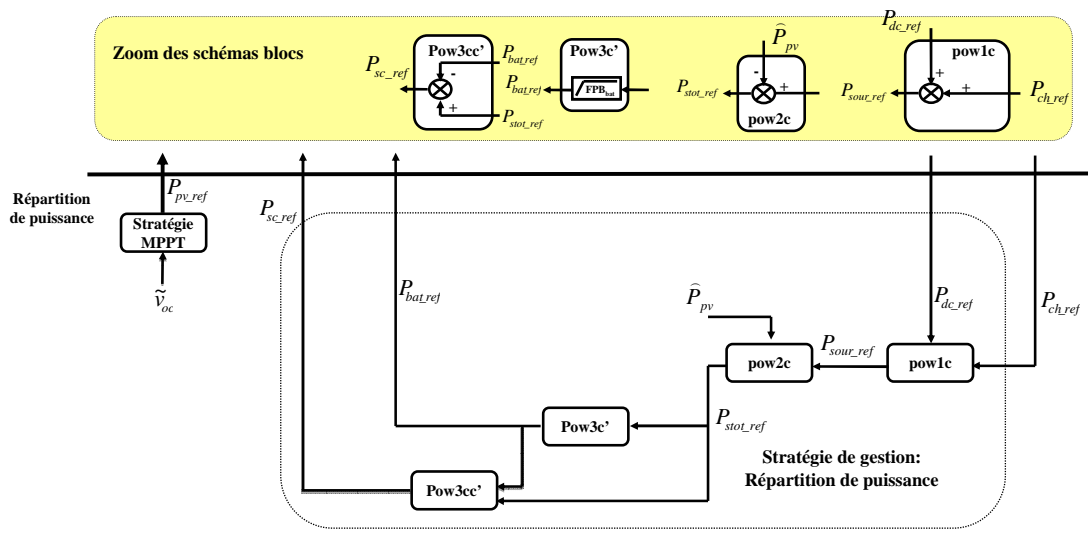


Figure 4 - 26 : Les supercondensateurs assurent les transitoires en fonctionnement batteries seules

▪ **Fonctionnement Scap seules**

S'il arrive éventuellement que les supercapacités soit déchargées, il faudra alors en toute priorité les recharger. On pourra donc avoir leur fonctionnement exclusif :

Powcc3' : $P_{sc_ref} = P_{sto_ref}$ IV - 35

La Figure 4 - 27 explicite ce fonctionnement.

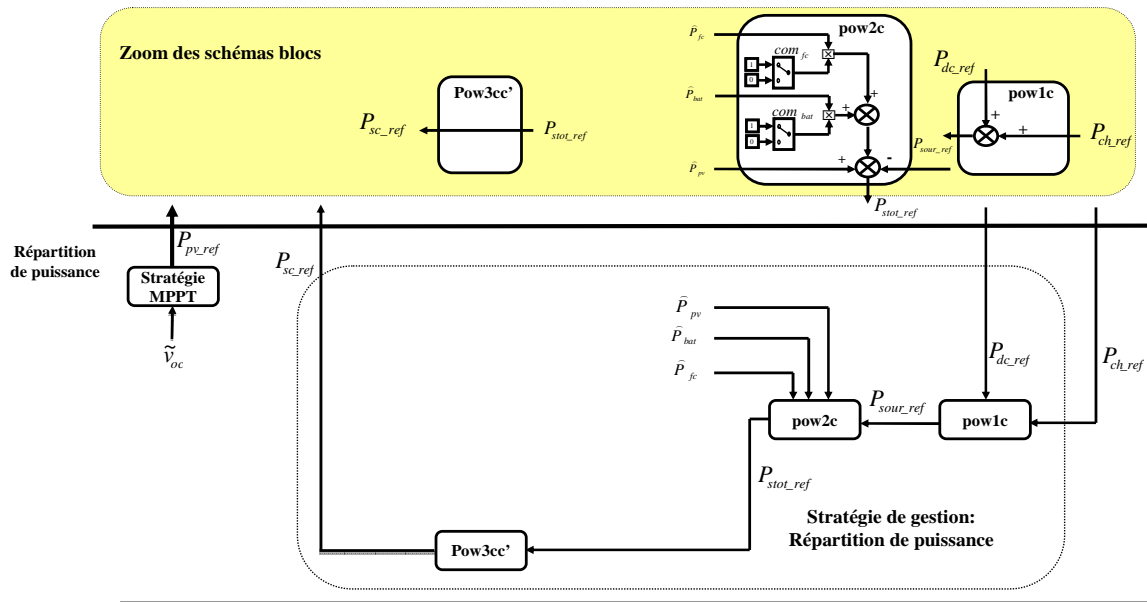


Figure 4 - 27 : Fonctionnement supercapacités seules

Dans ces conditions, comme cela sera explicité plus loin, la relation Powc2 serait :

Powc2 : $P_{sto_ref} = \hat{P}_{pv} + com_{bat} \cdot \hat{P}_{bat} + com_{fc} \cdot \hat{P}_{fc} - P_{sour_ref}$ IV - 36

Dans l'expression IV-36, com_{bat} , com_{fc} sont des signaux de commutations qui peuvent prendre deux valeurs (0 et 1). Ainsi si la source PV produit suffisamment, com_{bat} , com_{fc} seront égal à zéro (0) ; dans le cas contraire on pourrait solliciter à leurs points de fonctionnement nominaux soit les Batteries, soit la PEMFC ou les deux selon les consignes données à com_{bat} et com_{fc} .

▪ **Fonctionnement batteries et Scap en charge**

Il pourrait arriver que les batteries et les supercapacités soient déchargées en même temps, on pourrait en priorité les recharger ensemble car faire fonctionner le système sans eux serait compromettre la durée de vie de la PEMFC et de l'électrolyseur. Dans ce mode de fonctionnement, si la production de la source solaire n'est pas suffisante, on pourrait faire fonctionner la pile en régime nominal; nous traiterons cela dans le point suivant.

Dans ce mode de fonctionnement, il faudra à la fois prendre en compte la dynamique aux bornes de la batterie et l'état de charge de la batterie et des supercapacités.

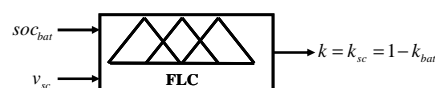


Figure 4 - 28 : Système à base de logique floue

La prise en compte de la dynamique aux bornes du pack de batteries revient à introduire comme précédemment un filtre passe bas puis la prise en compte de l'état de charge des deux

éléments énergétiques revient à faire une répartition entre eux de la puissance P_{sto_ref} . Il s'agira donc de définir un coefficient de répartition qui varie avec l'état de charge des éléments. Généralement la logique floue est utilisée pour faire ce type de répartition [Bilo06][Ying10][Zand11].

Comme présenté sur la Figure 4 - 28, le coefficient de répartition généré par le système flou permettra d'obtenir la référence de puissance assignée à la batterie tout en considérant sa dynamique propre:

$$P_{bat_ref'} = P_{sto_ref} \cdot k_{bat} \quad \text{IV - 37}$$

Pow3c' :
$$P_{bat_ref} = \frac{1}{1 + \tau_{bat} \cdot s} \cdot P_{bat_ref'} \quad \text{IV - 38}$$

En raison du filtrage moyenne fréquence aux bornes des batteries, la partie haute fréquence de la puissance assignée ainsi à la batterie $[k_{bat} \cdot P_{sto_ref}]$ sera rajoutée à la puissance de référence des Scaps de sorte qu'on ait :

Pow3cc' :
$$P_{sc_ref} = k_{sc} \cdot P_{sto_ref} + P_{bat_ref'} - \hat{P}_{bat} \quad \text{IV - 39}$$

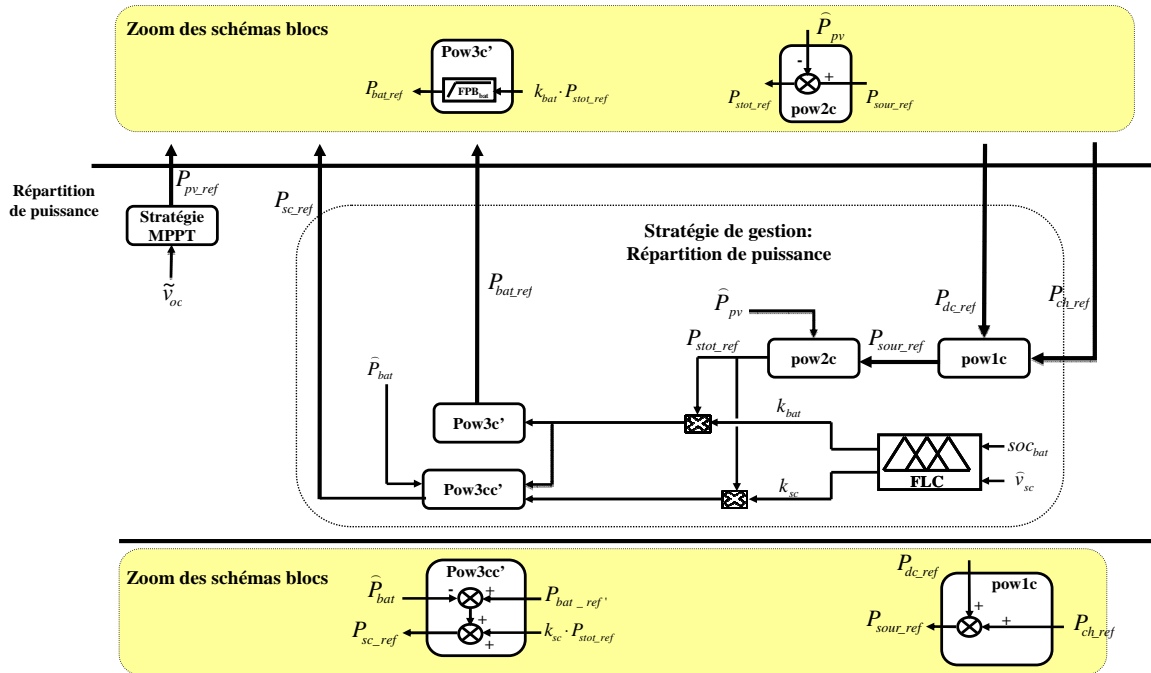


Figure 4 - 29 : Fonctionnement batteries et supercapacités en charge

Nous allons expliciter le bloc de contrôleur de logique floue. Selon la structure générale d'un système flou présentée sur la Figure 4 - 21, nous définissons les fonctions d'appartenance des grandeurs d'entrées et celle de la grandeur de sortie avant d'établir les règles floues.

Selon la figure 4-30, l'état de charge de la batterie (SOC_{bat}) et la tension du pack de supercapacité (V_{sc}) sont retenus comme grandeurs d'entrées. Nous prenons en compte la plage de 0 à 100% pour l'état de charge de la batterie et toute la plage de tension des Scap de 0 à V_{sc} . Les différentes fonctions d'appartenance seront identifiées grâce aux noms définis respectivement pour la fuzzification de la tension des supercapacités et l'état de charge de la batterie selon le Tableau 4 - 2 :

Tableau 4 - 2 : Définitions des noms des différentes fonctions d'appartenance en entrée du système flou

Désignation Des fonctions	Batterie	Scaps
	Sigles	
Très petit	TP	TP
Petit	P	P
Petit-Moyen	PM	☒
Moyen	M	M
Moyen-Grand	MG	☒
Grand	G	G
Très grand	TG	TG

La Figure 4 - 30 présente les fonctions d'appartenance retenues en entrée.

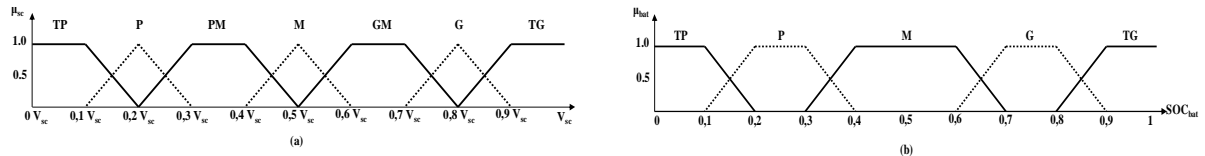


Figure 4 - 30 : fonction d'appartenance des grandeurs d'entrée : a) tension des Scaps ; b) Etat de charge du pack de batteries ($SO_{C_{bat}}$)

En utilisant un contrôleur flou de type Sugeno pour la défuzzification, les différentes fonctions de sorties (de simples singletons) seront identifiées selon le Tableau 4 - 3:

Tableau 4 - 3 : Définitions des noms des différentes fonctions d'appartenance en sortie du système flou

Désignation Des fonctions	Sigles
Petit moins	P-
Petit	P
Petit plus	P+
Petit-Moyen	PM
Moyen moins	M-
Moyen	M
Moyen plus	M+
Moyen-Grand	MG
Grand moins	G-
Grand	G
Grand plus	G+

La grandeur de sortie étant le coefficient de répartition k ($k=k_{sc}=1-k_{bat}$), ses fonctions d'appartenance sont présentées sur la Figure 4 - 31.

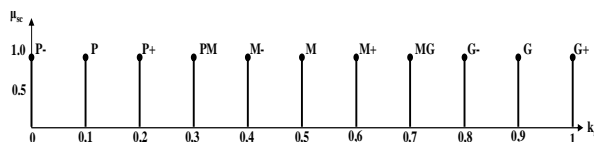


Figure 4 - 31 : fonctions d'appartenance de la grandeur de sortie (k_{sc})

Les règles floues qui relient les fonctions d'appartenances d'entrée et celles de sortie sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 - 4 : Règles floues pour le mode charge simultanée bat/scap

		Scap						
		TP Très petit	P petit	PM Petit-moyen	M moyen	GM Grand-moyen	G grand	TG Très grand
Bat	TP Très petit	G+	G-	M+	M-	P+	P-	P-
	P petit	G+	G	M+	M	P+	P	P-
	M moyen	G+	G	MG	M	PM	P	P-
	G grand	G+	G	MG	M	PM	P+	P-
	TG Très grand	G+	G+	G-	M+	M-	PM	P-

La surface de contrôle résultant de notre approche est présentée sur la figure suivante :

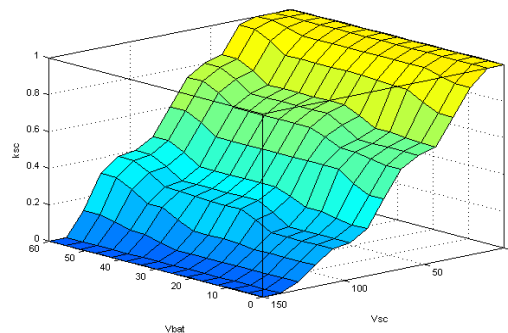


Figure 4 - 32 : Surface de contrôle du système flou

La surface de contrôle spécifie bien que lorsque les supercondensateurs sont déchargés, il faut en priorité leur fournir quasiment toute la puissance de charge. Et plus les supercondensateurs sont chargés plus la proportion de la puissance de charge diminue.

Il est possible d'unifier les quatre configurations de fonctionnement précédemment décrites.

4.3.2.3.4 Unification des modes

Pour procéder à l'unification de l'ensemble des modes de fonctionnement et à la commutation entre modes, nous introduirons simultanément le principe de commutation en prenant en compte un niveau ignoré jusque-là dans la structuration hiérarchique de la commande (Figure 4 - 22) : CMF (contrôle du mode de fonctionnement).

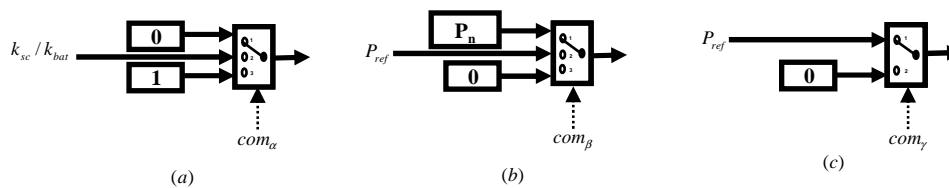


Figure 4 - 33 : Principes de commutation

Il s'agira d'intégrer dans le niveau de contrôle de la répartition de puissance (CRP) des éléments de commutations (Figure 4 - 33) dont les signaux (com_i) seront générés depuis le CMF. Le graphe (a) de la Figure 4 - 33 représente un point de commutation où il est possible d'avoir trois choix. Ainsi, dans le but de commuter entre le mode de fonctionnement "Bat et Scap assurant les transitoires" et "bat et Scap en charge", on peut commuter sur la voie "3" qui permet de définir un coefficient "1" pour le premier mode ou la voie "2" qui introduit les coefficients flous k_{sc}/k_{bat} . La voie "1" permet d'annuler le flux de la puissance couplé à la sortie dudit élément de commutation. Le graphe (b) de la Figure 4 - 33 est un élément de

commutation qui permet de fonctionner soit en mode déconnecté (voie 3 à 0), en mode valeur de référence (voie 2 à P_{ref}) ou en mode nominal (voie 1 à P_n). Finalement l'élément de commutation du graphe (c) de la Figure 4 - 33 permet de passer soit en mode déconnecté (voie 2 à 0) ou en mode de répartition de puissance (voie 1 à P_{ref}). En prenant en compte ces éléments de commutations on pourra unifier les quatre modes précédents comme le montre la Figure 4 - 34 que nous expliciterons subséquemment.

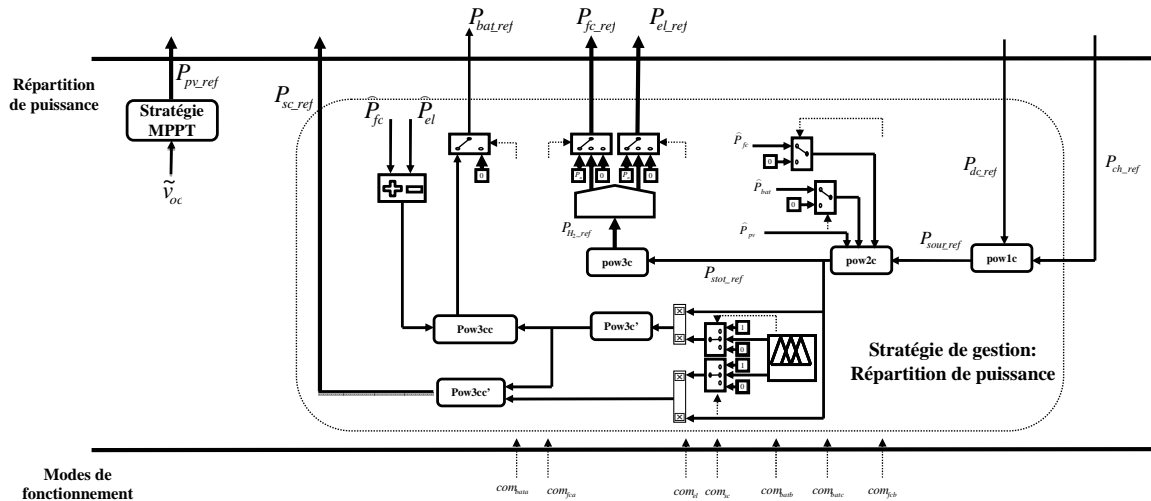


Figure 4 - 34 : Modes de fonctionnements unifiés

▪ **Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires**

Les éléments de commutation sont commandés selon le tableau 4-5 où la croix indique le choix de la voie de commutation.

Tableau 4 - 5 : Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires

	com _{bata}	com _{fca}	com _{el}	com _{sc}	com _{batb}	com _{batc}	com _{fcb}
1	☒						
2		☒	☒			☒	☒
3				☒	☒		

On retrouve, en imposant les consignes du tableau 4-5, la répartition de puissance du mode de fonctionnement "Bat et Scap assurant les transitoires". La Figure 4 - 34 aboutit alors à la Figure 4 - 35 ci-dessous.

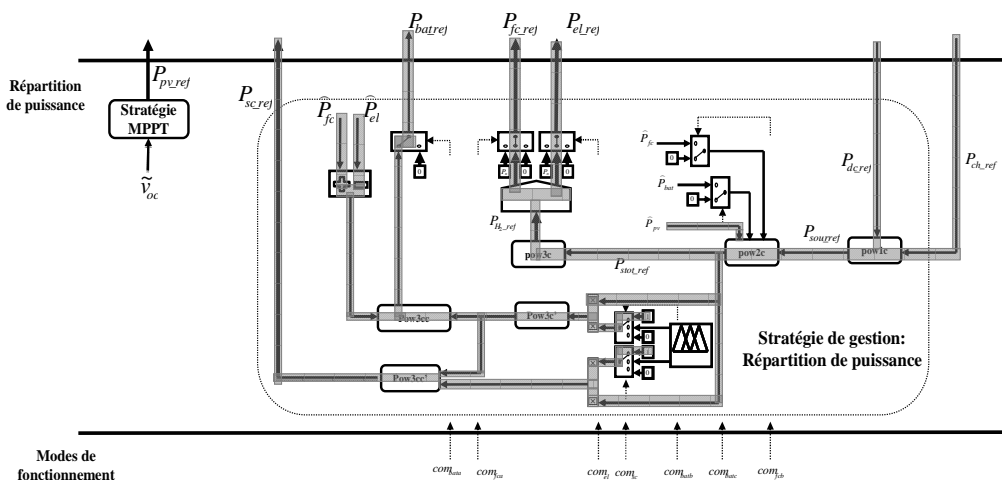


Figure 4 - 35 : Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires

La répartition des flux puissance de la Figure 4 - 35 correspond bien à celle de la Figure 4 - 25.

- **Fonctionnement charge/décharge du pack de batteries où les Scap assurent les transitoires**

Les éléments de commutations sont commandés selon le tableau 4-6.

Tableau 4 - 6 : Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires

	COM _{bata}	COM _{fca}	COM _{el}	COM _{sc}	COM _{batb}	COM _{batc}	COM _{fcb}
1	☒						
2						☒	☒
3		☒	☒	☒	☒		

Comme précédemment les consignes du tableau 4-6 permettent d’obtenir la Figure 4 - 36 qui aboutit à la même répartition de puissance que la Figure 4 - 26.

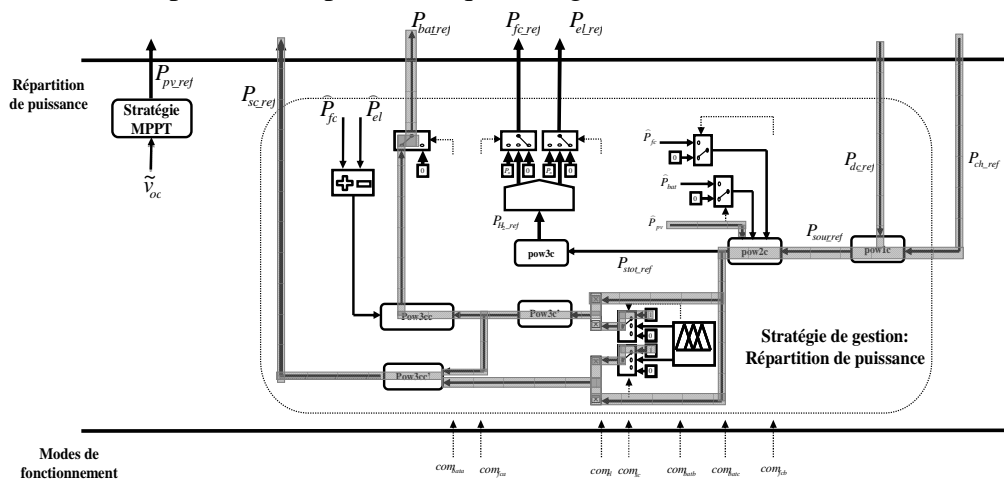


Figure 4 - 36 : Fonctionnement charge/décharge de la batterie où les Scap assurent les transitoires

- **Fonctionnement Scap (seules) en charge**

Les éléments de commutations sont commandés selon le tableau 4-7.

Tableau 4 - 7 : Fonctionnement Scap seules

	COM _{bata}	COM _{fca}	COM _{el}	COM _{sc}	COM _{batb}	COM _{batc}	COM _{fcb}
1					☒	☒	☒
2	☒						
3		☒	☒	☒			

Comme précédemment les consignes du tableau 4-7 permettent d’obtenir la Figure 4 - 37 qui elle également obtient le même résultat que la Figure 4 - 27.

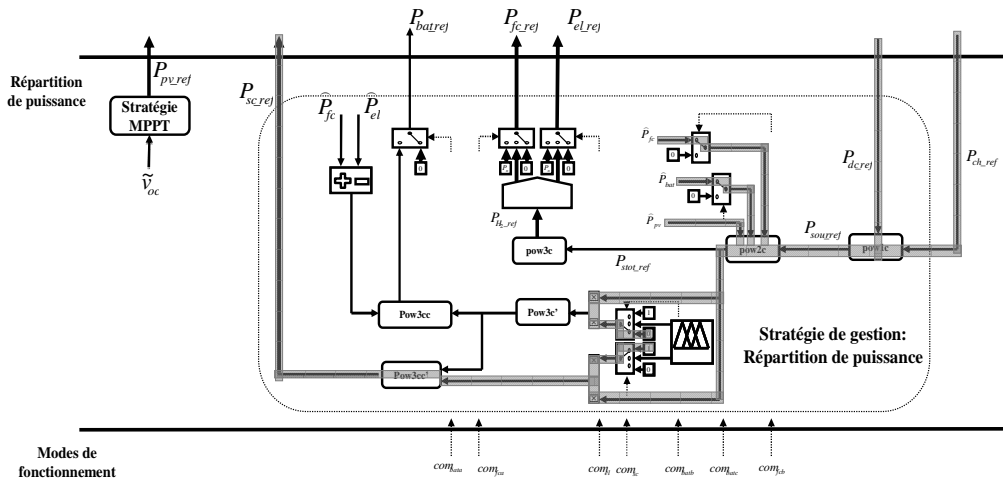


Figure 4 - 37 : Fonctionnement Scap seules

▪ **Fonctionnement batteries et Scap en charge**

Les éléments de commutations sont commandés selon le tableau 4-8.

Tableau 4 - 8 : Fonctionnement Scap seules

	com _{bata}	com _{fca}	com _{el}	com _{sc}	com _{batb}	com _{batc}	com _{fcb}
1	☒						
2				☒	☒	☒	☒
3		☒	☒				

Comme précédemment les consignes du tableau 4-8 permettent d'obtenir la Figure 4 - 38 qui est identique à la Figure 4 - 29.

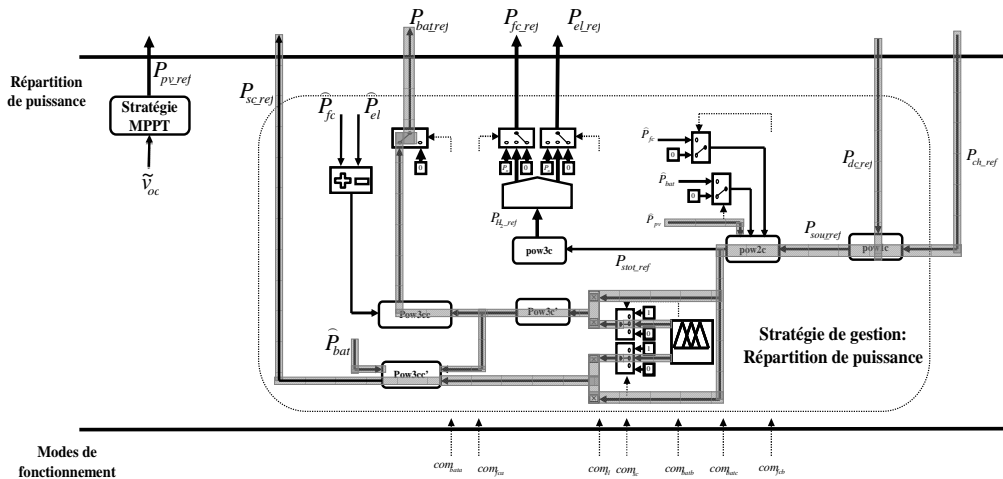


Figure 4 - 38 : Fonctionnement batteries et Scap en charge

Cette démarche de l'unification des modes n'a pas été implantée pour le moment. Nous présentons cependant dans la section suivante deux cas de fonctionnements : "fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires" et "fonctionnement batteries et Scap en charge".

4.3.3 Simulation du système : Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires et Fonctionnement batteries et Scap en charge

Pour la première application, nous considérons les supercapacités et les batteries quasi-déchargées. Nous appliquons une fonction gaussienne comme profil d'ensoleillement journalier. Pendant la journée, la source solaire alimente la charge et stocke le dihydrogène via l'électrolyseur, les hautes et moyennes fréquences de la puissance débitée par le générateur photovoltaïque permettent de charger respectivement le pack de supercondensateurs et de batteries. Sur toute la période de fonctionnement, les batteries et supercondensateurs assurent les transitoires.

4.3.3.1 Fonctionnement avec Bat et Scap assurant les transitoires

Nous considérons une journée de fonctionnement partant du matin à 06H00 au lendemain à 06H00. Le fonctionnement de notre système est décrit selon les résultats présentés ci-dessous.

4.3.3.1.1 Résultats de la production électrique

Considérant le profil d'ensoleillement de la Figure 4 - 39a, la production électrique du champ photovoltaïque est présentée sur la Figure 4 - 39b tandis que la Figure 4 - 39c rappelle le profil journalier de la charge à satisfaire.

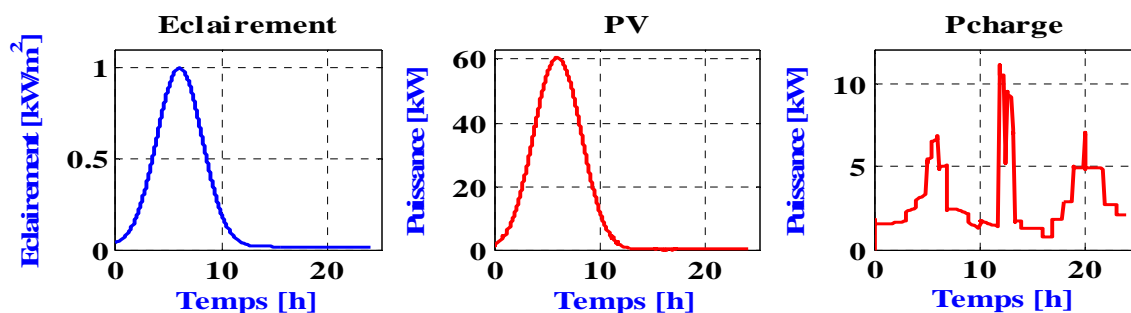


Figure 4 - 39 : (a) Ensoleillement ; (b) production de la source solaire ; (c) profil de la charge

Les supercapacités et les batteries assurant respectivement les hautes et moyennes fréquences, la Figure 4 - 40a présente la puissance reçue (négative) et débitée (positive). Quant aux Figure 4 - 40b et Figure 4 - 40c, elles mettent en relief la repartitions des transitoires entre les batteries et les Spacs.

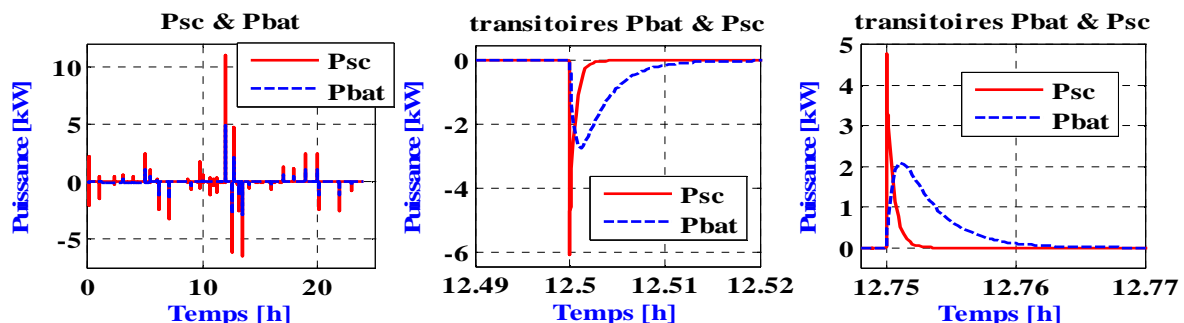


Figure 4 - 40 : (a) puissance Scaps ; (b) Puissance Batteries ; (c) zoom transitoires Scap & Batteries

Les Figure 4 - 40b et Figure 4 - 40c représentent un zoom pour mettre en relief les missions respectives des Scaps et batteries dans la répartition fréquentielle, de gestion des transitoires, des deux entités énergétiques.

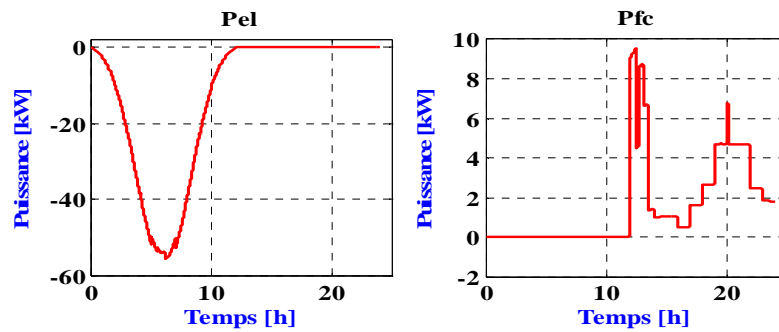


Figure 4 - 41 : (a) Puissance Electrolyseur PEM ; (b) Puissance PEMFC

La Figure 4 - 41 montre bien que l'électrolyseur et la PEMFC ne fonctionnent pas en même temps et que il y a bien production d'hydrogène pendant la période d'ensoleillement (Figure 4 - 41a). La PEMFC fonctionne en absence d'ensoleillement (Figure 4 - 41c).

La Figure 4 - 41 montre donc que de l'hydrogène est produit pendant la journée et que cet hydrogène est utilisé par la PEMFC pour fonctionner en absence d'ensoleillement ; nous présenterons donc par la suite les résultats de la simulation du processus de stockage/déstockage d'hydrogène.

Le résultat de la régulation de la fonction de conversion de l'onduleur est mis en exergue par la régulation de la tension sinusoïdale aux bornes de la charge alternative ; l'annexe A IV.5 (figures AIV-9, AIV-10 et AIV-11).

4.3.3.1.2 Résultats du stockage et déstockage d'hydrogène

La Figure 4 - 42 présente l'état du réservoir de stockage (masse/pression/température).

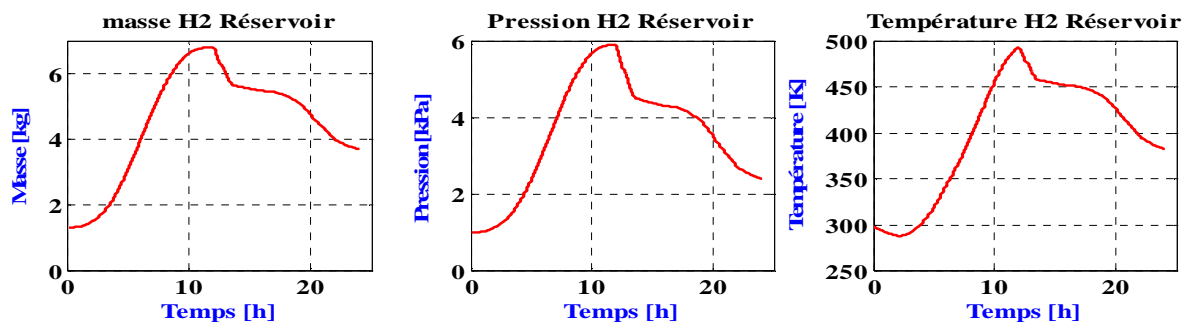


Figure 4 - 42 : Réservoir d'hydrogène : (a) Masse d'hydrogène stocké ; (b) pression du réservoir de stockage ; (c) Température du réservoir de stockage

Comme il peut être remarqué sur la Figure 4 - 42, le fonctionnement sur une journée permet de constater que la PEMFC peut fonctionner toute la nuit de sorte qu'on ait du gaz en réserve. L'étape d'optimisation en perspective permettra de faire un juste compromis entre la réserve d'hydrogène potentiellement cumulable sur une période de jour consécutif d'ensoleillement à ceux clairs et les jours consécutifs de ceux totalement couverts. Cela permettra d'optimiser le dimensionnement afin de ne pas avoir un stock excessif ou insuffisant.

4.3.3.2 Application mixte : bilan de puissance logique floue pour "fonctionnement batteries et Scap en charge".

On suppose ici les batteries et les supercondensateurs quasi déchargés. Pour une production du champ photovoltaïque avec un flux de puissance constant de 21194W et une charge de 2300W (Figure 4 - 43a), on charge les batteries et les supercondensateurs en générant un coefficient de répartition par logique floue.

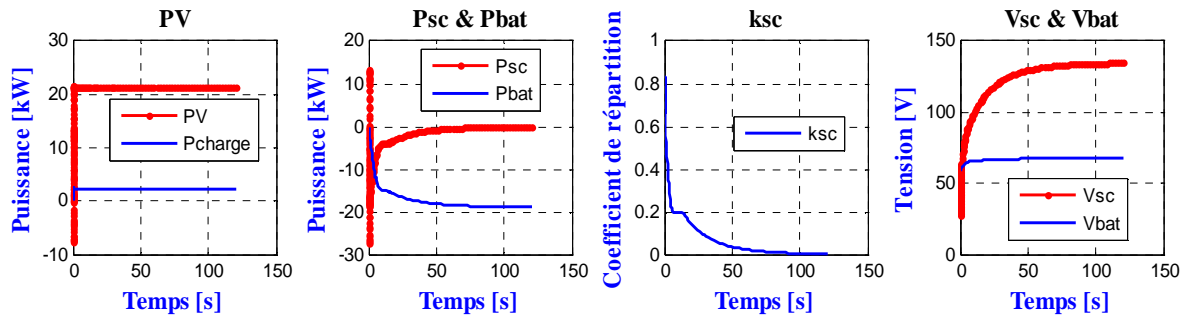


Figure 4 - 43 : Coefficient de répartition k_{sc} pour la charge simultanée du pack batterie et supercapacité

On peut bien se rendre compte de la priorité de recharge accordée aux Scap, de l'évolution du coefficient (Figure 4 - 43c) de répartition avec l'état de charge des Scap (Figure 4 - 43d). Les Scap comme attendu se chargent tout en gérant les hautes fréquences des transitoires (c'est-à-dire k_{sc} différent de zéro).

4.3.3.3 Estimation numérique du rendement de notre système

Le rendement système ($r_{système}$) est obtenu en considérant un fonctionnement simultané de l'ensemble des sources, on aura alors [Busq04]:

$$r_{système} = r_{pv} \cdot r_{bat} \cdot r_{sc} \cdot r_{fc} \cdot r_{conv} \cdot r_{el} \cdot r_{sto} \quad \text{IV - 40}$$

L'objectif ici est de donner une valeur indicative du rendement système de notre application afin de se faire une idée grossière dudit rendement.

4.3.3.3.1 Rendement de l'ensemble des convertisseurs

Selon l'annexe AIV.7, le rendement de conversion entre source et charge est :

$$r_{conv} = 0.79$$

En considérant le rayonnement solaire, le rendement de la conversion photovoltaïque atteint 18% (voire 23% en laboratoire). Le solaire photovoltaïque étant la source principale, il est considéré ici "l'énergie secondaire" de l'énergie solaire (énergie électrique produit par la source photovoltaïque) ; cela implique que $r_{pv} = 1$ du fait de la présence du MPPT, on estime fournir au système le maximum d'énergie susceptible d'être produit par la source PV. Le calcul du rendement consiste donc à évaluer la part exploitable (utile) de l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

4.3.3.3.2 Rendement des Scap

Compte tenu de la résistance interne faible du pack de supercondensateur, son rendement peut être estimé à plus de 99% [Uzun09], nous retiendrons cette valeur limite minimale :

$$r_{sc} = 0,99$$

4.3.3.3.3 Rendement des Batteries

Nous retiendrons également comme rendement du pack de batteries une valeur nominale réaliste selon [LiCH09] :

$$r_{bat} = 0,90$$

4.3.3.3.4 Rendement PEMFC/Electrolyseur PEM

Le rendement d'un électrolyseur pouvant être évalué selon la relation suivante [LiCH09] :

$$r_{el} = \frac{1.48}{V_{el}} \cdot 100\% \quad \text{IV - 41}$$

Le rendement d'une PEMFC pouvant être évalué selon la relation suivante [LiCH09] :

$$r_{el} = \mu_{fc} \cdot \frac{V_{fc}}{1.48} \cdot 100\% \quad \text{IV - 42}$$

Assumant le rendement de Faraday à $\mu_{fc} = 99\%$ et en estimant comme tension nominale cellule de la pile à 0.7V et celle de l'électrolyseur à 2V, on aura comme rendement indicatif de pile et d'électrolyseur comme suit [LiCH09]:

$$r_{fc} = 0.47$$

$$r_{el} = 0.74$$

4.3.3.3.5 Rendement stockage/déstockage

Le rendement du système de stockage/déstockage sera entièrement subordonné au rendement du compresseur. En fait les pertes dans les réservoirs et les détendeurs sont dues aux masses résiduelles d'hydrogène qui sont liées à la pression minimale de fonctionnement de la pile et à la pression minimale en entrée du détendeur pour son fonctionnement de régulation (le détendeur est choisi de sorte à minimiser cette valeur). Ces pertes seront considérées au cours du premier cycle de charge/décharge ; c'est donc à juste titre que seul est considéré le rendement du compresseur. C'est dans cette optique que [LiCH09] fixe le rendement du réservoir à 100%.

Le rendement des compresseurs est souvent compris entre 40 et 75%. Le rendement du compresseur qui sous-tend notre système est de 0.74 [Genr08].

$$r_{stoel} = 0,74$$

4.3.3.3.6 Rendement global

En résumé le rendement des transferts des flux de puissance à travers les convertisseurs d'électronique de puissance est de 79% et le rendement système est de 18%.

Comme déjà rappelé le rendement global indicatif montre bien l'importance des pertes que revêt l'usage du stockage long terme.

C'est donc le stockage pour une utilisation différée par le vecteur hydrogène qui est responsable de cette relative inefficience du système. C'est un problème d'actualité sur lequel se penche la communauté scientifique. Comme indiqué au chapitre premier, l'utilisation classique PV/Batterie/Scap aurait ici un rendement de 65% contre une perte énorme d'énergie pour les périodes de surproductions de la source solaire. Cette analyse estimative du rendement système ne doit pas négliger cette voie de couplage PEMFC/Electrolyseur mais il est nécessaire de continuer les recherches dans ce domaine comme le confirme le programme 2011 de l'ANR appelé programme PROGELEC (Production Renouvelable et Gestion de l'Electricité) [Anr11].

Par ailleurs, la réduction du coût des hydrures métalliques pourrait favoriser un choix de prédilection en leur faveur ; ce qui augmenterait le rendement du dispositif de stockage/déstockage d'hydrogène.

4.4 Conclusion

Dans le cadre d'un traitement analytique, il a été possible de faire une mise en œuvre d'une application stationnaire de type multi sources.

La démarche complète allant du dimensionnement énergétique, en passant par la constitution de la REM du système et de sa commande rapprochée, la gestion énergétique du système et une application simulée a été déployée le long de ce chapitre.

Nous n'avons pas de banc d'essai du système global qui par le biais d'émulateurs pourrait néanmoins nous permettre de faire une application expérimentale de l'étude globale ; cependant notre travail se voulait une démarche analytique qui déboucherait sur une phase d'optimisation énergétique des systèmes multi sources.

La procédure d'unification des modes introduite et le système de commutation inhérent constituent une interface adéquate pour une perspective de micro réseau de type "smart grid".

Conclusion générale Et Perspectives

1 Conclusion générale

A l'aide de la Représentation Energétique Macroscopique comme outil de modélisation graphique, la modélisation et la gestion d'énergie d'une application stationnaire isolée à base d'un système PEMFC couplé à l'énergie solaire photovoltaïque comme source principale d'énergie sont développées.

Dans un bref état de l'art, une analyse concernant la nécessité d'une production énergétique fiable et viable nous a conduit à l'hybridation des sources d'énergies pour l'exploitation de ressources renouvelables intermittentes et fluctuantes. Le couplage, entre le solaire photovoltaïque et la filière hydrogène, a abouti à la problématique du stockage de l'hydrogène en provenance de la filière photovoltaïque. Un juste compromis entre réduction du coût énergétique et réduction du coût économique nous a conduit au choix du stockage d'hydrogène sous pression par une augmentation du volume de stockage (réduction de la pression maximale de stockage) qui engendre la réduction du nombre d'étages de compression pour le groupe moto compresseur. Cette option de stockage a été préférée au stockage d'hydrogène sous forme liquide (trop "énergivore" pour une application isolée) d'une part, et d'autre part au stockage par hydrure métallique dont le coût économique est encore élevé et donc limitant.

Grâce à la modularité de la REM, une description synergique des phénomènes de tous les domaines physiques interagissants (hydraulique, thermique, électrochimique, thermodynamique, électrique) dans le fonctionnement de l'électrolyseur a été faite ; il en a découlé un modèle REM qui a été validé expérimentalement. Outre la proposition d'une procédure d'évaluation des paramètres du modèle, une approche de résolution de la problématique du potentiel à vide (le potentiel réversible diffère d'une/un cellule/stack à une/un autre) de l'électrolyseur a été introduite et validée. Finalement, a également été introduite, dans la modélisation, la dynamique électrique de l'électrolyseur dans le but d'obtenir un modèle REM unifié pour un fonctionnement soit en statique ou en dynamique de l'électrolyseur. Ce dernier point reste néanmoins à approfondir.

Concernant le solaire photovoltaïque, un modèle REM décrivant le flux énergétique solaire depuis la voûte céleste jusqu'au bus continu en passant par la conversion électro photométrique a été réalisé. Les grandeurs causales dans le domaine radiométrique ont été explicitées. Le modèle photovoltaïque ainsi obtenu, en plus de prendre en compte les résistances série et parallèle, prend en compte l'influence simultanée de l'ensoleillement et de la température. Il est ainsi un peu plus orienté vers une description temps réel. Une relation paramétrique qui permet de passer du module à la cellule ou de la cellule au panneau voire au champ photovoltaïque met en exergue l'effet d'échelle qui régit cette entité énergétique.

Le modèle REM, dans le domaine thermo pneumatique (trois variables), de la chaîne de stockage/déstockage de dihydrogène a été réalisé. Dans la modélisation REM de chaque dispositif de cette chaîne de stockage, en plus du modèle REM de l'échangeur de chaleur, une approche analytique du détendeur a permis d'en extraire une REM fidèle à son fonctionnement d'un point de vue macroscopique. Le principe d'effet d'échelle du pack de batteries, du pack de supercapacités et de la PEMFC a été présenté et simulé. La REM du système global, par l'agencement des différents modules, est réalisée sans naturellement qu'il n'y ait de conflit de causalités compte tenu de la fidélité à la causalité physique.

Ensuite, la démarche complète allant du dimensionnement énergétique, en passant par la commande rapprochée, à la gestion énergétique du système et une application simulée a été finalement exécutée. La gestion énergétique basée sur le principe du bilan des flux de puissance, tout en prenant en compte les dynamiques propres (par la gestion énergétique fréquentielle) du pack de batterie et de l'ensemble PEMFC/Electrolyseur PEM, a été

considérée. Une possibilité de couplage entre bilan des flux de puissance et la logique floue permettant de définir en temps réel le coefficient de répartition entre les supercondensateurs et les batteries en mode recharge simultanée a été développée. Nous avons également introduit une démarche d'unification des différents modes de fonctionnement et le système de commutation inhérent.

Dans le cadre d'un traitement analytique, il a été possible de faire une mise en œuvre d'une application stationnaire de type multi sources à savoir "l'hydrogène solaire" comme combustible à "une application stationnaire de système PAC" qui a regroupé la source solaire photovoltaïque, la PEMFC, les batteries au plomb, les supercapacités, l'électrolyseur PEM, un dispositif de stockage d'hydrogène et une charge à alimenter.

2 Perspectives

Au sortir de ces travaux de thèse plusieurs voies restent à explorer. Tout d'abord, l'uniformisation de la Représentation Énergétique Macroscopique pour décrire un flux énergétique qui lie plusieurs domaines nécessitant d'être potentiellement découplés le long de la chaîne parcourue par le flux énergétique. Dans [Chre08a][Chre09a] et [Agbl11a], le principe de variables d'action/réaction dont le produit est une puissance a été délaissé au profit d'une causalité action/réaction multi variables pour décrire un flux couplant plusieurs domaines comme le domaine thermo pneumatique. Nous voulons proposer dans le point suivant une approche qui permet de rester fidèle au principe générique REM de deux variables d'action/réaction dont le produit est une puissance.

2.1 Nouvelle approche REM pour la description des flux d'énergies multi variables

Si nous considérons un flux énergétique pouvant être décrit par trois variables énergétiques a , b et c liant deux domaines physiques X et Y ; de sorte que nous pourrions découpler le domaine X (respectivement Y) à un moment donné de la propagation du flux énergétique selon la *Fig. C. 1a* ; il sera possible d'utiliser deux des trois variables a , b et c , de manière à ce que leur produit soit homogène à une puissance tout en mettant en exergue la troisième variable afin de ne pas masquer le domaine physique s'y référant. Le choix des deux variables d'action/réaction est fait en considérant le domaine physique vecteur ("domaine porteur") du flux énergétique décrit de sorte que la troisième variable soit celle qui décrit le domaine sous-jacent ("domaine porté"). Selon que la variable du domaine sous-jacent est modélisée comme cause ou effet (action ou réaction), elle sera indiquée en indice de l'une des deux variables principales de même propriété physique (action ou réaction) *Fig. C. 1b*. Cela permet qu'à une étape ultérieure, le domaine initialement considéré comme sous-jacent soit utilisé explicitement *Fig. C. 1b* (domaine X ou Y) pour un découplage selon le besoin de la modélisation.

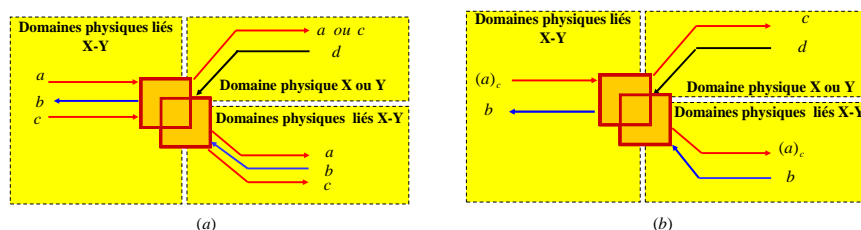


Fig. C. 1 : (a) causalité courante multi variables (trois variables énergétiques) ; (b) proposition de causalité simplifiée

On applique cette approche au domaine thermo pneumatique (couplage domaine pneumatique et domaine thermique) utilisé pour modéliser un flux de gaz (*Fig. C. 2a*). Le flux de gaz en

tant que débit d'une certaine quantité de matière (air, hydrogène, oxygène,...) aura pour domaine énergétique, dit "porteur", le domaine pneumatique avec la pression et le débit volumique comme variables énergétiques. La température du gaz pouvant aider à un bilan thermique lors d'un processus ultérieur du flux, celle-ci sera considérée comme variable sous-jacente se référant au domaine thermique. La modélisation courante présentée sur la Fig. C. 2a pourra se résumer comme indiqué sur la Fig. C. 2b. Dans les deux cas, le découplage ultérieur des domaines thermique et hydraulique se fait aisément avec la possibilité d'être fidèle au principe de variables d'action/réaction dont le produit est homogène à une puissance Fig. C. 2b.

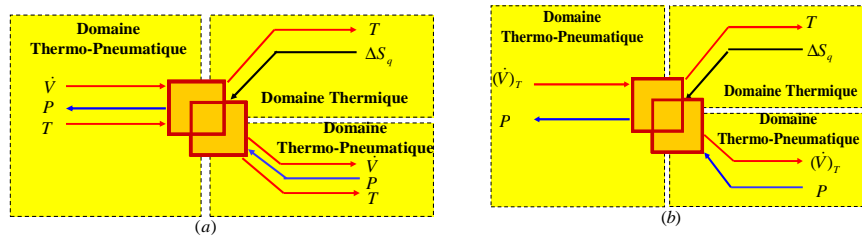


Fig. C. 2 : (a) causalité courante multi variables (domaine thermo pneumatique) ; (b) proposition de causalité simplifiée

Cela peut également s'appliquer à des domaines physiques liés avec quatre variables énergétiques (Fig. C. 3a) voire plus ; la Fig. C. 3b donne pareillement la causalité action/réaction à deux variables.

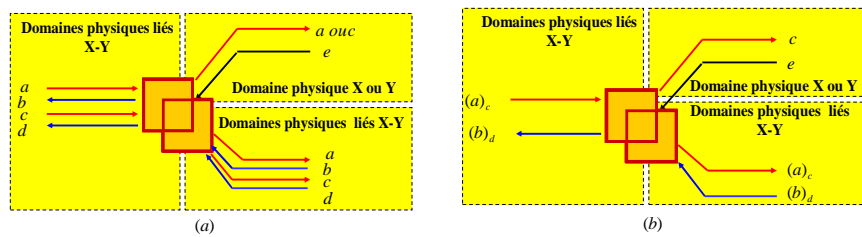


Fig. C. 3 : (a) causalité courante multi variables (quatre variables énergétiques) ; (b) proposition de causalité simplifiée

On pourrait considérer la modélisation d'un flux énergétique décrivant un fluide liquide en écoulement. Un tel flux couple le domaine hydraulique et le domaine thermique qui tous deux pourraient servir à une description à buts différents (bilan thermique et bilan de matière) pouvant être décrit à des moments différents de l'évolution du fluide. La Fig. C. 4a montre la causalité courante et la Fig. C. 4b la proposition introduite ici.

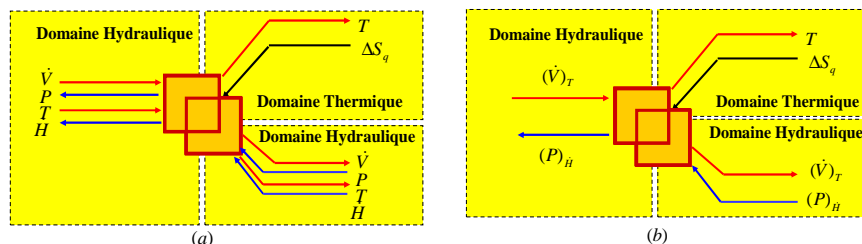


Fig. C. 4 : (a) causalité courante multi variables (domaine hydraulique) ; (b) proposition de causalité simplifiée

En appliquant ce principe à notre modèle électrolyseur de la figure 2-25, on obtient le modèle REM ci-dessous (Fig. C. 5).

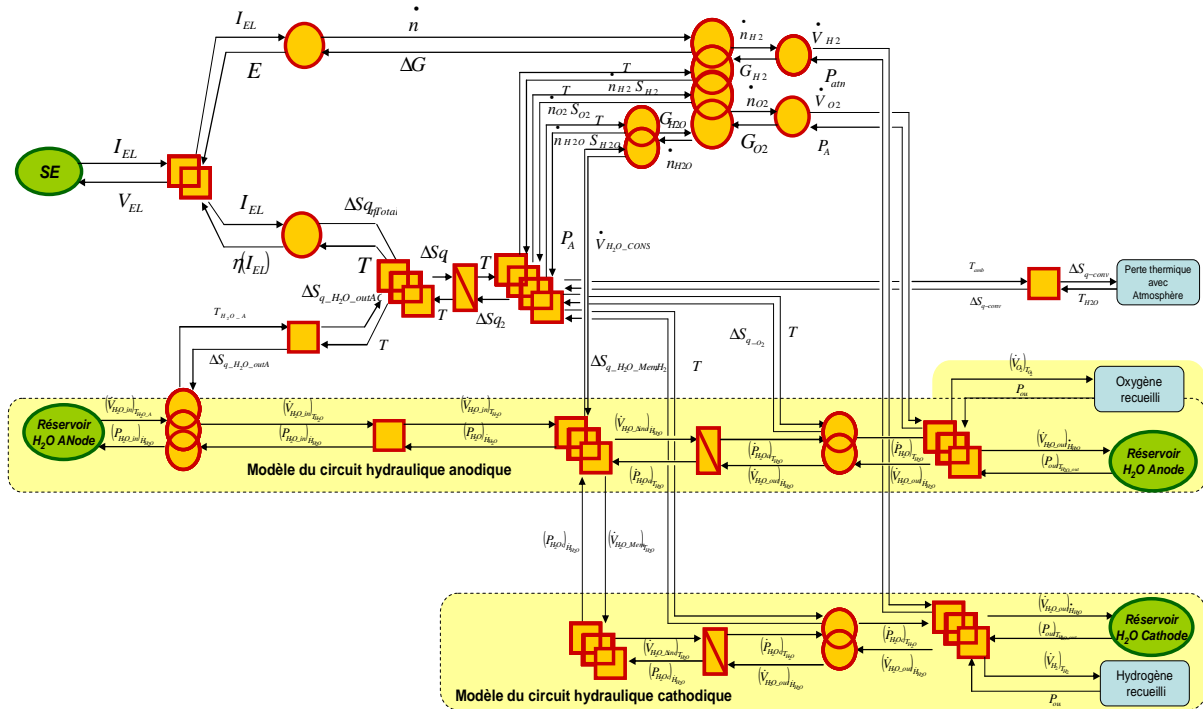


Fig. C. 5 : REM globale de l'électrolyseur avec régulation de la température du réservoir

2.2 D'autres voies exploratoires

Nous nous sommes arrêté dans cette thèse au seuil d'une mise en œuvre expérimentale du système global. Un tel système à une échelle réduite (en laboratoire) pourrait être développé. Il serait subséquemment possible de parachever la commutation automatique entre modes selon l'état des différentes sources ; ce qui, du fait même, présente ces travaux comme une orientation vers les systèmes multi sources de micro réseau de type "smart grid" ; nous envisageons, à moyen terme, d'intégrer une source éolienne puis à long terme une centrale solaire thermique pour prendre en compte la deuxième composante de l'énergie solaire pour une cogénération solaire.

Par ailleurs, il serait bon de mener une étude approfondie sur l'optimisation du dimensionnement de telles applications îlotées pour lesquelles l'intermittence et le caractère fluctuant des ressources renouvelables (solaire voire éoliennes) rend cette optimisation souvent délicate.

Annexes

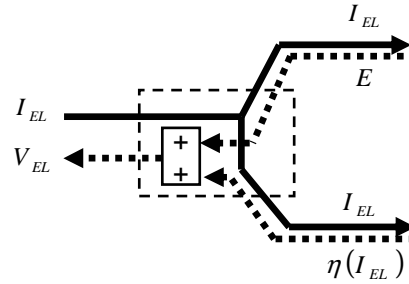
Annexe I : Annexe du chapitre I

Annexe II : Annexe du chapitre II

AII.1 Implantation des formules dans les blocs REM s'y référant

Nous donnons ci-après l'implémentation sous Matlab/Simulink des formules qui sous-tendent quelques pictogrammes du modèle de l'électrolyseur PEM.

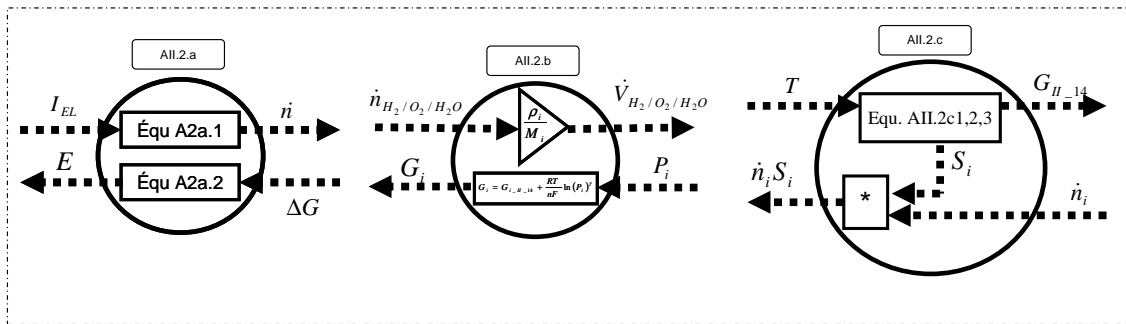
AII.1.1 REM du bloc électrique



AII.1.1 : Implantation figure 2-7

$$V_{EL} = E + \eta(I_{EL})$$

AII.1.2 REM Modèle électrochimique et thermodynamique (figure 2-8)



AII.1.2 : Implantation Figure 2-8

ρ_i Masse volumique de i

M_i Masse molaire de i

$$E = \frac{\Delta G}{nF} \quad (AII.2a.1)$$

$$\dot{n} = \eta_F \frac{I_{EL}}{2F} N_{cell} \quad (AII.2a.2)$$

$$E = \frac{\Delta G}{nF} = E_{II-8} + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{0.5}}{a_{H_2O}} \right)$$

$$\Delta G_{II-14} = nFE_{II-8} = G_{H_2} + \frac{1}{2} G_{O_2} - G_{H_2O}$$

$$G_{H_2} = \frac{G_{H_2II-8}}{nF} + \frac{RT}{2F} \ln(P_{H_2}) \quad (AII.2b)$$

$$G_{O_2} = \frac{G_{O_2II-8}}{nF} + \frac{RT}{2F} \ln(P_{O_2}^{0.5}) \quad (AII.2b)$$

$$G_{H_2O} = \frac{G_{H_2OII-8}}{nF} + \frac{RT}{2F} \ln(a_{H_2O}) \quad (AII.2b)$$

$$H_i = \sum_l \alpha_l T^\gamma \quad (AII.2c.1)$$

$$S_i = \sum_l \alpha_l T^\gamma \quad (AII.2c.2)$$

$$G_i = H_i - T \cdot S_i \quad (AII.2c.3)$$

Les équations AII.2c.1 et AII.2c.2 sont des interpolations polynomiales (voir équations II-17 et II-18).

AII.2.. Paramètres thermodynamiques

La corrélation ci-dessous est utilisée pour évaluer la masse volumique de l'eau permettant de passer du débit massique au débit volumique.

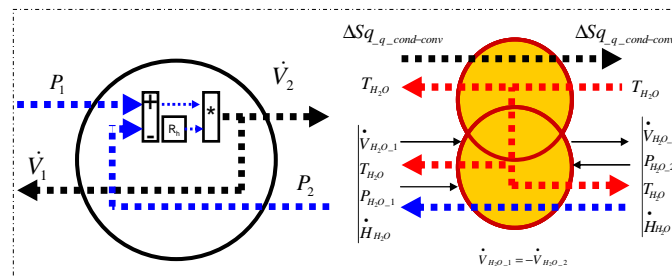
$$\rho_{H_2O} [kg \cdot m^{-3}] = -0.0038 \cdot \theta^2 - 0.0505 \cdot \theta + 1002.6^{[1]}$$

Avec $\theta [^{\circ}C]$

^[1]Cours Transferts thermiques 2^{ème} année Ecole 2^{ème} des Mines Nancy

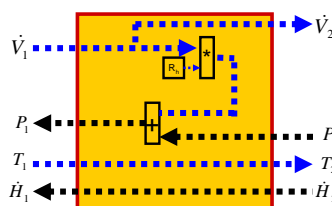
AII.3.. Modèle hydraulique

AII.3.1.. Élément de couplage multi domaine



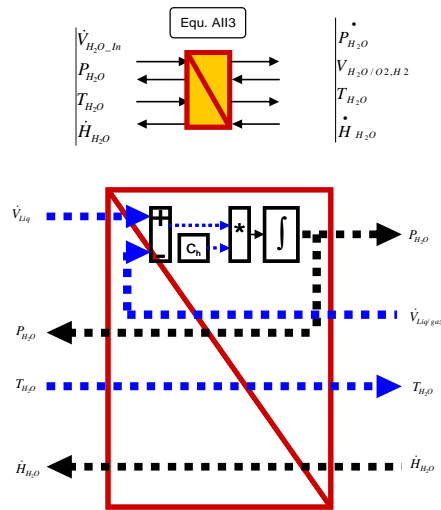
AII.3.1 Implantation élément de couplage multi domaine Fig 2- 21

AII.3.2.. Élément de conversion mono domaine



AII.3.2.1 Implantation élément de conversion mono domaine Fig 2- 22, equ. 2-61

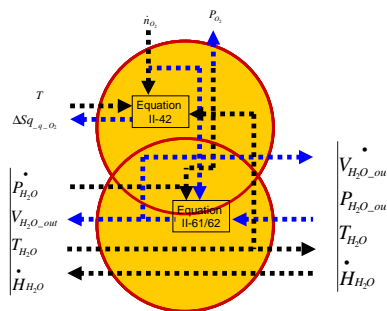
AII.3.3.. Elément d'accumulation



AII.3.3.1 Implantation élément d'accumulation hydraulique Fig 2- 22, equ. II-65

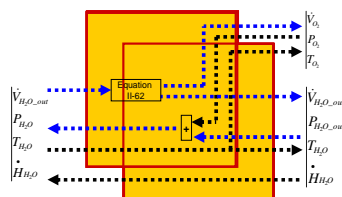
$$P = \frac{1}{C_h} \int (\dot{V}_{Lid} - \dot{V}_{Liq/Gaz}) dt \quad \text{AII3}$$

AII.3.4.. Elément de couplage multi domaine



AII.3.4.1 Implantation élément de couplage multi domaine Fig 2- 22

AII.3.5.. Elément de couplage mono domaine



AII.3.5.1 Implantation élément de couplage mono domaine Fig 2- 22

AII.4.. Méthode d'ajustement et calcul de précision

AII.4.1 L'ajustement paramétrique

Les outils Matlab fitype, Cfit et fit permettent de faire un ajustement paramétrique d'une expression décrivant un système dont on dispose de valeurs expérimentales.

En effet, pour un phénomène physique décrivant le comportement d'un système grâce à l'expression suivante :

$$y = \sum_i a_i f(b_i, x) \quad \text{AII.4.1}$$

où a_i et b_i sont des paramètres à déterminer.

Si nous disposons de n couples de valeurs expérimentales $(x_{\text{exp}}, y_{\text{exp}})$, il sera alors possible grâce à (fitype, Cfit et fit) de déterminer les valeurs des paramètres a_i et b_i pour lesquels l'équation AII.4.1 décrit les n couples de valeurs expérimentales $(x_{\text{exp}}, y_{\text{exp}})$.

4.1.1. Première étape

"Fitype" construit un objet de type ajustement en définissant l'équation paramétrique et les paramètres à identifier comme indiqué sur l'exemple ci-dessous.

$$g = \text{fitype}(\text{'equation AII.4.1'}, \text{'coeff'}, \{\text{'a}_1', \text{'a}_2', \dots, \text{'a}_i', \text{'b}_1', \text{'b}_2', \dots, \text{'b}_i'\}) \quad \text{AII.4.2}$$

Pour plus de détails se référer à MATLAB (instruction "help fitype").

4.1.2. Deuxième étape

"Cfit" et "fit" sont liés. "Cfit" est l'objet créé et lié à la commande "fit" qui elle est structurée comme ci-dessous :

$$\text{FITTEDMODEL} = \text{fit}(x_{\text{exp}}, y_{\text{exp}}, \text{Fitype}) \quad \text{AII.4.3}$$

La commande précédente assure l'ajustement en extrayant les meilleurs paramètres pour lesquels l'équation AII.4.1 décrit les données expérimentales grâce à deux type de méthodes : la méthode des splines ou la méthode d'interpolation.

- Méthodes des splines : Lissage de spline / spline interpolation cubique
- Méthode d'interpolation : Interpolation linéaire / Interpolation par plus proche voisin /

Après ces deux instructions les meilleurs paramètres estimés sont extraits et des données statistiques d'évaluation de la précision de l'ajustement sont fournies.

AII.4.2 Evaluation de précision de l'ajustement

4.2.1 SSE (SCE): Sum squared error (somme des carrés des écarts)

Cette valeur statistique évalue la somme des carrés des erreurs. Il s'agit d'évaluer le décalage entre la fonction obtenue après l'ajustement et les valeurs expérimentales.

$$sse = \sum_{i=1}^n (y_{\text{exp}i} - y_i)^2 \quad \text{AII.4.4}$$

4.3.2 MSE

$$mse = \frac{sse}{n} \quad \text{AII.4.5}$$

4.2.3 Rsquare (R^2)

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_{\text{exp}} \quad \text{Moyen des données } y_{\text{exp}}.$$

Le coefficient de détermination (R^2) est un indicateur qui permet de juger la qualité d'une régression linéaire, simple ou multiple.

$$R^2 = 1 - \frac{SCR}{SCT} \quad \text{AII.4.6}$$

$$SCT = \sum_i (y_{\text{exp}i} - \bar{y})^2$$

$$SCR = \sum_i (y_{\text{exp}i} - y_i)^2$$

SCR est la somme des carrés des résidus. SCT est la somme des carrés totaux.

4.2.4 Adjusted Rsquare R_{adj}^2

$$R_{adj}^2 = 1 - (1 - R^2) \frac{n-1}{n-p-1} \quad \text{AII.4.7}$$

n Nombre d'observation dans l'ensemble des données,
 p Le nombre de variables indépendantes.

AII.4.3 Unicité des paramètres d'ajustement

Pour exécuter l'algorithme d'ajustement paramétrique grâce aux instructions "fitype" et "fit", l'instruction "fitoptions", pour chaque variable, permet de définir en plus de la méthode d'ajustement utilisée :

- Une valeur minimale et une valeur maximale encadrant la solution à priori
- Une valeur initiale pour chaque paramètre ;
- Un nombre maximum de cycle de recherche.

Cette instruction est donnée ci-dessous pour 5 paramètres [a_1 a_2 a_3 a_4 a_5] recherchés.

```
Object_Name=fitoptions('methode','nonlinearLeastSquares',...  
                        'Lower',[a1initial a2initial a3initial a4initial a5initial],...  
                        'Upper',[a1final a2final a3final a4final a5final],...  
                        'MaxFunEvals',7200,...  
                        'Startpoint',[ a10 a20 a30 a40 a50]);
```

4.3.1 Influence de 'Lower' et de 'Upper'.

Nous conseillons, pour ne pas restreindre le champ de recherche de l'algorithme et donc ne pas compromettre l'unicité du résultat, d'étendre à l'infini la plage de recherche.

Ainsi pour toute valeur positive on aurait :

$$a_{\text{initial}} = 0 ;$$
$$a_{\text{final}} = \text{Inf} ;$$

Et pour toute valeur négative :

$$a_{\text{initial}} = 0 ;$$
$$a_{\text{final}} = - \text{Inf} ;$$

4.3.2 Influence de 'MaxFunEvals'.

Cette fonction permet de définir le nombre maximal de cycle de recherche. Après ce nombre de calcul, l'algorithme donnera le meilleur résultat des différentes valeurs calculées. Ce résultat peut ne pas être le meilleur résultat (unique) qui soit.

4.3.3 Influence de 'Startpoint'.

Cette fonction définit les valeurs initiales à partir desquelles l'algorithme entreprend ses recherches pour un cycle maximal de recherche (point 4.3.2). Changer de valeur initiale engendre avoir des résultats différents si le point de convergence n'a pas encore été atteint.

4.3.4 Procédure

- **Influence de 'Startpoint'**

Indiquer comme valeur initiale pour chaque paramètre des valeurs dont l'ordre de grandeur est en adéquation avec le sens physique du paramètre si éventuellement cela est connu à priori.

- **Influence de 'MaxFunEvals'**

Lancer la recherche, récolter les résultats de la paramétrisation en conservant la valeur de la précision de l'ajustement "sse".

Remplacer les valeurs initiales de la fonction 'Startpoint' par les valeurs de la précédente paramétrisation. Relancer la recherche puis récolter les résultats obtenus et noter la précision de l'ajustement "sse".

Reprendre la précédente démarche puis s'arrêter lorsque "sse" ne variera plus.

4.3.5 Vérification de l'unicité des résultats

Recommencer (nombre aléatoire) trois fois l'état 4.3.3 en changeant pour chaque procédure les premières valeurs initiales de la fonction 'Startpoint'. Les trois procédures devront aboutir aux mêmes paramètres.

Annexe III : Annexe du chapitre III

A.III.1 Le détendeur

Objectif : Il s'agit de mieux appréhender le fonctionnement interne du détendeur afin d'en déduire un modèle macroscopique fidèle au fonctionnement du dispositif interne.

Il est généralement utilisé à la sortie d'une enceinte contenant un gaz sous pression qu'on voudrait en sortie récupérer à une pression relativement faible par rapport à la pression de l'enceinte. Le principe du détendeur délivre donc en sortie une pression réduite et quasi stable indépendamment de la variation de pression en amont.

A.III.1.1 Le détendeur (plongée sous-marine) : exemple à deux étages simples (non compensés)

Il se présente en deux étages. Il y a un premier étage à piston simple et un deuxième étage simple. Le principe général est schématisé sur la Figure AIII- 1 ci-dessous. La Figure AIII- 2 illustre la dynamique dans le premier étage et la Figure AIII- 3 celle du deuxième étage.

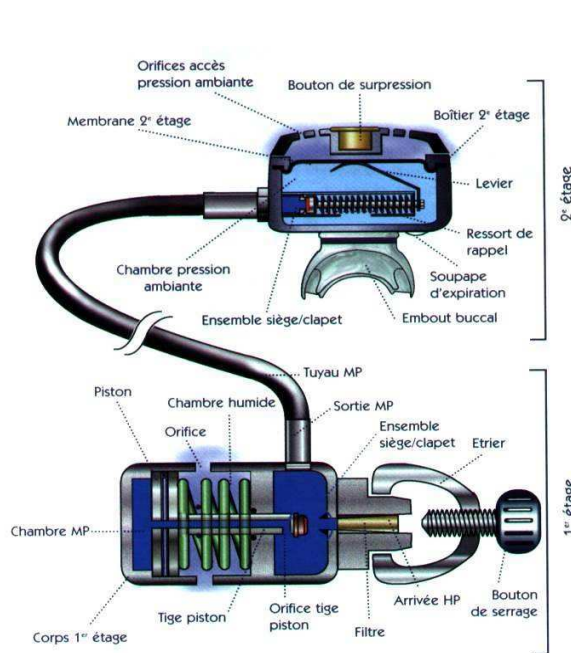


Figure AIII- 1 : L'ensemble du détendeur [dete11]

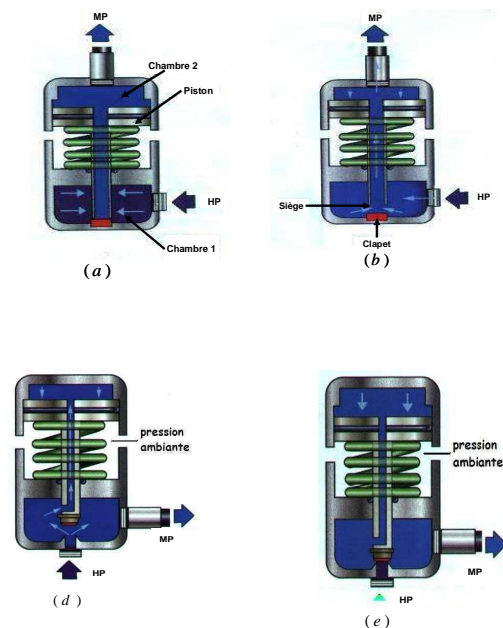


Figure AIII- 2 : premier étage à piston simple [dete11]

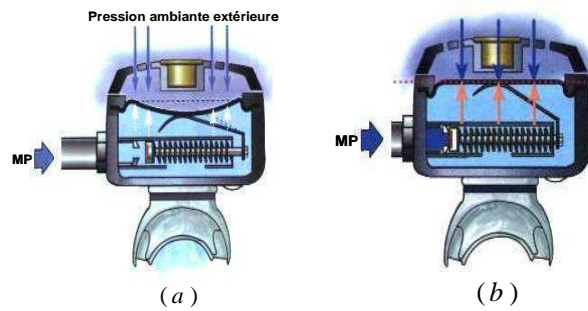


Figure AIII- 3 : deuxième étage simple [dete11]

Le gaz à haute pression (HP) pénètre dans le détendeur (1^{er} étage) par un orifice et accède à une première chambre. Cette chambre est reliée à une seconde chambre grâce à un dispositif mécanique (piston) qui dispose d'une tige creuse au travers de laquelle le gaz de la chambre 1 transite vers la chambre 2. Le piston est relié à un ressort. Une extrémité de l'ensemble piston-ressort est en liaison pivot du côté de la chambre 1 et l'autre extrémité en liaison glissière du côté de la chambre 2. La tige creuse centrale est en liaison pivot avec l'extrémité du piston connectée à la chambre 2 et en liaison glissière avec l'extrémité du piston connectée à la chambre 1. Du côté de la chambre 1, la tige comporte à son extrémité un clapet dont le siège est l'orifice d'entrée du gaz haute pression. La sortie du détendeur moyenne pression (MP) est liée soit à la première ou à la deuxième chambre selon qu'on est en cas de compensation (Figure AIII- 2a et Figure AIII- 2b) ou non (Figure AIII- 2e et Figure AIII- 2d).

Fonctionnement :

A l'ouverture de la robinetterie, le gaz HP pénètre et se détend simultanément dans la chambre 1 à travers la tige creuse du piston et dans la sortie MP. Au cours de cette détente, l'augmentation de la pression dans la chambre 2 applique sur la surface du piston de cette chambre une force qui progressivement, avec l'augmentation de la pression, comprime le ressort jusqu'à repousser le clapet sur son siège, obstruant ainsi l'arrivée HP. L'évacuation progressive du gaz dans le tuyau de MP diminue la pression de la chambre 2, et grâce à la force de rappel du ressort, le piston revient vers sa place initiale ; se déconnectant de son siège et pouvant à nouveau permettre l'arrivée du gaz HP. Ce cycle permet de délivrer pratiquement une pression constante dans le tuyau MP indépendamment de l'entrée.

En inspirant, le plongeur crée une dépression dans le boîtier du 2^{ème} étage ; la force qui s'applique sur la face interne de la membrane diminue. La membrane s'incurve et abaisse le levier, la tige-clapet recule (Figure AIII- 3a), l'air (MP) pénètre dans le boîtier et se détend à la pression ambiante. A la fin de l'inspiration, la pression qui s'applique sur la surface interne de la membrane s'équilibre à nouveau avec la pression extérieure.

L'ouverture du clapet du 2^{ème} étage a entraîné une chute de la MP dans le tuyau MP et le 1^{er} étage; l'état d'équilibre du siège/clapet est rompu (Figure AIII- 2a et Figure AIII- 2b). Le clapet s'écarte alors de son siège, le gaz HP pénètre de nouveau dans la chambre MP et se détend en MP jusqu'à un nouvel équilibre; le détendeur est de nouveau équilibré (Figure AIII- 3b) jusqu'à la prochaine inspiration.

Ces deux étages sont généralement couplés dans un même ensemble mécanique pour les détendeurs utilisés en sortie de bouteilles de stockage.

A.III.1.2 Approche de modélisation [Zafer08]

Pour une approche de modélisation, [Zafer08] a schématisé de façon simplifiée un détendeur (american Meter Gas Regulator, Model 1800) selon la Figure AIII- 4.

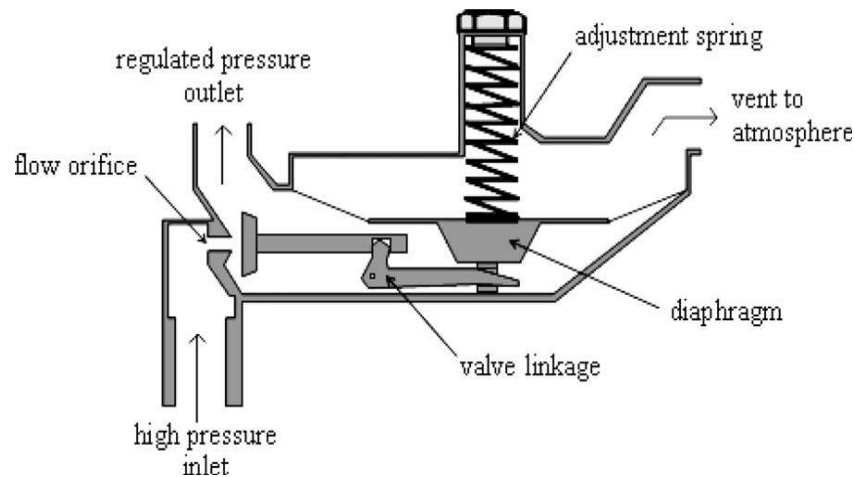


Figure AIII- 4 : Schéma de fonctionnement du détendeur [Zafer08]

Le disque de la tige liée au diaphragme obstrue ou libère la sortie de l'orifice permettant ainsi de contrôler le débit en entrée du détendeur du gaz sous pression. Le diaphragme se déplace en réponse à l'équilibre entre la pression à l'intérieur du détendeur et la tension du ressort d'ajustement. Lorsque la pression régulée (pression en sortie du détendeur) augmente, le disque tend à obstruer l'orifice d'entrée du gaz sous pression ; lorsque la pression régulée est trop basse, le disque s'écarte de l'orifice pour laisser entrer le gaz dans le détendeur. La stabilité du système dépend de la capacité d'amortissement dans le système, et l'essentiel de l'amortissement vient de la limitation (régulation) du gaz entrant dans le régulateur.

A une consigne de réglage mécanique correspond un point de fonctionnement spécifique (P , Q) du détendeur dont P est la pression voulue. La physique interne du détendeur fait correspondre à la consigne de réglage un point (P , Q) tel que $P=P_{ref}$ souhaitée.

En considérant une approche causale, on peut dire que le détendeur subit une pression en amont (pression du gaz à réguler) et il subit également une pression en aval (pression imposée par réglage) ; la Figure AIII- 5a explicite cela.

Toutefois, en prenant en compte la consigne de réglage configurant la physique interne du détendeur lui permettant à son tour d'imposer la pression voulue à sa sortie, l'approche causale macroscopique peut être explicitée selon la Figure AIII- 5b.

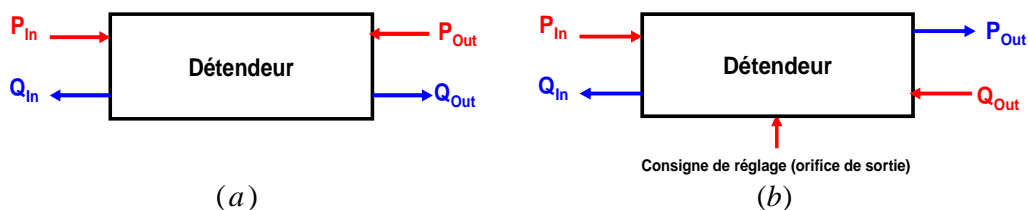


Figure AIII- 5 : Contraintes physiques d'ingénierie et causalités

Pour développer son modèle, [Zafer08] transforme la Figure AIII- 4 en la Figure AIII- 6 où il est défini trois volumes de contrôle (Figure AIII- 6b) qui sont utilisés pour l'analyse dynamique.

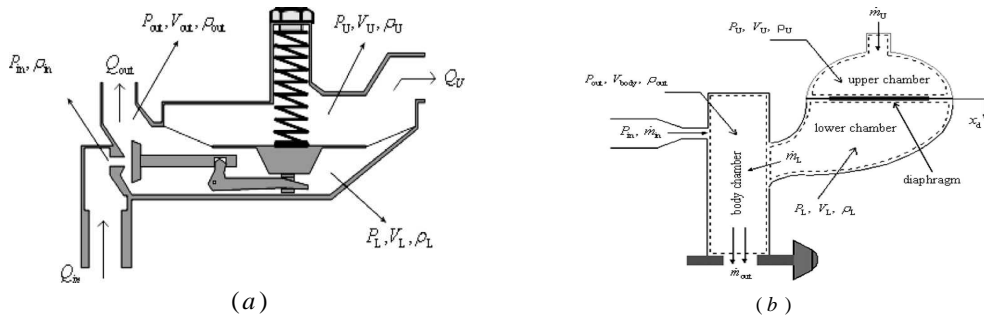


Figure AIII- 6 : Schéma analytique du détendeur [Zafer08]

Le but de son analyse est d'utiliser le contrôle de ces volumes (Body chamber, Lower chamber, Upper chamber) pour évaluer le débit massique (volumique) à travers le détendeur. Dans ce modèle l'auteur a considéré l'hypothèse du gaz parfait dans un processus adiabatique réversible:

$$PV = mrT \quad \text{AIII. 1}$$

$$\frac{P}{\rho^k} = Cste \quad \text{AIII. 2}$$

ρ Masse volumique

En considérant la dérivée temporelle des équations (AIII.1) et (AIII.2), on obtient:

$$\frac{1}{k} \frac{\dot{P}}{P} + \frac{\dot{V}}{V} = \frac{\dot{m}}{m} \quad \text{AIII. 3}$$

Avec $\dot{m} = \rho Q$ et $m = \rho V$

Cette relation reliant la pression, les débits volumiques et massiques est la relation de base utilisée dans [Zafer08] pour l'analyse et la modélisation du détendeur.

A.III.1.2.1 Cavité inférieure: Lower chamber

En appliquant la relation (AIII.3) à la cavité inférieure (Figure AIII- 6), on obtient :

$$\frac{1}{k_L} \frac{\dot{P}_L}{P_L} + \frac{\dot{V}_L}{V_L} = -\frac{Q_L}{V_L} \quad \text{AIII. 4}$$

Le signe moins rend compte de la convention de la direction positive du flux Q_L quand le diaphragme s'éloigne de la cavité inférieure vers la cavité supérieure.

Ce mouvement du diaphragme change le volume de la cavité inférieure selon :

$$\dot{V}_L = -\dot{x}_d A_d \quad \text{AIII. 5}$$

Où \dot{x}_d et A_d sont la vitesse et la surface du diaphragme.

Il découle de (AIII.4) et (AIII.5) l'équation pression-flux ci-dessous :

$$\dot{P}_L = k_L \frac{P_L}{V_L} (-Q_L + \dot{x}_d A_d) \quad \text{AIII. 6}$$

En linéarisant cette équation (série de Taylor), et en négligeant les termes d'ordre supérieur, on obtient :

$$\tilde{P}_L = k_L \frac{P_L}{V_L} (-\tilde{Q}_L + \tilde{x}_d A_d) \quad \text{AIII. 7}$$

A.III.1.2.2 Cavité supérieure: Upper chamber

Avec une analyse similaire, on obtient :

$$\frac{1}{k_U} \frac{\dot{P}_U}{P_U} + \frac{\dot{V}_U}{V_U} = \frac{Q_U}{V_U} \quad \text{AIII. 8}$$

$$\dot{P}_U = k_U \frac{P_U}{V_U} (Q_U - \dot{x}_d A_d) \quad \text{AIII. 9}$$

$$\tilde{P}_U = k_U \frac{P_U}{V_U} (\tilde{Q}_U - \tilde{x}_d A_d) \quad \text{AIII. 10}$$

A.III.1.2.3 Cavité principale: Body chamber

Le flux en sortie du détendeur n'est pas stable en raison de la fluctuation de la pression dans les cavités principale et inférieure du fait que le détendeur recherche constamment le point d'équilibre (point stable de fonctionnement). Pour un fluide compressible, la fluctuation change la densité du fluide ; cependant, le changement en densité de la cavité principale est faible comparé au changement de densité du gaz (sous pression) en entrée du détendeur par rapport à sa sortie (faible pression) du détendeur. Nous pouvons alors évaluer ce changement par un rapport de proportionnalité :

$$K = \frac{\rho_{in}}{\rho_{cp}} \quad \text{AIII. 11}$$

Etant donné que le volume de la cavité principale est constant ($\dot{V} = 0$), l'équation (AIII.3) appliquée à cette cavité donne :

$$\frac{1}{k_{out}} \frac{\dot{P}_{out}}{P_{out}} = \frac{\dot{m}_{out}}{m_{out}} \quad \text{AIII. 12}$$

Le bilan de masse dans cette cavité donne :

$$\dot{m}_{cp} = \dot{m}_{in} - \dot{m}_{out} + \dot{m}_L \quad \text{AIII. 13}$$

Considérant $\dot{m} = \rho Q$, on peut écrire :

$$Q_{cp} = Q_{in} - Q_{out} + Q_L \quad \text{AIII. 14}$$

Il en découle que :

$$\dot{P}_{out} = k_{out} \frac{P_{out}}{V_{cp}} (K Q_{in} - Q_{out} + Q_L) \quad \text{AIII. 15}$$

Faisant usage du développement en séries de Taylor, on obtient également une équation linéaire :

$$\tilde{P}_{out} = k_{out} \frac{P_{out}}{V_{cp}} (K \tilde{Q}_{in} - \tilde{Q}_{out} + \tilde{Q}_L) \quad \text{AIII. 16}$$

A.III.1.2.4 Expressions des flux

A.III.1.2.4.1 Flux de la cavité principale

La Figure AIII- 6 montre que le fluide entre et sort au travers de l’orifice d’entrée, l’orifice de sortie et la sortie au dessus de la cavité supérieure. Chacun de ces flux participe à la réponse dynamique de l’ensemble du détendeur.

Zafer et al. font l’hypothèse d’un flux sonique traversant l’orifice ; de ce fait le flux de l’orifice en entrée du détendeur est proportionnel à la surface de l’orifice et à la course du piston. Le schéma ci après résume la dynamique interne et les actions résultantes.

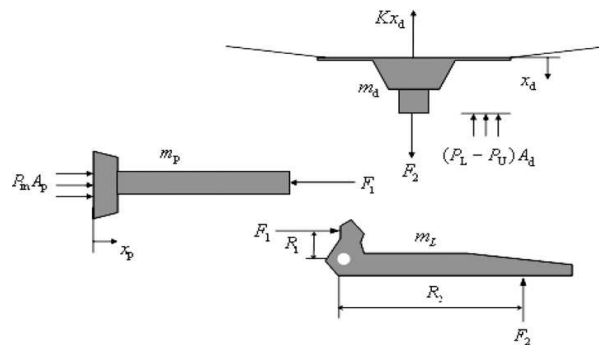


Figure AIII- 7 : Diagramme des grandeurs physiques des trois cavités

Nous avons alors :

$$Q_{in} = C_{in} x_p \quad \text{AIII. 17}$$

C_{in} est une constante caractéristique du dimensionnement du détendeur et peut être obtenue de façon empirique. Il en découle l’expression linéaire :

$$\tilde{Q}_{in} = C_{in} \tilde{x}_p \quad \text{AIII. 18}$$

A.III.1.2.4.2 Flux de la cavité supérieure

Le flux entrant ou sortant de la cavité supérieure se meut à travers un bouchon de secours avec un petit trou d’aération. Le trou de ventilation de la cavité supérieure a pour rôle de réguler le flux lors de l’ajustement du diaphragme ; la plaque de décompression à ressort est sensée empêcher une rupture du diaphragme donc une surpression à ses faces.

Faisant l’hypothèse d’orifice de petite surface pour la cavité supérieure, on utilise pour exprimer le flux, la relation ci-dessous :

$$Q_U = -C_{Ut} \sqrt{P_U - P_{atm}} \quad \text{AIII. 19}$$

Où C_{Ut} est un coefficient (non linéaire) du flux. Cette équation est linéarisée comme précédemment et donne :

$$\tilde{Q}_U = -C_U \tilde{P}_U \quad \text{AIII. 20}$$

Avec
$$C_U = \frac{C_{Ut}}{2\sqrt{P_{U0} - P_{atm}}}$$

L’indice 0 fait référence au point autour duquel est faite la linéarisation.

Annexe III : Annexe du chapitre III

Dans le cas non linéaire, C_{U_t} est obtenu de façon empirique par ajustement de courbe alors que dans le cas linéaire, C_U est la pente de la courbe qui a servi pour l'ajustement paramétrique de la relation (AIII.19).

A.III.1.2.4.3 Flux de sortie

Le flux à la sortie du détenteur est modélisé selon l'hypothèse de la surface de l'orifice de sortie variable. Selon cette approche, on aura :

$$Q_{out} = AC_d \sqrt{P_{out} - P_{atm}} \quad \text{AIII. 21}$$

La linéarisation aboutit à :

$$\tilde{Q}_{out} = C_{10} \tilde{A} + C_{20} \tilde{P}_{out} \quad \text{AIII. 22}$$

Avec $C_{10} = \frac{Q_{out0}}{A_0}$ et $C_{20} = \frac{A_0^2 C_d^2}{2Q_{out0}}$

A.III.1.2.4.4 Flux de la cavité inférieure

L'évaluation de la pression dans cette cavité ne peut coïncider avec les hypothèses de modélisations précédentes. Ce cas est beaucoup plus subtil et l'approche de modélisation est faite dans le cas d'une approximation faisant usage de l'équation de Bernoulli ; les mesures expérimentales valident cette approche de modélisation.

$$P_L^* = P_L + 0.5 \rho_{out} v_{out}^2 = P_L + \frac{\rho_{out}}{2A_m^2} Q_{out}^2 \quad \text{AIII. 23}$$

Ainsi, le paramétrage est fait autour de l'état stable où on considère le diaphragme en équilibre, le flux n'entrant et ne sortant presque pas dans la cavité inférieure.

Il découle de la linéarisation que :

$$\tilde{P}_L^* = \tilde{P}_L + \frac{\tilde{Q}_{out}}{K_L} \quad \text{AIII. 24}$$

Avec $K_L = \frac{A_m^2}{\rho_{out} Q_{out0}}$

En faisant usage de la pression effective, le flux entre la cavité principale et la cavité inférieure est :

$$Q_L = C_{dL} \sqrt{P_L^* - P_{out}} \quad \text{AIII. 25}$$

Après linéarisation, on aura :

$$\tilde{Q}_L = C_L \left(\tilde{P}_L + \frac{\tilde{Q}_{out}}{K_L} - \tilde{P}_{out} \right) \quad \text{AIII. 26}$$

A.III.1.2.5 Système mécanique

Au vu de la Figure AIII- 7, il est clair que c'est la course du piston régulée par la dynamique du diaphragme sous-tendu par le ressort et le système de ventilation qui fixe les débits et la pression en sortie du détenteur. L'équation mécanique qui décrit la course du piston x_p (la

course du diaphragme x_d) rend compte de la dynamique interne du détenteur ; car ces deux grandeurs sont liées par :

$$x_d = L \cdot x_p$$

$$\text{Avec } L = \frac{R_2}{R_1}$$

Pour le modèle non linéaire, on aura :

$$M\ddot{x}_d + b\dot{x}_d + Kx_d A_d (P_L - P_U) = P_{in} \frac{A_p}{L} \quad \text{AIII. 27}$$

La forme linéaire sera:

$$M\ddot{\tilde{x}}_d + b\dot{\tilde{x}}_d + K\tilde{x}_d A_d (\tilde{P}_L - \tilde{P}_U) = 0 \quad \text{AIII. 28}$$

En définitive pour le modèle linéaire en rassemblant les équations (AIII.7), (AIII.10), (AIII.15), (AIII.28) et (AIII.18), (AIII.20), (AIII.22), (AIII.26) on obtient les quatre équations ci-dessous pour la simulation :

$$\tilde{P}_L = k_L \frac{P_{L0}}{V_{L0}} \left(-C_L \tilde{P}_L - \frac{C_L C_{10}}{K_L} \tilde{A} + C_L \left(1 - \frac{C_{20}}{K_L} \right) \tilde{P}_{out} + \tilde{x}_d A_d \right)$$

$$\tilde{P}_U = k_U \frac{P_{U0}}{V_{U0}} (C_U \tilde{P}_U - \tilde{x}_d A_d)$$

$$\tilde{P}_{out} = k_{out} \frac{P_{out0}}{V_{cp0}} \left(K \frac{C_{in}}{L} \tilde{x}_d + \left(\frac{C_L C_{10}}{K_L} - C_{10} \right) \tilde{A} + \left(\frac{C_L C_{20}}{K_L} - C_{20} - C_L \right) \tilde{P}_{out} + C_L \tilde{P}_L \right)$$

$$M\ddot{\tilde{x}}_d + b\dot{\tilde{x}}_d + K\tilde{x}_d A_d (\tilde{P}_L - \tilde{P}_U) = 0$$

Pour le modèle non linéaire, prenant en compte les équations (AIII.6), (AIII.9), (AIII.10), (AIII.27) et (AIII.17), (AIII.19), (AIII.21), (AIII.25), on aura :

$$\dot{P}_L = k_L \frac{P_L}{V_L} (\dot{x}_d A_d - C_{dL} \sqrt{P_L^* - P_{out}})$$

$$\dot{P}_U = -k_U \frac{P_U}{V_U} (\dot{x}_d A_d + C_{Ut} \sqrt{P_U - P_{atm}})$$

$$\dot{P}_{out} = k_{out} \frac{P_{out}}{V_{cp}} \left(K \frac{C_{in}}{L} x_d - A C_{dL} \sqrt{P_{out} - P_{atm}} + C_{dL} \sqrt{P_L^* - P_{out}} \right)$$

$$M\ddot{x}_d + b\dot{x}_d + Kx_d A_d (P_L - P_U) = P_{in} \frac{A_p}{L} + F_C$$

NB : Etant donné que $F_C = Kx_{d0} + A_d (P_{L0} - P_{U0}) - P_{in} \frac{A_p}{L}$, que ce soit en linéaire ou non linéaire, le système est mécaniquement pensé de sorte qu'il soit insensible à la variation de la pression d'entrée.

A.III.1. 3. Remarques et résultats de simulations

A la différence du compresseur et de la turbine où les contraintes mécaniques sont liées aux variables thermodynamiques de sorte que le sens des causalités correspond au sens des

contraintes mécaniques, dans le cas du détendeur, c'est tout autre. La contrainte de la pression de sortie imposée est plutôt une réduction ou une augmentation de la surface de l'orifice de sortie et donc de paramètres mécaniques (surface de sortie, étalonnage de ressort,...), la dynamique interne s'ajuste au point de fonctionnement de ces contraintes pour être à la pression demandée et aspirer/refouler les débits inhérents.

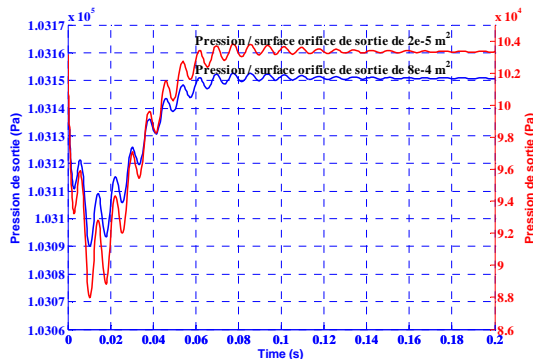


Figure AIII- 8 : Pression de sortie en fonction du réglage de la surface de l'orifice de sortie

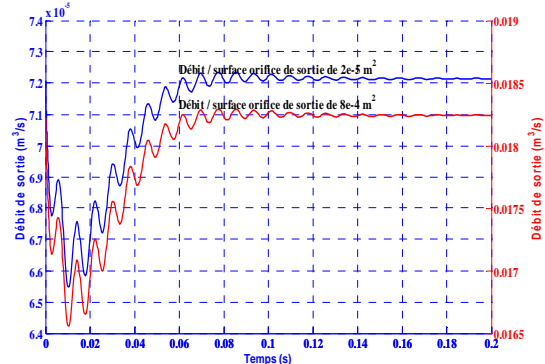


Figure AIII- 9 : réponse du débit de sortie en fonction du réglage de la surface de l'orifice de sortie

La pression et le débit volumique voire débit massique en entrée et en sortie du détendeur ne sont donc pas directement liées par les relations isentropiques. Cependant, grâce au taux de détente on pourrait appliquer aux températures en entrée et en sortie une relation isentropique voire polytropicque.

Les Figure AIII- 8 et Figure AIII- 9 montrent la simulation de la réponse en pression et en débit volumique d'un détendeur à différentes valeurs de la surface d'orifice de réglage du détendeur.

A.III.1. 4. Résumé de l'approche causale : REM du détendeur

La Figure AIII- 10 rappelle les causalités du détendeur dans le domaine hydraulique tel que explicité jusque là. Cette description causale est fidèle à la fonctionnalité interne du détendeur.

En considérant le couplage thermo hydraulique, la température du fluide à la traversée du détendeur est prise en compte. Celle-ci y subit une transformation isentropique. Au vu des Figure AIII- 8 et Figure AIII- 9, on réalise que la pression et le débit volumique peuvent être considérés comme des grandeurs d'état du système. Vu la dynamique des deux réponses, on pourrait estimer que les deux grandeurs sont liées afin de ne retenir qu'une seule grandeur d'état. Cependant, nous ne rentrerons pas ici dans le détail d'une modélisation fine ; notre objectif étant une approche macroscopique. Toutefois, en considérant la pression et le débit volumique comme des grandeurs d'état, puis en prenant en compte la consigne de réglage, au vu des causalités physiques de la Figure AIII- 10, la REM du détendeur pourrait se présenter comme sur la Figure AIII- 11.

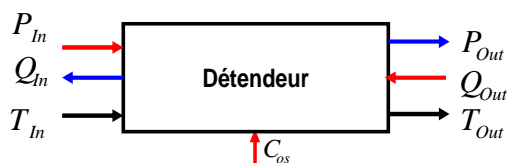


Figure AIII- 10 : Causalités du détendeur

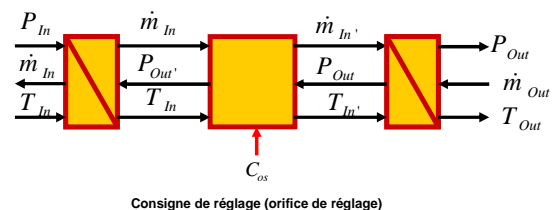


Figure AIII- 11 : REM du détendeur

En comparant les transitoires rapides des figures AIII-8 et AIII-9 et la dynamique lente du couple PEMFC/Electrolyseur PEM, nous nous permettons dans le cadre de ces travaux de thèse de négliger les transitoires des deux grandeurs d'état pour les considérer comme des grandeurs stationnaires.

C'est cette approximation qui a été retenue et utilisée dans le cette thèse. La REM du détendeur se ramènerait à la Figure AIII- 12:

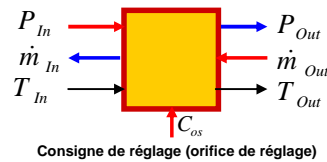


Figure AIII- 12 : REM du modèle stationnaire d'un détendeur

A.III.2 Caractéristique du module TE 850 de TOTAL ENERGIE

Le tableau AIII.1 résume les caractéristiques nécessaires pour implanter le modèle photovoltaïque.

Tableau AIII. 1 : Caractéristique du module TE850 (silicium monocristallin)

Caractéristiques électriques	TE850
Puissance typique [Wc]	90
Tension à puissance max. [V]	18,1
Intensité à puissance max. [A]	5
Tension circuit ouvert [V]	22,2
Courant de court circuit [A]	5,3
Influence de la température	
Coefficient de température: Puissance	-76,32 mV/°C
Coefficient de température: Courant	+1,53 mA/°C
Coefficient de température: Tension	-0,43 %/°C

Le tableau AIII.2 résume le facteur d'idéalité de différentes technologies de cellules photovoltaïques.

Tableau AIII. 2 : Facteur d'idéalité de différente technologie de cellule PV [Tsai08][Soto06]

Technologies	Facteur d'idéalité	Energie de la bande interdite (eV)
S _i Monocristallin	1,2	1,14
S _i Polycristallin	1,3	1,14
S _i Amorphe Hydrogéné	1,8	1,6
S _i Amorphe Hydrogéné tandem	3,3	1,6
S _i Amorphe Hydrogéné triple	5	1,6
CdTe Tellurure de Cadmium	1,5	1,49
CIS cuivre-indium-sélénium	1,5	1,0.1
AsGa arséniure de gallium	1,3	1,43

A IV : Annexe du chapitre IV

A IV.1 : mission pour application stationnaire

Le tableau ci-dessous regroupe les différents appareils électriques qui constituent notre charge. Il ont été regroupé en deux catégories de charge : charge DC et charge AC.

Tableau AIV. 1 : Les charges DC de l'application stationnaire

	Charge DC	[W]	quantité	[H]	[Wh]	cos(phi)	P	Q
Bloc 1	ampoule Néon 11	15	4	12	720	0,59	60	82,1
	ampoule Néon 12	15	4	12	720	0,59	60	82,1
Bloc 2	ampoule Néon 21	15	4	12	720	0,59	60	82,1
	ampoule Néon 22	15	4	12	720	0,59	60	82,1
Bloc 3	ampoule Néon 31	15	4	12	720	0,59	60	82,1
	ampoule Néon 32	15	4	12	720	0,59	60	82,1
Bloc 4	ampoule Néon 41	15	4	12	720	0,59	60	82,1
	ampoule Néon 42	15	4	0	0	0,59	60	82,1
Bloc 5	ampoule Néon 51	15	4	13	780	0,59	60	82,1
	ampoule Néon 52	15	4	12	720	0,59	60	82,1
Total (Wh)					6540			

Tableau AIV. 2 : Les charges AC de l'application stationnaire

	Charge AC	[W]	quantité	[H]	[Wh]	cos(phi)	P	Q
Bloc 1	télévision	70	1	7	490	0,57	70	100,9
	Magnétoscope	27,1	1	6	162,6	0,85	27,1	16,8
	Ventilateur	620	1	12	7440	0,8	620	465
	Climatiseur	1680	1	12	20160	0,97	1680	421
Sous-total		2397,1			28252,6			
Bloc 2	Lecteur de cassette	19	1	2	38	0,53	19	30,4
	Lecteur de CD	13,09	1	2	26,18	0,78	13,09	10,5
	Pilote disque dur	60	1	6	360	0,59	60	82,1
	Ecran ordinateur	71,07	1	6	426,42	0,61	71,07	92,3
Sous-total		163,16			850,6		0	
Bloc 3	Cafetière	960	1	0,5	480	1	960	0
	Aspirateur	1250	1	1	1250	0,98	1250	253,8
	sèche cheveux	1070	1	0,5	535	1	1070	0
	scanner	17,06	1	0,05	0,853	0,62	17,06	21,6
Sous-total		3297,06			2265,853		0	
Bloc 4	Machine à Laver	420	1	0,75	315	0,54	420	654,6
	Chauffe eau	2330	1	6	13980	1	2330	0
	Sèche linge	4810	1	0,75	3607,5	0,78	4810	3859
	pompe à eau	1180	1	0,50	590	0,78	1180	946,7
Sous-total		8740			18492,5		0	
Bloc 5	Mixer	58,29	1	1/6	9,715	0,6	58,29	77,7
	Micro onde	1340	1	1/2	670	0,97	1340	335,8
	Four à résistance	5810	1	1/2	2905	1	5810	0
	Réfrigérateur	610	1	18	10980	1	610	0
Sous-total		7818,29			14564,715			
Total (E(Wh))					64426,268			

A IV.1.1 : Formulation mathématique

La figure AIV-1 ci-dessous est un schéma synoptique de la manière dont la charge globale, constituée par les éléments du tableau AIV-1 et du tableau AIV-2, a été structurée. La suite du développement présente les différentes relations qui ont permis de réaliser une charge générique adaptable à toute application selon les appareils à alimenter.

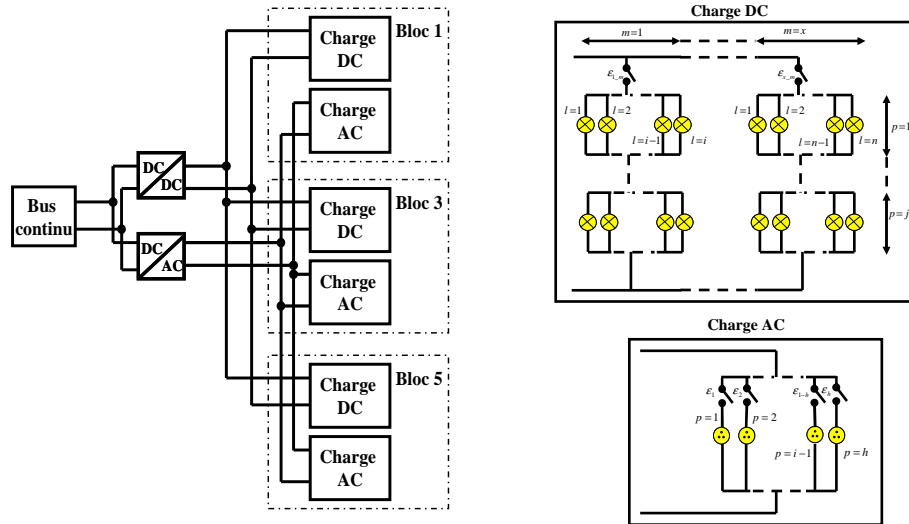


Figure AIV - 1 : schéma synoptique d'un câblage lié aux tableaux AIV-1 et AIV-2.

▪ **Eclairage**

$$P_{DCnom_bloc_i} = \sum_{m=1}^x \epsilon_{i_m} \cdot i \cdot j \cdot P_m \tag{AIV. 1}$$

$$P_{DCnom} = \sum_i P_{DCnom_bloc_i} \tag{AIV. 2}$$

$\epsilon_{i_m} \in \{0,1\}$ est l'interrupteur qui commande chaque branche contenant $i \cdot j$ lampes
 i est le nombre de lampes en parallèles
 j est le nombre de i contenu dans la branche
 x est le nombre de branches

▪ **Prises électriques**

$$P_{ACnom_bloc_i} = \sum_{p=1}^h \epsilon_{i_p} P_p \tag{AIV. 3}$$

▪ **Charge alternative**

En appliquant la formule de Boucherot, on a :

$$P_{Cons} = \sum_i P_i \tag{AIV. 4}$$

$$Q_{Cons} = \sum_i P_i \tan\varphi_i \tag{AIV. 5}$$

$$S_{Cons} = \sqrt{P_{cons}^2 + Q_{cons}^2} \tag{AIV. 6}$$

$$\varphi = \arccos \frac{P_{cons}}{S_{cons}} \tag{AIV. 7}$$

- Approche de modélisation de la charge

La tension aux bornes de l'ensemble de l'application est de la forme :

$$v = V_m \sin(\omega t) \quad \text{AIV. 8}$$

$$V_m = V_{eff} \sqrt{2} \quad \text{AIV. 9}$$

Connaissant la puissance de l'application, on espère déduire l'intensité par :

$$I_{eff} = \frac{P_{cons}}{V_{eff} \cos \varphi} = \frac{P_{cons} \sqrt{2}}{V_m \cos \varphi} \quad \text{AIV. 10}$$

$$I_m = \frac{2 * P_{cons}}{V_m \cos \varphi} \quad \text{Avec} \quad I_m = I_{eff} \sqrt{2}$$

$$i = I_m \sin(\omega t + \varphi) \quad \text{AIV. 11}$$

- **Charge continue**

En appliquant la formule de Boucherot, on a:

$$P_{Cons} = \sum_i P_i \quad \text{AIV. 12}$$

$$Q_{Cons} = \sum_i P_i \tan \varphi_i \quad \text{AIV. 13}$$

$$S_{Cons} = \sqrt{P_{cons}^2 + Q_{cons}^2} \quad \text{AIV. 14}$$

$$\varphi = \ar \cos \frac{P_{cons}}{S_{cons}} \quad \text{AIV. 15}$$

$$v = v_m = V_{ref} = 230V$$

$$i = I_m \sin(\varphi) \quad \text{AIV. 16}$$

A IV.1.2 : Compensation de la puissance réactive

$$P = v_m \cdot i_m \cdot \cos(\varphi) \quad \text{AIV. 17}$$

$$Q = v_m \cdot i_m \cdot \sin(\varphi) \quad \text{AIV. 18}$$

$$S = v_m \cdot i_m \quad \text{AIV. 19}$$

La charge domestique ayant des appareils de différentes natures possède un facteur de puissance moyen variable selon les appareils en fonctionnement. Aussi, cette valeur moyenne du facteur de puissance eu égard aux composantes comme les néons et bien d'autres peut être inférieure à 0.6. Ceci qui induit un mauvais facteur de puissance moyenne impliquant une importante puissance réactive consommée.

Ainsi donc pour améliorer le facteur de puissance nous faisons l'hypothèse d'une compensation globale de l'application. Nous imposons un facteur de puissance de référence parfait $\cos(\varphi_{ref})=1$. Etant donnée cette référence pour la compensation, la puissance réactive de la compensation automatique aura pour expression [Sche10] :

$$Q_{comp} = P(\tan(\varphi) - \tan(\varphi_{ref})) \quad \text{AIV. 20}$$

En fait, la conservation de l'énergie impose que :

$$P = P_{comp} \Rightarrow v_m \cdot i_m \cdot \cos(\varphi) = v_{m_comp} \cdot i_{m_comp} \cdot \cos(\varphi_{ref})$$

La tension étant toujours de 230V, on aura :

$$i_{m_comp} = i_m \cdot \frac{\cos(\varphi)}{\cos(\varphi_{ref})} \quad \text{Avec} \quad \cos(\varphi_{ref}) \geq \cos(\varphi)$$

Cela implique que : $i_{m_comp} \leq i_m$

L'implantation sous Matlab/Simulink de la charge est faite en prenant en compte cette compensation.

A IV.2 : Dimensionnement du pack de batterie pour une application photovoltaïque

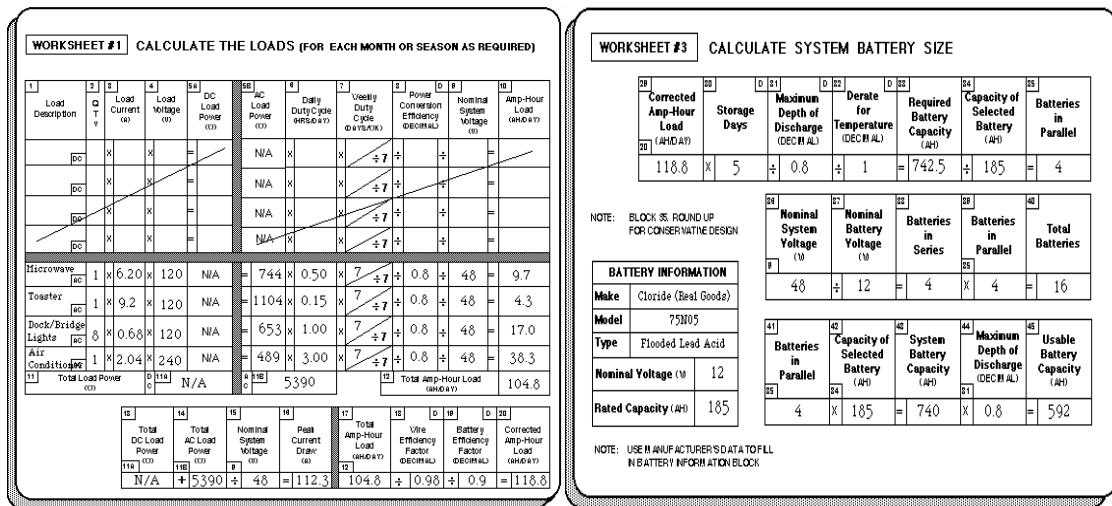


Figure AIV - 2 [sand11]: Evaluation du besoin de la charge en [Ah]

Figure AIV - 3 [sand11]: Evaluation de la capacité de la batterie [Ah]

A IV.2.1 : Evaluation de la capacité réelle à stocker par le pack de batteries

Il est recommandé de présenter l'énergie nécessaire sous sa forme Ampère-heure (Ah) : Q_{total} .

$$Q_{tot} = \frac{E_{AC}}{V_{AC}} + \frac{E_{DC}}{V_{DC}} + \frac{E_{elTrans}}{V_{El\ max}} = Q_{ac} + Q_{dc} + Q_{elTrans} \quad \text{AIV. 21}$$

V_{bus} est choisi de sorte que $V_{bus} \geq V_{load_max} \cdot V_{load_max}$ est la tension maximale aux bornes d'une des charges. En tenant compte du rendement des convertisseurs statiques entre la charge et la batterie, on aura :

$$Q_{total} = \frac{Q_{ac}}{\prod_i \eta_{cvsac}} + \frac{Q_{dc}}{\prod_i \eta_{cvsc}} + \frac{Q_{elTrans}}{\prod_i \eta_{cvsel}} \quad \text{AIV. 22}$$

La capacité corrigée Q_{totcor} qui doit être considérée pour le dimensionnement de la batterie prend en compte les pertes de raccordement ($r_{wire} = 0.98\%$), le rendement stockage/déstockage des batteries ($r_{bat} = 0.9\%$), de sorte que [sand11]:

$$Q_{totcor} = \frac{Q_{total}}{r_{wire} \cdot r_{bat}} \quad \text{AIV. 23}$$

La capacité totale du pack de batteries doit prendre en compte le nombre de jour d'autonomie (jour sans ensoleillement) n_j , la profondeur admise de décharge des batteries P_{dbat} et le coefficient de correction lié à la température k_{batT} de sorte qu'on aura :

$$Q_{BAT} = \frac{Q_{totcor} \cdot n_j}{Pr_{dbat} \cdot k_{batT}} \quad \text{AIV. 24}$$

A IV.2.2 : Nombre de batteries constituant le pack batteries

Considérant une batterie spécifique de capacité $Ct[Ah] = q_{bat}$ et de tension v_{bat} , on peut déduire le nombre de batteries n_{bp} qu'il faudra brancher en parallèle :

$$n_{bp} = \frac{Q_{BAT}}{q_{bat}} \quad \text{AIV. 25}$$

Si la tension du pack de batterie est v_{nombat} , on aura en série n_{bs} tel que :

$$n_{bs} = \frac{v_{nombat}}{v_{bat}} \quad \text{AIV. 26}$$

Le nombre total de batteries sera alors n_{bat} :

$$n_{bat} = n_{bp} \cdot n_{bs} \quad \text{AIV. 27}$$

A IV.3 : Dimensionnement du pack de Supercondensateurs

Le dimensionnement classique du pack est présenté dans [Gual07]. Nathalie devillers de l'équipe "systèmes hybrides et PAC" de FEMTO-ST, dans le cadre de la caractérisation des supercondensateurs, a développé un script qui tient compte des contraintes de dimensionnement suivantes :

- L'énergie maximale à transférer [Ws]
- La puissance maximale du pack de supercondensateurs [W]
- La tension nominale du bus $V_n[V]$
- La profondeur de décharge (généralement $0,5V_{sc}$)

En effet, en plus des contraintes précédentes, connaissant les paramètres caractéristiques d'une cellule (paramètres constructeur) ci-dessous :

- C_{sc} Capacité d'un élément [F]

- $ESR = R_{sc}$ Résistance d'un élément [Ω]
- $V_{sc \max}$ Tension maximale aux bornes d'un élément [V]

Et en considérant les équations ci-dessous :

$$C_{Packsc} = \frac{n_{scp}}{n_{scs}} \cdot C_{sc} \quad \text{AIV. 28}$$

$$R_{Packsc} = \frac{n_{scs}}{n_{scp}} \cdot R_{sc} \quad \text{AIV. 29}$$

$$V_{Packsc} = n_{scs} \cdot V_{sc \max} \quad \text{AIV. 30}$$

$$I_{Packsc} = n_{scp} \cdot I_{sc} \quad \text{AIV. 31}$$

$$n_{Pack} = n_{scs} \cdot n_{scp} \quad \text{AIV. 32}$$

$$DOD = \frac{V_{sc \min}}{V_{sc \max}} \quad \text{AIV. 33}$$

$$m_{Packsc} = n_{Pack} \cdot m_{sc} \quad \text{AIV. 34}$$

Où :

n_{Pack} : Nombre d'éléments dans le pack de SC

n_{scp} : Nombre d'éléments en parallèle

n_{scs} : Nombre d'éléments en série

C_{Packsc} : Capacité totale du pack de SC [F]

R_{Packsc} : Résistance équivalente du pack de SC [Ω]

V_{Packsc} : Tension aux bornes de la capacité équivalente [V]

I_{Packsc} : Intensité dans le pack de SC [A]

m_{Packsc} : Masse totale du pack de SC [g]

Par la suite, considérant l'énergie maximale devant être débité au pack (equation IV-15):

$$E_{\max_transf} = E_{\max} - E_{\min} = \frac{1}{2} \cdot n_{Pack} C_{sc} V_{sc \max}^2 (1 - DOD^2) \quad \text{AIV. 35}$$

On déduit le nombre d'éléments du pack de supercondensateurs :

$$n_{Pack} = 2E_{\max_transf} \cdot [C_{sc} V_{sc \max}^2 (1 - DOD^2)]^{-1} \quad \text{AIV. 36}$$

Par ailleurs en prenant en compte la puissance maximale $P_{Pack \max}$ du pack de supercondensateurs telle que :

$$P_{Pack \max} = n_{Pack} (P_{sc} - P_{perte}) = n_{Pack} (V_{sc \max} I_{sc} - R_{sc} I_{sc}^2) \quad \text{AIV. 37}$$

A partir de tout ce qui précède, après avoir calculé grâce à l'équation IV-16 le nombre d'éléments de supercondensateurs du pack, une solution de l'équation IV-17 fournit le courant nominal d'un élément. Ensuite en fixant comme contrainte la tension maximale du pack inférieure ou égale à celle du bus continu :

$$V_{Packsc} \geq V_{bus} \quad \text{AIV. 38}$$

A IV : Annexe du chapitre IV

On calcule le nombre d'élément en parallèle grâce à l'arrondi supérieur de l'équation IV-19:

$$n_{scp} = n_{pack} \cdot \frac{(V_{sc\ max} - R_{sc} I_{sc})}{V_{bus}} \quad \text{AIV. 39}$$

On déduit subséquemment le nombre d'éléments en série grâce à l'arrondi de l'équation IV-20:

$$n_{scs} = \frac{n_{pack}}{n_{scp}} \quad \text{AIV. 40}$$

On peut alors déduire:

- La Capacité du pack (équation IV-8) ;
- La résistance du pack (équation IV-9) ;
- La tension du pack (équation IV-10) ;
- Le courant nominal du pack (équation IV-11) ;
- La masse du pack (équation IV-14).

A IV.4 : Dimensionnement du Champ Photovoltaïque [sand11]

WORKSHEET #2 DESIGN CURRENT AND ARRAY TILT									
System Location		Charleston, SC		Latitude	33° N	Longitude	80° W		
Insolation Location		Charleston, SC		Latitude	33° N	Longitude	80° W		
Tilt at Latitude -15°			Tilt at Latitude			Tilt at Latitude +15°			
Corrected Load (AMPERE)	Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)	Corrected Load (AMPERE)	Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)	Corrected Load (AMPERE)	Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)	
118.8	2.87	41.4	118.8	3.17	37.5	118.8	3.30	36.0	
Select the largest design current and corresponding peak sun from each latitude and enter below									
Latitude -15°			Latitude			Latitude +15°			
Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)		Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)		Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)		
2.87	41.4		3.17	37.5		3.30	36.0		
Now select the smallest design current and corresponding peak sun									
Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)		Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)		Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)		
3.30	36.0		3.30	36.0		3.30	36.0		
NOTE: DO NOT MIX TRACKING AND FIXED ARRAY DATA ON THE SAME SHEET.									
		Peak Sun (HRS/DAY)	Design Current (A)			Tilt Angle			
		3.30	36.0			46°			

WORKSHEET #4 CALCULATE SYSTEM ARRAY SIZE										
Design Current (A)	Module Derate Factor (DECIMAL)	Derated Design Current (A)	Rated Module Current (A)	Modules in Parallel						
36	0.9	40	3.0	13						
		Nominal Battery Voltage	Batteries in Series	Voltage Required for Load (V)	Highest Temperature Module Voltage (V)	Modules in Series	Modules in Parallel	Total Modules		
		12	4	57.6	14.5	4	13	52		
NOTE: USE MANUFACTURER'S DATA TO FILL IN PV MODULE INFORMATION BLOCK.										
PV MODULE INFORMATION										
Make/Model	Kyocera LA361KS1		Nominal Volts	12						
Length	39	Width	16	Thickness	2					
Weight	13 lbs	Bypass Diode	<input checked="" type="checkbox"/> N							
Voltage (V)	At STC	Open Circuit	At Highest Expected Temperature							
	16.9	21.2	14.5							
Current (A)	At STC	Short Circuit								
	3.0	3.3								
NOTES: BLOCK 50 - ROUND UP FOR CONSERVATIVE DESIGN. BLOCK 52 - ROUND UP OR SELECT ANOTHER MODULE WITH SUFFICIENT VOLTAGE TO CHARGE THE BATTERIES WHEN OPERATING AT THE HIGHEST EXPECTED TEMPERATURE.										
		Rated Module Current (A)	Rated Array Current (A)			Rated Module Voltage (V)	Array Rated Voltage (V)			
		3.0	39			16.9	67.6			
		Open Circuit Voltage (V)	Array Open Circuit Voltage (V)			Short Circuit Current (A)	Array Short Circuit Current (A)			
		21.2	85.8			3.3	42.9			

Figure AIV - 4 [sand11]: Evaluation du courant nominal de la source PV [A]

Figure AIV - 5 [sand11]: Estimation de la taille du champ PV

A IV.4.1 : Evaluation de la taille du champ PV [sand11]

La charge totale permettant de dimensionner la source PV est évaluée par la relation IV-2 où l'énergie (relatif à la dynamique moyenne) $Q_{elTrans}$, aux bornes de l'électrolyseur, assurée par le pack batterie est remplacé par la charge total que consomme l'électrolyseur Q_{el} pendant ses sept (7) heures de fonctionnement de sorte que les relations IV-1 et IV-2 deviennent :

$$Q_{tot} = \frac{E_{AC}}{V_{AC}} + \frac{E_{DC}}{V_{DC}} + \frac{E_{el}}{V_{El\ max}} = Q_{ac} + Q_{dc} + Q_{el} \quad \text{AIV. 41}$$

$$Q_{total} = \frac{Q_{ac}}{\prod_i \eta_{cvsac}} + \frac{Q_{dc}}{\prod_i \eta_{cvsc}} + \frac{Q_{el}}{\prod_i \eta_{cvsel}} \quad \text{AIV. 42}$$

La source solaire est dimensionnée pour satisfaire le besoin énergétique initialement exprimé en ampère-heure (Ah) selon l'équation IV-3 qui devient:

$$Q_{pv} = \frac{1}{r_{wire} \cdot r_{bat}} \left[\frac{Q_{dc}}{\prod_i \eta_{cvsac}} + \frac{Q_{dc}}{\prod_i \eta_{cvsc}} + \frac{Q_{el}}{\prod_i \eta_{cvsel}} \right] \quad \text{AIV. 43}$$

Selon les données météorologiques du lieu de l'exploitation photovoltaïque, on détermine le temps $t_{pv\ max}$ (heure) pendant lequel la source solaire produit son ensoleillement maximal. On déduit le courant de dimensionnement :

$$I_{pv\ max} = \frac{Q_{pv}}{t_{pv\ max}} \quad \text{AIV. 44}$$

Nous faisons ici l'hypothèse de la présence d'un "sun tracker", c'est-à-dire que le flux lumineux incident est reçu perpendiculairement sur la surface des modules. En l'absence de cette hypothèse, il faudra considérer l'ensoleillement maximal de l'inclinaison "défavorable". En considérant un coefficient de correction k_{pvi} et le courant nominal I_{mpvnom} d'un module, on détermine le nombre de module n_{mpvs} en parallèle :

$$n_{mpvp} = \frac{I_{pv\ max}}{k_{pvi} \cdot I_{mpvnom}} \quad \text{AIV. 45}$$

Le coefficient k_{pvi} ajuste le courant du module indiqué dans les conditions standards ($1000Wm^{-2}/45^{\circ}C$) aux conditions de fonctionnement : poussière à la surface des panneaux, pertes dues aux discordances entre modules et la dégradation du module au fil du temps.

Le champ photovoltaïque est modélisé dans l'optique de fournir aux batteries la totalité de l'énergie nécessaire pour satisfaire la charge. Pour déterminer la tension du champ PV, on tiendra compte du rendement des convertisseurs statiques entre le champ et la batterie ($\prod_i \eta_{cvs\ pv\ bat}$) et le facteur de perte charge/décharge de la batterie estimé à 1.2 [sand11]. Il en découle le nombre de modules en série tel que :

$$n_{mpvs} = \frac{1.2}{\prod_i \eta_{cvspvbat}} \cdot \frac{v_{bat} \cdot n_{bs}}{V_{pvT \max}} \quad \text{AIV. 46}$$

$V_{pvT \max}$ est la tension du module lorsqu'il fonctionne à la plus haute température selon le site.

D'où le nombre total de module PV :

$$n_{mpv} = n_{mpvp} \cdot n_{mpvs} \quad \text{AIV. 47}$$

A IV.4.2 : Déduction des caractéristiques électrique du champ PV [sand11]

De ce qui précède, nous pouvons déduire les caractéristiques électriques du champ PV :

- I_{chpv} Courant nominal du champ PV [A]
- V_{chpv} tension nominale du champ PV [V]
- I_{CCchpv} Courant de court-circuit du champ PV [A]
- V_{OCchpv} Tension de court-circuit du champ PV [V]

On aura alors :

$$I_{chpv} = I_{mpv} \cdot n_{mpvp} \quad \text{AIV. 48}$$

$$I_{SCchpv} = I_{mSC} \cdot n_{mpvp} \quad \text{AIV. 49}$$

$$V_{chpv} = V_{mpv} \cdot n_{mpvs} \quad \text{AIV. 50}$$

$$V_{OCchpv} = V_{mOC} \cdot n_{mpvs} \quad \text{AIV. 51}$$

A IV.5 : Onduleur monophasé

Il y a plusieurs types de contrôleurs pour onduleur monophasé. Je ne ferai ici référence qu'à deux types de contrôleurs. Le premier est le contrôleur proportionnel résonant (PR) [Zulk10] [Hanj09]:

$$C(s) = k_p + \frac{k_i \cdot s}{s^2 + w^2} \quad \text{AIV. 52}$$

Ce premier contrôleur génère une ondulation plus ou moins significative sur la grandeur (grandeur de réaction en entrée de l'onduleur) censé être constante (courant).

Une deuxième méthode est utilisée ; cette méthode est semblable à celle utilisée en système triphasée et qui consiste à passer par le repère PQ afin de générer des grandeurs constantes qui permettent une correction avec le même paramétrage que les correcteurs pour des grandeurs non sinusoïdales [Zulk10].

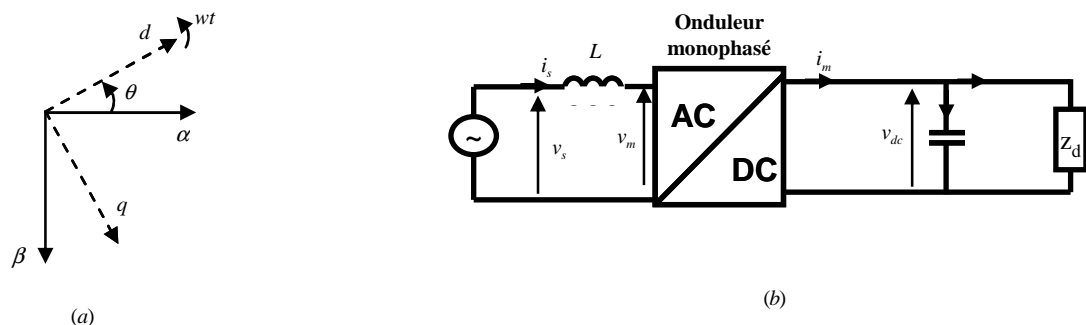


Figure AIV - 6 : (a) transformation $(\alpha, \beta)/(d, q)$; (b) conversion via onduleur AC-DC

La transformée de Park utilisée pour le contrôle de grandeur électriques sinusoïdales nécessite deux composantes orthogonales selon la Figure AIV - 6a.

Dans une système triphasé, les composantes sont converties dans la base orthogonale stationnaire (α, β) puis par la transformée de Park dans le repère synchrone (dq). Ces transformations ne peuvent directement se faire dans un système monophasé Figure AIV - 6b. [Mira05] a développé une méthode permettant d'établir un contrôleur PI pour les systèmes monophasés. Nous la résumons ci-dessous.

A IV.5.1 : Valeurs de référence [Mira05]

En partant de la valeur de référence en courant qu'on voudrait imposer à la source alternative (i_{sref}), on génère une composante en quadrature et en retard par rapport de i_{sref} :

$$i_{\alpha ref} = i_{sref} = I_{ref} \cos(\omega t) \quad \text{AIV. 53}$$

$$i_{\beta ref} = I_{ref} \sin(\omega t) \quad \text{AIV. 54}$$

Les valeurs précédentes sont équivalentes aux composantes du repère orthogonal (α, β).

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} \quad \text{AIV. 55}$$

$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} \quad \text{AIV. 56}$$

La transformée dans le repère (dq) est obtenue par le biais de l'équation AIV.56. Il découle que :

$$I_{dref} = I_{ref}$$

$$I_{qref} = 0$$

A IV.5.2 : Transformation dq du courant de la source [Mira05]

Le courant de la source i_s est défini comme étant i_α et une valeur fictive i_β est définie comme étant égal à $i_{\beta ref}$ de AIV.54 tel que :

$$i_\alpha = i_s = I \cos(\omega t) \quad \text{AIV. 57}$$

$$i_\beta = i_{\beta ref} = I_{ref} \sin(\omega t) \quad \text{AIV. 58}$$

Les valeurs I_d et I_q sont obtenues comme précédemment grâce à l'équation AIV.56.

A IV.5.3 : Contrôle [Mira05]

L'objectif est de contrôler le courant de l'inductance avec une tension source v_s :

L'équation de la maille d'entrée de l'onduleur sera :

$$L \frac{di_s}{dt} = v_s - v_m \quad \text{AIV. 59}$$

Cette équation sera projetée dans le repère (dq) avec les variables suivante :

$$v_s = \hat{V} \cos(\omega t) \quad \text{AIV. 60}$$

$$I_s = I_d \cos(\omega t) - I_q \sin(\omega t) \quad \text{AIV. 61}$$

$$v_m = V_{md} \cos(\omega t) - V_{mq} \sin(\omega t) \quad \text{AIV. 62}$$

Il découle de la projection que :

$$L \frac{dI_d}{dt} = L\omega I_q + \hat{V} - V_{md} \quad \text{AIV. 63}$$

$$L \frac{dI_q}{dt} = -L\omega I_d - V_{mq} \quad \text{AIV. 64}$$

Au point d'équilibre les deux équations précédentes deviennent :

$$V_{md} = L\omega I_q + \hat{V} \quad \text{et} \quad V_{mq} = -L\omega I_d$$

Les variables obtenues sont maintenant constantes et peuvent être implantées de la même façon qu'avec les convertisseurs DC. Une simplification réalisée par [Mira05] permet d'évaluer les erreurs dans le repère dq tel que :

$$\text{error}_d = (i_{\alpha\text{ref}} - i_\alpha) \cos(\omega t) \quad \text{AIV. 65}$$

$$\text{error}_q = -(i_{\alpha\text{ref}} - i_\alpha) \sin(\omega t) \quad \text{AIV. 66}$$

Les termes de découplage ayant pour objective l'amélioration de la dynamique du contrôleur, ils peuvent être négligé sans affecter le fonctionnement ; il découle par cette simplification l'implantation ci-dessus [Mira05].

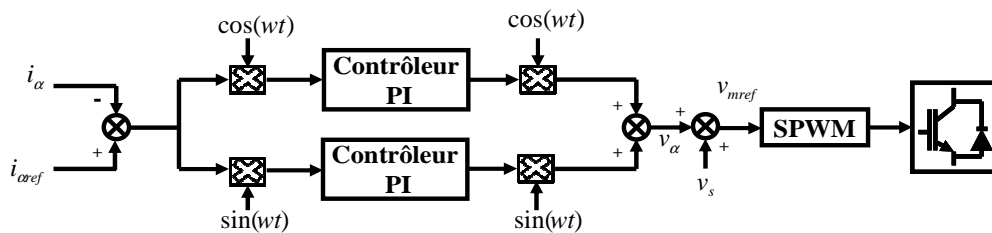


Figure AIV - 7 : block de contrôle de courant dq d'un onduleur monophasé [Mira05]

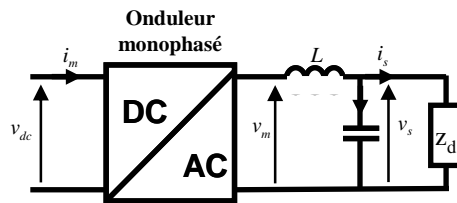


Figure AIV - 8 : Onduleur avec filtre LC

La méthode développée ci-dessus est appliquée en cascade pour le contrôle du courant et de la tension en sortie de l'onduleur comme cela se présente dans ces travaux de thèse.

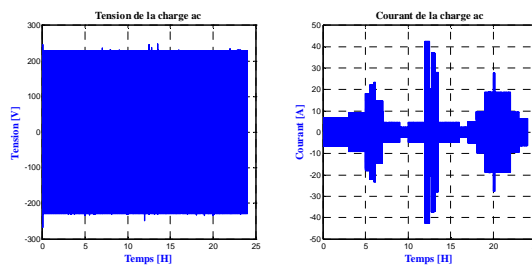


Figure AIV - 9 : Tension régulée aux bornes de la charge et le courant demandé par la charge

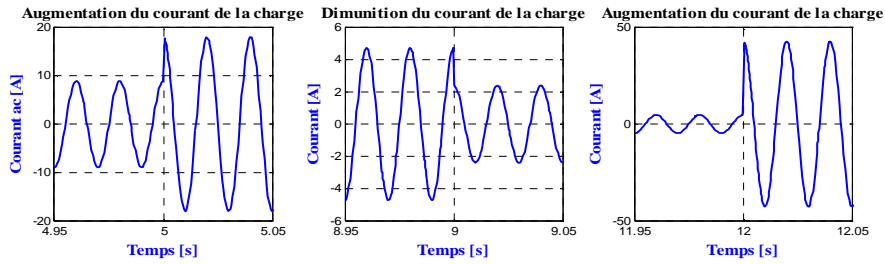


Figure AIV - 10 : Zoom de différents échelons de courant pour l'alimentation de la charge

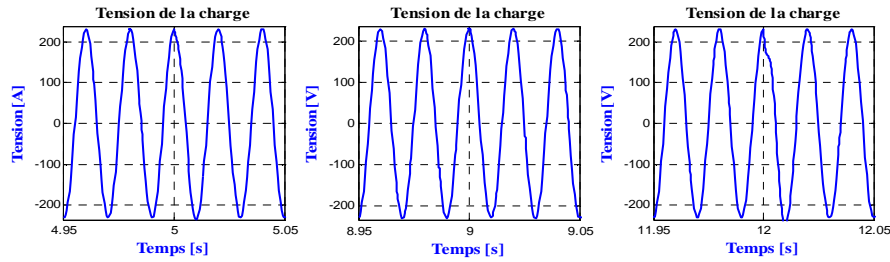


Figure AIV - 11 : Zoom de la tension aux différents échelons de courant pour l'alimentation de la charge

Les figures Figure AIV - 9 et Figure AIV - 10 présentent respectivement les grandeurs électriques aux bornes de la charge alternative et le zoom sur des échelons de courant aux bornes de la charge.

Les équations de commande, contenant les contrôleurs PI de la chaîne de conversion onduleur/charge ac, seront aussi présentées dans la section suivante.

A IV.6 : Modèle & Contrôle

A IV.6.1: Modèle électrique du système et de sa commande

Tableau AIV. 3 : Modèle et commande du système

Modèle	Commande
Chaîne de conversion photovoltaïque	
Pv1 : $i_{pv} - i_{lpv} = C_{pv} \frac{dv_{pv}}{dt} + r_{pv} i_{pv}$	Rpv1 : $i_{lpvref} = -C_{pv} (v_{pvref} - v_{pv}) + i_{pv}$
Pv2 : $v_{pv} - v_{lm} = L_{pv} \frac{di_{lpv}}{dt} + r_{lpv} i_{lpv}$	Rpv2 : $v_{lmref} = -C_{L_{pv}} (i_{lpvref} - i_{lpv}) + v_{pv}$
Pv3 : $v_{lm} = m_{pv} v_{bus}$	Rpv3 : $m_{pv} = v_{lmref} / v_{bus}$
Chaîne de conversion pack batteries	
Bat1 : $v_{bat} - v_{batm} = L_{bat} \frac{di_{bat}}{dt} + r_{bat} i_{bat}$	Rbat1 : $v_{batmref} = -C_{L_{bat}} (i_{batref} - i_{bat}) + v_{bat}$
Bat2 : $v_{batm} = m_{bat} v_{bus}$	Rbat2 : $m_{bat} = v_{batmref} / v_{bus}$
Chaîne de conversion pack supercondensateurs	
scap1 : $v_{sc} - v_{scm} = L_{sc} \frac{di_{sc}}{dt} + r_{sc} i_{sc}$	Rscap1 : $v_{scmref} = -C_{L_{sc}} (i_{scref} - i_{sc}) + v_{sc}$
scap2 : $v_{scm} = m_{sc} v_{bus}$	Rscap2 : $m_{sc} = v_{scmref} / v_{bus}$
Chaîne de conversion PEMFC	

fc1 : $v_{fc} - v_{fcm} = L_{fc} \frac{di_{fc}}{dt} + r_{fc} i_{fc}$	Rfc1 : $v_{fcmref} = -C_{L_{fc}} (i_{fc} - i_{fc}^{ref}) + v_{fc}$
fc2 : $v_{fcm} = m_{fc} v_{bus}$	Rfc2 : $m_{fc} = v_{fcmref} / v_{bus}$
Chaîne de conversion Electrolyseur PEM	
e11 : $v_{fc} - v_{fcm} = L_{fc} \frac{di_{fc}}{dt} + r_{fc} i_{fc}$	Rel1 : $v_{fcmref} = -C_{L_{fc}} (i_{fc} - i_{fc}^{ref}) + v_{fc}$
e12 : $v_{fcm} = m_{fc} v_{bus}$	Rel2 : $m_{fc} = v_{fcmref} / v_{bus}$
Chaîne de conversion charge ac	
ac1 : $i_{ac} - i_{lac} = C_{ac} \frac{dv_{ac}}{dt} + r_{cac} i_{ac}$	Rac1 : $i_{lac} = C_{L_{fc}} (v_{ac} - v_{ac}^{ref}) + i_{ac}$
ac2 : $v_{ac} - v_{mlac} = L_{ac} \frac{di_{lac}}{dt} + r_{lac} i_{lac}$	Rac2 : $v_{mlac} = -C_{L_{ac}} (i_{lac} - i_{lac}^{ref}) + v_{ac}$
ac3 : $v_{mlac} = m_{lac} v_{bus}$	Rac3 : $m_{lac} = v_{mlac} / v_{bus}$
Chaîne de conversion charge dc	
chdc1 : $i_{dc} - i_{ldc} = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} + r_{cdc} i_{dc}$	Rchdc1 : $i_{ldc} = C_{L_{dc}} (v_{dc} - v_{dc}^{ref}) + i_{dc}$
chdc2 : $v_{dc} - v_{ldcm} = L_{dc} \frac{di_{ldc}}{dt} + r_{ldc} i_{ldc}$	Rchdc2 : $v_{ldcm} = -C_{L_{dc}} (i_{ldc} - i_{ldc}^{ref}) + v_{dc}$
chdc3 : $v_{ldcm} = m_{dc} v_{bus}$	Rchdc3 : $m_{dc} = v_{ldcm} / v_{bus}$
Bus dc	
e11 : $i_{\Delta dc} = i_{sour} - i_{ch} = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} + r_{dc} i_{dc}$	Rdc1 : $i_{\Delta dc} = -C_{C_{dc}} (v_{dc} - v_{dc}^{ref})$

La commande de la charge alternative qui est supervisée via un onduleur monophasé aura une commande que nous présenterons plus loin.

A IV.6.2: Principe de la commande

En considérant un processus $F(s)$ et la commande inhérente $C(s)$, D étant la perturbation et y_{ref} la référence souhaiter pour y ; la commande permet de générer u_{ref} de sorte que :

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_{erf} \tag{AIV. 67}$$

De sorte que :

$$\mathbf{y} = \mathbf{y}_{ref} \tag{AIV. 68}$$

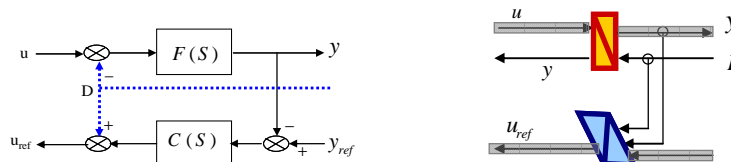


Figure AIV - 12 : principe de la commande

Si la condition de l'équation AIV.67 est remplie, cela implique que celle de AIV.68 l'est. Il en découle la fonction de transfert suivante. Il en découle la fonction de transfert bien connue :

$$\frac{y_{ref}}{y(s)} = \frac{F(s)C(s)}{1 + F(s)C(s)} \quad \text{AIV. 69}$$

Pour les différentes chaînes de conversions du tableau Tableau AIV. 4, F(s) aura deux formes :

$$F(s) = F1(s) = \frac{K}{1 + \tau \cdot s} \quad \text{AIV. 70}$$

$$F(s) = F2(s) = \frac{1}{\beta \cdot s} \quad \text{AIV. 71}$$

Il est utilisé deux types de correcteurs C(s) : les correcteurs PI ou IP.

Nous avons ici utilisé le correcteur PI qui peut se présenter sous deux formes :

$$C(s) = C1(s) = K_p + \frac{K_I}{s} = C2(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{\tau_i \cdot s} \right) \quad \text{AIV. 72}$$

Avec : $\tau_i = \frac{K_p}{K_I}$

A IV.6.2.1: Fonctions de transfert

En considérant C1(s) et F1(s) on aura :

$$\frac{y_{ref}}{y} = \frac{\frac{K}{\tau} \left(K_I + \frac{K_p}{s} \right) \cdot s}{K \cdot K_I + \frac{1 + K \cdot K_p}{\tau} \cdot s + s^2} \quad \text{AIV. 73}$$

En considérant C1(s) et F2(s) on aura :

$$\frac{y_{ref}}{y} = \frac{\frac{1}{\tau} \left(K_p + \frac{K_I}{s} \right)}{\frac{K_I}{\tau} + \frac{K_p}{\tau} \cdot s + s^2} \quad \text{AIV. 74}$$

A IV.6.2.2: Calcul de paramètres correcteurs

Exemple1 : $F1(s) = \frac{K}{1 + \tau \cdot s}$

$$K_I = \frac{\tau}{K} \cdot \omega_n^2 \quad \text{AIV. 75}$$

$$K_p = \frac{2\xi\omega_n \cdot \tau - 1}{K} \quad \text{AIV. 76}$$

Or $\xi = \omega_n t_r$, si $t_r = 3\tau$

$$\tau = \frac{\xi}{6\pi f} \quad \text{AIV. 77}$$

Pour (L,r) série, on aura :

$$\tau = \frac{L}{r} \quad \text{et} \quad K = \frac{1}{r}$$

$$r = 6\pi f \cdot \frac{L}{\xi} \quad \text{AIV. 78}$$

Pour (C,r) parallèle, on aura :

$$\tau = r \cdot C \quad \text{et} \quad K = r$$

$$r = \frac{\xi}{6\pi f \cdot C} \quad \text{AIV. 79}$$

Exemple2 : $F1(s) = \frac{1}{\beta \cdot s}$

$$K_I = \beta \cdot w_n^2 \quad \text{AIV. 80}$$

$$K_p = 2\xi \cdot w_n \cdot \beta \quad \text{AIV. 81}$$

Pour une inductance pure L, on aura : $\beta = L$

Pour une capacité pure C, on aura : $\beta = C$

Considérant un système du second ordre que constitue l'ensemble intégrateur et son contrôleur PI, pour un temps de réponse à 95% (t_r) souhaité, on pourra écrire que :

$$t_r = 3 \cdot \tau \quad \text{AIV. 82}$$

Pour une fréquence f de fonctionnement on aura le temps de réponse résultant tel que :

$$t_r = \frac{\xi}{2\pi f} \quad \text{AIV. 83}$$

Les pertes n'ayant pas été prises en compte, se sont les calculs de l'exemple2 qui ont été utilisé dans cette thèse.

AIV.7 Rendement global des convertisseurs du système

Vu la complexité de notre système, nous essaierons d'approcher le calcul de rendement en définissant une structure générique globale qui se ramène à notre application.

AIV.7.1 Rendement générique de système

La Figure AIV - 13 présente une vue macroscopique des chemins subit par les flux de puissances. On a globalement trois configurations : série, parallèle et mixte.

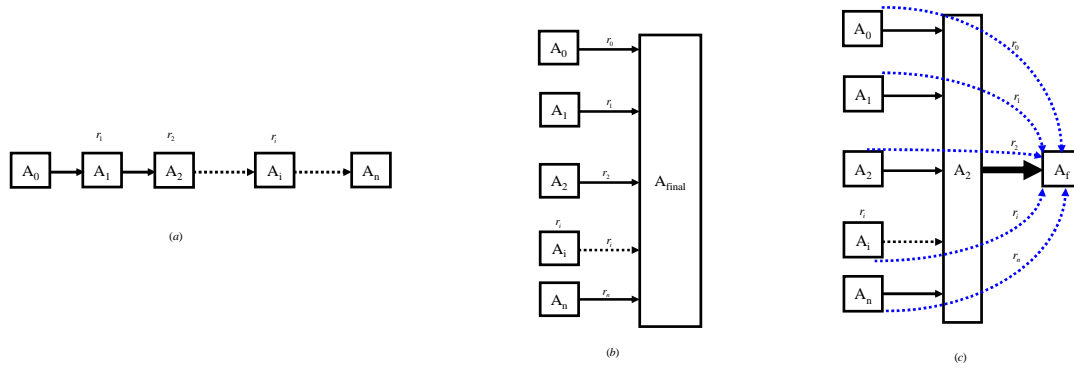


Figure AIV - 13: (a) Configuration série ; (b) Configuration parallèle ; (c) Configuration mixte

Le rendement du flux de puissance dans une configuration série (Figure AIV - 13a) s'écrit comme suit :

$$r_A = \prod_{i=1}^{n-1} r_i \quad \text{AIV. 84}$$

Une configuration parallèle (Figure AIV - 13b) aura comme rendement :

$$r_B = \frac{\sum_{i=0}^n r_i}{n+1} \quad \text{AIV. 85}$$

La configuration la plus réaliste est la configuration mixte (Figure AIV - 13c). Son rendement sera la combinaison des deux cas précédents. On aura alors le rendement global exprimé par :

$$r_{\text{système}} = \frac{\sum_{i=0}^n r_i}{n+1} \quad \text{AIV. 86}$$

r_i Nombre de chaînes de conversions

De sorte que :

$$r_i = \prod_{j=1}^{m-1} r_j \quad \text{AIV. 87}$$

$m-1$ Nombre de conversions énergétiques générant des pertes

r_j Rendement à chaque conversion énergétique

AIV.7.2 Estimation analytique du rendement des convertisseurs du système

Nous considérons donc les flux de puissance partant des différentes sources (sources de puissances) vers les différents alimentations ou charge (puits de puissances). Le rendement

évalué ici st le rendement de transit des flux de puissance à travers les différents convertisseurs du dispositif d'électronique de puissance.

$$\eta_{pv} = \frac{r_{dcpv} \cdot r_{dcch} + r_{dcpv} \cdot r_{acch} + r_{dcpv} \cdot r_{dcbat} + r_{dcpv} \cdot r_{dcsc} + r_{dcpv} \cdot r_{dcel} + r_{dcpv} \cdot r_{acmcp}}{6} \quad \text{AIV. 88}$$

$$\eta_{bat} = \frac{r_{dcbat} \cdot r_{dcch} + r_{dcbat} \cdot r_{acch} + r_{dcbat} \cdot r_{dcel} + r_{dcbat} \cdot r_{acmcp} + r_{dcbat} \cdot r_{fc} + r_{dcbat} \cdot r_{sc}}{6} \quad \text{AIV. 89}$$

$$\eta_{sc} = \frac{r_{dcsc} \cdot r_{dcch} + r_{dcsc} \cdot r_{acch} + r_{dcsc} \cdot r_{dcel} + r_{dcpv} \cdot r_{acmcp} + r_{dcsc} \cdot r_{fc} + r_{dcsc} \cdot r_{dcbat}}{6} \quad \text{AIV. 90}$$

$$\eta_{fc} = \frac{r_{dcfc} \cdot r_{dcch} + r_{dcfc} \cdot r_{acch}}{2} \quad \text{AIV. 91}$$

η_{pv} Rendement des chaînes de conversion de la source photovoltaïque ;

r_{dcpv} Rendement du convertisseur PV ;

r_{dcch} Rendement du convertisseur de la charge dc ;

r_{acpv} Rendement du convertisseur de la charge ac ;

r_{dcbat} Rendement du convertisseur batterie ;

r_{dcsc} Rendement du convertisseur Scap ;

r_{dcel} Rendement du convertisseur électrolyseur ;

r_{acmcp} Rendement du convertisseur monophasé (ac) du moto compresseur;

r_{dcfc} Rendement du convertisseur PEMFC ;

Le rendement global de l'ensemble des convertisseurs du système sera :

$$r_{conv} = (\eta_{pv} + \eta_{bat} + \eta_{sc} + \eta_{el} + \eta_{fc}) / 4 \quad \text{AIV. 92}$$

On a estimé que :

$$r_{dci} = 90\%$$

$$r_{aci} = 85\%$$

Il vient que : $r_{conv} = 0.79$

Références bibliographiques

Références

- [Agbl11a] K.S. Agbli, M.C. Péra, D. Hissel, O. Rallières, C. Turpin, Doumbia I. Multiphysics simulation of a PEM electrolyser: Energetic Macroscopic Representation approach. *Int. Journal of Hydrogen Energy*. 2011 ; 36 :1382-1398.
- [Agbl11b] K. S. Agbli, D. Hissel, M.C. Péra, I. Doumbia, C. Turpin. EMR modelling of PEM electrolyser: real electrical causality approach. FDFC2011 (6 pages), Grenoble, France, January 19-21, 2011. CD-ROM.
- [Agbl11c] K.S. Agbli, D. Hissel, M.-C. Péra and I. Doumbia. EMR modelling of a hydrogen-based electrical energy storage. *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* **54**, 23404 (2011).
- [Agbl11d] K.S. Agbli, M-C. Péra, D. Hissel, I. Doumbia. EMR modelling for the forecasting of the actual energy delivered by a photovoltaic system. *Electrimacs2011*, Cergy-Pontoise, France ,6-8th June, 2011. CDROM.
- [Akli08] C. R. Akli. Conception systémique d'une locomotive hybride autonome. Application à la locomotive hybride de démonstration et d'investigations en énergétique LHyDIE développée par la SNCF. Thèse de l'Université de Toulouse. 2008.
- [Alle10a] A.L. Allegre. Méthodologies de modélisation et de gestion de l'énergie de systèmes de stockage mixtes pour véhicules électriques et hybrides. Docteur de l'Université des Sciences et Technologies de Lille. 2010.
- [Alle10b] A.L. Allègre, R. Trigui, A Bouscayrol. Different energy management strategies of Hybrid Energy Storage System (HESS) using batteries and supercapacitors for vehicular applications. *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC'10)*, Lille, France, 2010. pp.1-6, 1-3 Sept. 2010.
- [Amph95] J. C. Amphlett, R. M. Baumert, R. F. Mann, B. A. Peppley, P. R. Roberge, T. J. Harris. Performance modeling of the Ballard Mark IV solid polymer electrolyte fuel cell. *Journal of Electrochemical Society*, 142(1), PP 1-8 (1995).
- [Anse06] A. Ansel, B. Robyns. Modelling and simulation of an autonomous variable speed micro hydropower station. *Mathematics and Computers in Simulation* 71 (2006) 320–332.
- [Atla09] O. Atlam. An experimental and modelling study of a photovoltaic/proton-exchange membrane electrolyser system. *Int J Hydrogen Energy*.2009; 34: 6589-6595.
- [Baño11] R. Baños, F. Manzano-Agugliaro, F.G. Montoya, C. Gil, A. Alcayde, J. Gómez. Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 15, Issue 4, May 2011, Pages 1753-1766.

- [Barn05] M. Barnes, A. Dimeas, A. Engler, C. Fitzer, N. Hatziargyriou, C. Jones, S. Papathanassiou, M. Vandenberg. Microgrid laboratory facilities. Future Power Systems, 2005 International Conference on, 2005, 6 pages.
- [Belh01] F. Belhachemi. Modélisation et caractérisation des super condensateurs à couche double électrique utilisés en électronique de puissance. Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Lorraine. 2001
- [Biak08] C. Y Biaku, M. D Mann, H Salehfar, A. J Peters, T Han. A semiempirical study of the temperature dependence of the anode change coefficient of a 6kW PEM electrolyser. Int J Hydrogen Energy. 2008;33:4247-54.
- [Bien11] D. Bienaimé, N. Devillers, M.C. Péra, F. Gustin, A. Berthon and M.L. Hopdjanian. Energetic Macroscopic Representation of an electric network embedded in a helicopter. Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2011 IEEE, 2011, 1-6.
- [Bilo06] A. Bilodeau, K. Agbossou. Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications. Journal of Power Sources. 2006;162:757-764.
- [Bont94] A. Bontemps, A. Garrigue, C. Goubier, J. Huetz, C. Marvillet, P. Mercier, R. Vidil. Échangeurs de chaleur : Définitions et architecture générale. Technique de l'Ingénieur. 10 February. 1994 ; B 2 340, 20 pages.
- [Boss07] T. Bossmann, A. Bouscayrol, P. Barrade, S. Lemoufouet, A. Rufer. Energetic Macroscopic Representation of a hybrid storage system based on supercapacitors and compressed air. IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. . Pages: 2691-2696.
- [Boul07] L. Boulon, M.C. Pera, D. Hissel, A. Bouscayrol, P. Delarue. Energetic Macroscopic Representation of a Fuel Cell-Supercapacitor System. Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE. Pages: 290-297.
- [Boul08a] L. Boulon, D. Hissel, A. Bouscayrol, M.C. Pera, P. Delarue. Multi physics modelling and representation of power and energy sources for Hybrid Electric Vehicles. Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC '08. IEEE. Page(s): 1-6.
- [Boul09a] L. Boulon. Modélisation multiphysique des éléments de stockage et de conversion d'énergie pour les véhicules électriques hybrides : Approche systémique pour la gestion d'énergie. Ph. D from the university of Franche-Comté, 2009.
- [Boul10a] L. Boulon, D. Hissel, A. Bouscayrol; M.-C Pera. From Modeling to Control of a PEM Fuel Cell Using Energetic Macroscopic Representation. Industrial Electronics, IEEE Transactions on Volume: 57, Issue: 6, 2010, Page(s): 1882-1891, Bari-Italy.
- [Boul10b] L. Boulon, M-C. Péra, P. Delarue, A. Bouscayrol, D. Hissel. Causal fuel cell system model suitable for transportation simulation applications. Journal of Fuel Cell Science and Technology, 7, 11 (2010).

- [Bous05] A. Bouscayrol, Ph. Delarue, X. Guillaud. Power strategies for maximum control structure of a wind energy conversion system with a synchronous machine. *Renewable Energy* 30 (2005) 2273–2288.
- [Bous05a] A. Bouscayrol, R. Schoenfeld, G. Dauphin-Tanguy, G.-H Geitner, X. Guillaud, A. Pennamen, J.P Hautier. Different energetic descriptions for electromechanical systems. *European Conference on Power Electronics and Applications.(EPE 2005)*, Dresden, Germany, 11-14 September 2005, 10 pages.
- [Bouz05] A. Bouzidi, A.S. Bouazzi, B. Rezig. Photocurrent simulation in an n-p-n-p silicon multilayer solar cell. *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 31 1 (2005) 11-16.
- [Brau06] P. Brault, S. Roualdès, A. Caillard, A.-L. Thomann, J. Mathias, J. Durand, C. Coutanceau, J.-M. Léger, C. Charles, R. Boswell Solid polymer fuel cell synthesis by low pressure plasmas: a short review *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 34 2 (2006) 151-156
- [Brau08] P. Brault, S. Roualdès, A. Caillard, A.-L. Thomann, J. Mathias, J. Durand, C. Coutanceau, J.-M. Léger, C. Charles, R. Boswell Solid Polymer Fuel Cell synthesis by low pressure plasmas: a short review *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 43 1 (2008) 137
- [Brun09] D. Brunelli, D. Dondi, A. Bertacchini, L. Larcher, P. Pavanc, Benini . Photovoltaic scavenging systems: Modeling and optimization. *Microelectronics Journal*, 2009 ; 40 : 1337–44.
- [Busq04] S. Busquet, C.E Hubert, J. Labbé, D Mayer, R Metkemeijer. A new approach to empirical electrical modelling of fuel cell, an electrolyser or a regenerative fuel cell. *Journal of Power Sources* 2004;134: 41-48.
- [Cera00] M. Ceraolo. New dynamical models of lead-acid batteries. *IEEE transactions on power systems. IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 15, Issue 4, Nov 2000 Page(s):1184 – 1190.
- [Chen07] R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, A. Bouzid. A detailed modeling method for photovoltaic cells. *Energy*, 2007; 32:1724-30.
- [Choi04] P. Choi, D. G. Bessarabov, R. Datta. A simple model for solid polymer electrolyte (SPE) water electrolysis. *Solid State Ionics*. 2004;175:535–39.
- [Chre07] D. Chrenko, M.C Pera, D. Hissel. Fuel Cell System Modeling and Control with Energetic Macroscopic Representation. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2007. ISIE 2007. 2007 , Pages 169-174.
- [Chre08a] D. Chrenko. Energetic Macroscopic Representation Modeling and Control of a Low Temperature Fuel Cell System Fed by Hydrocarbons. Ph. D from the University of Franche-Comte, 2008.
- [Chre08b] D. Chrenko, M.-C. Pera, D. Hissel. Inversion based control of a diesel fed low temperature fuel cell system. *13th Power Electronics and Motion Control Conference. (EPE-PEMC)*, Poznan, Poland, 2008.

- [Chre09a] D. Chrenko, J. Coulié, S. Lecoq, M.C. Péra, D. Hissel. Static and dynamic modeling of a diesel fuel processing unit for polymer electrolyte fuel cell supply. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2009;34:1324-35.
- [Chre09b] D. Chrenko, M.C. Péra, D. Hissel, A. Bouscayrol. Inversion-Based Control of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell System Using Energetic Macroscopic Representation. , *Journal of Fuel Cell Science and Technology, Trans. of the ASME*, vol. 6, 024501-1/5, 05-2009.
- [Clar10] R.E. Clarke, S. Giddey, et S.P.S. Badwal. Stand-alone PEM water electrolysis system for fail safe operation with a renewable energy source. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2010. 35: 928-935.
- [Crai08] A. G. Craig, K. V. Oomman, R. Sudhir. *Light, Water, Hydrogen; The Solar Generation of Hydrogen by Water Photoelectrolysis*. US: Springer, ISBN 978-0-387-33198-0; 2008.
- [Dale08] N. V Dale, M. D Mann , H. Salehfar. Semi-empirical model based on thermodynamic principles for determining 6 KW proton exchange membrane electrolyser stack characteristics. *Journal of Power Sources* 2008; 185:1348-53.
- [Dali08] M. Dali, J Belhadj, X. Roboam. Design of a stand-alone hybrid Photovoltaic-Wind generating system with battery storage. *Journal of Electrical Systems*. ISSN 1112-5209. Volume 4, Issue 3, P25 (September 2008)
- [Darr10] C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Pogg, J.C. Hoguet, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier, G. Fontès. Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2010; 35: 3322-3332.
- [DeGo06] Ph. Degobert, S. Kreuawan, X. Guillaud. Use of super capacitors to reduce the fast fluctuations of power of a hybrid system composed of photovoltaic and micro turbine. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. SPEEDAM 2006*. Taormina, Italy, 2006. pp.1223-1227.
- [Dela03] Ph. Delarue, A. Bouscayrol, A. Tounzi, X. Guillaud, G. Lancigu. Modelling, control and simulation of an overall wind energy conversion system. *Renewable Energy* 28 (2003) 1169–1185.
- [Devi12] N. Devillers, S. Jemei, D. Bienaimé, M-C. Péra, F. Gustin. *Review of characterization methods for supercapacitor modeling*, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, submitted on February 10, 2012.
- [Dond07] D. Dondi, D. Brunelli, L. Benini, P. Pavan, A. Bertacchini, L. Larcher. Photovoltaic cell modeling for solar energy powered sensor networks. in *Proceedings of the Second International Workshop on Advances in Sensors and Interface, IWASI 2007*, Bari, Italy, 2007. Pages 1-6.

- [Ecka06] B. Eckardt, A. Hofmann, S. Zeltner, M. Maerz. Automotive Powertrain DC/DC Converter with 25kW/dm³ by using SiC Diodes. 4th International Conference on Integrated Power Systems (CIPS), 2006, Naples, Italy , pp.1-6, 7-9 June 2006
- [El-B07] A.M.A. El-Barry. The energy band diagram and photovoltaic characteristic of nano p-AgInTe₂/n-CdS_{0.4}Se_{0.6} heterojunction. Eur. Phys. J. Appl. Phys. 40 3 (2007) 241-246
- [El-K06] K. El Kadri. Contribution à la conception d'un générateur hybride d'énergie électrique pour véhicule : modélisation, simulation, dimensionnement. Doctorat de l'Université de Belfort-montbéliard et de l'Université de Besançon. 2006.
- [El-R07] K.F. Abd El-Rahman Charge conduction mechanisms and photovoltaic properties of n-(Ga₂S₃-Ga₂Se₃)/p-Si heterojunctions. Eur. Phys. J. Appl. Phys. 37 2 (2007) 143-147.
- [Enr07] J. Enrique, E. Durán, M. Sidrach-de-Cardona, J.M. Andújar. Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies. Solar Energy, 2007 ;81 : 31–38.
- [Four06] M. Fournier, K. Agbossou, A. Poulin, Y. Dubé, G. Simard. Dynamic model of a PEMFC stack suitable for component modelling of a fuel cell based generator. WHEC 16/ 13-16 June 2006 –Lyon France.
- [Garc08] R. García-Valverde, C. Miguela, R. Martínez-Béjar, A. Urbina. Optimized photovoltaic generator-water electrolyser coupling through a controlled DC-DC converter. Int J Hydrogen Energy. 2008;33:5352-62.
- [Genr08] R. Genre-Grandpierre. Alimentation en air d'une pile à combustible : conception du système, caractérisation, modélisation. Engineer thesis from CNAM Regional Center of Franche-Comte, 2008.
- [Görg06] H. Görgün. Dynamic modelling of a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer. International Journal of Hydrogen Energy. 2006;31:29-38.
- [Gual04] H. Gualous, R. Gallay, A. Berthon. Utilisation des supercondensateurs pour le stockage de l'énergie embarquée : applications transport. Revue de l'Électricité et de l'Électronique REE, no 8, pp. 83-90, sept. 2004.
- [Gual07] H. Gualous, R. Gallay. Applications des supercondensateurs. Techniques de l'Ingénieur, 10 août 2007, D 3 335, 12 pages.
- [Haif09] Y. Haifang; L. Rengui; W. Tiecheng; Z. Chunbo. Energetic Macroscopic Representation based modeling and control for battery/ultra-capacitor hybrid energy storage system in HEV. Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE 2009, Page(s): 1390 – 1394.
- [Hani07] J. Hanisch, E. Ahlswede, M. Powalla. Contacts for semitransparent organic solar cells. Eur. Phys. J. Appl. Phys. 37 3 (2007) 261-264.

- [Hanj09] C. Hanju, V. Trung-Kien, K. Jae-Eon. Design and control of Proportional-Resonant controller based Photovoltaic power conditioning system. Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. pp.2198-2205, 20-24 Sept. 2009
- [Harr06] K W. Harrison, E. Hernandez-Pacheco, M. Mann, H. Salehfar. Semiempirical model to determining PEM Electrolyser Stack characteristics. Journal of Fuel Cell Science and Technology 2006; 3:220–23.
- [Hiss08] D. Hissel, M.C. Péra, Bouscayrol, D. Chrenko. Energetic Macroscopic Representation of a fuel cell. Revue internationale de génie électrique ISSN 1295-490X , vol. 11, no4-5, pp. 603-623 , 2008.
- [Hiss98] D. Hissel. Contribution à la commande de dispositifs électrotechniques par logique floue. Procédures de réglage sur site par plans d'expériences et méthodologie Taguchi ; Application à un hacheur dévolteur et à une machine synchrone. Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse. 1998.
- [Ione10] I. Vechiu, O. Curea, A. Llaria, H. Camblong. Control of power converters for microgrids. COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, Vol. 30, Issue 1, 2011, pp. 300-309(2010).
- [Katz06] E.A. Katz, S. Gevorgyan, M.S. Orynbayev, F.C. Krebs. Out-door testing and long-term stability of plastic solar cells. Eur. Phys. J. Appl. Phys. 36 3 (2006) 307-311
- [Krau06] S. Krautier. Solar Electric Power Generation. Springer Berlin Heidelberg; 2006.
- [Labb06] J. Labbé. L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés. Docteur de l'Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [Lall03] A. Lallemand. Compression et détente des gaz ou des vapeurs. Technique de l'Ingénieur. 10 April 2003 ; BE 8 013, 26 Pages.
- [Lebb09] M. E. Lebbal, S. Lecoeuche. Identification and monitoring of a PEM electrolyser based on dynamical modelling. Int J Hydrogen Energy. 2009; 34: 5992-99.
- [Lhom05] W. Lhomme, P. Delarue, P. Barrade, A. Bouscayrol, A. Rufer. Design and Control of a supercapacitor storage system for traction applications. Conference record of the 2005 IEEE Industry Applications Conference: fortieth IAS Annual Meeting. Kowloon, Hong Kong, China 2005, pp. 2013- 2020, 2-6 Oct. 2005.
- [LiCH09] C-H Li, X-J Zhu, G-Y Cao, S. Sui, M-R Hu. Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. Renewable Energy 34 (2009) 815–826.
- [Li p09] P. Li. Formalisme pour la Supervision des Systèmes Hybrides Multi-Sources de Générateurs d'Energie Répartie : Application à la Gestion d'un Micro Réseau. Doctorat de L'Ecole Centrale de Lille, 2009.

- [Li p09b] P. Li, B. François. Conception de la commande d'une microturbine à gaz dans un microréseau isolé en utilisant la représentation multiniveau. *EJEE-12/2009. Réseaux isolés*, pages 639-668
- [Li X09] X. Li, S. Qu, H. Yu, M. Hou, Z. Shao, B. Yi. Membrane water-flow rate in electrolyzer cells with a solid polymer electrolyte (SPE). *Journal of Power Sources*. 2009;190:534-37.
- [Locm10] F. Locment, M. Sechilariu. Energetic Macroscopic Representation and Maximum Control Structure of electric vehicles charging photovoltaic system. *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 IEEE*, vol., no., pp.1-6, 1-3 Sept. 2010.
- [Lópe07] E. López, F. Isorna, F. Rosa. Optimization of a solar hydrogen storage system: Exergetic considerations. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2007; 32: 1537-41.
- [Lu10] D. Lu. Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain. Doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, Ph. D from the Ecole Centrale of Lille, 2010.
- [Ma L09] L. Ma, S. Sui, Y. Zhai. Investigations on high performance proton exchange membrane water electrolyzer. *Int J Hydrogen Energy*. 2009 ;34 :678-84.
- [MacL07] J. D. Maclay. J. Brouwer. G. S. Samuelsen. Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications. *Journal of Power Sources* 163, no. 2 (Janvier 1, 2007): 916-925.
- [Mara09] F. Marangio, M. Santarelli, M. Calì. Theoretical model and experimental analysis of a high pressure PEM water electrolyser for hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy*. 34 (2009) 1143-1158.
- [Meri99] J-M Merigoux. Ventilateurs, Compresseur : Notions fondamentales. Dimensionnement. *Technique de l'Ingénieur* 10 July. 1999 ; BM 4 500, 36 pages [In french].
- [Meye09] N. Meyer, M. Rusu, S. Wiesner, S. Hartmann, D. Keiper, M. Schwambera, M. Gersdorff, M. Kunat, M. Heuken, W. Kowalsky and M.Ch. Lux-Steiner. OVPD [®] technology. *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 46 1 (2009) 12506.
- [Mile07a] P. Milet. Electrolysers of water with membrane. *Techniques de l'Ingénieur*. J 4 810. September 2007. 16 Pages [In French].
- [Minn07] B. Minnaert, M. Burgelman. Empirical study of the characteristics of current-state organic bulk heterojunction solar cells. *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 38 2 (2007) 111-114
- [Mira05] U.A. Miranda, M. Aredes, L.G.B. Rolim. A DQ Synchronous Reference Frame Current Control for Single-Phase Converters. *IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, (PESC '05), Recife-Brazil, 12-16 June 2005*, pp.1377-1381.
- [Mogo05] E. F. Mogoş. Distributed generation in distribution network. Pluridisciplinary modelling for the control of sources. Ph.D from Lille center of Ecole Nationale Supérieure d'Art et Métier, 20 July 2005.

- [Mome09a] G. Momen, G. Hermosilla, A. Michau, M. Pons, M. Firdaous, P. Marty, K. Hassouni. Experimental and numerical investigation of the thermal effects during hydrogen charging in packed bed storage tank. *International Journal of Heat and Mass Transfert*. 2009; 52:1495-1503.
- [Mome09b] G. Momen, G. Hermosilla, A. Michau, M. Pons, M. Firdaous, K. Hassouni. Hydrogen storage in an activated carbon bed: Effect of energy release on storage capacity of the tank. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2009; 34: 3799-3809.
- [Mult03] B. Multon, O. Gergaud, G. Robin, H. B. Ahmed. Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité. *Techniques de l'ingénieur*. D 3 900v1, Novembre 2003.12 Pages.
- [Mult11] B. Multon, Y. Thiaux, H. B. Ahmed. Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité. *Techniques de l'ingénieur*. D 3 900v2, Février 2011.18 Pages.
- [Nara04] S. Nara, T. Sekiguchi, J. Chen. High quality multicrystalline silicon grown by multi-stage solidification control method. *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 27 1-3 (2004) 389-392.
- [Nate 10] G.F. Naterer, S. Suppiah, L. Stolberg, M. Lewis, Z. Wang, V. Daggupati, K. Gabriel, I. Dincer, M.A. Rosen, P. Spekkens, S.N. Lvov, M. Fowler, P. Tremaine, J. Mostaghimi, E.B. Easton, L. Trevani, G. Rizvi, B.M. Ikeda, M.H. Kaye, L. Lu, I. Pioro, W.R. Smith, E. Secnik, J. Jiang, J. Avsec. Canada's program on nuclear hydrogen production and the thermochemical CuCl cycle. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2010;35:10905-926.
- [Onda02] K. Onda, T. Murakami, T. Hikosaka, M. Kobayashi, R. Notu, K. Ito. Performance analysis of polymer-electrolyte water electrolysis cell at a small-unit test cell and performance prediction of large stacked cell. *Journal of the Electrochemical Society* 2002;149 (8): A1069-A1078.
- [Onda04] K. Onda, T. Kyakuno, K. Hattori, K. Ito. Prediction of production power for high-pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis. *Journal of Power Sources* 2004; 132:64-70.
- [Ould06] B. Ould Bouamana, G. Dauphin-Tanguy. Modélisation par bond graph - Application aux systèmes énergétiques. *Techniques de l'Ingénieur*, 10 avril 2006, BE 8281, 16pages.
- [Pank04] Y. Pankov. Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque. Ph. D of Ecole Supérieure d'Arts et métiers, 2004.
- [Pari11] B. Parida, S. Iniyar, R. Goic. A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011; 15: 1625-1636.
- [Peft08a] D. Peftitsis, G. Adamidis, A. Balouktsis. A new MPPT method for Photovoltaic generation systems based on Hill Climbing algorithm. 18th International Conference on Electrical Machines (ICEM 2008), Vilamoura, Portugal, 2008. pp.1-5.

- [Pére08] L. Pérez-Lombard, J. Ortiz, C. Pout. A review on buildings energy consumption information. *Energy and Buildings*. 2008; 40: 394-398.
- [Poss09] F. Posso, A. Contreras, A. Veziroglu. The use of hydrogen in the rural sector in venezuela : Technical and financial study of the storage phase. *Renewable Energy*. 2009; 34:1234-40.
- [Rodr07] J. Rodriguez, D. Bruneau, A. Guiavarch, C. Gobbé. Greenhouse-effect dehydration of a product wrapped in a semi-transparent, semi-permeable film: experimental approach and proposed approached model. *Eur. Phys. J. Appl. Phys.* 40 1 (2007) 95-112.
- [Rose 10] M.A. Rosen, G.F. Naterer, C.C. Chukwu, R. Sadhankar and S. Suppiah. Nuclear-based hydrogen production with a thermochemical copper-chlorine cycle and supercritical water reactor: equipment scale-up and process simulation. *International Journal of Energy Research* (first published online April 2010) 10.1002/er.1702. Volume 36, Issue 4, pages 456–465 (2012).
- [Roy06] A. Roy, S. Watson, D. Infield. Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolyzers. *Int J Hydrogen Energy* 2006;31:1964–1979.
- [Ryla 06] Ryland D.K, Li H, Sadhankar R.R. ELECTROLYTIC HYDROGEN GENERATION USING CANDU NUCLEAR REACTORS. Proceedings of the Second International Green Energy Conference. 25-29 June 2006, Oshawa, Ontario, Canada. 10 pages.
- [Saïs04] R. Saisset, G. Fontes, C. Turpin, S. Astier . Bond Graph model of a PEM fuel cell, *Journal of Power Sources*. 2006; 156:100-107.
- [Same08] R. Samer. Contribution to the modelling of reversible electrolyser and hydrogen fuel cell for coupling to the photovoltaic generators. Ph. D from the University of Toulouse, 2008.
- [Sche10a] Chapitre L : Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques Schneider Electric - Guide de l'installation électrique 2010.
- [Sema03] E. Semail, A. Bouscayrol, J.-P. Hautier. Vectorial formalism for analysis and design of polyphase synchronous machines. *Eur. Phys. J. AP* 22 3 (2003) 207-220.
- [Shin07] Y. Shin, W. Park, J. Chang, J. Park. Evaluation of the high temperature electrolysis of steam to produce hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2007; 32:1486-91.
- [Skop09] E. Skoplaki, J.A. Palyvos. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, 2009; 34:23-29.
- [Sola09] J. Solano-Martínez, L. Boulon; D. Hissel, M.C. Péra, M. Amiet. Energetic macroscopic representation of a multiple architecture heavy duty hybrid vehicle. 5th IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC '09, 2009, pages 1322-1329.
- [Sola10] J. Solano-Martínez, D. Hissel, M.-C. Péra, M. Amiet. "Practical Control Structure of a heavy duty hybrid electric vehicle," IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC'10), Lille, France, 2010. pp.1-8, 1-3 Sept. 2010.

- [Solo11] B. D. Solomon, K. Krishna. The coming sustainable energy transition: History, strategies, and outlook. *Energy Policy*. 2011;39:7422-7431.
- [Spro09] J. Sprooten, V. Courtecuisse, B. Robyns, J. Deuse. Méthodologie de développement de superviseurs à logique floue de centrales multisources à base d'énergie renouvelable. *EJEE-12/2009. Réseaux isolés*, pages 553-583.
- [Sree10] E. S. Sreeraj, K. Chatterjee, et S. Bandyopadhyay. Design of isolated renewable hybrid power systems. *Solar Energy*. 2010; 84: 1124-1136.
- [Stat00] State of California. Secondary distribution impacts of residential electric vehicle charging. California Energy Commission. May 2000.
- [Taft08] T. Tafticht, K. Agbossou, M.L. Doumbia, A. Chériti. An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 2008; 33: 1508-16.
- [Turp08] C. Turpin. Piles à combustible et composants électrochimiques de stockage: caractérisation, modélisation et mise en oeuvre dans des systèmes énergétiques. HDR de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008.
- [Uzun09] M. Uzunoglu, O.C. Onar, M.S. Alam. Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications. *Renewable Energy*.2009; 34: 509-520.
- [WinR01] R.H.S Winterton, Munaweera. Bubble size in two-phase gas-liquid bubbly flow in ducts. *Chemical Engineering and Processing*. 2001; 40:437-47.
- [Wint09] C-J. Winter. Hydrogen energy -- Abundant, efficient, clean: A debate over the energy-system-of-change. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2009; 34: S1-S52.
- [Yila09] A. Yilanci, I. Dincer, H.K. Ozturk, "A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications," *Progress in Energy and Combustion Science*.2009; 35: 231-244.
- [Ying10] L. Yingming; Y. Haiwen; L. Yingyi; W. Qiusheng; , "Fuzzy Logic Based Energy Management Strategy of Battery-Ultracapacitor Composite Power Supply for HEV," First International Conference on Pervasive Computing Signal Processing and Applications (PCSPA), Harbin Institute of Technology, China 2010, pp.1209-1214, 17-19 Sept. 2010.
- [Zafer08] N. Zafer, G. R. Luecke. Stability of gas pressure regulators. *Applied Mathematical Modelling*. 32 ;2008 : 61-82.
- [Zand11] M. Zandi, A. Payman, J-P. Martin, S. Pierfederici, B Davat, F. Meibody-Tabar. "Energy Management of a Fuel Cell/Supercapacitor/Battery Power Source for Electric Vehicular Applications". *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol.60, no.2, pp.433-443, Feb. 2011

- [ZhoL01] L. Zhou, Y. Zhou. Determination of compressibility factor and fugacity coefficient of hydrogen in studies of adsorptive storage. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2001; 26:597-601.
- [Zhou09a] T. Zhou. Control and Energy Management of a Hybrid Active Wind Generator including Energy Storage System with Super-capacitors and Hydrogen technologies for Microgrid Application. Ph. D from the Ecole Centrale of Lille, 2009.
- [Zhou09b] T. Zhou, B. François. Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 34, Issue 1, January 2009, Pages 21-30.
- [Zhou09c] T. Zhou; P. Li; B. François. Power management strategies of a DC-coupled hybrid power system in a microgrid for decentralized generation. 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '09), Barcelona, Spain 2009, pp.1-10, 8-10 Sept. 2009.
- [Zubi00] L. Zubieta, R. Bonert. Characterization of Double-Layer Capacitors for Power Electronics applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol 36, n°1, pp.199-205, January/February 2000.
- [Zulk10] S.A Zulkifli; M.Z. Ahmad. Comparison study in various controllers in single-phase inverters. 2010 IEEE Student Conference on Research and Development (SCORED 2010), Putrajaya, Malaysia 2010, pp.246-251, 13-14 Dec. 2010.

Internet

- [AECL 11] www.aecl.ca/Reactors/ACR-1000 (dernière visite le 07/11/2011)
- [Anr11] <http://www.agence-nationale-recherche.fr/programmes-de-recherche/appel-detail/production-renouvelable-et-gestion-de-lelectricite-2011/> (dernière visite le 07/11/2011)
- [Cea08a] http://www-liten.cea.fr/fr/activites_rd/tech_h2_01.htm (dernière visite le 20/06/2011)
- [Cea08] http://www-liten.cea.fr/fr/activites_rd/tech_h2_01.htm (dernière visite le 20/06/2011)
- [Idbm11] <http://donnees.banquemondiale.org/indicateur/> (dernière visite le 20/06/2011)
- [Inse11] http://www.insee.fr/fr/themes/tableau.asp?reg_id=0&ref_id=NATnon02145 (dernière visite le 20/06/2011)
- [Nasa83-05] <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (dernière visite le 20/06/2011)
- [Nist11] E.W. Lemmon, M.O. McLinden and D.G. Friend, "Thermophysical Properties of Fluid Systems" dans le WebBook de Chimie NIST, Base de Données Standard de Référence NIST Numéro 69, Eds. P.J. Linstrom and W.G. Mallard, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg MD, 20899, <http://webbook.nist.gov>, (récupérée 2 Février 2011). (dernière visite le 20/06/2011)
- [Sand11] <http://photovoltaics.sandia.gov/docs/HybridSizing.html> (dernière visite le 02/08/2011)