

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

THÈSE PRÉSENTÉE À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DU DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR

CRISTINA GUZMAN

CONTRÔLE ET GESTION INTELLIGENTS D'ÉNERGIE ET DE
PUISSANCE DANS LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES
RÉSIDENTIELS

25 février 2019

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (PH.D.)

Programme offert par l'Université du Québec à Trois-Rivières

**CONTRÔLE ET GESTION INTELLIGENTS D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE
DANS LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES RÉSIDENTIELS**

PAR

CRISTINA GUZMAN

Dr. Kodjo AGBOSSOU, directeur de recherche Université du Québec à Trois-Rivières

Dr. Mamadou DOUMBIA, président du jury Université du Québec à Trois-Rivières

Dr. Jocelyn MILLETTE, évaluateur externe Hydro-Québec

Dr. Hussein IBRAHIM, évaluateur externe Cégep de Sept-Îles

Dr. Alain JAAFARI, évaluateur externe ECAM-EPMI Ecole d'Ingénieurs

Thèse soutenue le 31 août 2018

Dédicace

« Je remercie Dieu aujourd'hui de m'avoir donné la force de mener à bien ce travail de cinq ans. Je veux dédier ce travail à toi mon amour pour tout ton soutien et à nos enfants, Nataly, Raul et Jesus-Alben, pour tout leur appui et leur amour, malgré le fait que ce travail ardu m'aie arraché de mon temps qui, à l'origine appartenait à ceux-ci. Quiero dedicarte este trabajo a ti mami bella que con tu ejemplo me haz dado las fuerzas para terminarlo.

Je voudrais aussi que ce travail soit une inspiration pour d'autres femmes qui souhaitent réaliser leurs rêves mais sont malheureusement encore aujourd'hui minoritaires dans ce secteur de la recherche, où les femmes sont parfois méprisées et leur travail a tendance à être dévalorisé. Je vous dis aujourd'hui, de ne jamais abandonner les rêves malgré les difficultés.»

Résumé

Au Canada et plus particulièrement au Québec, la consommation d'électricité augmente de manière significative pendant la période hivernale. Les besoins de chauffage, qui sont en relation directe avec les basses températures, sont les principaux responsables de cet accroissement saisonnier de la demande de puissance. En effet, le profil de consommation d'électricité résidentielle au Québec présente un comportement particulier contribuant avec un 30% de la consommation totale. Cette demande de puissance est d'ailleurs en étroite relation avec les facteurs météorologiques et les habitudes de vie des résidents ; par exemple, les horaires d'occupation, les préférences de réglage de température intérieure et la composition familiale sont des facteurs qui déterminent ce profil de consommation des résidences. La gestion optimale des charges résidentielles peut donc jouer un rôle capital ; plus spécifiquement, la gestion des charges thermostatiques comme le chauffage de l'espace et de l'eau dans le contexte québécois, devient essentielle en période hivernale.

Bien que plusieurs projets pilotes ont démontré les avantages de la gestion de la demande, une implantation massive des approches proposées dans la littérature dépend d'une part d'un déploiement massif des technologies de communication et de mesurage intelligent et d'autre part de l'acceptation des clients résidentiels à adhérer aux programmes de gestion.

Une bonne stratégie de gestion doit être à la fois attirante pour les clients et bénéfique pour le distributeur. Du point de vue du client, la réduction de la facture et le maintien du confort doivent être en première loge. Tandis que pour le distributeur, la possibilité d'implanter des

fonctions de gestion de la demande, dont la réduction de la pointe, à moindre coût serait un atout. Satisfaire entièrement les besoins des deux côtés simultanément semble un grand exploit. Ce défi est encore plus grand en conditions de froid extrême, en absence de systèmes de production et/ou de stockage d'appoint locaux et en absence de tarifs modulés dans le temps.

À travers cette thèse nous proposons une architecture de gestion optimale et dynamique du système de chauffage résidentiel permettant de réduire l'impact de la charge locale sur la pointe de puissance en périodes critiques pour le réseau. Cette architecture comporte trois propositions complémentaires.

La première proposition consiste en un système d'émulation de bâtiment basé sur la modélisation du comportement des bâtiments résidentiels typiques au Québec. Nous proposons une structure de Processeur Élémentaire et son architecture d'implantation en technologie VLSI. Cette structure permet l'exécution du modèle avec des caractéristiques de réponse et une fidélité plus performantes par rapport aux techniques actuelles. La possibilité d'exécution en temps-réel ou en mode accéléré est intégrée dans le système d'émulation ce qui le rend idéal pour l'évaluation des méthodes et stratégies de gestion.

La deuxième proposition est un système de mesurage et d'analyse de la tension pour l'estimation de la charge du secteur vue par le fournisseur électrique. La méthode d'analyse comporte trois étapes : une phase de filtrage numérique, une analyse de transitoires et l'estimation de la charge. Cette méthode originale et de nature locale a été validée avec des données expérimentales. Elle présente des avantages majeurs par rapport aux méthodes traditionnelles de gestion de la demande, qui nécessitent la complexité d'un système de communication pour envoyer un signal depuis le fournisseur électrique afin de moduler la consommation locale selon les besoins du réseau.

Enfin, nous proposons une architecture de gestion prédictive et adaptative basée sur modèle qui intègre les deux premières propositions. L'architecture proposée permet à la fois de répondre

aux besoins du client en termes du confort thermique des occupants et du distributeur en termes de réduction de la puissance en heures de pointe. Le caractère local et automatisé de la méthode proposée pourrait éliminer certaines craintes des clients, fondées ou non, en relation à la sécurité et à de possibles atteintes à la vie privée attribuées aux systèmes traditionnels basés sur l'échange d'information entre le client et le distributeur et qui nécessitent des infrastructures de communication entre ces derniers.

Abstract

In Canada and particularly in Quebec, the electricity consumption increases significantly during the winter period. Heating requirements, directly related to the low temperatures, are the main contributors to this seasonal augmentation in power demand. Indeed, the profile of residential electricity consumption in Quebec shows a particular behavior contributing with 30% of the total consumption. This power demand is also largely associated to the meteorological conditions and the life style of the residents; for example, the occupation schedules, the preferences of indoor temperature setup and the family composition are the main factors that determine the patterns of residential consumption. Optimal management of residential loads can play a crucial role; more specifically, the management of thermostatic loads such as the space and water heating systems, in the Quebec context becomes essential in winter time.

In spite of the fact that several pilot projects have demonstrated the benefits of demand management, a massive implementation of the proposed approaches in the literature depends on both the massive deployment of smart communication and measurement technologies as well as on the acceptance of residential customers to join management programs.

A good management strategy must be attractive for customers and beneficial for the electrical supplier. From the customer's point of view, the reduction of the bill and keeping the indoors comfort must be their priorities. For the utility, the ability to implement demand management functions, including the peak power reduction at lower cost would be an asset. Fully satisfying

the needs of both sides simultaneously seem to be a great achievement. This challenge is even greater in extreme cold conditions, in the absence of local production and / or storage systems, and in the absence of modulated rates over time.

Throughout this research project, three propositions that complement each other are presented, to allow a new proposal for the optimal intelligent management of the residential heating system. In this way, the residential customer contributes to the reduction of the power peak during critical periods for the electric grid, without reducing its comfort.

The first proposal consists of a building emulation system based on modeling the behavior of typical residential buildings in Quebec. It includes an Elementary Processor (EP) structure and its implementation architecture in VLSI technology for the paralleled execution of the EPs model with better response characteristics and fidelity compared to current techniques.

The second proposal is a voltage measurement and analysis system, for estimating the sector's power load as seen by the electrical supplier. The analysis method has three steps : a digital filtering phase, a transient analysis and the estimation of the load. This original and local method has been validated with experimental data. It offers major advantages over traditional demand management methods, which require the complexity of a communication system to send a signal from the utility to modulate local consumption according to the needs of the electric network.

Finally, we propose a model-based predictive and adaptive management architecture that integrates the first two propositions. The proposed architecture meets both, the customer's needs in terms of the thermal comfort of the occupants and the distributor needs in terms of power reduction during peak hours. The local and automated nature of the proposed method could eliminate some fears of customers, whether founded or not, in relation to the security and possible privacy breaches attributed to traditional systems based on the exchange of information between the customer and the distributor, and which require communication infrastructures between them.

Avant-propos

Cette thèse a été réalisée dans le cadre du projet de recherche et développement coopératif (RDC) financé en part par le Conseil de Recherches en Sciences Naturelles et en Génie du Canada (CRSNG), le Laboratoire des Technologies de l'Énergie d'Hydro-Québec (LTÉ) et la Fondation de l'UQTR. L'objectif principal de ce projet porte sur la gestion intelligente de la demande afin d'éviter les pointes de puissance lors de périodes de forte consommation d'électricité dans le contexte Québécois.

Le projet RDC a été divisé en trois volets :

Volet I : Développer une connaissance approfondie du système énergétique résidentiel québécois afin de réaliser une gestion adaptative de la demande locale ;

Volet II : Modéliser le comportement électrique et énergétique des clients résidentiels québécois afin de permettre la prévision de la consommation et la proposition de systèmes de contrôle adaptatifs et prédictifs pour la gestion de la demande ;

Volet III : Proposer des stratégies de gestion domestique de l'énergie et de la puissance électrique considérant l'aspect transactionnel entre client et distributeur, les différentes topologies de système local d'énergie (client), et les aspects de stockage d'énergie lorsque l'infrastructure locale le permet.

Trois étudiants ont été assignés à chaque volet l'hiver 2014 pour le démarrage du projet. Pour le volet I, l'étudiant Nilson Henao ; pour le volet II, l'étudiante Fatima Amara et pour le volet

III, l'étudiante Cristina Guzman, moi-même. L'ensemble des projets sous la direction en tête du professeur Kodjo Agbossou, des professeurs Yves Dubé et Souso Kelouwani, avec le suivi et l'accompagnement du Dr. Alben Cardenas, agent de recherche à l'IRH, et des chercheurs du LTÉ.

Je remercie donc mon directeur de recherche, le professeur Kodjo Agbossou de m'avoir fait confiance pour la réalisation de ce projet, de son soutien et son suivi tout au long du projet. Je suis très reconnaissante envers le Conseil de Recherches en Sciences Naturelles et en Génie du Canada (CRSNG) et Hydro-Québec pour les bourses d'excellence dont j'ai été récipiendaire et qui m'ont permis de financer mes études.

Mes remerciements s'adressent également aux professeurs Yves Dubé et Souso Kelouwani, aux chercheurs Michaël Fournier, Jonathan Bouchard et Éric Le Courtois, et aux chefs d'expertise Éric Dumont et Jocelyn Millette du Laboratoire des Technologies de l'Énergie LTE d'Hydro-Québec pour les échanges, suggestions et soutien reçus au cours du projet.

Je veux adresser tous mes remerciements aux personnes avec lesquelles j'ai pu échanger et qui m'ont aidé pour la révision de mon manuscrit, spécialement à Jaques Baillargeon et Diane Brouard, ainsi que à ma fille Nataly. Je souhaite remercier toutes les personnes que de près ou de loin m'ont aidé et qui ont contribué à la réussite de ce travail. Merci à Anik et Benjamin pour leur soutien, ouverture et implication dans mon projet. Un grand merci également à tous les étudiants et membres du personnel de l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène qui m'ont fait sentir partie d'une grande famille.

Merci également à chacun des membres du jury qui m'ont accordé de leur temps pour la lecture de ma thèse pour leurs commentaires et suggestions pertinentes et avoir mis en évidence les contributions de mon projet. Enfin, j'adresse mes plus profonds remerciements à ma famille : Mon époux et mes enfants, ma mère, et tous mes proches et amis, qui m'ont accompagnée, aidée, soutenue et encouragée tout au long de la réalisation de cette thèse.

Table des matières

Résumé	ii
Abstract	v
Avant-propos	vii
Table des matières	x
Liste de Figures	xv
Liste des tableaux	xxii
Symboles, acronymes et abréviations	xxiv
Chapitre 1- Introduction	1
1.1 Contexte général de recherche.....	1
1.2 Enjeux énergétiques et économiques spécifiques du Québec.....	6
1.3 Problématique de la thèse.....	8
1.4 Objectifs et contributions.....	10
1.4.1 Objectifs	10
1.4.2 Contributions	11
1.5 Infrastructure de recherche.....	12
1.6 Méthodologie de recherche.....	12
1.7 Structure de la thèse.....	15

Chapitre 2- État de la technique sur la gestion de la demande en puissance	17
2.1 La gestion de la demande dans le contexte des réseaux intelligents	17
2.1.1 Approche centralisée de gestion de la demande (DSM)	19
2.1.2 Approche locale de la gestion de la demande (HEMS)	22
2.1.3 Approche industrielle dans la gestion de la demande	23
2.1.4 Contrôle de charges et gestion de la demande	24
2.2 Méthodes de contrôle pour la gestion de la demande.....	24
2.2.1 Méthodes basées sur la planification des événements	25
2.2.2 Méthodes basées sur des règles ou des conditions	26
2.2.3 Méthodes basées sur le contrôle prédictif et optimal	27
2.3 La gestion de la demande dans le contexte du Québec	29
2.4 Aspects clés pour la mise en place des stratégies de gestion de la demande.....	31
2.4.1 Modélisation et émulation de bâtiments résidentiels	31
2.4.2 Information des périodes de pointe de consommation	34
2.4.3 Méthodes d'optimisation pour la gestion de la demande	35
2.5 Temps de réponse dans le contexte de gestion de la demande	37
2.6 Conclusion du chapitre	38
Chapitre 3- Proposition d'un système d'émulation en temps réel de bâtiment résidentiel québécois	41
3.1 Le bâtiment résidentiel québécois	41
3.2 Méthodologie de modélisation du bâtiment résidentiel	47
3.2.1 Modélisation de la dynamique thermique du bâtiment	47
3.2.2 Modélisation de charges thermostatiques contrôlables	51
3.2.2.1 Système de chauffage d'espace	52
3.2.2.2 Système de chauffage centralisé	53
3.2.2.3 Système de chauffage par plinthes électriques	54
3.2.2.4 Système de chauffage à accumulation	55

3.3	Architecture d'implantation matérielle proposée pour l'émulation en temps réel	56
3.4	Validation du système d'émulation en temps réel proposé.....	62
3.4.1	Méthodologie de description	62
3.4.2	Cas d'étude 1 : maison dans la région de Trois-Rivières	66
3.4.3	Cas d'étude 2 : maison dans la région de Montréal	73
3.4.4	Interface du système d'émulation avec matériel externe	74
3.4.5	Émulation en temps réel avec matériel dans la boucle	75
3.5	Analyse des performances obtenues.....	79
3.6	Conclusion de chapitre	81
Chapitre 4-	Proposition d'une méthode pour l'estimation des périodes de pointe	83
4.1	Effet de la charge agrégée sur les caractéristiques de la tension d'alimentation .	84
4.1.1	Effet de la charge sur l'amplitude de la tension	84
4.1.2	Effet de la charge sur la fréquence	85
4.1.3	Moyens de régulation de la tension	87
4.1.4	Caractéristiques de la tension d'alimentation au Québec	89
4.2	Méthode proposée pour l'estimation de la charge agrégée.....	92
4.2.1	Hypothèses et considérations de la proposition	92
4.2.2	Étapes de la méthode proposée	94
4.2.3	Étape I : Filtre numérique	95
4.2.3.1	Le filtre Gaussien	96
4.2.3.2	Les filtres à ondelettes de Ricker et de Morlet	97
4.2.4	Étape II : Analyse des transitoires	99
4.2.5	Étape III : Estimation de la charge	101
4.3	Validation de la méthode proposée.....	102
4.3.1	Filtre numérique et analyse des transitoires de tension	102

4.3.2	Analyse de corrélation entre la tension estimée sans compensation et la température extérieure	106
4.3.3	Analyse des événements de compensation et des périodes critiques	110
4.3.4	Estimation de la puissance relative et identification de périodes de pointe	113
4.3.5	Évaluation de la robustesse de la méthode proposée	115
4.4	Conclusion de chapitre	119
Chapitre 5- Proposition d'une architecture de gestion résidentielle		121
5.1	Architecture de gestion proposée pour le contrôle du confort thermique	123
5.1.1	Architecture proposée MPC-PSO	123
5.1.2	Implantation matérielle en technologie VLSI de la structure MPC-PSO pour le contrôle du confort thermique	125
5.1.3	Validation et résultats	129
5.2	Architecture de gestion proposée pour le contrôle du confort thermique et la réduction de puissance en heures de pointe	133
5.2.1	Principales hypothèses	134
5.2.2	Description détaillée et formulation de l'architecture de gestion	134
5.2.3	Implantation matérielle en technologie VLSI	142
5.2.4	Validation et résultats	143
5.2.4.1	Résultats de la prévision	144
5.2.4.2	Résultats du contrôleur	146
5.3	Conclusion du chapitre	153
Chapitre 6- Conclusions et recommandations		155
Appendices		158
A-1	Contributions et diffusion de résultats	158
A-2	Système de chauffage à accumulation	160
A-3	Modèle du chauffe-eau électrique.....	171
A-4	Système de mesurage.....	175

A-5	Modélisation du confort.....	194
A-6	Méthodes méta-heuristiques	201
A-6.1	Recuit simulé	201
A-6.2	Recherche Tabou	202
A-6.3	Optimisation par essaim de particules	203
A-6.4	Implémentation, comparaison et choix de l'algorithme d'optimisation	205
A-6.5	Fonctions de test pour évaluer les algorithmes d'optimisation	206
A-7	Système d'émulation de bâtiment.....	213
	Bibliographie	225

Liste de Figures

1-1	Variations de la température enregistré pendant les années de 2012 jusqu'à 2015	2
1-2	Production mensuelle d'électricité au Québec (TWh), et pointe annuelle de consommation (MW), janvier 2008 à juin 2014	3
1-3	Évolution des besoins de puissance versus la capacité installée. Hydro-Québec - État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023	4
1-4	Distribution de l'utilisation des charges résidentielles, Canada 2013	4
1-5	Profil mensuel des besoins totaux en énergie (TWH) et en puissance (MW) par catégorie de clientèle projections 2015	5
1-6	Statistiques Québec 2010	7
1-7	Méthodologie de recherche proposée.	13
2-1	Composants des réseaux intelligents appliqués à la gestion d'énergie dans les bâtiments.	19
2-2	Système résidentiel de gestion basé sur plateforme de capteurs et de communication entre le service électrique et le bâtiment	25
2-3	Principe de fonctionnement du MPC.	28

2-4	Déploiement des projets des réseaux intelligents au Canada à l'année 2013, source : Ressources Naturelles Canada.	30
2-5	Temps de réponse selon le niveau de gestion.	38
3-1	Degrés-jour par zones climatiques au Canada selon la Norme ENERGY STAR. Source : http://www.nrcan.gc.ca	43
3-2	Exemple de calcul de la résistance thermique RSI d'un assemblage de mur hors-sol pour un bâtiment placé dans la zone climatique 2 (DJC < 6000)	45
3-3	Méthodologie de modélisation proposée	48
3-4	Exemple d'analogie thermique-électrique incluant élément de stockage	49
3-5	Couches dominantes dans un mur hors-sol typique	49
3-6	Représentation à trois couches d'un mur hors-sol avec ouvertures.	50
3-7	Structure du système de chauffage central et représentation 2R2C.	53
3-8	Structure du système de chauffage par plinthes électriques.	55
3-9	Représentation graphique de l'implantation directe pour la solution d'une équation aux différences associée à une masse ou nœud thermique; $\psi_i = e^{\frac{-T_x}{\tau_i}}$.	58
3-10	Processeur élémentaire permettant la solution d'une équation; $\psi_i = e^{\frac{-T_x}{\tau_i}}$	59
3-11	Processeur élémentaire permettant la solution d'un nombre r d'équations	60
3-12	Structure modulaire du modèle de bâtiment	61
3-13	Diagramme simplifié de la méthodologie de description pour un ou plusieurs bâtiments utilisant MATLAB et Xilinx XSG/ISE	63
3-14	Implémentation du modèle de bâtiment sous MATLAB/Simulink.	64
3-15	(a) Vue réelle, (b) Modèle sur SketchUp pour TRNSYS-3D et (c) plan de la maison cas d'étude.	67
3-16	Système de mesurage utilisé pour la collecte de données.	69
3-17	Mesures de la puissance des autres charges, de la température intérieure et des cycles de chauffage.	69
3-18	Diagramme simplifié de la plateforme de validation.	71

3-19	Erreur absolue de la température pour le cas d'étude 1 (maison à Trois-Rivières).	72
3-20	Contrôle de température pour différents types de thermostat pour le cas d'étude I (maison à Trois-Rivières). La température mesurée est celle de la zone 2 du bâtiment.	72
3-21	Résultats expérimentaux de validation avec données pour une maison à Montréal (erreur moyenne 0.423kW)	73
3-22	Vue réelle de l'installation expérimentale avec zoom des SPI-DACs et de la carte de développement Xilinx FPGA pour la validation	74
3-23	Résultats interface avec matériel externe.	75
3-24	Résultats de la sortie du système d'émulation pour le cas d'étude avec 8 zones thermiques.	76
3-25	Plateforme de validation avec matériel dans la boucle.	77
3-26	Résultats de l'émulation de la puissance d'une plinthe électrique.	78
3-27	Résultats système d'émulation en temps réel avec matériel dans la boucle. . .	78
3-28	Résultats de comparaison avec TRNSYS.	79
4-1	Niveau et fréquence de la tension de service dans le monde.	86
4-2	Changeur de prises en charge du transformateur (LTC pour <i>Load Tap Changer</i>) dans un réseau de distribution.	88
4-3	Exemple de correction de la tension par le changeur de prises en charge du transformateur (LTC pour <i>Load Tap Changer</i>).	88
4-4	Tension mesurée à trois (3) endroits différents dans la région de Trois-Rivières.	89
4-5	Points de mesurage région de Trois-Rivières.	90
4-6	Tension mesurée entre décembre 2015 et octobre 2016 et valeur moyenne . .	90
4-7	Exemple de l'action de correction des changeurs de prises en charge de transformateur sur la tension mesurée. Agrandissement à gauche pour un évènement de diminution de la tension et à droite pour une augmentation de la tension.	91

4-8	Diagramme simplifié de la méthode proposée pour l'estimation des périodes de pointe.	95
4-9	Filtre numérique à convolution.	96
4-10	Agrandissement de la sortie du filtre Gaussien et estimation des variations $\delta(n)$	97
4-11	Filtre à ondelettes de Ricker pour différents coefficients de dilatation a	98
4-12	Filtre de Morlet pour différents coefficients a , coefficient $b = 0$, et coefficient de contrôle de forme $\beta = 0.6$	99
4-13	Sortie $\delta(n)$ utilisant le filtre à ondelettes de Ricker pour différentes valeurs de a .	99
4-14	Variations de tension avec le filtre Gaussien, le filtre à ondelettes de Morlet et le filtre à ondelettes de Ricker.	100
4-15	Diagramme simplifié de l'étape d'analyse des transitoires.	101
4-16	Résultats de la détection des variations de tension avec le filtre à ondelettes Ricker pour $a = 4$, durant la période comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.	103
4-17	Variation de tension détectée pour compenser la réduction de la tension en dessous de la limite inférieure et compensation accumulée de la tension estimée.	104
4-18	Exemple de la variation de la tension détectée et la compensation accumulée de la tension estimée de transitoires lors de la variation soudaine de la tension pour compenser l'augmentation de la tension au-dessus de la limite supérieure.	105
4-19	Corrélation de la tension estimée sans compensation avec la température extérieure pour le Filtre Gaussien.	107
4-20	Corrélation de la tension estimée sans compensation avec la température extérieure pour le Filtre à ondelettes de Morlet.	107
4-21	Corrélation de la tension estimée sans compensation avec la température extérieure pour le Filtre à ondelettes de Ricker.	108
4-22	Tension estimée sans compensation versus température extérieure mesurée pour la région de Trois-Rivières.	110

4-23	Distribution journalière par jour de la semaine des évènements de compensation $\Delta X(n)$ durant la période d'analyse comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.	111
4-24	Distribution journalière des évènements de compensation $\Delta X(n)$ durant la période d'analyse comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.	112
4-25	Distribution hebdomadaire des évènements de compensation $\Delta X(n)$ durant la période d'analyse comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.	113
4-26	Puissance relative estimée et historique de la production d'électricité au Québec (Canada)	114
4-27	Puissance relative estimée pour trois jours de grand froid (18 au 20 Janvier 2016).	115
4-28	Réponse de la méthode proposée lors des variations brusques de la charge locale.	116
4-29	Réponse de la méthode proposée lors des variations de la charge agrégée. . .	117
4-30	Réponse de la méthode proposée lors d'un creux de tension d'environ 10V. .	118
5-1	Architecture de contrôle prédictif du confort avec optimisation par essaim de particules (MPC-PSO).	124
5-2	Structure générale du contrôleur du confort avec MPC-PSO.	126
5-3	Boucle d'optimisation.	126
5-4	Initialisation pour la génération de nombres aléatoires.	127
5-5	Structure pour l'étape de mise à jour de position et vitesse meilleures dans l'essaim.	129
5-6	Résultats obtenus avec le contrôleur de confort thermique MPC-PSO implémenté en FPGA.	132
5-7	Structure de l'architecture de gestion proposée.	133
5-8	Ensemble de solutions admissibles de variation de réglage de température ΔT^R . Pour un horizon $H=128$ échantillons et rang $\Upsilon = 2^{10}$	140

5-9	Architecture d'implantation matérielle en technologie VLSI du contrôleur proposé.	142
5-10	Prévision de la température préférée avec SDWP pendant une semaine en Janvier 2016.	144
5-11	Prévision de la puissance des charges domestiques (électroménagers) pendant une semaine en Janvier 2016, et erreur RMSE pour la période hiver-printemps 2015-2016.	145
5-12	Tension du réseau électrique normalisée et prévision de la puissance du secteur avec SDWP+STDP pendant une semaine de janvier 2016.	146
5-13	Résultats des pics quotidiens des coûts et température extérieure mesurée durant l'hiver-printemps 2015-2016 - pour le bâtiment résidentiel avec une isolation thermique standard.	147
5-14	Résultats des pics quotidiens des coûts et température extérieure mesurée durant l'hiver-printemps 2015-2016 - pour le bâtiment résidentiel avec une faible isolation thermique.	148
5-15	Courbe du rapport de puissance crête / puissance moyenne pendant une semaine en janvier et une semaine en février 2016.	150
5-16	Diminution de la pointe de puissance.	151
5-17	Résultats de puissances et températures enregistrées pour le jour 15 du mois de Février 2016 pour la maison avec faible isolation.	152
A-1	Variations de température en fonction des conditions d'habillement et métabolisme diurne et nocturne.	198
A-2	Variations de humidité et température en fonction des conditions d'habillement et métabolisme diurne et nocturne.	199
A-3	Évaluation du confort avec des mesures réelles du cas d'étude No.1 M=1 ; Icl=1.5clo.	200

A-4	Histogramme d'évaluation du confort pour deux différents pourcentages d'humidité relative HR ; M=1 ; Icl=1.5clo.	200
A-5	Organigramme de Recuit Simulé (SA).	202
A-6	Organigramme de Recherche Tabou (TS).	203
A-7	Organigramme d'Optimisation par essaim de particules (PSO).	205
A-8	Résultats de minimisation de la fonction Ackleys utilisant SA, TS et PSO. . .	208
A-9	Résultats de minimisation de la fonction Rastring utilisant SA, TS et PSO. . .	208
A-10	Résultats de minimisation de la fonction Griewank modifiée utilisant SA, TS et PSO.	209
A-11	Résultats de la minimisation et de la distribution d'erreur à 1D sur 5000 tests des fonctions de Ackley, Rastring et Griewank modifiée au moyen de SA, TS et PSO.	209
A-12	Résultats des validations d'exécution de 100 fois la méthode PSO avec la fonction objectif Ackleys avec différentes variations de la population et du nombre d'itérations	211
A-13	Exemple de minimisation des fonctions 2D avec PSO	212
A-14	Distribution de l'erreur utilisant PSO pour la minimisation des fonctions 2D. Total de tests réalisés = 5000.	212

Liste des tableaux

1-1	Résultats des produits et bénéfices nets d'exploitation d'Hydro-Québec Distribution et pourcentage des produits des ventes d'électricité par secteur (Rapport : Voir grand avec notre énergie propre Hydro-Québec 2015)	6
1-2	Contexte énergétique au Canada et au Québec	6
3-1	Résistance thermique totale selon l'emplacement géographique et le nombre de degrés-jour de chauffage annuels. (Tableau 11.2.2.1 A et 11.2.2.1 B du Code de Bâtiment de Québec)	44
3-2	Coefficient de transmission thermique global (U) maximal des fenêtres. Code de Bâtiment du Québec Tableau 11.2.2.4.A et ASHRAE Handbook-Fundamentals	44
3-3	Analogie thermique - électrique	48
3-4	Caractéristiques de la maison cas d'étude à Trois-Rivières.	68
3-5	Pourcentage de gains de chaleur des charges principales selon GridLAB-D .	69
3-6	Caractéristiques de la maison cas d'étude à Trois-Rivières.	70
4-1	Résultats de l'analyse de corrélation entre la tension estimée sans compensation et la température extérieure mesurée pour la région de Trois-Rivières. . .	109
5-1	Paramètres de la méthode d'optimisation pour le contrôleur de confort thermique	130

5-2	Ressources utilisées pour l'implantation en FPGA du contrôleur de confort thermique avec une résolution de 16 bits à virgule fixe et utilisant le dispositif Xilinx Artix-7 XC7A100T-CS324.	130
5-3	Paramètres de la méthode d'optimisation du contrôleur proposé.	143
5-4	Rapport de puissance crête / puissance moyenne (PAR) pendant une semaine en janvier et une semaine en février 2016	150
A-1	Niveaux de sensation thermique.	195
A-2	Taux métabolique du corps humain selon l'activité	197
A-3	Habillement	198
A-4	Paramètres des méthodes d'optimisation.	206

Symboles, acronymes et abréviations

Symboles

$\delta(n)$	Information de variation de tension à l'instant n
δ_{TH}	Seuil de détection de variations de tension
η	Rendement
ρ	Densité du matériel
σ	Écart type d'une distribution
ψ_M	Ondelette de Morlet
ψ_R	Ondelette de Ricker
$\Delta X_C(n)$	Compensation accumulée de tension
ΔT	Différence de température
ΔT^R	Variation de la température de réglage
C_i	Capacité thermique de la masse i
C^L	Charge du secteur vue par le réseau
C_p	Capacité thermique massique du matériel
CDM	Coefficient de déperditions moyennes
GF	Gaussian filter (filtre Gaussien)
H	Horizon de prévision

J	Fonction de coût
N	Nombre d'itérations
P	Nombre de particules
$\hat{P}_A(n)$	Puissance relative estimée à l'instant n
\dot{Q}	Débit thermique
r	Coefficient de corrélation de Pearson
R_i	Résistance thermique i
T^R	Température de réglage
T_{INT}	Température moyenne de la masse interne
T_{EXT}	Température moyenne de l'extérieur
T_{MES}	Température interne mesurée
T_i	Température de la zone i
T_C	Période d'échantillonnage du contrôleur
T_S	Période d'échantillonnage
T_{CLOCK}	Période de l'horloge de synchronisation
$\hat{X}(n)$	Tension estimée sans compensation
V_i	Volume de la masse i

Acronymes et abréviations

AMI	Advanced Metering Infrastructure
BEMS	Building Energy Management System
BEMOSS™	Building Energy Management Open Source Software
CPP	Critical Peak Pricing
DAC	Digital-to-Analog Converter
DAP	Day ahead pricing
DDC	Dynamic Demand Control
DJC	Degrés-jour de chauffage

DLC	Direct Load Control
DTF	Conduction transfer function coefficients
DMS	Demand Side Management System
EP	Elementary processor (processeur élémentaire)
ETS	Electric Thermal Storage
EWH	Electric Water Heater (chauffe-eau électrique)
FLC	Fuzzy Logic Control
FPGA	Field Programmable Gate Arrays
FSM	Finite-state machine
GES	Gaz à effet de serre
GFA	Grid Friendly Appliances
GUI	Graphic user interface (interface utilisateur graphique)
HEMS	Home Energy Management System
HIL	Hardware in the loop
I2C	Inter-Integrated Circuit
LTC / OLTC	on Load Tap Changer (changeur de prise en charge)
MG	Micro-Grid
MPA-core	Measurement and power analysis core
MPC	Model Predictive Control
NRO	New Rate Options
ODE	Ordinary Differential Equations
PAR	Peak-to-average ratio (rapport valeur crête / valeur moyenne)
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
PPD	Predicted Percentage of Dissatisfied (pourcentage prévu d'insatisfaits)
PRND	Pseudo-random (pseudo-aléatoire)
PSO	Particle Swarm Optimization (optimisation par essaim de particules)
RÉI	Réseaux électriques intelligents

RBC	Rules Based Control
REMS	Residential Energy Management System
RMSE	Root Mean Square Error (erreur moyenne quadratique)
RT	Real-time (temps réel)
RSI	Résistance thermique SI
RTP	Real-Time Pricing
SA	Simulated Annealing (recuit simulé)
SCs	Switched capacitors
SG	Self-healing Grids
SHEMS	Smart Home Energy Management System
SHGC	Solar Heat Gain Coefficient
ST	Simulation time (temps de simulation)
SPI	Serial Peripheral Interface bus
TOU	Time of Use
TS	Transactive signal
Valeur U	Coefficient de transmission thermique globale
VGA	Video Graphics Array
VHC	Volumetric Heat Capacity
VLSI	Very-Large-Scale Integration
VVC	Volt/VAR or Voltage and Reactive power control
UART	Universal Asynchronous Receiver/Transmitter
ULTC	Under Load Tap Changer (changeur de prise en charge)
XSG	Xilinx System Generator
ZOH	Zero-order hold

Chapitre 1 - Introduction

Cette thèse a été réalisée dans le contexte de la gestion de la demande de puissance vue par le fournisseur d'électricité, dans ce cas-ci, Hydro-Québec. Elle vise entre autres l'analyse et la proposition de nouvelles méthodes de gestion de la consommation résidentielle à partir des actions entreprises localement et de manière automatisée. Nous présentons dans ce chapitre une description abrégée du contexte de la recherche, du problème abordé, des objectifs et de la méthodologie adoptée dans la thèse. Enfin nous décrivons rapidement les principales contributions.

1.1 Contexte général de recherche

Le secteur énergétique est dans une phase de transformation d'une part influencée par la forte croissance de la demande d'électricité, par l'épuisement des ressources d'énergie fossile, par le réchauffement climatique et par le besoin de moderniser des infrastructures vieillissantes; et d'autre part favorisée par les avancées technologiques dans les domaines énergétique, électronique, et les technologies de l'information et communication [1–3]. Ce changement amène à la mise en place des Réseaux Électriques Intelligents (REI), appelés couramment « Smart Grid » avec des objectifs clairs d'améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques. Le concept des REI vise essentiellement la modernisation et l'optimisation des réseaux électriques existants, l'ajout d'intelligence à tous les niveaux, l'intégration des sources d'énergie renouvelable et fluctuantes, du stockage décentralisé et des technologies propres ainsi qu'une participation active des clients dans la gestion du réseau [4–7].

Dans le concept traditionnel du réseau, les clients sont vus comme simples consommateurs passifs d'électricité. Dans le scénario des RÉI, ils sont aussi appelés, par la Gestion de la Demande en Puissance (GDP), à être actifs et jouer le rôle de producteurs d'électricité et, ce faisant, d'une certaine manière à contribuer à la gestion du réseau. En effet, dans la planification et implantation des RÉI il est prévu la mise en place des approches de gestion intelligente de la demande locale [8]. Ces approches doivent permettre de mieux gérer l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie ainsi que de puissance électrique.

Dans les pays nordiques, dont le Canada, la consommation d'électricité est fortement influencée par les saisons et les conditions climatiques. La Figure 1-1 présente les variations de la température extérieure au Québec pour une période de quatre années consécutives (2012-2015). On observe dans cette période une température moyenne autour de 5°C, et des valeurs minimales proches de -30°C.

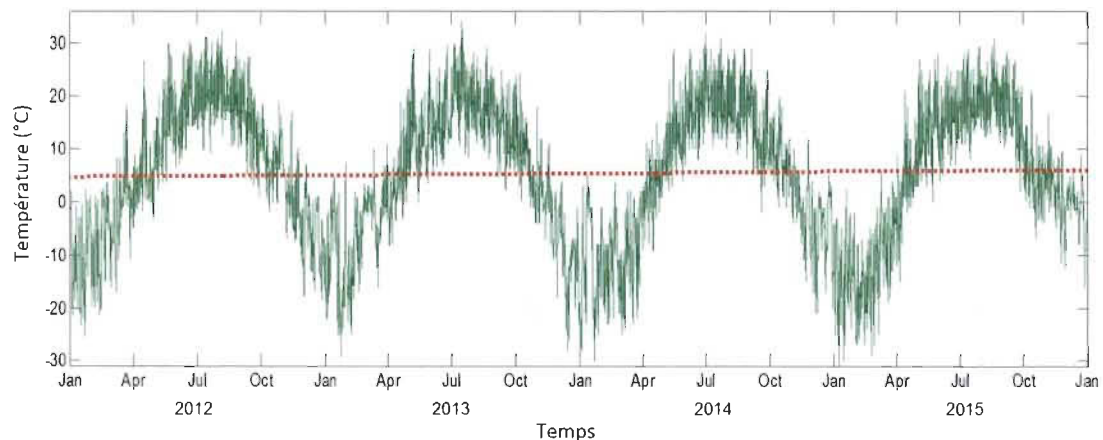


FIGURE 1-1 Variations de la température enregistrée pendant la période 2012 à 2015 (Ville de Trois-Rivières, QC) [9].

Le climat, et principalement la température, a donc un effet saisonnier sur la courbe de puissance ce qui est bien illustré, pour le Québec, par la Figure 1-2. Sans doute, cette Figure montre que la consommation annuelle présente un pic plus prononcé pendant la période hivernale; qui apparaît normalement durant le mois de Janvier [10]. En fait, dans la province du Québec la puissance crête des trois dernières années s'approche de 40GW, dépassant momentanément la capacité installée, ce qui a un impact direct sur les coûts d'approvisionnement [11]. Cet

effet est présenté à la Figure 1-3. Dans cette Figure, on peut constater que durant la période de 2012 à 2015 la capacité installée a été dépassée par la demande en période de pointe ; ce qui "oblige Hydro-Québec à produire chaque année un maximum d'électricité en hiver et à faire des achats à court terme sur des marchés voisins, à prix très élevés" [10]. En plus, d'après l'évolution de la pointe de puissance annuelle au Québec sur la période 2008-2014 tel qu'observé dans la Figure 1-2 et selon les prévisions du Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec, les besoins en puissance de la province sont en croissance, imposant une demande énergétique élevée pendant la période hivernale.

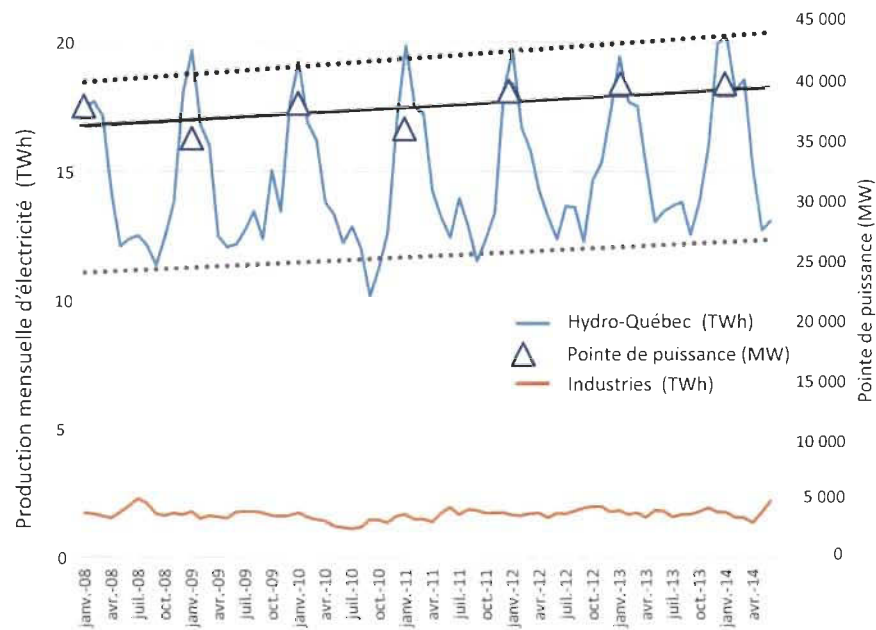


FIGURE 1-2 Production mensuelle d'électricité au Québec (TWh), et pointe annuelle de consommation (MW), janvier 2008 à juin 2014 [10]

On déduit facilement que la courbe de puissance est liée premièrement au chauffage d'espace. Celui-ci représente environ 60% de la consommation d'énergie résidentielle. En deuxième rang, le chauffage de l'eau compte environ pour 20%. Ces deux charges représentent ensemble environ 80% des besoins d'énergie des ménages québécois. La distribution moyenne des besoins est présentée par la Figure 1-4 [12]. Tel qu'illustré dans la Figure 1-5, l'augmentation de la demande globale en puissance pendant l'hiver est attribuée en grande partie à la clientèle

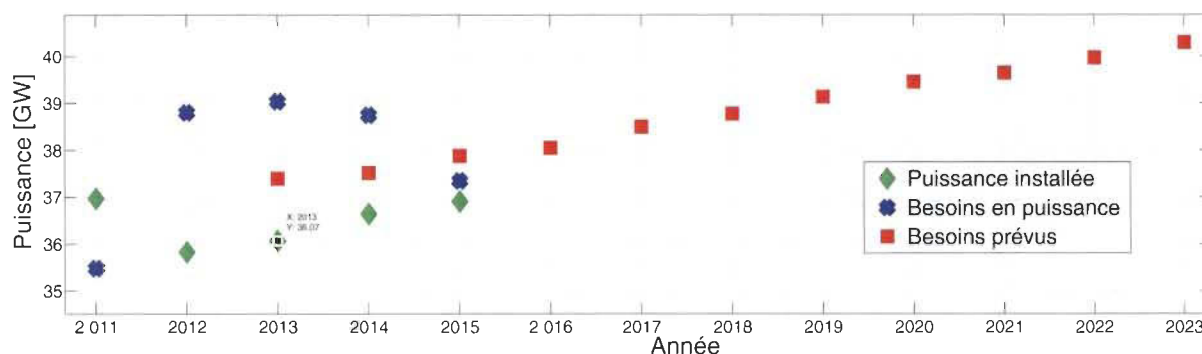


FIGURE I-3 Évolution des besoins de puissance versus la capacité installée. Hydro-Québec - État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 [11]

Distribution de la consommation énergétique résidentielle au Canada 2013

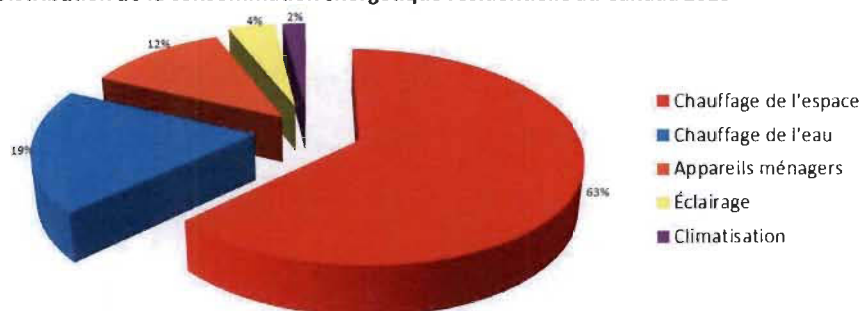


FIGURE I-4 Distribution de l'utilisation des charges résidentielles, Canada 2013 [12]

résidentielle et agricole, même si l'apport du secteur commercial et institutionnel n'est pas négligeable. Les besoins liés au chauffage d'espace dans les secteur résidentiel et agricole, représentent plus de 30% du total de la pointe de puissance vue par le distributeur. Ces besoins ont une tendance à la hausse, tel que présenté par Hydro-Québec dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 [13].

Cette différence dans la contribution à la pointe, selon la catégorie de clientèle, peut être expliquée d'une part par la nature de la charge, et d'autre part, par le fait que certains clients du secteur commercial et institutionnel, ont des ententes avec le distributeur pour contribuer à la réduction de la consommation pendant les heures de pointe. Plus précisément, certains clients sont appelés à utiliser l'auto-génération ou à moduler ou éteindre certaines charges durant les périodes critiques, ceci moyennant une compensation économique dans la facturation. C'est

ainsi que les clients institutionnels, industriels et d'affaires présentent une consommation plus ou moins stable tout au long de l'année; cela s'explique d'ailleurs par une utilisation du chauffage au gaz naturel dans la plupart des bâtiments dans ces secteurs. À l'inverse, dans le secteur résidentiel québécois le seul facteur restrictif appliqué est une «prime de puissance» pour le dépassement d'un seuil de la demande de puissance [14]. Le seuil fixé à 50kW est souvent ignoré par les clients résidentiels, ce qui rend peu probable une réduction volontaire de la demande de puissance en heures de pointe.

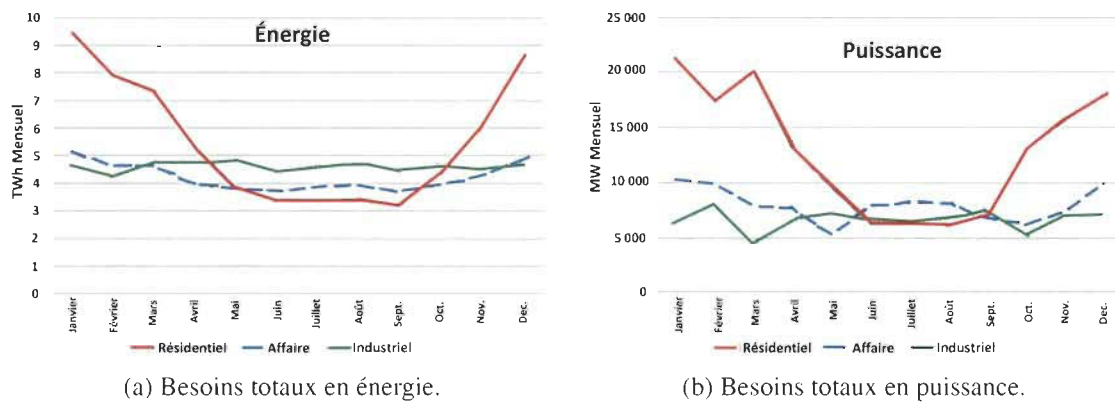


FIGURE 1-5 Profil mensuel des besoins totaux en énergie (TWH) et en puissance (MW) par catégorie de clientèle, projections 2015 [10]

Pour Hydro-Québec l'augmentation de la consommation d'énergie représente des avantages économiques, plus significatifs dans le secteur résidentiel tel que montré par le Tableau 1-1 [11]. Cependant, les périodes «critiques», qui sont essentiellement des appels de très forte puissance, surchargent momentanément le réseau représentant des conditions de «pointe», vues comme des sources de stress pour le réseau électrique. D'ailleurs une courbe typique journalière de consommation en période hivernale au Québec présente deux pointes de puissance; en temps normal l'une apparaît dans les premières heures de la journée entre 6H et 9H et l'autre en soirée entre 16H et 20H. Ce qui coïncide avec les horaires habituels moyens de l'activité humaine dans les ménages [15].

TABLE 1-1 Résultats des produits et bénéfices nets d'exploitation d'Hydro-Québec Distribution et pourcentage des produits des ventes d'électricité par secteur (Rapport : Voir grand avec notre énergie propre Hydro-Québec 2015 [11])

Secteur	Produits	Bénéfice Net	Pourcentage
Résidentiel	-	-	45%
Commercial, institutionnel et petites industries	-	-	32%
Grands clients industriels	-	-	20%
Autres	-	-	3%
Total	11.8 G\$	364 M\$	100

1.2 Enjeux énergétiques et économiques spécifiques du Québec

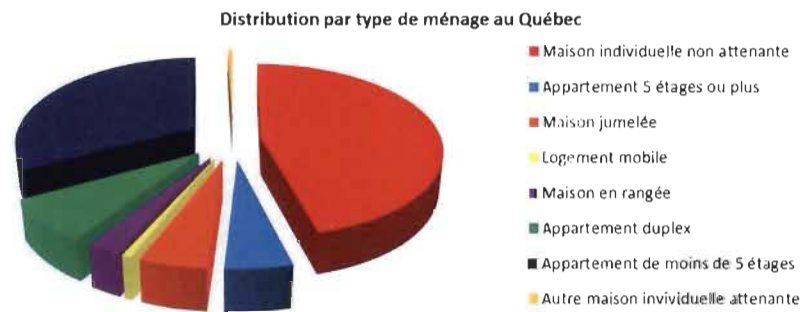
Les statistiques montrées dans le Tableau 1-2 permettent de faire une analyse des besoins et des caractéristiques spécifiques des bâtiments résidentiels canadiens et québécois [16].

TABLE 1-2 Contexte énergétique au Canada et au Québec

Description	Canada	Québec
SOURCE DE CHAUFFAGE		
Électricité	36%	77%
Gaz Naturel	42%	4%
Mazout	7%	9%
Autres	15%	10%
TYPE DE SYSTÈME DE CHAUFFAGE		
Central - type fournaise	54%	17%
Décentralisé - plinthe électrique	25%	58%
UTILISATION DE SYSTÈME DE CLIMATISATION		
Central	32%	19%
Une seule pièce	20%	28%
Pas d'air climatisé	48%	53%

Il est facile de constater qu'au Québec, différemment des autres provinces du Canada, l'utilisation de l'énergie électrique est plus répandue, ce qui amène à une tendance beaucoup plus élevée quant à l'utilisation du chauffage décentralisé par plinthes électriques. Cette caractéristique conduit également à une utilisation réduite du chauffage central au mazout et au gaz. Contrairement à ce qui se passe aux États-Unis et dans la plupart des pays de l'Europe, l'utilisation d'air climatisé ne joue pas un rôle important dans la consommation

d'énergie et environ la moitié des ménages n'utilisent aucun système d'air climatisé. Dans le contexte particulier du Québec, tel que montré par la Figure 1-6a, le type de construction majoritairement retrouvé dans le parc immobilier est la maison individuelle, en deuxième rang d'utilisation on retrouve les appartements de moins de 5 étages. Plus spécifiquement, environ 46% des ménages au Québec, et 55% au Canada, habitent en maison individuelle. En ce qui concerne l'occupation des bâtiments résidentiels, tel qu'illustré par la Figure 1-6b, les ménages sont en grande majorité composés d'une ou deux personnes par habitation. Ce qui peut être expliqué en partie par le fait qu'au niveau socio-économique le Canada est considéré un pays riche avec une population vieillissante.



(a) Type de construction.



(b) Nombre des personnes par ménage.

FIGURE 1-6 Statistiques Québec 2010 [17]

Ces caractéristiques climatiques, démographiques et économiques ont évidemment un effet sur l'utilisation de l'énergie. Au Canada, la consommation d'électricité moyenne par ménage varie entre 11590kWh/an et 32054kWh/an selon le type et les dimensions du bâtiment [18]. Cette consommation particulièrement élevée est conditionnée essentiellement par le climat nordique du Canada. En fait, la consommation moyenne d'énergie par habitant au Canada est parmi les

dix plus élevées au monde. Ainsi, la consommation d'énergie moyenne par habitant au Canada est 4741 kWh/an ; celle des États-Unis est 4517kWh/an ; celle de la France est 2883kWh/an ; et celle de la Chine est 433kWh/an. D'ailleurs, la demande de puissance électrique moyenne par personne au Canada est de 1.7kW.

Un autre aspect qui est bien particulier au Québec est la façon de gérer le marché de l'électricité. Au Québec, après la nationalisation de l'électricité dans les années 40 et 60, Hydro-Québec devient le fournisseur unique d'électricité dans la province [10]. Contrairement à la plupart des provinces du Canada, à l'Europe et aux États-Unis où le marché de l'électricité est ouvert, Hydro-Québec comme fournisseur unique a une clientèle assurée, mais également doit répondre aux politiques d'État en ce qui concerne les plans d'approvisionnement, les investissements et les schémas tarifaires qui doivent être approuvés par le gouvernement. En réalité, le Québec n'a pas de tarifs modulés et les programmes d'encouragement pour les clients résidentiels, visant la réduction de la consommation en heures de pointe, sont presque inexistantes. Ces conditions sont complètement différentes et posent plus de défis techniques par rapport aux marchés ouverts où les prix sont variables et servent comme moyen d'encouragement pour faire que les clients modulent leur consommation.

1.3 Problématique de la thèse

Le déséquilibre entre la consommation et la puissance instantanée disponible, même s'il apparaît pendant des courtes périodes, exige des mesures de gestion de la pointe de consommation vue par le fournisseur. Pendant l'hiver, le fournisseur d'électricité doit donc faire face à ces périodes «critiques» qui demandent des actions correctives, d'une part du point de vue de l'opération du réseau, afin de maintenir le niveau de tension, la fréquence et la stabilité du système ; d'autre part, du point de vue économique, le fournisseur doit prévoir des investissements pour augmenter la capacité installée et pour l'achat d'électricité afin de couvrir le dépassement momentané de puissance. De ce fait, il est nécessaire d'adopter des

approches intelligentes de gestion qui doivent tenir compte du confort, des besoins et des habitudes particulières des clients, des conditions météorologiques et des caractéristiques des bâtiments. Les facteurs qui influencent la pointe en période hivernale et qui doivent être considérés dans la gestion peuvent être regroupés en deux composantes :

- ◇ une composante qui dépend des conditions météorologiques, dont les effets de la température extérieure, le facteur éolien et l'ensoleillement, qui font que l'ensemble de la population utilise plus (ou moins) les systèmes de chauffage.
- ◇ une deuxième composante qui dépend plus des habitudes de vie des clients. Notamment, les horaires d'occupation et le type de réglage (ou programmation) des thermostats électroniques sont des facteurs avec une forte influence sur le profil de consommation.

Les systèmes de chauffage décentralisés par plinthes électriques, étant majoritairement utilisés au Québec, ont un effet important sur la pointe de consommation. En effet, l'introduction et la commercialisation des thermostats électroniques programmables, a permis aux clients de mieux contrôler la température interne du bâtiment et de réduire dans certains cas leur facture par l'abaissement de la consigne pendant certaines périodes. Par exemple, selon les recommandations d'Hydro-Québec sur les bonnes habitudes à adopter en hiver, abaisser la température de réglage de 3°C durant la nuit et lors des heures d'absence durant le jour, permettraient aux clients de faire des économies de 4 à 5 % sur les coûts de chauffage ; diminuer d'un degré Celsius la température de réglage au long de l'hiver permettrait d'économiser de 5 à 7% sur les coûts de chauffage. Cependant, le déploiement de cette technologie, sans une gestion intelligente, peut engendrer aussi une augmentation de la consommation lors des périodes de « reprise » (après une période d'abaissement de la consigne) qui coïncident souvent avec les périodes de pointe de puissance vues par le fournisseur d'électricité [15].

Une difficulté majeure de la mise en œuvre des stratégies de gestion est la conciliation entre la réduction de la puissance consommée localement durant les périodes de pointe et le maintien du confort lors des heures d'occupation du bâtiment. Satisfaire ces deux conditions devient trop

difficile en utilisant les méthodes classiques de gestion de la demande qui sont implémentées du côté réseau sans ou avec trop peu d'information relative au confort des occupants.

Dans le contexte des réseaux électriques intelligents et des nouvelles technologies, la gestion intelligente de la demande au niveau résidentiel constitue une problématique actuelle et importante à résoudre. Notons que la mise en place d'une gestion intelligente de la consommation électrique résidentielle requiert entre autres une connaissance des habitudes et des besoins des clients; une modélisation de la consommation énergétique des bâtiments résidentiels; et l'adoption des stratégies de gestion adaptatives de la puissance, de l'énergie et du confort des clients.

Ce projet de recherche vise essentiellement la problématique de la gestion locale en temps réel et automatisée de la consommation et du confort pour les installations résidentielles avec chauffage électrique. Ceci dans le contexte québécois où un tarif non-différencié dans le temps est utilisé.

1.4 Objectifs et contributions

1.4.1 Objectifs

L'objectif principal de ce projet de recherche consiste à proposer des stratégies de gestion optimale, à implanter chez le client résidentiel, pour aider à réduire la pointe de consommation vue par le fournisseur électrique en période hivernale sans affecter le confort des clients. Cette étude se concentre essentiellement sur les systèmes résidentiels utilisant un chauffage par plinthe électrique. Les objectifs spécifiques du projet de recherche peuvent être définis comme suit :

- ◇ Proposer et mettre en œuvre une plateforme permettant l'émulation du comportement énergétique des bâtiments résidentiels québécois avec chauffage par plinthe électrique. Ceci comprend la modélisation électrique détaillée (définition multizones) du bâtiment

résidentiel considérant les caractéristiques propres au climat, aux normes et codes du bâtiment québécois.

- ◇ Proposer une architecture de gestion résidentielle en temps réel afin d’optimiser la puissance du chauffage électrique visant la réduction de la pointe de consommation vue par le distributeur. Les stratégies à implanter chez le client doivent demander le minimum d’échange d’information entre le client et le fournisseur, et doivent répondre aux besoins spécifiques du client du point de vue de la sécurité et du confort.
- ◇ Valider les propositions par émulation en temps réel et analyser l’effet des stratégies sur la pointe de consommation et sur le confort thermique des occupants au niveau local et au niveau d’un groupe de clients.

1.4.2 Contributions

Les contributions de cette thèse sont regroupées en trois parties :

- ◇ Une méthodologie de description matérielle visant l’émulation en temps réel du comportement typique de maisons québécoises avec systèmes de chauffage par plinthe électrique considérant une modélisation thermique multizones et multicouches.
- ◇ Une architecture de gestion en temps réel de la puissance pour les clients résidentiels avec chauffage par plinthe électrique. Cette architecture comporte deux contributions importantes :
 - Une méthode pour la détection en temps réel des périodes de pointe à partir des mesures de tension réalisées chez le client. Cette information servira comme signal de modulation de « coût » pour l’optimisation de la consommation dans l’absence ou comme complément d’un signal envoyé par le distributeur.
 - Description matérielle de méthodes avancées d’optimisation pour garantir simultanément la réduction de la pointe de puissance et le confort thermique des occupants.

- ◇ Structures d'implantation matérielle en technologie d'intégration à très grande échelle (VLSI) des différentes propositions logiques/algorithmiques en vue de leur validation.

Ce projet contribue à une utilisation plus efficace des ressources énergétiques dans les milieux résidentiels, avec une possible application aux systèmes institutionnels, dans le nouveau contexte des RÉI et par la voie d'une participation active et automatisée des clients.

1.5 Infrastructure de recherche

Toutes les ressources informatiques (ordinateurs, licences logicielles, etc.) et électroniques nécessaires, pour l'implantation de la plateforme d'émulation, et pour les études de modélisation, ont été fournies par l'Institut de Recherche sur l'Hydrogène et par le Département de Génie Électrique et Génie Informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières. Des campagnes de mesure ont été réalisées dans des bâtiments résidentiels québécois afin d'obtenir certaines informations utiles à la validation des propositions.

1.6 Méthodologie de recherche

La Figure 1-7 illustre la démarche méthodologique adoptée afin d'acquérir les connaissances nécessaires de chaque domaine en relation avec ce travail de recherche. En premier lieu, des études ont été réalisées sur la modélisation de bâtiments typiques québécois, ce qui constitue la base des méthodes d'évaluation du confort thermique humain dans le bâtiment ; en deuxième lieu, nous avons abordé le sujet de l'identification ou estimation des périodes de pointe de consommation ; et en troisième lieu, des études ont été menées sur la gestion locale intelligente. Ces travaux théoriques ont abouti à la proposition d'une solution logique et matérielle d'un système de gestion pour les systèmes résidentiels alimentés électriquement dans le contexte québécois.

Modélisation et émulation de bâtiment québécois : Ce premier axe du projet est centré sur : 1) l'évaluation des outils de simulation et plateformes de développement disponibles permettant l'exécution des modèles de bâtiment ; 2) les types de modèles de bâtiment ; 3) les types de contrôle de chauffage et 4) les principales caractéristiques des bâtiments résidentiels québécois sur la base des normes et codes de construction propres au Québec [19, 20]. Ces études sont réalisées afin de déterminer le type de construction et le type de modèle à utiliser considérant les particularités du Québec. Cette modélisation est réalisée afin de permettre la validation des algorithmes de gestion intelligente en temps réel. Dans cet axe nous étudions également les systèmes d'émulation pouvant être employés pour la validation des algorithmes de gestion résidentielle.

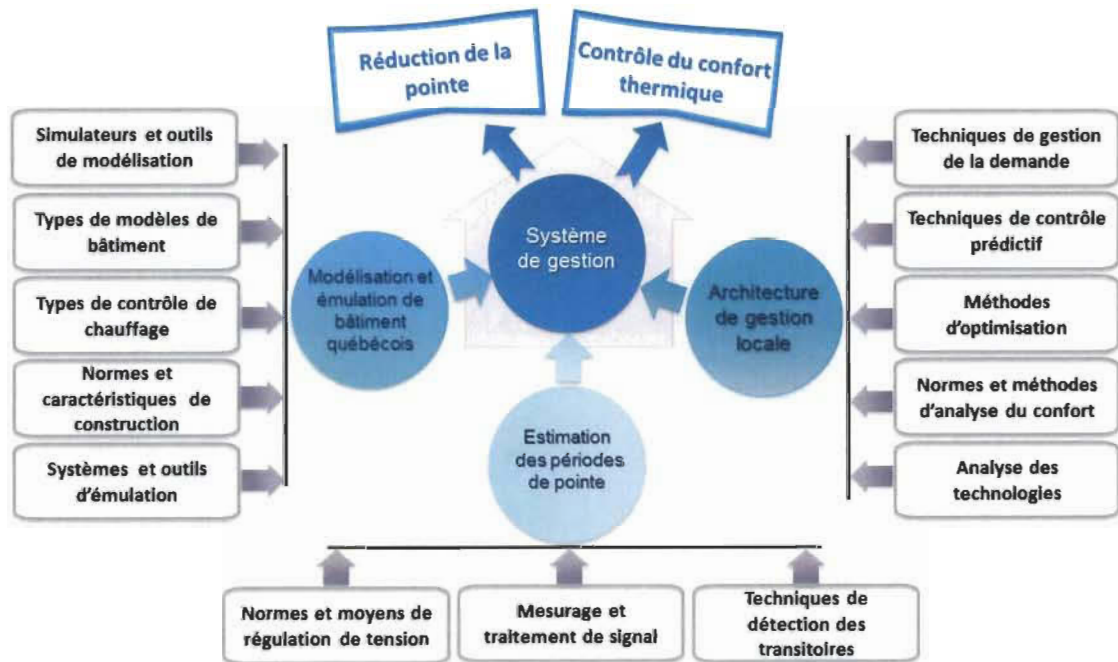


FIGURE I-7 Méthodologie de recherche proposée.

Nous cherchons principalement, dans cet axe, la proposition d'une méthodologie de description matérielle du modèle de bâtiment résidentiel canadien (québécois) permettant son implantation en technologie d'intégration à très grande échelle (VLSI pour Very-Large-Scale Integration en anglais) pour l'émulation en temps réel et l'intégration à un système de contrôle embarqué de type VLSI.

Estimation des périodes de pointe : Ce deuxième axe du projet est consacré à la proposition d'une approche ou méthode pour indiquer aux clients résidentiels, ou au système de gestion locale, de manière automatisée et en temps réel les périodes de pointe de consommation vues par le fournisseur électrique. Cette information est déduite à partir du mesurage local et de l'analyse des tensions électriques au niveau du panneau électrique.

Plus spécifiquement, nous considérons dans cet axe, l'étude 1) des normes et moyens de régulation de la tension électrique fournie aux clients ; 2) des systèmes de mesurage et de traitement de signal en temps réel ; et 3) des méthodes et techniques de détection de transitoires en séries temporelles.

Cette étude poursuit essentiellement la détection des périodes de pointe à partir de l'analyse en temps réel de la tension fournie aux clients par le réseau de distribution.

Architecture de gestion locale : Le troisième axe du projet porte sur l'étude 1) des méthodes de gestion de la demande ; 2) des méthodes de contrôle prédictif ; 3) des techniques d'optimisation ; 4) des normes et méthodes d'analyse du confort ; et 5) des technologies liées à la gestion résidentielle. Comme résultat principal de cet axe du projet, nous envisageons la proposition d'une architecture de gestion locale dont l'objectif principal est de déplacer la pointe de consommation locale en dehors des heures critiques de stress du réseau tout en gardant le confort thermique du client. Cela devrait permettre la participation active des clients à la gestion de manière automatisée, adaptative et flexible. À cet effet, la proposition considère les aspects suivants :

- ◇ l'architecture de gestion doit permettre un contrôle optimal en temps réel de la puissance de chauffage (central ou par plinthes électriques) et le maintien du confort thermique des zones occupées dans le bâtiment résidentiel. Le problème d'optimisation pose deux objectifs :
 - Minimiser la puissance totale consommée localement lors des périodes de pointe vues par le réseau ;

- Maximiser le confort aux heures d'occupation.

Le système de gestion considère également des contraintes en relation avec les objectifs :

- ◇ limites de la puissance installée et crête maximale permise ;
- ◇ bornage dynamique du confort selon les périodes d'occupation.

Validation des propositions : Une phase de validation est réalisée pour chaque proposition ; pour cela nous réalisons des campagnes de mesurage dans des bâtiments résidentiels en vue de l'obtention de profils de puissance réels en période hivernale. A cet effet, compte tenu de l'importance de l'exécution en temps réel et des besoins de l'information avec une bonne résolution temporelle, le développement et / ou l'intégration d'un système de mesurage intelligent sont également considérés.

Les modèles et algorithmes proposés sont implantés en technologie VLSI pour la validation par la voie de la co-simulation et l'émulation en temps réel avec des données obtenues dans les campagnes de mesurage.

1.7 Structure de la thèse

Ce travail de recherche est présenté en 6 chapitres, la suite du document est organisée ainsi :

- ◇ **Chapitre 2 :** Dans ce chapitre, nous présentons l'analyse des connaissances acquises à travers l'état de l'art pour mettre en évidence l'état actuel des stratégies et des méthodes utilisées pour le contrôle et la gestion locale de l'énergie et la puissance résidentielle. Les aspects clés de la gestion sont abordés dans le contexte de cette recherche. Parmi eux nous avons : la modélisation des bâtiments, les stratégies actuelles pour faire face aux périodes de forte consommation d'énergie et les mesures actuellement prises pour contrer les problèmes de déséquilibre entre la production et la consommation.

- ◇ **Chapitre 3** : Nous présentons dans ce chapitre la proposition de modélisation pour déterminer le transfert de chaleur dans les bâtiments résidentiels dans une approche multi-couches et multi-zones d'ordre élevé ; nous présentons également la proposition et le développement d'un système d'émulation de bâtiment résidentiel québécois.
- ◇ **Chapitre 4** : Dans ce chapitre, il est présenté la proposition d'une nouvelle méthode pour identifier les périodes de pointe de puissance vues par le fournisseur d'électricité, à partir de la mesure de tension. Nous expliquons les étapes définies pour déterminer la charge du réseau et identifier en conséquence les périodes de forte demande de puissance. Des résultats des validations exhaustives sont présentés pour démontrer la validité de la proposition.
- ◇ **Chapitre 5** : Pour ce chapitre, nous exposons la proposition de gestionnaire domestique. Nous expliquons l'intégration du système d'émulation de bâtiment résidentiel et de la méthode pour la détection des périodes de pointe, avec le système de gestion. L'architecture de gestion résidentielle nettement locale tient compte des deux objectifs suivants : aider à la réduction de la pointe et garantir le confort thermique des occupants. L'architecture de gestion proposée comporte une structure de contrôle prédictif basée sur modèle (MPC pour *Model Predictive Control*) qui utilise l'optimisation par essaim de particules.
- ◇ **Chapitre 6** : Finalement, nous présentons la conclusion et les possibles directions des futurs travaux de recherche dans le domaine.

Chapitre 2 - État de la technique sur la gestion de la demande en puissance

Afin d'aborder chacun des aspects liés à cette recherche, ce chapitre présente une description abrégée de l'état de la technique sur la gestion de la demande résidentielle. Une analyse des outils de modélisation et d'émulation de bâtiments résidentiels et des systèmes de gestion proposés dans la littérature est également présentée.

2.1 La gestion de la demande dans le contexte des réseaux intelligents

Les réseaux électriques intelligents (REI), en termes généraux, ont comme but principal la « modernisation » des réseaux électriques conventionnels de façon durable, économique et sécuritaire [5], [21]. Dans tous les niveaux de la chaîne de production, transport et distribution de l'énergie, la gestion optimale de la demande d'énergie et de puissance est définie comme un des piliers des réseaux intelligents. Cette gestion cherche à augmenter l'efficacité énergétique et à favoriser une meilleure utilisation des ressources du réseau. Dans une approche globale, elle comprend trois thèmes clés :

- ◇ La *communication bidirectionnelle* entre le fournisseur ou opérateur du réseau, les différentes entités (systèmes de production et stockage) et les clients ;
- ◇ L'*intégration des technologies et des sources d'énergie propres*, la création de mini et micro-réseaux autonomes [22], et la production combinée d'électricité et de chaleur (micro-co-génération électrique/thermique) [23]. Toutes ces technologies sont vues

comme des moyens de supporter les réseaux électriques existants pour augmenter leur efficacité, fiabilité, disponibilité et augmenter la part d'énergie renouvelable.

- ◇ *L'automatisation des réseaux électriques* pour améliorer l'efficacité énergétique et la maniabilité de ressources disponibles.

Plusieurs travaux de recherche dans le contexte de RÉI ont mené à des applications telles que les infrastructures de mesurage avancée (AMI pour *Advanced Metering Infrastructure*); l'adoption de modèles avec tarifs dynamiques (NRO pour *New Rate Options*); le contrôle de la tension et la puissance réactive dans les lignes (VVC pour *Volt/VAR or Voltage and Reactive power control*); l'îlotage planifié et la détection des défauts; la détection de défauts, l'isolation et la restauration (SG pour *Self-healing Grids*); l'îlotage planifié et les micro-réseaux (MG pour *Micro-Grid*).

Les travaux de cette thèse s'adressent à la gestion intelligente de la demande du point de vue du bâtiment résidentiel. Dans ce contexte, une structure de gestion comprend plusieurs composants qui doivent être analysés tel qu'illustré dans Figure 2-1 [24]. Plus spécifiquement, ces travaux ciblent le processus du maintien de l'équilibre production/demande en énergie et puissance pour le producteur d'électricité par l'entremise de la gestion de la consommation du client résidentiel.

La gestion de la demande au niveau résidentiel, dans le contexte des réseaux intelligents, consiste essentiellement à adopter des stratégies pour gérer la consommation locale de manière convenable au gestionnaire du réseau dans le respect des besoins du client [5]. Il est possible de réaliser cette gestion selon deux approches différentes : dans la première approche, de type centralisé, le gestionnaire du réseau prend les décisions et fait les interventions directement avec consentement des clients; dans la deuxième approche, de type local, les décisions finales appartiennent aux clients en fonction des besoins de l'opérateur du réseau. Ces deux tendances sont plus détaillées dans les pages suivantes.

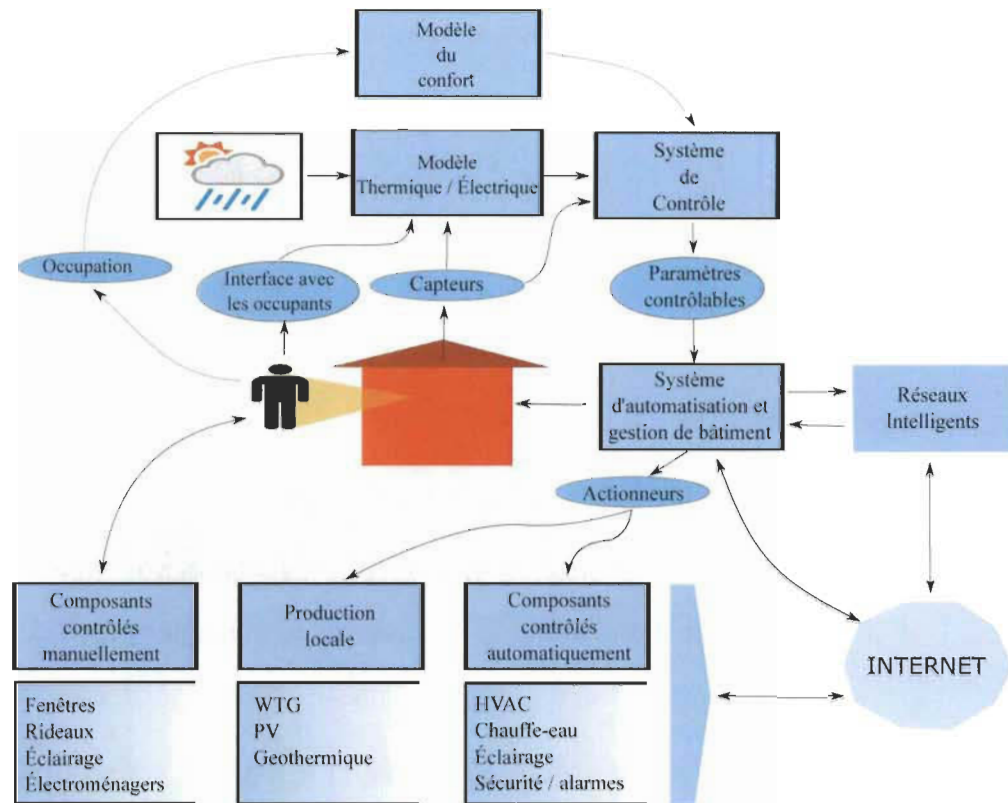


FIGURE 2-1 Composants des réseaux intelligents appliqués à la gestion d'énergie dans les bâtiments [24].

2.1.1 Approche centralisée de gestion de la demande (DSM)

Par définition, la gestion de la demande locale (DSM pour *Demand Side Management*) n'a pas trop changé à travers les années ; cependant le concept de DSM est constamment en évolution. On définit alors DSM comme la planification et l'implantation des mesures visant à inciter le consommateur à altérer sa consommation afin de moduler ou redistribuer le profil de la charge (côté client) pour éviter ou diminuer le *stress* du réseau électrique (ou périodes de pointe de consommation). Ces mesures vont évidemment affecter, voire améliorer, directement ou indirectement l'efficacité énergétique globale des résidences et par conséquent du réseau [7, 25–27]. Des exemples en sont le contrôle de charge à distance, l'acquisition de systèmes de surveillance de la consommation, la définition et l'envoi d'un signal d'information lors de heures de pointe, etc. Différents objectifs sont définis selon le niveau de gestion (transmission, distribution, demande) des opérateurs du réseau dont l'intérêt principal consiste

à contrôler la quantité d'énergie et de puissance transitées lors de périodes spécifiques. Les objectifs de la gestion de la demande le plus souvent mentionnés dans la littérature sont :

- ◇ Minimiser ou modifier le profil de consommation électrique en puissance pendant les périodes de stress du réseau ;
- ◇ Améliorer l'efficacité énergétique des certains appareils électroménagers «énergivores» ;
- ◇ Minimiser le coût d'approvisionnement de l'énergie ;
- ◇ Promouvoir l'intervention du client comme producteur local d'énergie et gestionnaire de sa consommation ;
- ◇ Favoriser l'implantation des approches transactionnelles pour l'échange de puissance (et énergie) entre le fournisseur électrique et le consommateur ;
- ◇ Diminuer la consommation de carburant des systèmes polluants pour ainsi réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Ceci en réalisant une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable qui sont souvent intermittentes.

Il est nécessaire de préciser, que dans la majorité des cas considérés dans littérature sur DSM les modèles de marchés sont ouverts, c'est-à-dire plusieurs fournisseurs d'électricité offrent des prix concurrentiels aux clients, et ces derniers ont donc la possibilité de choisir la meilleure option. Parfois certains fournisseurs interconnectés peuvent s'entraider afin de déplacer la pointe de puissance et couvrir les besoins d'énergie pendant des périodes spécifiques. Dans certains cas ponctuels, il y a des distributeurs qui ont des besoins d'énergie dans ces périodes spécifiques et d'autres ont des excès de production ; ce qui leur permet d'échanger l'énergie pour combler des besoins complémentaires. Toutefois, l'équilibrage de la production et de la demande ne peut pas toujours se faire à travers les actions des distributeurs, et évidemment, d'autres alternatives impliquant la participation des clients doivent être envisagées.

Les programmes de gestion de la demande peuvent être classés dans deux grands groupes :

1) *Programmes de sensibilisation et contrôle indirect de charges* : qui cherchent à influencer de façon *indirecte* le comportement des clients à travers des prix (tarifs) variables ou à travers des programmes de «sensibilisation». C'est le cas du *contrôle indirect*, où un évènement de déplacement de la charge est réalisé par le client selon les directives du fournisseur pour contribuer à la diminution de la charge globale pendant des heures d'intérêt pour ce dernier [28]. Dans ce même groupe, les mesures telles que changer les électroménagers pour des appareils à haut rendement ou améliorer l'efficacité énergétique des maisons (minimisant les pertes de chaleur) sont des exemples. Ces programmes qui visent à encourager les changements des profils de consommation de manière indirecte sont aussi connus sous le nom «*Programmes de Réaction à la Demande*» ou simplement DR pour «*Demand Response*» [29].

Parmi les programmes DR les plus connus dans la littérature, il y a ceux basés sur le déplacement volontaire des charges par les clients en fonction des tarifs modulés définis par le distributeur ; dans cette catégorie nous pouvons mentionner plusieurs approches dont le TOU (pour *Time of Use*) [30], le CPP (pour *Critical Peak Pricing*) [31], le DAP (pour *Day Ahead Pricing*) [32], [33] et le RTP (pour *Real-Time Pricing*) [34–37]. Certains services publics encouragent aussi l'intégration des systèmes de stockage électrique ou thermique [36, 38], l'intégration des énergies renouvelables ainsi que l'achat de systèmes de surveillance, comme moyens pour augmenter la participation des clients dans la gestion de la demande.

2) *Programmes de contrôle direct de charges* : ces programmes connus comme DLC pour *Direct Load Control* consistent à réaliser un contrôle à distance des appareils ou équipements avec un pré-engagement du client par l'entremise d'une compensation offerte par le fournisseur de services publics : p. ex. un meilleur prix de l'énergie. Dans ces programmes, on utilise des charges intelligentes (ou communicantes) dédiées temporairement, dotées d'un contrôleur local et d'un système de communication via des protocoles standards pour supporter l'opération du réseau et faire le contrôle centralisé à distance [39–43]. Dans la pratique actuelle le délestage des charges est la technique la plus utilisée pour le contrôle direct [44–46], et dans la plupart des cas les décisions pour le contrôle direct des charges sont prises à partir des prévisions (une

journée en avance) et par la voie de techniques d'optimisation hors-ligne [35,47,48].

Le modèle de *demande dynamique* ou DDC (pour *Dynamic Demand Control*) est un concept déjà évalué au Royaume-Uni et aux États-Unis qui exploite l'effet de la charge sur la fréquence des génératrices. Dans ce modèle on avance ou déplace l'opération de certains appareils pour une période déterminée de manière automatisée à partir de la dérive de la fréquence [49]. Dans ce cas, les appareils contrôlables sont munis d'un dispositif qui permet d'identifier les variations de fréquence qui correspondent à des conditions extrêmes du réseau. Suite à la détection d'une condition extrême, le contrôleur local déconnecte ou module automatiquement la charge selon une programmation pré-établie. Évidemment, ce type de gestion est possible seulement quand la dérive de fréquence est provoquée par une surcharge du réseau ou quand elle est introduite volontairement selon l'état de charge du réseau afin de réaliser le partage de puissance entre plusieurs unités de génération [50].

Dans tous les cas, les différents types de gestion visent à changer le profil de la demande et à couvrir les forts appels de puissance de façon efficace avec l'énergie disponible, c'est-à-dire une distribution plus efficace de l'énergie. Dans ce sens, les méthodes de gestion de la demande doivent permettre, selon les besoins, de diminuer la pointe de consommation, de déplacer la charge à des périodes plus convenables ou de moduler les charges qui présentent des pics transitoires importants.

2.1.2 Approche locale de la gestion de la demande (HEMS)

L'approche de gestion locale de la demande résidentielle cherche des solutions automatisées, à faible coût et adaptées pour le consommateur final, avec le moindre d'impact sur la vie privée du client et en même temps avec un intérêt pour le producteur. L'acronyme le plus souvent utilisé pour ce type de système de gestion est HEMS pour *Home Energy Management System* [51]. Dans certaines études on fait référence à SHEMS ou REMS pour respectivement *Smart Home Energy Management System* et *Residential Energy Management System* [52].

Dans un concept plus large, incluant des applications commerciales et institutionnelles, on parle de BEMS pour *Building Energy Management System*. Néanmoins, pour les applications dans le contexte commercial et institutionnel la gestion est plus dirigée vers le contrôle et la surveillance des équipements mécaniques et électriques des bâtiments. Notamment, dans BEMS on traite des systèmes de contrôle de la ventilation, de la qualité de l'air, de l'intensité de l'éclairage, des systèmes de puissance et des systèmes d'incendie et de sécurité [53]. Dans tous les cas, soit la gestion au niveau institutionnel, commercial ou résidentiel, ces systèmes devraient idéalement permettre, d'une part, d'obtenir des économies d'énergie et améliorer le confort pour les clients, et d'autre part de diminuer le stress du réseau au profit des fournisseurs d'énergie [52, 54].

2.1.3 Approche industrielle dans la gestion de la demande

Les tendances de l'industrie en ce qui concerne la gestion locale de la demande sont orientées vers deux types de systèmes, un premier type permettant des actions pour le contrôle (on/off) des charges communicantes, et le deuxième vers le mesurage et la surveillance de la consommation [27]. Ces systèmes sont souvent dotés d'une passerelle permettant l'affichage local chez le client et l'accès à distance à l'information de la consommation. Un bon exemple des efforts réalisés pour faciliter le déploiement des programmes de gestion est la plateforme logicielle lancée récemment par le Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) et l'équipe Building Energy Management Open Source Software (BEMOSS™) qui permet l'intégration de certains dispositifs de contrôle avec différents protocoles de communication [55].

Dans certains cas, les compteurs «intelligents» agissent comme passerelle pour l'échange d'information entre le fournisseur et le client [52, 56]. Plusieurs systèmes commerciaux sont offerts pour la surveillance au niveau du panneau électrique ou au niveau d'une charge spécifique (ou fiche électrique) avec des applications pour l'affichage sur le téléphone intelligent

(p.ex. TED Pro Home, Digi XBee Smart Meter, Elgato Eve, Neurion W1-HEM, Smappee, Energy Elite 4.0).

2.1.4 Contrôle de charges et gestion de la demande

Dans une installation résidentielle, il y a des charges pouvant être considérées pour la gestion et d'autres appelées «charges critiques» dont l'opération ne peut pas être ni modulée ni déplacée et considérées uniquement pour la surveillance. L'implantation des techniques de gestion de la demande suit des critères de sélection des charges basés principalement sur la puissance de l'appareil, la flexibilité de la charge à être déplacée, et l'acceptation du client [57]. Toute charge considérée pour la gestion automatisée doit être munie d'un dispositif de contrôle communicant. Selon ces critères, les charges les plus utilisées dans la littérature sont : les chauffe-eau électriques [58,59], les systèmes de chauffage et climatisation [60], les pompes à chaleur [57], et dernièrement les véhicules électriques comme moyen de stockage d'énergie [61]. Certaines charges, connues sous le nom de «Grid Friendly Appliances» ou GFA, sont munies de dispositifs communicants qui détectent le déséquilibre du réseau à partir de la mesure de la fréquence et se mettent en marche ou en arrêt afin de contribuer à la gestion lors des périodes de forte consommation [62]. Dans le cas spécifique du Canada et de la province de Québec, les charges résidentielles ayant plus de potentiel pour la gestion de la demande sont celles du chauffage d'espace et les chauffe-eau [63].

2.2 Méthodes de contrôle pour la gestion de la demande

Parmi les méthodes proposées dans la littérature pour la gestion résidentielle de la demande, les techniques de contrôle prédictif et optimal et le contrôle basé sur des règles empiriques sont les plus utilisées. De manière générale, il est possible de classer les méthodes de contrôle en trois catégories :

2.2.1 Méthodes basées sur la planification des événements

Cette première catégorie comprend les méthodes conventionnelles basées sur la planification des périodes de fonctionnement des charges contrôlables. Cette planification tient compte du compromis entre les priorités d'utilisation des charges, les horaires critiques et les préférences des clients pour garantir une performance optimale. Des approches qui utilisent l'ordonnement de l'opération (scheduling) en fonction de la fluctuation du prix et la prévision de la consommation, ont été proposées pour le contrôle des charges dont les plus importantes sont les charges thermostatiques [33, 64]. Pour ce faire, le réglage de ces charges joue un rôle important pour déterminer la meilleure option d'équilibre entre le coût et le bénéfice (niveau de confort) [33, 53]. Ce type d'approche utilise, pour l'implémentation une plateforme de capteurs qui nécessite une passerelle domestique pour l'interopérabilité entre les réseaux externes (fournisseur électrique) et les réseaux locaux. La Figure 2-2 représente ce type d'approche [65].

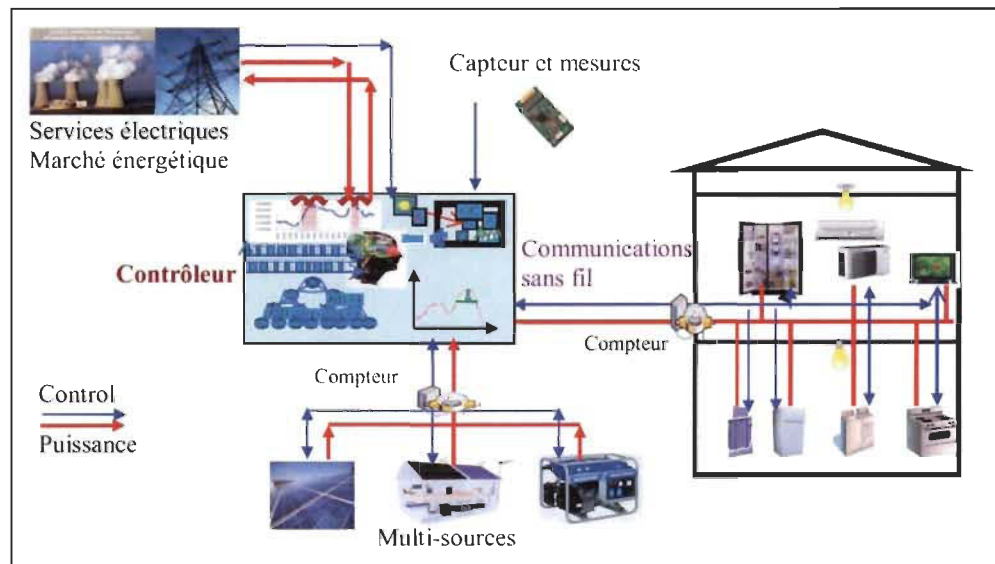


FIGURE 2-2 Système de gestion résidentiel basé sur plateforme de capteurs et de communication entre le service électrique et le bâtiment [65].

Des options contradictoires peuvent résulter de telles approches pour maintenir la consommation au-dessous d'une limite de puissance donnée sans affecter le niveau de confort des

occupants, par exemple appliquer un délestage sur une charge qui est déjà en arrêt. D'autres approches de planification utilisent des charges «énergivores» avec flexibilité quant à leur temps d'utilisation et avec différents modes d'opération (p.ex. laveuse, sècheuse, lave-vaisselle) [66]. Les préférences des consommateurs sont des facteurs qui contribuent à la réussite de ces méthodes.

D'autres scénarios considèrent aussi les véhicules électriques, les énergies renouvelables (e.g. photovoltaïque) et des systèmes de stockage avec une planification de l'utilisation de ces ressources décentralisées (ou distribuées) afin de contribuer à la gestion du flux de puissance en heures de pointe favorisant en même temps le fournisseur électrique et le client [67, 68].

Le principal inconvénient des méthodes basées sur la planification est que l'optimalité des décisions dépend grandement de la qualité de la prévision utilisée pour l'optimisation. Normalement, dans cette approche l'optimisation est réalisée hors-ligne et tient compte d'une prévision à une journée à l'avance.

2.2.2 Méthodes basées sur des règles ou des conditions

Ces méthodes sont connues dans la littérature comme RBC pour *Rules Based Control* [31, 32, 60]. Elles sont souvent en relation avec le contrôle par logique floue ou FLC pour *Fuzzy Logic Control* où un ensemble de règles est défini avec une hiérarchie de décisions [31, 69]. Ces méthodes, fréquemment utilisées pour le contrôle dans plusieurs domaines, requièrent un processus de calibration qui est plus ou moins facile à obtenir pour des systèmes à une variable de contrôle mais plus difficile pour des systèmes à plusieurs variables. D'ailleurs, pour ce type de méthode, une connaissance très poussée du système est requise et typiquement les informations nécessaires dans les étapes de développement sont déterminées empiriquement [70, 71]. Dans l'ensemble, les méthodes RBC sont utilisées en précisant des règles logiques de type { *if, and, then* } avec une pondération des priorités selon les objectifs de contrôle.

Des approches hybrides qui combinent différents niveaux et types de contrôle et des stages RBC sont aussi utilisées. Le principal inconvénient de la méthode RBC est le caractère unique et empirique de chaque implantation et la forte dépendance sur la connaissance du système et les habitudes des occupants.

2.2.3 Méthodes basées sur le contrôle prédictif et optimal

Le contrôle optimal, les algorithmes d'optimisation et la formulation mathématique du problème d'optimisation deviennent évidemment des aspects essentiels pour la mise en place des stratégies de gestion. L'utilisation des approches de contrôle prédictif et optimal est très répandue dans les milieux de la recherche et du développement. On trouve également une bonne acceptation au niveau industriel dans plusieurs disciplines [32, 71–81]. Selon la revue réalisée dans [82], les techniques de contrôle prédictif gagnent de plus en plus une place privilégiée au sein de la communauté scientifique ; p.ex. le nombre d'articles publiés sur le contrôle prédictif en 2015 a été 31 fois plus élevé qu'en 2000.

La prédilection de l'approche de contrôle prédictif et optimal dans certains secteurs peut être expliquée essentiellement par le fait qu'elle permet de considérer plusieurs objectifs d'optimisation, plusieurs variables et des contraintes et limitations liées aux variables de contrôle. Ce qui permet évidemment de mieux circonscrire le problème de gestion avec multiples objectifs. On attribue au contrôle prédictif une robustesse accrue face aux perturbations et aux variations de consigne, ainsi qu'une bonne réponse transitoire.

Le contrôle prédictif est connu de manière générique comme MPC pour *Model Predictive Control*. Cette approche comporte trois parties essentielles : le modèle, le stage d'optimisation, et la fonction de coût. Évidemment le modèle doit correspondre au processus ou système qu'on désire contrôler. Tel qu'illustré dans la Figure 2-3, on définit un *horizon de prévision* qui correspond à un intervalle de temps (exprimé en nombre d'échantillons) pour prédire

l'évolution des sorties ou états du système. De sorte que pour un horizon de prévision H , une séquence de prévisions des sorties peut être définie ainsi :

$$\hat{y}(t+1|t), \hat{y}(t+2|t), \dots, \hat{y}(t+H|t) \quad (2-1)$$

Cette séquence est calculée à partir de l'information de l'évolution observée du système, selon son modèle dynamique, jusqu'à l'instant présent t , c'est-à-dire que le calcul est fait en utilisant les valeurs passées des entrées (ou actions passées) du système, et les valeurs présentes et passées des sorties du système. Une séquence optimale d'actions de contrôle futures est calculée pour un *horizon de contrôle* défini avec N échantillons, et peut être exprimée comme suit :

$$u(t|t), u(t+1|t), \dots, u(t+N-1|t) \quad (2-2)$$

La détermination de la séquence optimale d'actions à appliquer est basée sur des critères ou des indices de comportement définis et pris en compte par la technique d'optimisation.

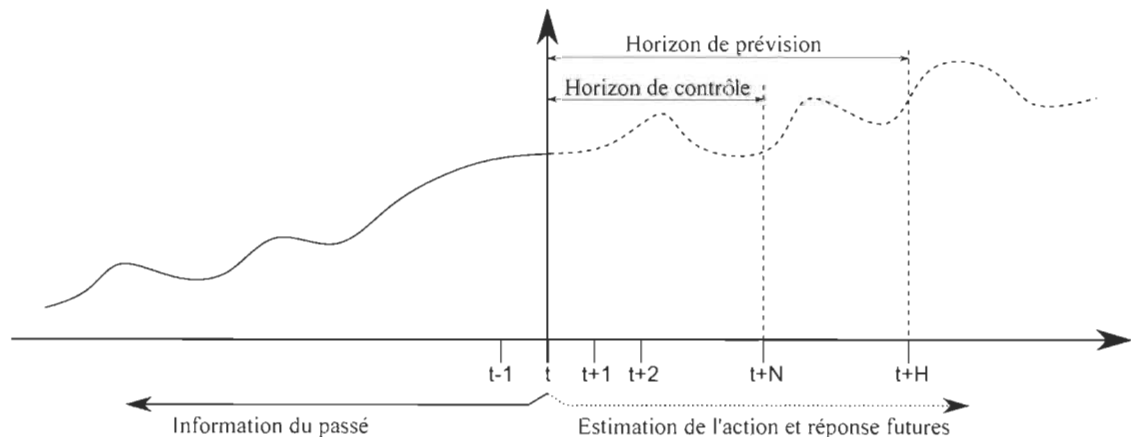


FIGURE 2-3 Principe de fonctionnement du MPC.

Cette approche de contrôle MPC peut être bien adaptée pour la gestion des systèmes électriques résidentiels où on peut retrouver plusieurs variables (p.ex. température, puissance, énergie, coût), plusieurs objectifs (p.ex. efficacité énergétique, minimisation de la pointe, maximisation

du confort), et plusieurs contraintes (p. ex. puissance installée, température minimale et maximale, et confort).

Le principal désavantage de cette approche réside dans sa complexité vis-à-vis du modèle du système à contrôler; spécifiquement, la solution itérative du modèle dans le processus de recherche d'un ensemble de solutions optimales fait que le temps de calcul augmente en fonction de la complexité du modèle et de l'horizon de prévision. Ainsi, pour un système pouvant être représenté par un modèle simple, la complexité est basse. Au contraire, pour un système complexe on s'attend à un contrôleur ayant une complexité élevée. Notons, que le temps minimal d'exécution du contrôleur prédictif dépend de la complexité du modèle, du nombre d'échantillons dans l'horizon de prévision, du nombre d'itérations et de la capacité de calcul du processeur utilisé pour l'implantation.

2.3 La gestion de la demande dans le contexte du Québec

Le déploiement des réseaux intelligents au Canada avance à un rythme différent dans chacune des provinces et territoires. Étant donné que l'orientation gouvernementale du marché de l'électricité est une compétence provinciale (art. 92A de la Loi constitutionnelle), même si des efforts ont été déployés pour établir un chemin stratégique unique pour le Canada en matière des réseaux intelligents, les plans de modernisation et l'adoption des nouvelles technologies progressent de manière différente au Québec par rapport aux autres provinces. Tel qu'illustrée dans la Figure 2-4, à l'année 2013, le déploiement des infrastructures de mesurage avancé AMI pour *Advanced Metering Infrastructure* était réalisé à 100% seulement en Ontario et Colombie Britannique. À la même époque plusieurs provinces, dont l'Ontario, la Nouvelle Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard, avaient déjà amorcé le déploiement des programmes de gestion de la demande, particulièrement des programmes de réaction à la demande (DR). Au Québec on avait déployé environ 60% de l'infrastructure de mesurage avancé et on n'avait pas encore commencé le déploiement des programmes de gestion de la

demande. Ces différences sont expliquées en partie par le cadre normatif, l'état et la topologie du réseau, les priorités gouvernementales, les attentes et les demandes des consommateurs qui sont différents.

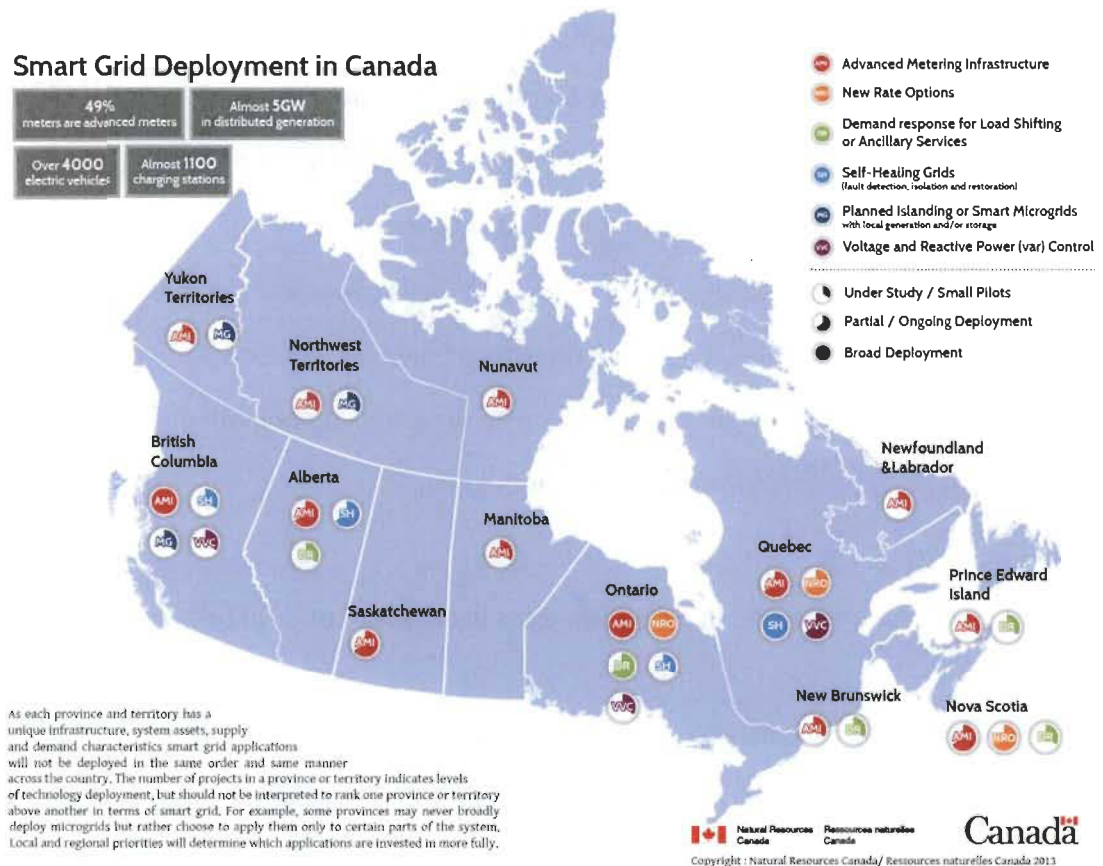


FIGURE 2-4 Déploiement des projets des réseaux intelligents au Canada à l'année 2013, source : Ressources Naturelles Canada.

Malgré les manières différentes d'aborder la modernisation du réseau au Canada, et le fait qu'il y a peu de signes d'un consensus national [83], certains fournisseurs d'énergie ont créé des plateformes afin de partager leurs expériences technologiques, et la perception sociale, environnementale et économique par rapport aux déploiements réalisés.

Au Québec, le secteur électrique étant géré par un seul fournisseur avec un seul tarif par type de client, l'implantation des méthodes de réaction à la demande devient plus difficile que dans les autres provinces où des tarifs modulés sont disponibles. Par exemple, en Ontario les opérateurs adoptent des stratégies de gestion de la demande, souvent avec périodes spécifiques

(Off-peak, Mid-peak, On-peak) pour la planification et le contrôle à distance des charges basés sur des structures de pondération du prix selon la consommation [84, 85]. Contrairement à cela, le Québec présente peu d'incitatifs au secteur résidentiel considérant que le prix de l'électricité est plus bas et que la demande fluctue avec une tendance plus favorable pour le réseau qu'ailleurs au Canada. Les seules restrictions appliquées à la consommation résidentielle sont sous forme d'une «prime de puissance» lorsque la demande dépasse de 50kW [14], et une augmentation du coût du kWh selon la consommation journalière. Plus précisément, les clients résidentiels (tarif D - usage domestique) d'Hydro-Québec paient, à compter du 1 avril 2018, les 36 premiers kWh consommés chaque jour à 5,91 cents le kWh, et les suivants à 9,12 cents le kWh.

Les périodes de pointe de consommation, au Québec, apparaissent normalement lors de journées de grand froid en hiver à cause principalement de l'utilisation des systèmes de chauffage électrique. Durant ces journées, les clients sont informés, par la voie de communiqués dans les médias émis par le distributeur, du besoin d'abaisser leur consommation durant des périodes spécifiques dans la journée [13]. Dans cette perspective, les clients résidentiels québécois ne sont pas très attirés par les initiatives du fournisseur et un signal automatisé indiquant les périodes de pointe n'est pas pour l'instant disponible chez les clients résidentiels.

2.4 Aspects clés pour la mise en place des stratégies de gestion de la demande

Trois aspects sont fondamentaux pour l'implantation et l'évaluation des stratégies de gestion optimale de la demande locale : la modélisation et/ou émulation de bâtiment ; l'information des périodes de pointe et les méthodes ou algorithmes d'optimisation.

2.4.1 Modélisation et émulation de bâtiments résidentiels

La modélisation du bâtiment résidentiel est essentielle à l'implantation et à la validation des algorithmes de gestion de la demande. Plusieurs outils de modélisation et simulation sont

disponibles et sont souvent utilisés ; parmi les plus populaires nous pouvons citer TRNSYS [86], EnergyPlus, DOE Building Benchmarks, et GridLAB-D. Ces outils sont hautement performants, cependant le compromis entre la complexité du modèle et le temps de calcul devient un inconvénient à surmonter lorsque la modélisation détaillée du bâtiment est requise (p.ex. description multi-zone) [87–90]. Ces outils sont plus appropriés pour l'évaluation de l'efficacité énergétique des bâtiments dans la phase de conception ; ils sont également utilisés pour l'évaluation des méthodes de gestion. Néanmoins, la contrainte principale de ce type d'outils pour modèles détaillés réside dans l'effort requis pour établir et calibrer le modèle. Tâche qui doit s'effectuer pour chaque bâtiment ce qui devient une tâche longue et compliquée.

Certains groupes de recherche ont proposé l'utilisation des modèles sous MATLAB/Simulink pour représenter la dynamique du bâtiment et le comportement de quelques appareils électroménagers (incluant les systèmes de chauffage et climatisation HVAC). L'utilisation de MATLAB donne une flexibilité pour intégrer le modèle de bâtiment avec des modèles électriques (p.ex. réseaux électriques, électronique de puissance, énergies renouvelables) que les outils spécialisés n'ont pas [91]. L'utilisation de deux ou plusieurs environnements de simulation est aussi proposée pour profiter des avantages individuels et de la complémentarité des différentes plateformes logicielles [86].

Des modèles avec une complexité raisonnable basés sur les caractéristiques physiques des bâtiments sont souvent préférés dans la littérature pour simuler la dynamique des bâtiments. Idéalement, le modèle doit représenter le comportement de la température interne, la consommation d'énergie (et puissance) et le niveau de confort des occupants en fonction des besoins des utilisateurs et des conditions météorologiques [53, 73, 92]. Les approches semi-physiques de modélisation de bâtiments basées sur l'analogie thermique-électrique, connues sous le nom de modèles RC, sont largement utilisées et préférées pour leur modularité et leur flexibilité aux fins de contrôle et de gestion [93–99]. Ce type d'approche permet de représenter la dynamique du système considérant différents niveaux de complexité. Ces niveaux sont déterminés par

le nombre de zones thermiques et selon le nombre de couches des éléments de l'enveloppe thermique et des éléments internes (murs, divisions, plafonds, toit) [8, 73, 99]. Dans le contexte canadien, en raison du climat nordique, les couches des parois des maisons sont définies en fonction du niveau d'isolation déterminé par les besoins de chauffage et selon les spécifications dictées par le Code national du bâtiment – Canada 2015 [100]. Au Québec les caractéristiques d'isolation sont définies par la Loi sur le bâtiment – Code de Construction du Québec [19, 20]. Particulièrement, au Québec un modèle de bâtiment doit tenir compte de l'utilisation de plinthes électriques comme systèmes de chauffage utilisé majoritairement [18, 101].

Des modèles qui adoptent des hypothèses simplificatrices afin de gérer le problème de la complexité versus le temps de calcul sont rapportés dans la littérature. Ces simplifications ont cependant un effet non-négligeable sur la fidélité du modèle [87]. Ces stratégies de simplification peuvent difficilement être adaptées aux applications de contrôle et de gestion en temps réel, y compris l'optimisation et les algorithmes prédictifs basés sur des modèles [8, 73, 92].

Récemment, la co-simulation intégrant plusieurs composantes logicielles de simulation a été proposée comme une méthode pour achever une émulation en temps réel. Dans ce cas, la principale préoccupation est liée à la complexité du système implémenté, où la performance dépend principalement des caractéristiques du (des) processeur (s) et des particularités de chaque composante logicielle et matérielle.

Par exemple, dans la littérature des auteurs ont proposé l'intégration des outils de simulation spécialisés comme TRNSYS, EnergyPlus ou SIMBAD avec des outils de calcul comme MATLAB [93, 102]. Dans ce type de configuration, les modèles et contrôleurs sont simulés séparément ce qui demande un noyau logiciel permettant la synchronisation entre les différents outils. Ce type de « testbench » devient très complexe et demande une maîtrise avancée et les licences des outils concernés. La période d'échantillonnage du contrôleur doit être ajustée selon celle de l'outil ayant la latence plus longue. Notons que typiquement, cette période peut

être de l'ordre de dizaines de minutes pour l'exécution des algorithmes de contrôle, gestion et optimisation. Même s'il est possible de faire l'évaluation des algorithmes de contrôle sur des modèles fiables, ce type de configuration n'est pas toujours applicable pour un système réel en raison des délais d'exécution.

Pour les cas de co-simulation en temps réel avec matériel dans la boucle (HIL pour *Hardware in the loop*), le système doit considérer les contraintes physiques réelles propres à l'application et le temps de simulation doit être synchronisé avec le temps réel. Il doit être possible de choisir ce qu'on veut avoir en matériel et en logiciel. Par exemple intégrer une station météo, des capteurs, ou des thermostats. Dans la co-simulation en temps réel, la complexité du système dépend essentiellement du niveau de détail du modèle en termes d'équations différentielles ou des équations d'état (en relation avec le nombre de nœuds ou matrices à résoudre), et des caractéristiques du système de contrôle (le nombre d'itérations dans la boucle d'optimisation). Alors, l'implantation et l'évaluation peuvent être limitées par le nombre ou la capacité des processeurs disponibles et par le coût associé au matériel [102–104].

Des systèmes d'émulation commerciaux basés sur des configurations hybrides avec processeurs multi-core (CPU) et FPGA ont été récemment introduits dans le marché. De tels systèmes sont actuellement utilisés pour le prototypage et l'émulation des systèmes de puissance [105, 106]. Même s'ils peuvent être adaptés à l'émulation de bâtiment, leur coût est normalement élevé et peut augmenter rapidement selon le niveau de performance souhaitée. Cette performance est définie en termes du nombre de nœuds et de la période d'échantillonnage minimale réalisable. L'utilisation de ces systèmes est restreinte aux laboratoires spécialisés et aux installations de prototypage rapide des fabricants de haute technologie.

2.4.2 *Information des périodes de pointe de consommation*

L'information des périodes de pointe de consommation vue par le réseau électrique est l'un des éléments fondamentaux pour l'implantation des méthodes de gestion de la demande dont

le but principal est de réduire la consommation lors de ces périodes. Couramment, cette information des périodes de pointe est fournie par le service public et sert à la programmation ou planification des mesures de réduction ou de déplacement de la charge. Il est à noter que, dans la pratique actuelle, on assume que le client résidentiel est doté d'un compteur intelligent ou d'un dispositif communicant permettant la réception des signaux depuis le fournisseur électrique [56].

Deux manières de déterminer les périodes de pointe sont rapportées dans la littérature :

- ◇ La première, plus souvent utilisée dans les techniques de contrôle direct de charges, consiste à réaliser une prévision de la consommation globale vue par le producteur d'énergie et à partir de cette information produire les signaux de contrôle. Normalement, la prévision est faite une journée en avance, avec cette prévision un programme d'optimisation détermine les périodes de délestage des charges [66, 68, 107, 108].
- ◇ La deuxième, plus utilisée dans les méthodes de réaction à la demande, consiste à établir des périodes (horaires) sur une base statistique de consommation pour moduler les prix de l'électricité. Avec l'information du prix par plage horaire, le client peut prendre la décision de modifier ou non la consommation d'électricité selon ses besoins et les réductions potentielles de la facture d'électricité. Dans les techniques plus automatisées l'information du prix de l'énergie en temps réel est requise et fournie [34, 109].

Il faut rappeler que dans le cas du Québec, aucun signal émis par le distributeur n'est disponible chez les clients résidentiels pour réaliser la gestion locale de la demande.

2.4.3 Méthodes d'optimisation pour la gestion de la demande

Les approches de gestion de la demande, notamment celles basées sur la planification des événements et celles de contrôle prédictif et optimal, requièrent une solution mathématique permettant de satisfaire des critères, des objectifs et des contraintes propres au problème

d'optimisation. Ces solutions passent par l'implantation des algorithmes ou méthodes d'optimisation. En général, les méthodes d'optimisation permettent de chercher la meilleure solution parmi un ensemble de solutions possibles. Cette solution optimale permet de minimiser ou de maximiser une fonction définie comme «objectif». Les méthodes d'optimisation peuvent être classées en deux grands groupes [110–113] :

- ◇ **Méthodes classiques** : dans ce groupe nous trouvons les méthodes de minimisation séquentielle sans contrainte, Lagrangien augmenté, Newton–Raphson, programmation quadratique et dynamique, algorithme de descente, et optimisation stochastique (méthode de Newton).
- ◇ **Méthodes méta-heuristiques** : ces méthodes, inspirées des phénomènes de la nature, peuvent être groupées en méthodes basées sur des trajectoires et méthodes basées sur des populations.
 - *Méthodes basées sur des trajectoires* : parmi les méthodes de ce sous-groupe on peut citer les algorithmes de descente (Hill-climbing), et le recuit simulé (Simulated Annealing) [114].
 - *Méthodes basées sur des populations* : dans ce sous-groupe on peut citer, dans deux catégories, les méthodes suivantes.
 - Algorithmes évolutionnaires : algorithmes génétiques, recherche tabou, algorithme concurrentiel impérialiste (imperialist competitive algorithm), algorithme immunitaire (immune algorithm), sélection par clonage (clonal selection), recherche harmonisée (harmony search), évolution différentielle (differential evolution) [41].
 - Algorithmes basés sur l'intelligence des essaims : algorithme des colonies de fourmis (Ant colony), algorithme des abeilles (Bee algorithm), fourrage bactérien (Bacterial foraging) et optimisation par essaim de particules (Particle swarm optimization) [67], [115].

Bien que les méthodes classiques d'optimisation soient appropriées pour l'optimisation hors-ligne dans les approches basées sur la planification, les méthodes méta-heuristiques sont préférées pour la solution de problèmes avec deux ou plusieurs variables et objectifs [32, 116–118]. Ces méthodes apparues dans les années 80 sont relativement nouvelles mais prennent de plus en plus d'importance dans l'optimisation multiobjectif et non-linéaire. Dans le contexte de la gestion de la demande, ces méthodes peuvent offrir des avantages par rapport aux méthodes classiques. Plus précisément, elles peuvent offrir la possibilité de réduire le temps de calcul des contrôleurs prédictifs tout en gardant une définition du problème d'optimisation multiobjectif.

2.5 Temps de réponse dans le contexte de gestion de la demande

Le temps de réponse des éléments associés à la gestion de la demande, soit dans le contexte de gestion locale HEMS ou dans une approche globale du DSM, varie selon le niveau dans la structure du réseau. La Figure 2-5 montre sous une forme résumée le temps de réponse selon le niveau et les différents éléments et applications. Il est à noter que dans l'échelle de temps les couches inférieures, avec des réponses dans l'ordre des millisecondes et microsecondes, sont celles des éléments électroniques utilisés pour la conversion, la communication et le contrôle. Dans le plus haut niveau de l'échelle dans l'ordre des heures et jours, nous trouvons les systèmes d'optimisation hors-ligne et de planification. Dans les études rapportées dans la littérature sur le contrôle et gestion de l'énergie en temps réel, le temps de réponse (exécution) des contrôleurs est souvent fixé à 15 minutes [103, 104]. Ce choix est expliqué en raison de la période d'acquisition de l'information qu'est, dans la plupart des infrastructures de mesurage avancé, fixée également à 15 minutes. D'autres travaux utilisent des périodes de 30 minutes ou encore d'une heure, en raison essentiellement de la période d'échantillonnage des données disponibles, et dans certains cas de la dynamique du système à contrôler. Dans la plupart

des études la prévision à une journée à l'avance est privilégiée, ce qui permet l'adoption des approches classiques d'optimisation [35, 66, 108].

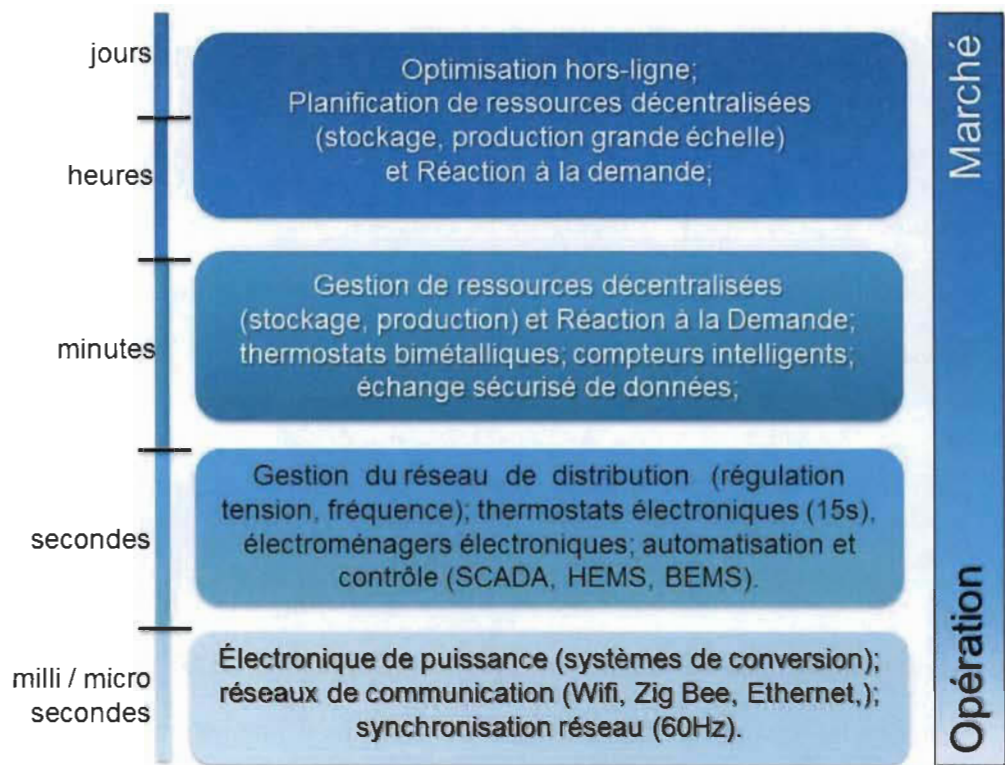


FIGURE 2-5 Temps de réponse selon le niveau de gestion.

Dans certains cas, les limitations par rapport au temps de réponse des contrôleurs sont associées aussi aux caractéristiques de la plateforme de simulation/émulation utilisée et à la complexité des algorithmes d'optimisation.

2.6 Conclusion du chapitre

La gestion de la demande poursuit des objectifs d'une part bénéficiant au distributeur et d'autre part respectant les besoins des clients. Bien que plusieurs fonctions du réseau puissent être appuyées par la gestion de la demande, l'équilibre entre la production et la consommation apparaît au premier rang parmi les objectifs du distributeur. Du côté des clients, la réduction

de la facture, le maintien du confort et le respect de la vie privée apparaissent comme des objectifs prioritaires.

La gestion de la demande est abordée tant par l'industrie que par le secteur académique de deux manières différentes. Ainsi, nous trouvons une première approche globale connue sous l'acronyme DSM pour *Demand Side Management*, et une deuxième approche locale connue comme HEMS pour *Home Energy Management System*.

La mise en place et la validation des stratégies de gestion de la demande résidentielle requièrent une connaissance dans plusieurs domaines ; particulièrement la modélisation thermique et électrique des bâtiments, les méthodes de contrôle optimal, et les méthodes d'optimisation sont des piliers pour la proposition de stratégies intelligentes de gestion. Dans le but d'améliorer les fonctions du réseau, et spécifiquement pour la réduction de la pointe de consommation en périodes critiques, un signal d'indication des besoins vus par le fournisseur doit être disponible et doit être intégré dans le système de gestion.

Même si plusieurs fournisseurs de services publics ont avancé des travaux pour la mise en place des stratégies de gestion de la demande dans plusieurs provinces du Canada, dans le contexte québécois le déploiement de la gestion de la demande pose certains défis. En effet, le marché de l'électricité est exploité en monopole par la société d'état Hydro-Québec ; de sorte que l'opération, les plans d'approvisionnement et les schémas tarifaires du distributeur doivent être approuvés par l'état en fonction des préférences des citoyens. Cette particularité du Québec a une incidence directe sur la gestion de la demande ; spécifiquement, les tarifs fixes par type de client d'Hydro-Québec ne permettent pas l'adoption de stratégies de gestion basées sur la modulation du prix de l'énergie en fonction de la demande globale vue par le fournisseur ; ceci réduit les possibilités en termes d'une gestion en temps-réel de la demande car aucun signal d'indication provenant du fournisseur sur l'état du réseau n'est disponible chez les clients résidentiels.

Nous avons identifié trois aspects centraux en termes des besoins pour la gestion de la demande

locale dans les bâtiments résidentiels. Le premier besoin est la modélisation et l'émulation du comportement électrique et thermique du bâtiment ; le deuxième est la nécessité de rendre disponible un signal d'indication des périodes de pointe ; et le troisième est le besoin d'une architecture de gestion optimale en temps réel qui considère les priorités du distributeur sans compromettre celles des clients résidentiels.

Dans les chapitres suivants, nous présentons les trois propositions réalisées en lien avec les besoins identifiés dans le cadre de ce projet de recherche.

- ◇ **Chapitre 3** : proposition d'un système d'émulation en temps réel de bâtiment résidentiel québécois.
- ◇ **Chapitre 4** : proposition d'une méthode pour l'estimation des périodes de pointe.
- ◇ **Chapitre 5** : proposition d'une architecture de gestion optimale en temps réel de la demande résidentielle.

Chapitre 3 - Proposition d'un système d'émulation en temps réel de bâtiment résidentiel québécois

Dans ce chapitre, nous présentons la proposition d'un système d'émulation en temps réel de bâtiment résidentiel considérant les particularités des constructions québécoises. Cette proposition est motivée par le besoin d'avoir une plateforme permettant l'émulation du comportement des bâtiments résidentiels québécois du point de vue électrique et thermique, et favorisant la validation des stratégies de gestion dans des conditions proches de la réalité et à moindre coût.

Le chapitre est divisé en quatre parties, dans la première section nous présentons brièvement les principales caractéristiques des bâtiments résidentiels québécois ; dans la deuxième section nous détaillons la méthodologie adoptée pour la modélisation ; dans la troisième nous présentons la proposition du système d'émulation en temps réel et dans la quatrième les résultats de validation. Pour finir le chapitre nous présentons la conclusion.

3.1 Le bâtiment résidentiel québécois

Cette section présente un portrait du bâtiment résidentiel québécois. Cette partie de l'étude conduite dans cette thèse a permis de mieux préciser les particularités du point de vue réglementaire et fonctionnel des constructions typiques des bâtiments utilisés par les familles québécoises.

Le rendement énergétique et conséquemment les besoins d'énergie pour le chauffage d'un bâtiment dépendent de plusieurs facteurs. Parmi les facteurs les plus importants nous pouvons

mentionner l'emplacement géographique du bâtiment, son orientation, ses dimensions, ses caractéristiques d'isolation et évidemment son occupation. Le code de construction du Québec précise les caractéristiques minimales des constructions conformes aux exigences d'isolation thermique qui varient selon les degrés-jour de chauffage (DJC) par rapport à l'emplacement géographique [19, 20] ¹. Les DJC servent donc à établir les caractéristiques d'isolation, à estimer les besoins en chauffage et en climatisation et également à dimensionner l'équipement nécessaire pour garantir le confort thermique dans les bâtiments.

Les modifications apportées dans le temps aux normes et règlements font que les bâtiments ont des caractéristiques d'isolation qui varient selon l'année de construction. Le niveau d'isolation d'un bâtiment est établi en termes de la résistance thermique; cette dernière se réfère à la propriété des matériaux de l'enveloppe d'empêcher le flux de chaleur entre le bâtiment et l'extérieur. Les exigences en termes de caractéristiques d'isolation des bâtiments sont alors définies par la résistance thermique minimale à respecter selon l'élément de l'enveloppe du bâtiment et par le coefficient de transmission thermique globale des ouvertures (portes et fenêtres essentiellement). La norme définit par exemple les valeurs RSI ² minimales, en $\frac{m^2 \cdot K}{W}$, du toit, des murs hors-sol, et des murs de fondation; et le coefficient de transmission thermique globale U-value maximale, en $\frac{W}{m^2 \cdot K}$, des portes et fenêtres.

Par ailleurs, trois zones climatiques ont été définies pour le Canada selon la norme ENERGY STAR[®], tel que présenté dans la Figure 3-1. Ces zones thermiques permettent de définir les caractéristiques minimales d'isolation. Il faut souligner que la plupart des villes québécoises dans la vallée du fleuve Saint-Laurent sont dans la zone climatique 2, correspondant à des besoins de chauffage annuels entre 3500 et 6000 degrés-jour. Les autres villages, situés au Nord

1. **Degrés-jour** : Selon Environnement et Changement climatique Canada, les degrés-jour d'une journée représentent l'écart négatif ou positif, en degrés Celsius, qui sépare la température ambiante moyenne d'une valeur de base donnée. Par exemple, les degrés-jour de chauffage (DJC) sont calculés comme le nombre de degrés inférieurs à 18°C (ftp://ftp.tor.ec.gc.ca/Pub/Documentation_Canadian_Climate_Normals/).

2. La résistance thermique est définie par la valeur RSI ou par le facteur R, pour le système international d'unités (abrégié en SI) ou le système impérial respectivement. Ce dernier est utilisé couramment dans les commerces en Amérique du Nord.

du Québec sont classés dans la zone climatique 3 avec des besoins de chauffage supérieurs à 6000 degrés-jour.

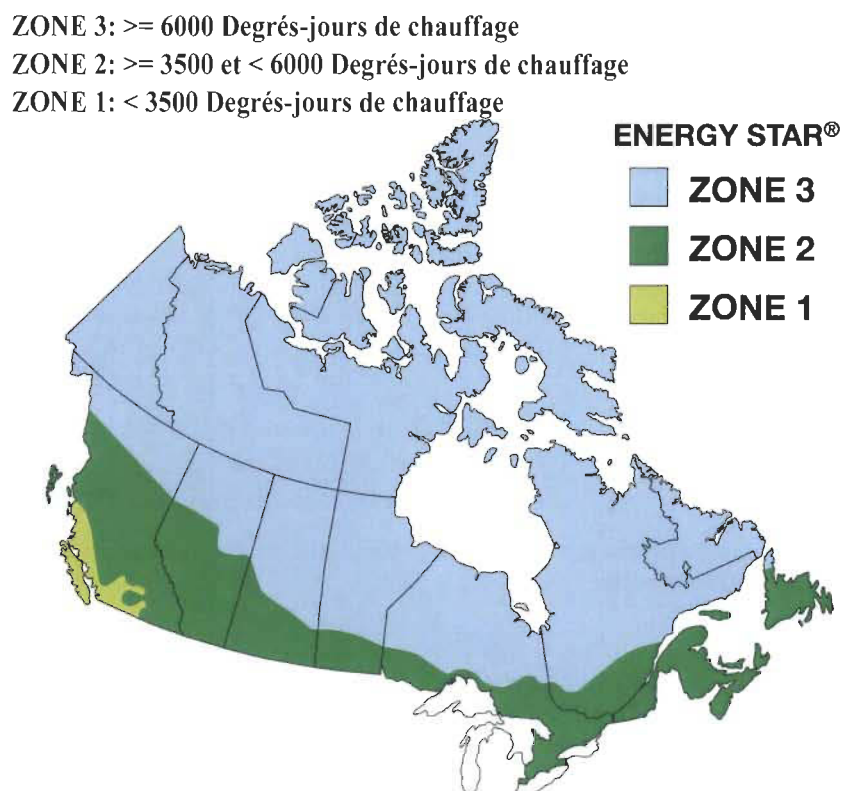


FIGURE 3-1 Degrés-jour par zones climatiques au Canada selon la Norme ENERGY STAR.
 Source :<http://www.nrcan.gc.ca>

Alors, pour le Québec on établit une limite de 6000 degrés-jour/an pour définir deux niveaux d'isolation tel que montré au Tableau 3-1. Le Tableau 3-2 présente les caractéristiques des coefficients de transmission thermique globaux pour différents types de fenêtres selon le code de bâtiment du Québec.

Il faut mentionner que les portes et les fenêtres représentent des pertes de chaleur en fonction du coefficient U-value, mais elles peuvent également dans certains cas, selon l'orientation du bâtiment, permettre de gagner la chaleur par ensoleillement en fonction de leur coefficient de gains de chaleur par rayonnement solaire SHGC pour *Solar Heat Gain Coefficient*. La valeur du SHGC varie entre 0 et 1, où une valeur élevée correspond à un facteur élevé de gains par ensoleillement. Typiquement les fenêtres opaques, teintées ou très réfléchives ont des SHGC

TABLE 3-1 Résistance thermique totale selon l'emplacement géographique et le nombre de degrés-jour de chauffage annuels. (Tableau 11.2.2.1 A et 11.2.2.1 B du Code de Bâtiment de Québec)

Élément du bâtiment	Valeur minimale RSI (R-value)	
	ZONE 2 DJC < 6000	ZONE 3 DJC ≥ 6000
Zone climatique		
ISOLATION		
Toit	7.22 (R-41)	9.00 (R-51.1)
Murs hors-sol	4.31 (R-24.47)	5.11 (R-29.00)
Murs de fondation	2.99 (R-16.98)	2.99 (R-16.98)
Planchers hors-sol	5.20 (R-29.53)	5.20 (R-29.53)
Dalle sur sol (au plus de 600mm au-dessous du niveau du sol contigu)	7.5 (R-11.32)	7.5 (R-11.32)

TABLE 3-2 Coefficient de transmission thermique globale (U) maximal des fenêtres. Code de Bâtiment du Québec Tableau 11.2.2.4.A et ASHRAE Handbook-Fundamentals [119, 120]

Type de fenêtre	U-Value	
	W/m ² -K	Btu/h-ft ² -F
Vitrage simple, transparent / clair, bois ou vinyle	5.58	0.98
Vitrage double, transparent / clair, remplissage air, bois ou vinyle	2.83	0.50
Vitrage double, remplissage argon, entretoise métallique	2.27	0.40
Vitrage double, U moyen, SHGC élevé	1.75	0.31
Vitrage avancé, SHGC élevé	0.45	0.08

autour de 0.2 et celles complètement transparentes avec très peu de réflexion peuvent avoir des coefficients élevés près de 0.8.

Les maisons individuelles ou détachées de type Bungalow, majoritairement utilisées au Québec tel qu'illustré dans la Figure 1-6a, sont des constructions à ossature en bois avec plusieurs couches de revêtement intérieur et extérieur. Normalement les constructeurs comblent les exigences établies par le code de bâtiment en termes de résistance thermique en calculant la résistance thermique effective des assemblages. Un exemple de calcul de la valeur RSI équivalente d'un mur hors-sol est illustré dans la Fig. 3-2 [121]. Dans ce cas, la valeur RSI est obtenue en utilisant des matériaux isolants dans les couches intérieures de l'ossature sous forme de laine minérale, mousse ou de panneaux isolants rigides et en fonction de l'épaisseur du mur.

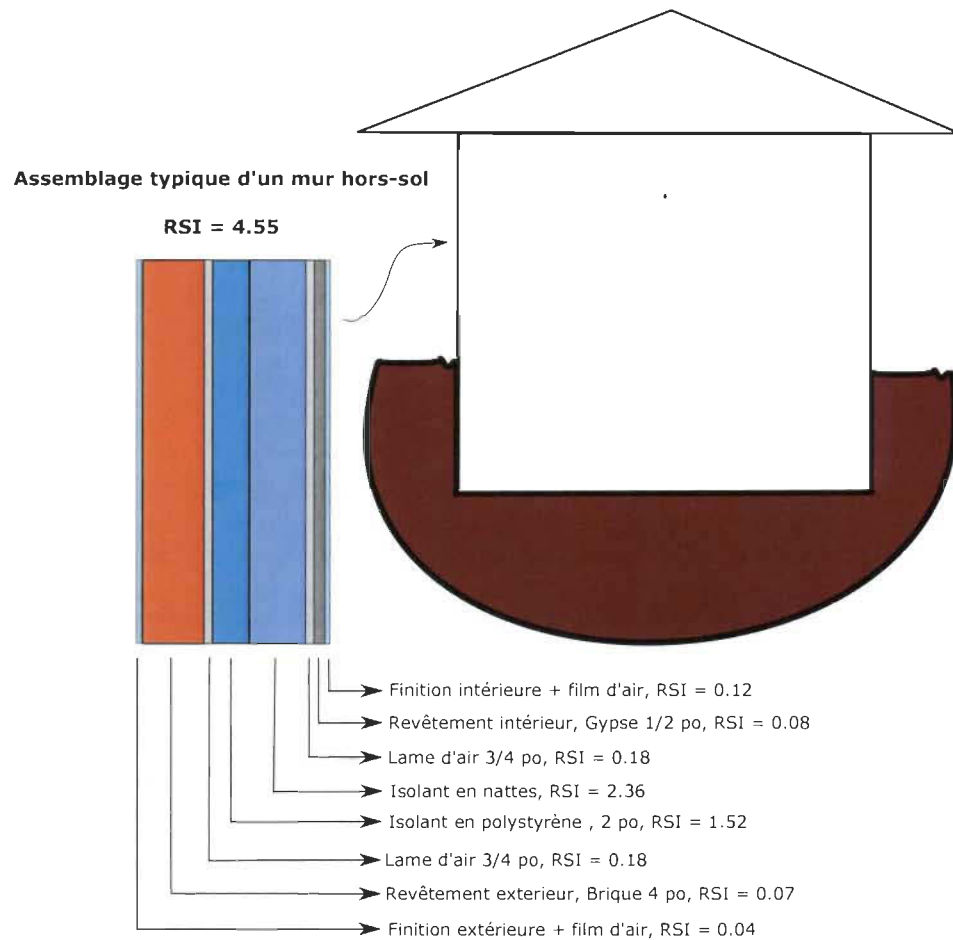


FIGURE 3-2 Exemple de calcul de la résistance thermique RSI d'un assemblage de mur hors-sol pour un bâtiment placé dans la zone climatique 2 (DJC < 6000) [121].

Tel que montré dans l'exemple, cet assemblage typique, ayant une valeur RSI de $4.55 \frac{m^2 \cdot K}{W}$, respecte les normes pour une maison construite dans la zone climatique 2 (p.ex. à Montréal), où le DJC annuel moyen est inférieur à 6000 et la valeur RSI des murs hors-sol doit être supérieure à $4.31 \frac{m^2 \cdot K}{W}$. L'exemple montre également, que la valeur RSI équivalente d'un assemblage i , formé par C couches chacune avec une valeur RSI propre, dépend de la valeur RSI individuelle de chaque couche c .

$$RSI_{\text{Assemblage-}i} = \sum_{c=1}^C RSI_{\text{Couche-}c} \quad (3-1)$$

La résistance équivalente de chaque élément i de l'enveloppe d'un bâtiment peut être calculée à partir de la valeur RSI équivalente de l'assemblage et de la superficie S de l'élément.

$$R_{\text{Élément-}i} = \frac{RSI_{\text{Assemblage-}i}}{S_{\text{Élément-}i}} \quad (3-2)$$

Lorsqu'un élément i est composé de A assemblages, la résistance équivalente de l'élément i est obtenue à partir des valeurs RSI et superficies de chaque assemblage.

$$R_{\text{Élément-}i} = \frac{1}{\frac{S_{\text{Assemblage-1}}}{RSI_{\text{Assemblage-1}}} + \frac{S_{\text{Assemblage-2}}}{RSI_{\text{Assemblage-2}}} + \dots + \frac{S_{\text{Assemblage-A}}}{RSI_{\text{Assemblage-A}}}} \quad (3-3)$$

avec

$$S_{\text{Élément-}i} = \sum_{a=1}^A S_{\text{Assemblage-}a} \quad (3-4)$$

De cette manière, il est donc possible de déterminer la valeur approximative de la résistance thermique équivalente du bâtiment. Évidemment, une connaissance des dimensions et des caractéristiques de matériaux de construction utilisés est nécessaire.

Les éléments d'un bâtiment ont aussi la capacité de stocker l'énergie sous forme de chaleur. Cette caractéristique appelée capacité thermique, combinée à l'effet de la résistance au transfert de chaleur, fait que chaque élément d'un bâtiment et le bâtiment lui même peut être vu comme un système avec une dynamique qui dépend fortement des matériaux et des dimensions.

La capacité thermique C_i d'un élément i peut être obtenue à partir de la capacité thermique massique ou chaleur spécifique C_p , de la densité du matériel ρ et du volume V de l'élément.

$$C_i = \rho \cdot C_p \cdot V_i \quad \left[\frac{kWh}{K} \right] \quad (3-5)$$

Dans certains cas, si la capacité calorifique volumétrique, VHC pour *Volumetric Heat Capacity*, est disponible, le calcul peut être fait directement tel qu'indiqué ci-dessous.

$$C_i = VHC \cdot V_i \quad \left[\frac{kWh}{K} \right] \quad (3-6)$$

$$VHC = \rho \cdot C_p \quad \left[\frac{kWh}{m^3 \cdot K} \right] \quad (3-7)$$

Le calcul de la résistance R_i et la capacité thermique C_i de chaque élément i du bâtiment, permettra de modéliser les pertes de chaleur et la caractéristique permettant d'emmagasiner la chaleur du bâtiment, ce qui permet de reproduire le comportement dynamique du système.

3.2 Méthodologie de modélisation du bâtiment résidentiel

La modélisation d'un bâtiment doit considérer l'effet de plusieurs variables dont la température extérieure figure parmi les plus importantes. La prise en compte des effets de la température extérieure exige une modélisation de l'échange de chaleur, entre l'intérieur et l'extérieur, à travers l'enveloppe du bâtiment. En raison du climat nordique du Québec et des exigences d'isolation thermique beaucoup plus élevées que dans d'autres régions du globe, un modèle de bâtiment québécois doit différer des modèles classiques et utiliser une description multi-couches de l'enveloppe [99].

Le système de chauffage résidentiel majoritairement utilisé au Québec est de type décentralisé par plinthes électriques contrôlées par thermostat électronique individuel [18, 101]. Cette caractéristique fait évidemment qu'une description multi-zones est requise pour une meilleure modélisation du comportement thermique.

3.2.1 Modélisation de la dynamique thermique du bâtiment

Nous adoptons dans cette thèse une méthodologie de modélisation de la dynamique du bâtiment considérant les aspects suivants :

- ◇ L'enveloppe du bâtiment de type multi-couches (murs, toit, etc) pour bien représenter l'isolation thermique et la capacité de stockage de chaleur dans les différentes couches ;
- ◇ La distribution multi-zones pour tenir compte du chauffage décentralisé par plinthes électriques.

L'approche de modélisation proposée, illustrée par la Figure 3-3, est basée sur la représentation semi-physique par analogie électrique-thermique de type n-RC [73] pour une description multi-couches et multi-zones. Cette analogie, tel qu'illustré au Tableau 3-3, permet d'utiliser les notions d'analyse de circuits dans le domaine thermique de la même manière que dans le domaine électrique.

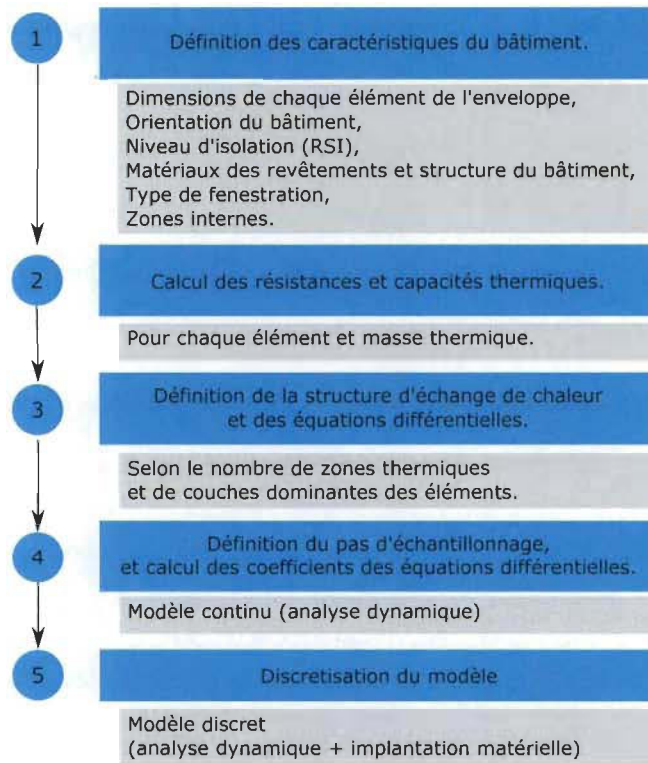


FIGURE 3-3 Méthodologie de modélisation proposée

TABLE 3-3 Analogie thermique - électrique

Thermique		Électrique	
Débit thermique	\dot{Q}	Courant électrique	I
Différence de Température	ΔT	Différence de potentiel	ΔV
Résistance thermique	R	Résistance électrique	R
Capacité thermique	$C = m\dot{C}_p$	Condensateur	C

La Figure 3-4 et l'équation (3-8) montrent un exemple de l'analogie thermique - électrique incluant un élément de stockage et deux nœuds adjacents. Dans le cas thermique, l'élément de stockage correspond à la capacité thermique (mC_p) d'une couche d'un mur avec température T_2 . Cette capacité est connectée aux couches adjacentes avec températures T_1 et T_3 respectivement,

les résistances thermiques R_1 et R_2 limitent le transfert de chaleur entre les couches. Dans le cas électrique, le condensateur C , chargé à une tension V_2 , est connecté à deux sources de tension V_1 et V_3 par les résistances R_1 et R_2 .

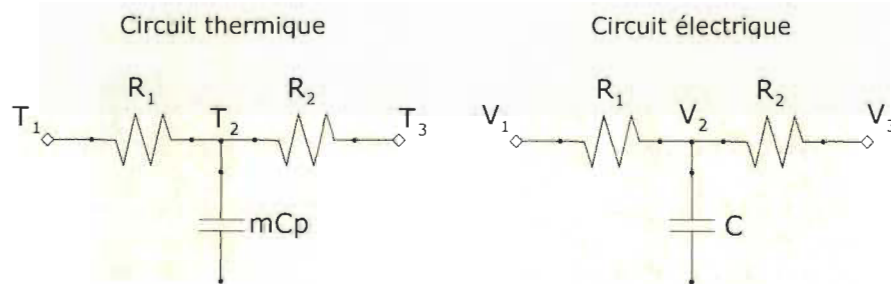


FIGURE 3-4 Exemple d'analogie thermique-électrique incluant élément de stockage

$$\frac{T_1 - T_2}{R_1} + \frac{T_3 - T_2}{R_2} = mC_p \frac{dT_2}{dt} \longleftrightarrow \frac{V_1 - V_2}{R_1} + \frac{V_3 - V_2}{R_2} = C \frac{dV_2}{dt} \quad (3-8)$$

Les maisons détachées de type bungalow majoritairement utilisées au Québec ont été prises dans cette étude comme modèle type pour la suite des travaux. Dans ce type de construction, en ossature en bois, il est possible d'identifier trois couches dominantes dans les murs hors-sol : une couche de revêtement extérieur en brique, une couche d'isolant et une couche de revêtement intérieur en gypse. La Figure 3-5 montre une esquisse de la structure du mur hors-sol à trois couches. L'épaisseur et par conséquent la résistance thermique de la couche d'isolation sont déterminés de manière à obtenir la résistance thermique totale selon les normes en vigueur.

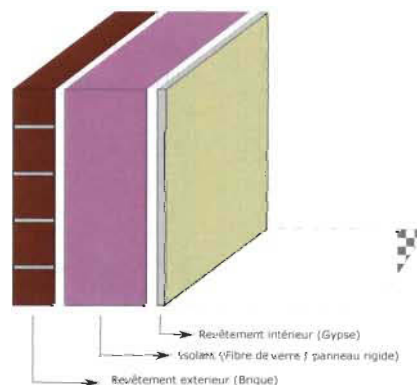


FIGURE 3-5 Couches dominantes dans un mur hors-sol typique

Un assemblage de mur hors-sol extérieur à trois couches dominantes est représenté par son équivalent électrique dans la Figure 3-6. Les résistances thermiques R_1 , R_2 , et R_3 représentent l'équivalent des résistances entre les couches ayant une capacité thermique non-négligeable (brique, isolant et gypse), R_4 représente la résistance entre le mur et la zone thermique interne à chauffer (pièce de la résidence). La résistance identifiée comme R_5 correspond à l'équivalent des ouvertures dans le mur, cette résistance permet de représenter les pertes de chaleur par les portes et fenêtres. Les capacités thermiques équivalentes du mur sont représentées par C_1 , C_2 et C_3 , et la capacité interne de la zone à chauffer est représentée par C_4 .

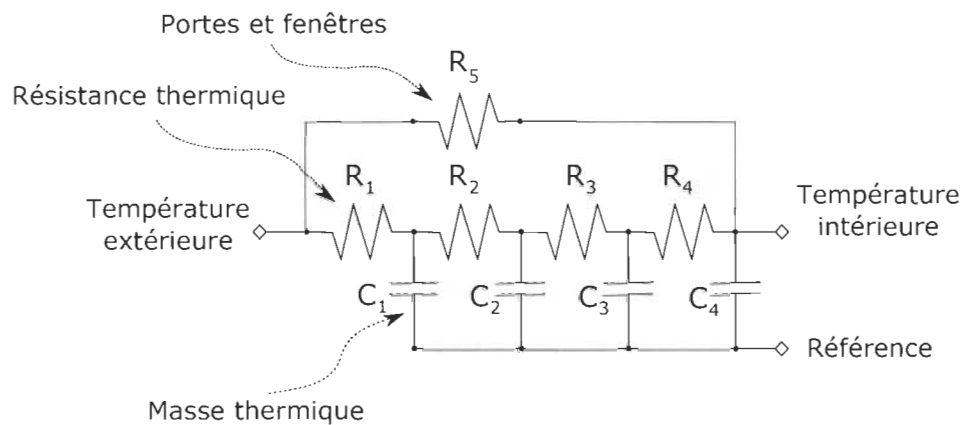


FIGURE 3-6 Représentation à trois couches d'un mur hors-sol avec ouvertures.

Considérant les exemples précédents pour le cas spécifique d'un mur à manière d'exemple, on déduit la formulation générique d'un nœud où il y a un élément de stockage représenté par une capacité thermique C_i à une température T_i . Le bilan thermique peut être défini alors en équations différentielles ordinaires (ODE pour *Ordinary Differential Equations*) en utilisant la fonction de transfert $H_i(s)$, comme suit :

$$H_i(s) = \frac{T_i(s)}{u_i(s)} = \left(C_i \cdot s + \sum_{j=1}^J \frac{1}{R_{i,j}} \right)^{-1} \quad (3-9)$$

Avec une entrée générique $u_i(s)$ définie par :

$$u_i(s) = \sum_{j=1}^J \frac{T_{i,j}}{R_{i,j}} + \dot{Q}_i, \text{ avec } \dot{Q}_i = \sum_{g=1}^G \dot{Q}_g \quad (3-10)$$

où $R_{i,j}$ fait référence à la résistance thermique entre la masse thermique i et la masse adjacente j ; $T_{i,j}$ est la température de la zone adjacente j ; et \dot{Q}_i représente les gains et pertes totales. Cela inclut, d'une part les gains provenant du système de chauffage et de la radiation solaire, les gains par l'occupation, l'éclairage et les appareils électroménagers et d'autre part les pertes soit par infiltration (ou ex-filtration) et par la ventilation.

Les gains relatifs au système de chauffage dépendent du dimensionnement, des modes de fonctionnement, et de l'écart entre la température de réglage et celle mesurée. Les gains par rayonnement solaire dépendent principalement de l'orientation du bâtiment, du facteur d'ombrage, des dimensions des ouvertures et leur SHGC, et évidemment des conditions météorologiques. Les gains liés à l'occupation dépendent du nombre d'occupants, de leur âge et de leur niveau et horaire d'activités. Les gains associés à l'éclairage et appareils électroménagers dépendent du type d'appareil, de leur puissance et de leur horaire d'utilisation.

Les pertes par infiltration et ventilation dépendent de deux facteurs, le premier est le mode de ventilation utilisé sans ou avec récupération de chaleur; et le deuxième est l'étanchéité du bâtiment. On estime que dans une maison avec un faible niveau d'isolation et d'étanchéité, les pertes par infiltration d'air et ventilation représentent plus de 20% du total des pertes de chaleur dans le bâtiment [122].

3.2.2 *Modélisation de charges thermostatiques contrôlables*

Les charges thermostatiques contrôlables : le chauffage d'espace et le chauffe-eau, représentent environ 80% de la facture des ménages québécois. Leur gestion fait partie des priorités dans les programmes de gestion de la demande. Conséquemment, leur maîtrise et modélisation deviennent incontournables.

3.2.2.1 *Système de chauffage d'espace*

Il existe deux types de systèmes de chauffage majoritairement utilisés, le premier de type centralisé et le deuxième décentralisé. Le premier utilise une fournaise ou source de chaleur centrale et le deuxième plusieurs plinthes électriques ou sources de chaleur distribuées dans les différentes pièces du bâtiment. Bien qu'il soit centralisé ou distribué, pour calculer les besoins de puissance pour le chauffage (ou climatisation), il faut tenir compte des caractéristiques d'emplacement et d'occupation du bâtiment. La méthodologie couramment utilisée considère de nombreux facteurs pour estimer les gains et les pertes thermiques tels que :

- ◇ les propriétés thermiques de l'enveloppe du bâtiment ; plus spécifiquement la conduction et le transfert de chaleur par convection à travers les murs, le toit, les planchers, les portes et les fenêtres.
- ◇ le rayonnement par les fenêtres qui détermine les gains de chaleur de l'énergie solaire ;
- ◇ les normes établies par le code du bâtiment et pratiques utilisées pour prévenir les infiltrations d'air, les pertes de chaleur et d'humidité ;
- ◇ les gains ou pertes de chaleur et d'humidité liés à la ventilation forcée pour maintenir la qualité de l'air (échangeurs d'air) ;
- ◇ les gains de chaleur provenant des appareils, des lumières, des équipements et des personnes (gains de chaleur des résidents principalement en fonction du niveau d'activité et des modèles d'occupation) ;
- ◇ gains de chaleur par les systèmes de distribution d'air et d'eau (lignes d'eau chaude) ;
- ◇ et les conditions météorologiques (température, humidité, vitesse du vent, rayonnement solaire, etc.).

La masse thermique du bâtiment, qui est responsable du retard de l'évolution de la température intérieure est aussi considérée comme un paramètre important pour le dimensionnement des appareils de chauffage et de climatisation via les fonctions de transfert.

3.2.2.2 Système de chauffage centralisé

Une représentation simplifiée 2R2C d'un bâtiment avec chauffage central est illustrée sur la Figure 3-7. Dans cette représentation, deux masses thermiques équivalentes sont considérées (2C), la masse interne (air, mobilier, équipement et accessoires) qui est affectée par la somme des différents flux de chaleur de l'enveloppe du bâtiment, par les gains internes et externes ainsi que par le système de chauffage; et la masse équivalente de l'enveloppe du bâtiment qui est isolée de l'extérieur et de l'intérieur du bâtiment par les résistances thermiques R_1 et R_2 (2R).

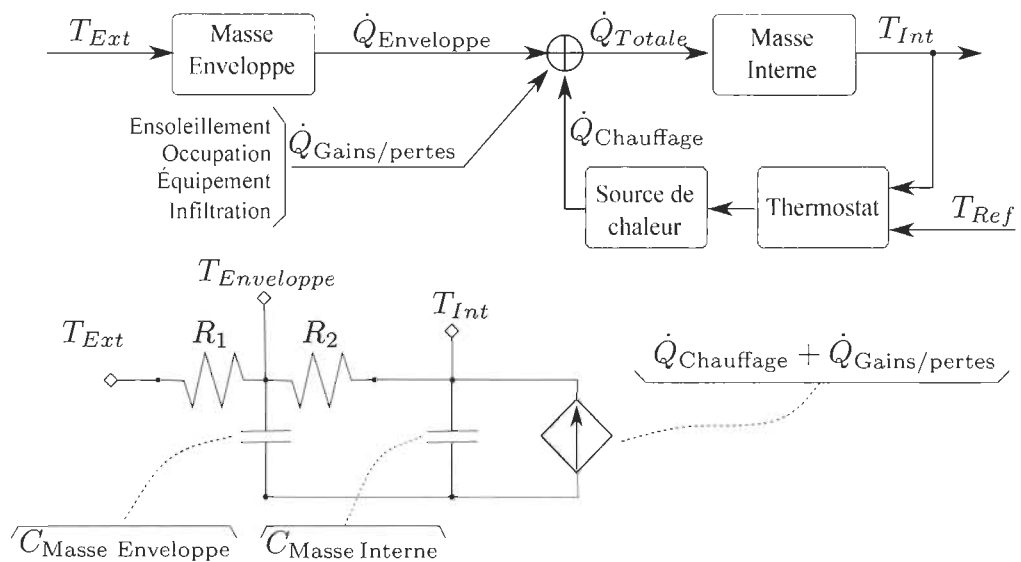


FIGURE 3-7 Structure du système de chauffage central et représentation 2R2C.

Le flux de chaleur \dot{Q}_{Totale} affectant la masse interne peut être formulé comme suit,

$$\dot{Q}_{\text{Totale}} = \dot{Q}_{\text{Chauffage}} + \dot{Q}_{\text{Gains/pertes}} + \dot{Q}_{\text{Enveloppe}} \quad (3-11)$$

où $\dot{Q}_{\text{Chauffage}}$ correspond à la chaleur produite par le système de chauffage d'espace; $\dot{Q}_{\text{Gains/pertes}}$ représente les gains et pertes internes et externes (p.ex. rayonnement solaire, occupation, ventilation, infiltration d'air); et $\dot{Q}_{\text{Enveloppe}}$ se rapporte aux gains ou pertes par conduction à travers l'enveloppe du bâtiment (murs, toiture, portes et fenêtres). Le flux de chaleur du système de chauffage d'espace peut être défini comme suit,

$$\dot{Q}_{\text{Chauffage}} = r \cdot \eta_{\text{Chauffage}} \cdot P_{\text{Chauffage}} \quad (3-12)$$

où r est le cycle d'opération (1 : en marche et 0 : en arrêt) imposé par le contrôleur thermostatique, $\eta_{\text{Chauffage}}$ est le rendement du système de chauffage et $P_{\text{Chauffage}}$ est la puissance nominale de l'élément chauffant, et T_{Int} est la température moyenne de la masse interne. Ainsi, le flux de chaleur est déterminé par la température moyenne de l'extérieur T_{Ext} et les paramètres de construction et dimensions du bâtiment. La dynamique de transfert de chaleur peut être définie par les équations suivantes :

$$\frac{T_{\text{Int}} - T_{\text{Enveloppe}}}{R_2} + \frac{T_{\text{Ext}} - T_{\text{Enveloppe}}}{R_1} = C_{\text{MasseEnveloppe}} \cdot \dot{T}_{\text{Enveloppe}} \quad (3-13)$$

$$\dot{Q}_{\text{Enveloppe}} = \frac{T_{\text{Enveloppe}} - T_{\text{Int}}}{R_2} \quad (3-14)$$

$$\dot{Q}_{\text{Chauffage}} + \dot{Q}_{\text{Gains/pertes}} + \frac{T_{\text{Enveloppe}} - T_{\text{Int}}}{R_2} = C_{\text{MasseInterne}} \cdot \dot{T}_{\text{Int}} \quad (3-15)$$

où R_1 est la résistance équivalente entre la masse thermique de l'enveloppe et l'extérieur et R_2 est la résistance équivalente entre la masse thermique de l'enveloppe et l'intérieur du bâtiment. $T_{\text{Enveloppe}}$ est la température interne moyenne de la masse équivalente de l'enveloppe. L'ordre et la fidélité du modèle augmentent en fonction des couches analysées, dans la Figure 3-7 l'enveloppe du bâtiment est représentée par une seule masse thermique.

3.2.2.3 Système de chauffage par plinthes électriques

L'échange de chaleur dans une zone thermique i (p.ex. une pièce) avec chauffage décentralisé par plinthe électrique peut être représenté par le schéma-bloc et le circuit illustrés dans la Figure 3-8. Comparé au système de chauffage central, dans ce cas-ci, le transfert de chaleur entre la zone thermique i et chaque zone adjacente $\{i, 1\}, \{i, 2\}, \dots, \{i, J\}$ (p.ex. murs extérieurs, pièces adjacentes, toit, garde-robe) est considéré séparément.

Le flux de chaleur \dot{Q}_{Totale} affectant la masse interne peut être formulé comme suit,

$$\dot{Q}_{\text{Totale}} = \dot{Q}_{\text{Chauffage}} + \dot{Q}_{\text{Gains/pertes}} + \dot{Q}_{\text{Zones Adjacentes}} \quad (3-16)$$

où $\dot{Q}_{\text{Zones Adjacentes}}$ correspond à la chaleur échangée avec les J zones adjacentes, ce qui peut englober aussi le transfert avec l'enveloppe. Cela signifie que cette chaleur peut comprendre celle échangée à travers les murs extérieurs. Il faut souligner que selon la géométrie du bâtiment, certaines zones n'ont aucun échange direct de chaleur avec l'extérieur.

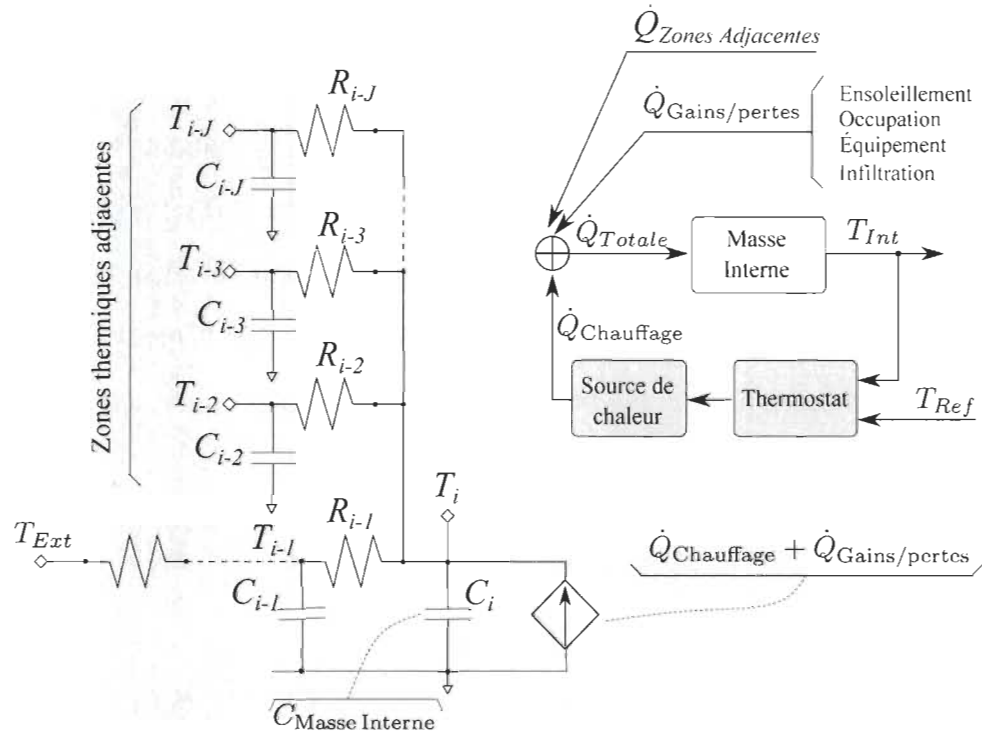


FIGURE 3-8 Structure du système de chauffage par plinthes électriques.

La dynamique de chaque zone thermique $i \in [1 \dots I]$ du bâtiment est définie par les équations (3-9) et (3-10).

3.2.2.4 Système de chauffage à accumulation

Les systèmes de chauffage à accumulation (ETS pour *Electric Thermal Storage*) ont été étudiés comme systèmes d'appui au chauffage résidentiel central ou par plinthe électrique. En effet, les ETS permettent de stocker l'énergie lors de périodes de basse demande et l'utiliser lors

de périodes de forte consommation. Les résultats de cette partie de la recherche, présentés dans l'Annexe A-2, sont encourageants par rapport au potentiel de réduction de la pointe de consommation. Cette technologie par contre présente certains désavantages en relation avec leur poids et coût. Notons que le but principal de cette recherche est la proposition de solutions adaptées à la réalité des résidences québécoises sans un investissement important.

3.3 Architecture d'implantation matérielle proposée pour l'émulation en temps réel

La formulation générique de transfert de chaleur, définie par les équations (3-9) et (3-10), permet de définir complètement la dynamique thermique d'un bâtiment au niveau de détail désiré et selon les besoins. La forme discrète de chaque fonction de transfert peut être obtenue à partir de sa version continue, (3-9) et (3-10), à l'aide de la méthode de maintien d'ordre zéro (ZOH pour *zero-order hold*) et de la transformée en z comme suit :

$$H_i(z) = \frac{T_i(z)}{u_i(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z \left(\frac{H_i(s)}{s} \right) \quad (3-17)$$

$$\frac{T_i(z)}{u_i(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z \left[s \cdot \left(C_i \cdot s + \sum_{j=1}^J \frac{1}{R_{i,j}} \right) \right]^{-1} \quad (3-18)$$

$$\frac{T_i(z)}{u_i(z)} = R_i \cdot \frac{1 - e^{-\frac{T_s}{\tau_i}}}{z - e^{-\frac{T_s}{\tau_i}}} \quad (3-19)$$

$$R_i = \left(\sum_{j=1}^J \frac{1}{R_{i,j}} \right)^{-1}, \quad \tau_i = C_i \cdot R_i \quad (3-20)$$

Par la méthode de maintien d'ordre zéro, ou d'échantillonnage naturel, le signal d'entrée est maintenu constant durant un pas ou intervalle de calcul (période d'échantillonnage), et l'équation aux différences qui décrit l'évolution de la température au nœud i peut être écrite en termes de sa valeur précédente et de la valeur de la variable d'entrée $u_i(z)$ comme suit :

$$T_i(z) = \left[\lambda_i \cdot u_i(z) + e^{-\frac{T_s}{\tau_i}} \cdot T_i(z) \right] \cdot z^{-1} \quad (3-21)$$

$$\lambda_i = R_i \cdot \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau_i}} \right) \quad (3-22)$$

$$\lambda_i \cdot u_i(z) = [T_{i,1}(z) \ T_{i,2}(z) \ \dots \ T_{i,J}(z)] \cdot \Theta + \lambda_i \cdot \dot{Q}_i \quad (3-23)$$

$$\Theta = \left[\theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_J \right]^T = \lambda_i \cdot \left[R_{i,1}^{-1} \ R_{i,2}^{-1} \ \dots \ R_{i,J}^{-1} \right]^T \quad (3-24)$$

Il est alors possible de faire une définition grossière ou simplifiée avec très peu de masses thermiques (p.ex. le modèle simplifié 2R2C de la Figure 3-7), ou bien avec une définition plus complexe multi-couches et multi-zones. Cependant, trouver la solution des équations en lien avec plusieurs nœuds ou éléments de stockage peut dans certains cas poser des défis en termes du temps de calcul. Plus spécifiquement, il existe un lien étroit entre la fidélité du modèle, le nombre d'équations et le temps de calcul. C'est ainsi que dans les modèles de bâtiments avec des murs à plusieurs couches la fidélité du modèle est préservée si la dynamique des couches dominantes est modélisée individuellement par sa propre équation différentielle. Notons que le nombre d'équations requises pour la description complète du bâtiment augmente avec le nombre de couches et de zones thermiques définies. Les options envisageables pour garder la fidélité des modèles des bâtiments avec des murs à plusieurs couches sans réduire le pas d'échantillonnage, consistent essentiellement à paralléliser la solution des équations via :

- ◇ des processeurs multicoeur à haute performance ;
- ◇ des implantations matérielles dédiées à la solution des équations.

La première option semble la plus facile à mettre en place du point de vue de la programmation du modèle, cependant elle peut s'avérer coûteuse. La deuxième option peut être mieux adaptée pour des applications en temps réel, et c'est l'option envisagée dans cette recherche. Nous

proposons de paralléliser la solution des équations aux différences, à travers une implantation matérielle, pour permettre le calcul dynamique de chaque température T_i de la zone i avec un contrôle précis du pas de calcul.

Implantation directe : Dans un premier lieu, et d'après les équations en temps discret (3-21), (3-22), (3-23) et (3-24), une implantation matérielle directe pour la solution d'une équation devrait alors considérer la structure de la Figure 3-9.

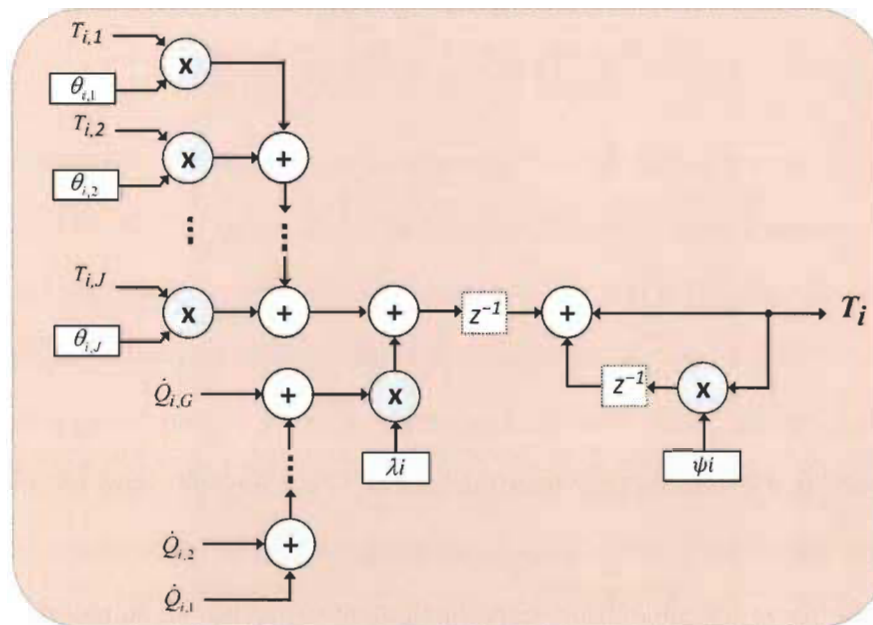


FIGURE 3-9 Représentation graphique de l'implantation directe pour la solution d'une équation aux différences associée à une masse ou nœud thermique; $\psi_i = e^{-\frac{T_i}{\tau_i}}$.

On peut remarquer qu'une implantation directe de cette formulation imposerait M multiplications et A additions; où M et A peuvent être définis en fonction du nombre de nœuds adjacents J et du nombre de sources ou puits de chaleur G dans la description du modèle selon l'équation (3-25).

$$M = J + 2, \quad A = J + G \quad (3-25)$$

La complexité du système, qui est définie en fonction du nombre de nœuds, a un impact direct sur le coût de l'implantation exprimé en termes de ressources de calcul (p.ex. multiplieurs, additionneurs, mémoire) pour le cas de l'implantation matérielle.

Architecture d'implantation proposée : Afin de surmonter le problème lié à la complexité du modèle, nous proposons un système d'émulation basé sur un processeur élémentaire (*EP*) permettant la solution des équations aux différences pour des modèles multi-zones et avec murs multi-couches. Chaque processeur élémentaire, tel qu'illustré dans la Figure 3-10, représente un nœud ou élément de stockage (p.ex. zone thermique ou couche d'un mur) et permet de calculer la température T_i du nœud i . Dans cette architecture, le vecteur dynamique α_i regroupe

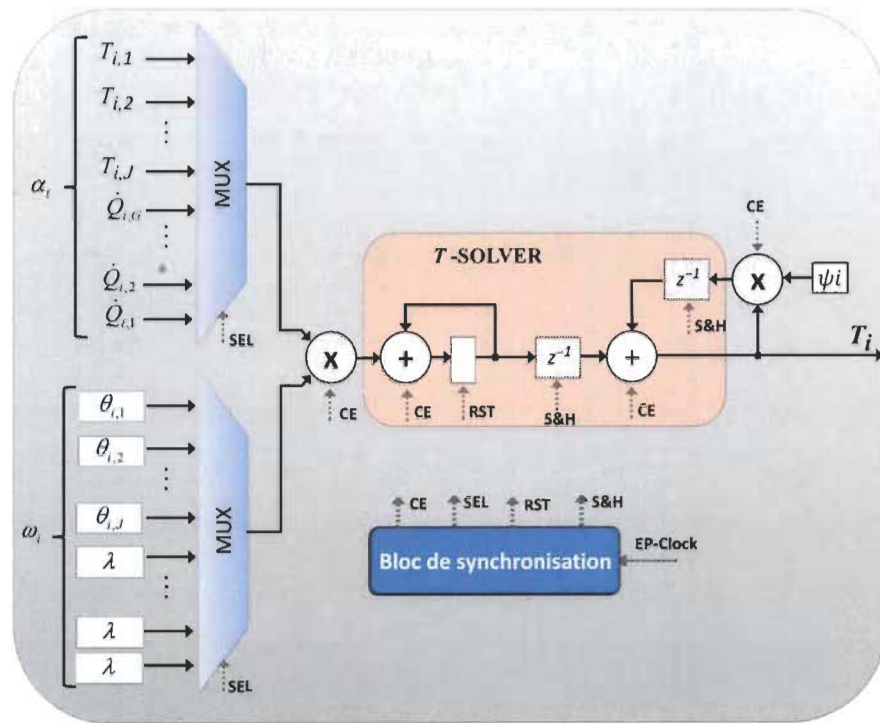


FIGURE 3-10 Processeur élémentaire permettant la solution d'une équation ; $\psi_i = e^{-\frac{T_k}{\tau_i}}$.

les variables d'entrée (températures de zones adjacentes $T_{i,j}$ et gains ou pertes de chaleur $Q_{i,j}$). Le vecteur statique ω_i représente les paramètres décrivant la zone thermique i et sa relation avec les zones adjacentes (coefficients de transfert de chaleur, λ_j). Les vecteurs α_i et ω_i sont définis par les équations (3-26) et (3-27).

$$\alpha_i = \left[T_{i,1} \quad T_{i,2} \quad \cdots \quad T_{i,J} \quad \dot{Q}_{i,1} \quad \dot{Q}_{i,2} \quad \cdots \quad \dot{Q}_{i,G} \right]^T \quad (3-26)$$

$$\omega_i = \left[\theta_{i,1} \quad \theta_{i,2} \quad \dots \quad \theta_{i,J} \quad \lambda_i \quad \lambda_i \quad \dots \quad \lambda_i \right]^T \quad (3-27)$$

La dimension de α_i et ω_i est associée au nombre des nœuds adjacents et sources ou puits de chaleur, et peut être définie comme $J + G$.

Dans la proposition de cette thèse, l'architecture de la Figure 3-10 peut être modifiée pour résoudre plusieurs équations tel qu'illustré dans la Figure 3-11.

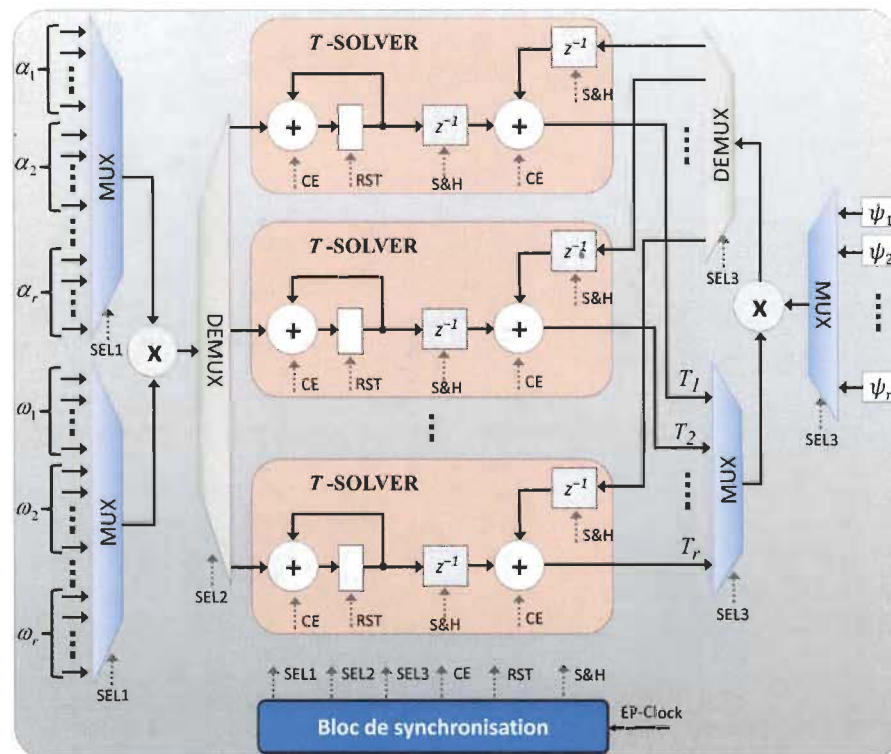


FIGURE 3-11 Processeur élémentaire permettant la solution d'un nombre r d'équations

Le bloc de synchronisation, dans les Figures 3-10 et 3-11, génère les signaux de contrôle des multiplexeurs et des opérateurs élémentaires (multiplieurs, additionneurs et mémoire) partagés pour la solution des équations avec une utilisation réduite de ressources. Dans cette architecture, les éléments du processeur sont arrangés pour permettre le partage et l'optimisation des ressources. Des blocs multiplexeurs et démultiplexeurs permettent le partage de deux multiplieurs et $2 \cdot r$ additionneurs pour la solution d'un nombre r d'équations, tel qu'indiqué par (3-28).

$$M = 2, \quad A = 2 \cdot r \quad (3-28)$$

Enfin, dans cette architecture la quantité de ressources de calcul utilisées dépend essentiellement du niveau de complexité et de la latence désirée. Notons que la latence totale dépend du nombre maximum d'entrées des multiplexeurs et de la latence minimale des multiplieurs. À titre d'exemple, dans les FPGA Xilinx une latence minimale de trois (3) coups d'horloge est requise pour les multiplications à entrées de 24 bits.

La structure de Processeur Élémentaire, Figures 3-10 et 3-11, peut être répliquée k fois de manière à représenter en détail toutes les zones thermiques (ou couches) dans le bâtiment, et même d'un groupe de bâtiments. Une structure d'échange de chaleur permet de faire le lien entre les processeurs élémentaires et ainsi tenir compte des phénomènes d'échange entre zones ou nœuds thermiques. Cette architecture est illustrée dans la Figure 3-12.

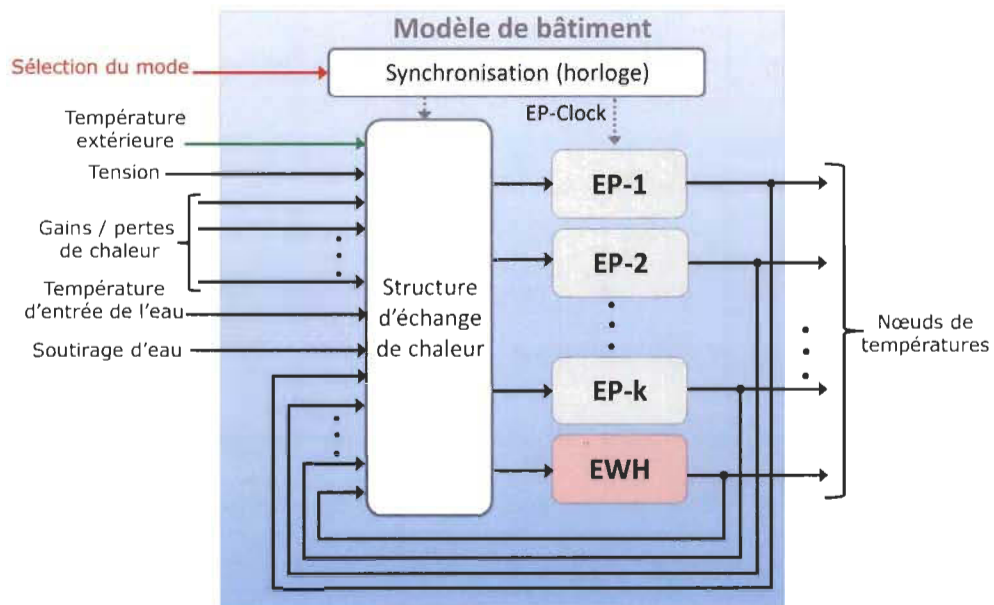


FIGURE 3-12 Structure modulaire du modèle de bâtiment

L'entrée de sélection du mode, dans la Figure 3-12, permet la configuration du système d'émulation pour la solution du modèle en deux modes différents :

- ◇ *Émulation en temps réel* : imposant la période de l'horloge de synchronisation T_{CLK} égale à la période d'échantillonnage du modèle T_s ($T_{CLK} = T_s$)
- ◇ *Simulation accélérée* : utilisant une période de l'horloge de synchronisation inférieure à la période d'échantillonnage du modèle ($T_{CLK} \ll T_s$).

Tel qu'illustré dans la Figure 3-12 nous avons considéré la modélisation du chauffe-eau électrique (EWH pour *Electric Water Heater*) comme charge thermostatique importante. Nous utilisons la version discrète du modèle détaillé dans l'Annexe A-3.

3.4 Validation du système d'émulation en temps réel proposé

L'architecture proposée pour l'émulation du bâtiment résidentiel a été implantée en FPGA et validée sous différentes conditions. Nous détaillons dans cette section, la méthodologie adoptée pour la description matérielle, les cas d'étude et les résultats de validation.

3.4.1 Méthodologie de description

Afin de valider le système d'émulation proposé nous adoptons la méthodologie de description représentée graphiquement dans la Figure 3-13.

Les étapes suivantes sont établies pour permettre la génération du fichier « bitstream » pour configurer un FPGA qui agit comme processeur du système d'émulation.

1. Identification des caractéristiques physiques du bâtiment à modéliser, (dimensions des murs, portes et fenêtres, matériaux de base des murs extérieurs et intérieurs et du toit);
2. Définition du niveau d'isolation du bâtiment (selon la norme ou défini par l'utilisateur), les types de fenestration et l'orientation du bâtiment;

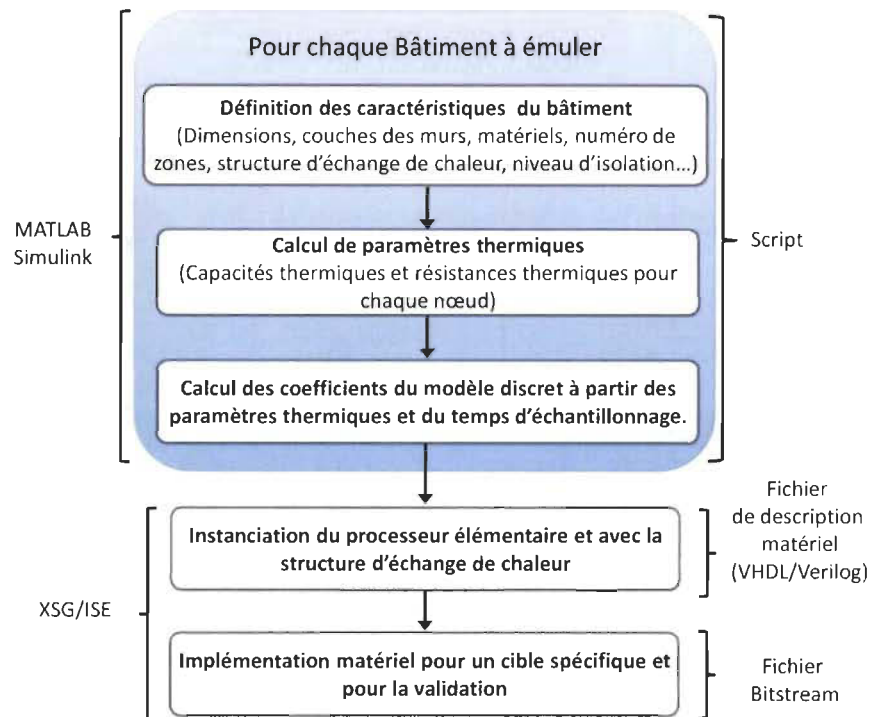
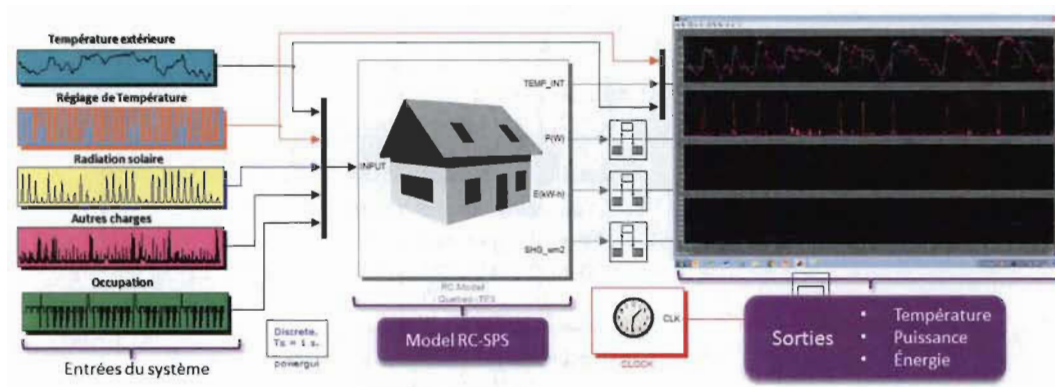


FIGURE 3-13 Diagramme simplifié de la méthodologie de description pour un ou plusieurs bâtiments utilisant MATLAB et Xilinx XSG/ISE

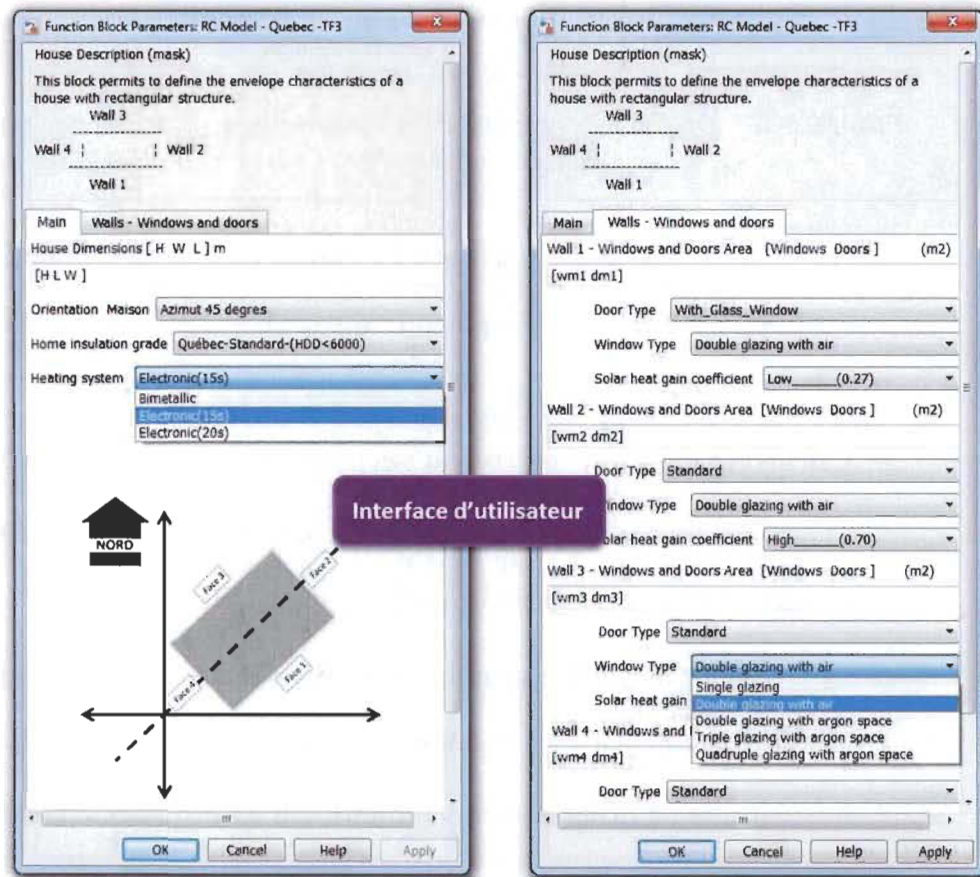
3. Définition par analogie électrique thermique du nombre de nœuds du modèle nRC à développer pour chaque élément du bâtiment (enveloppe, nombre de zones, nombre de couches définies, etc) ;
4. Calcul de paramètres : coefficient des pertes (R) et de la masse thermique (C) ;
5. Transformation en termes de fonction de transfert pour chaque nœud (équation 3-9) et l'entrée générique $u_i(s)$ définie par l'équation 3-10.
6. Discrétisation du modèle à partir des fonctions de transfert et transformation en équation aux différences. Selon les équations en temps discret (3-21), (3-22), (3-23) et (3-24).
7. Implémentation matérielle en VLSI utilisant Xilinx System Generator (XSG) et ISE Foundation.

Les étapes 1 à 6 sont réalisées sous MATLAB à l'aide d'un « script » qu'on peut éditer selon les besoins. Les informations des étapes 1 et 2 sont utilisées comme informations primaires pour l'obtention des coefficients du modèle. Une interface graphique a été également proposée

afin de faciliter la configuration du modèle à implanter. À l'aide de cette interface, illustrée par la Figure 3-14, l'utilisateur peut entrer les informations relatives aux paramètres du bâtiment.



(a) Vue simplifiée du modèle sous MATLAB/Simulink.



(b) Interface d'entrée.

FIGURE 3-14 Implémentation du modèle de bâtiment sous MATLAB/Simulink.

L'interface de la Figure 3-14 permet de :

- ◇ modifier ou entrer manuellement les caractéristiques de la résistance thermique globale et de la fenestration, les dimensions physiques de la maison et son orientation ;
- ◇ choisir des modèles prédéfinis avec les caractéristiques d'isolation thermique typiques selon différents degrés-jours de chauffage et selon le code de bâtiment du Québec.
- ◇ choisir le type de thermostat (bi-métallique ou électronique) ;
- ◇ choisir le type des portes et fenêtres ;
- ◇ définir les dimensions et le SHGC des ouvertures du bâtiment.

Les informations entrées sont alors utilisées pour mettre à jour le « script » de MATLAB et obtenir les coefficients des modèles discrets permettant la représentation dynamique du bâtiment cas d'étude. Le résultat des calculs peut être directement utilisé pour exécuter le modèle sous MATLAB/Simulink tel que montré par la Figure 3-14a. Dans ce cas, les variables d'entrée sont la température extérieure, la température de consigne, les gains de chaleur par ensoleillement, les gains de chaleur dus aux appareils électroménagers et à l'occupation (personnes). Les variables de sortie sont la température intérieure (moyenne ou par zone thermique), la consommation d'énergie et la puissance instantanée de chauffage et totale.

Évidemment, l'exécution du modèle sous MATLAB, en continu sous SimPowerSystems ou en discret sous Simulink, a des limitations concernant le temps de calcul. Cependant elle peut être utile aux fins de calibration ou de validation préliminaire.

L'étape 7 est celle qui permet de passer du modèle discret à la réalisation matérielle utilisant l'architecture d'implantation proposée dans cette thèse pour permettre l'émulation en temps réel du bâtiment. Cette étape consiste d'abord à réaliser l'instanciation des processeurs élémentaires et la structure d'échange de chaleur propre au bâtiment selon 3-12. Une fois l'instanciation réalisée, il est possible de générer le fichier « bitstream » de configuration du FPGA.

La structure proposée peut également être adaptée pour l'émulation d'un parc virtuel de bâtiments chacun avec différentes caractéristiques d'isolation. À cet effet, et selon la méthodologie de description présentée à la Fig. 3-13, la définition des paramètres dans le script doit être faite dans une boucle selon le nombre de bâtiments à modéliser. Les coefficients (Θ et λ) correspondant à chaque bâtiment et leurs équations aux différences associées sont également obtenues à l'intérieur de la boucle. Ainsi, les vecteurs α_i et ω_i illustrés dans la Figure 3-11, deviennent les matrices $\alpha_{i,n}$ et $\omega_{i,n}$; se référant respectivement aux équations de différence i du bâtiment n . Dans ce contexte plus large, la seule modification nécessaire dans l'architecture d'implantation matérielle est la configuration de mémoire supplémentaire pour stocker les valeurs de vecteurs supplémentaires selon le nombre de bâtiments à émuler.

3.4.2 Cas d'étude 1 : maison dans la région de Trois-Rivières

Une résidence située à Trois-Rivières (QC) et avec les caractéristiques du Tableau 3-4, le plan et photo présentés dans la Figure 3-15 a été utilisée comme cas d'étude. Cette maison uni-familiale est habitée par deux (2) adultes et trois (3) enfants. Plusieurs campagnes de mesure ont permis de recueillir des données de puissance instantanée et de températures afin de valider le système proposé. Ces campagnes de mesurage ont été réalisées utilisant des systèmes commerciaux de surveillance de charges. Étant donné les limitations du point de vue de la période d'échantillonnage et de la capacité de stockage des outils commerciaux, nous avons développé un système de mesurage intelligent avec une résolution de 16Hz qui nous a permis d'obtenir des mesures avec les périodes de transitoires détaillées. Ce système de mesurage, détaillé dans l'Annexe A-4, a été développé en technologie VLSI, ce qui permet une intégration plus directe des algorithmes proposés dans cette thèse.

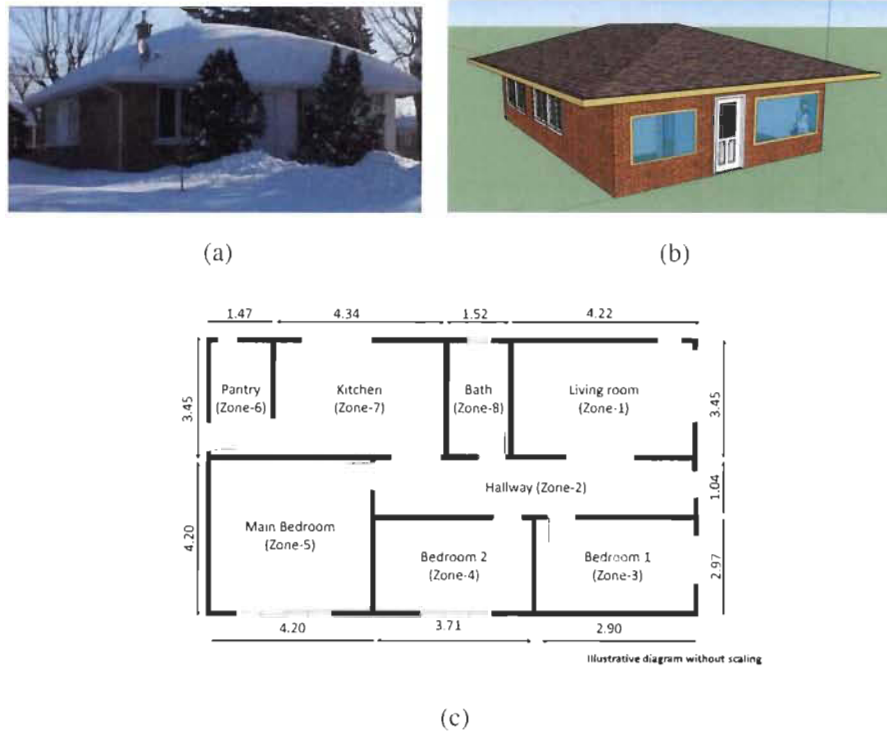


FIGURE 3-15 (a) Vue réelle, (b) Modèle sur SketchUp pour TRNSYS-3D et (c) plan de la maison cas d'étude.

La structure montrée par la Figure 3-16 a servi à la collecte de données pour la validation préliminaire du système proposé. Dans cette première phase de validation, la puissance de l'éclairage, des appareils électroménagers, et du système de chauffage et la température interne ont été mesurés pendant la période d'hiver 2015. La température extérieure pour la même période a été obtenue à partir du site web SIMEB-Hydro-Québec [9]. À titre d'exemple, les données recueillies durant une semaine sont présentées dans la Figure 3-17.

Nous avons adopté la méthodologie suivante pour la calibration du modèle à partir des données obtenues. Tout d'abord on établit un coefficient de déperdition moyennes (CDM) qui représente les pertes moyennes de chaleur du bâtiment selon 3-29.

$$CDM = \frac{\sum \dot{Q}_{Totale(k)}}{\sum (T_{Int}(k) - T_{Ext}(k))} \quad (3-29)$$

TABLE 3-4 Caractéristiques de la maison cas d'étude à Trois-Rivières.

Description	Valeur	Unités
CARACTÉRISTIQUES DU BÂTIMENT		
Année de construction	1954	
Localisation	Trois-Rivières (Canada)	
Latitude / Longitude	46.36068 / -72.57298	
Type de fenêtres	Double vitrage - air	
Type de portes	Standard double vitrage	
Murs extérieurs	Multicouche (brique, isolant, gypse)	
Toiture	Multicouche (asphalte/bois, isolant, bois/gypse)	
Surface zone 1- Salon	14.56	m^2
Surface zone 2- Corridor	6.87	m^2
Surface zone 3- Chambre 1	8.61	m^2
Surface zone 4- Chambre 2	11.02	m^2
Surface zone 5- Chambre principale	17.64	m^2
Surface zone 6- Garde-manger	5.07	m^2
Surface zone 7- Cuisine/Salle à manger	14.97	m^2
Surface zone 8- Salle de bain	5.24	m^2
Surface totale rez-de-chaussée	84	m^2
Surface sous-sol	84	m^2
CHAUFFE-EAU ÉLECTRIQUE		
Puissance de l'élément chauffant	3	kW
Conductivité thermique	1.055×10^{-3}	kW/K
Capacité du réservoir	189.19 (50)	$L (U.S.gal)$
Capacité thermique	0.220	kWh/K
Hauteur du réservoir	1.15	m

$$\dot{Q}_{Totale}(k) = P_{Chauffage}(k) + \vartheta \cdot P_{Autres}(k) \quad (3-30)$$

On considère que la puissance du chauffage $P_{Chauffage}$ est complètement convertie en chaleur, et le facteur de correction ϑ permet de déterminer la portion de la puissance des autres charges P_{Autres} qui est convertie en chaleur et aide à chauffer le bâtiment [88]. De cette manière on tient compte des apports en chaleur des appareils qui contribuent au chauffage de manière indirecte tel que présenté par le Tableau 3-5 tel que proposé dans la méthodologie de modélisation de GridLAB-D [88]. Par exemple, une cuisinière apporte plus de chaleur à la maison qu'une laveuse ou encore qu'une sècheuse. Dans cette calibration nous négligeons l'effet des autres apports en chaleur qui n'ont pas été mesurés, p.ex. les gains par l'occupation humaine et les gains par ensoleillement.

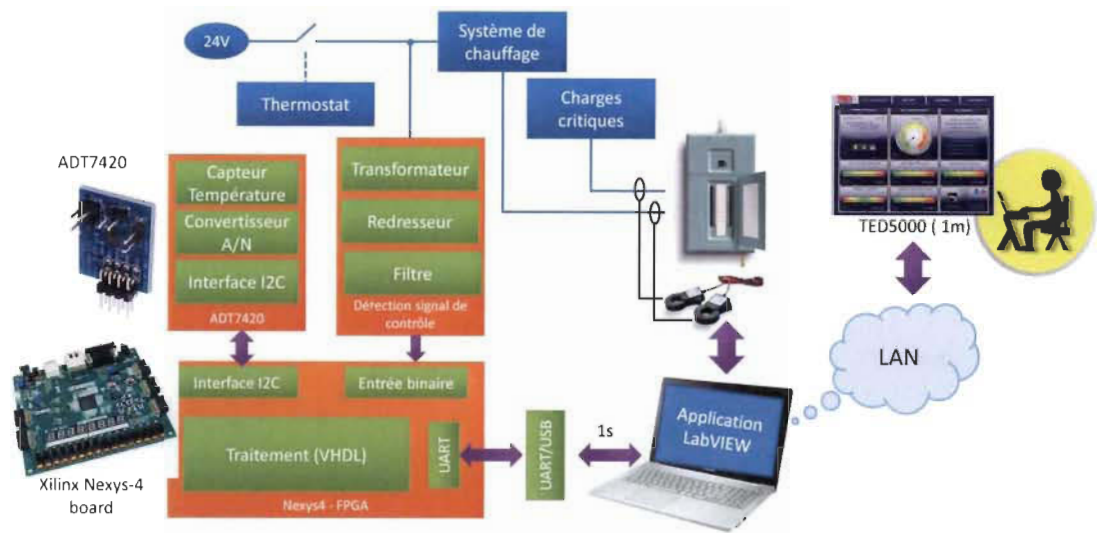


FIGURE 3-16 Système de mesure utilisé pour la collecte de données.

TABLE 3-5 Pourcentage de gains de chaleur des charges principales selon GridLAB-D [88].

Charge	Valeur	Unités
Éclairage	90	%
Laveuse	50	%
Sécheuse	11	%
Micro-ondes	25	%
Cuisinière électrique	100	%

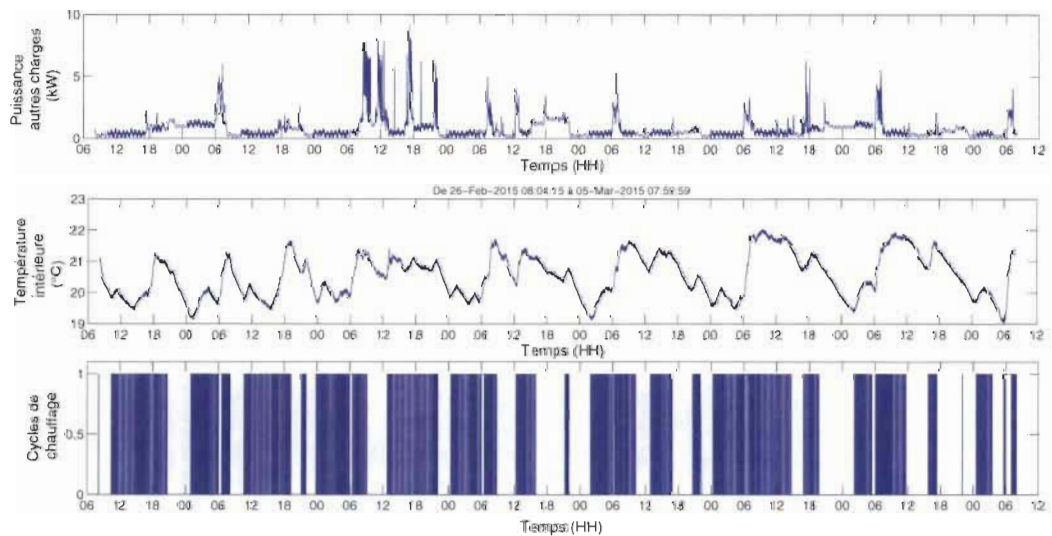


FIGURE 3-17 Mesures de la puissance des autres charges, de la température intérieure et des cycles de chauffage.

À partir du coefficient de déperditions moyennes nous procédons au calcul de la résistance thermique équivalente du bâtiment. Ensuite utilisant cette valeur et en fonction des dimensions, matériaux des murs extérieurs et de la fenestration du bâtiment nous pouvons obtenir la valeur RSI équivalente des murs de l'enveloppe du bâtiment.

Une fois la valeur RSI ajustée, nous ajustons la masse thermique interne équivalente à partir de sa valeur théorique. L'ajustement est fait de manière à minimiser l'erreur de la température interne. Les pertes thermiques moyennes du bâtiment et la masse thermique obtenues pour la maison du cas d'étude après la procédure de calibration sont 164W/K et 25kWh/K respectivement. Ce qui correspond effectivement à une maison à faible efficacité énergétique et à haute capacité thermique (maisons en brique). Les paramètres du modèle après la calibration sont indiqués dans le Tableau 3-6.

Après la calibration, nous avons procédé à l'implantation matérielle du modèle et à la mise en place d'une plateforme de validation tel que montré par la Figure 3-18. Cette plateforme comporte un FPGA de Xilinx, un ordinateur type PC avec MATLAB/Simulink/XSG, et des périphériques permettant l'interface avec d'autres composantes logicielles ou matérielles. Dans cette plateforme, les entrées du système d'émulation, stockées dans des tables de correspondance (Lookup Tables), correspondent aux mesures de tensions et de puissances, aux températures internes et externes, aux gains de chaleur dus aux appareils électroménagers, au rayonnement solaire et au soutirage de l'eau chaude.

TABLE 3-6 Caractéristiques de la maison cas d'étude à Trois-Rivières.

Description	Valeur	Unités
Niveau d'isolation des murs extérieurs	1.9855	$K \cdot m^2 / W$
Niveau d'isolation du toit	1.18525	$K \cdot m^2 / W$
Résistance thermique équivalente	0.0060989	K / W
Coefficient de déperditions moyennes	163.96	W / K
Capacité thermique	25075.79	Wh / K

Un signal RT/ST (temps réel ou temps de simulation), généré par l'entité d'horloge, pilote le modèle embarqué en FPGA des bâtiments émulsés, et permet le contrôle de l'acquisition des

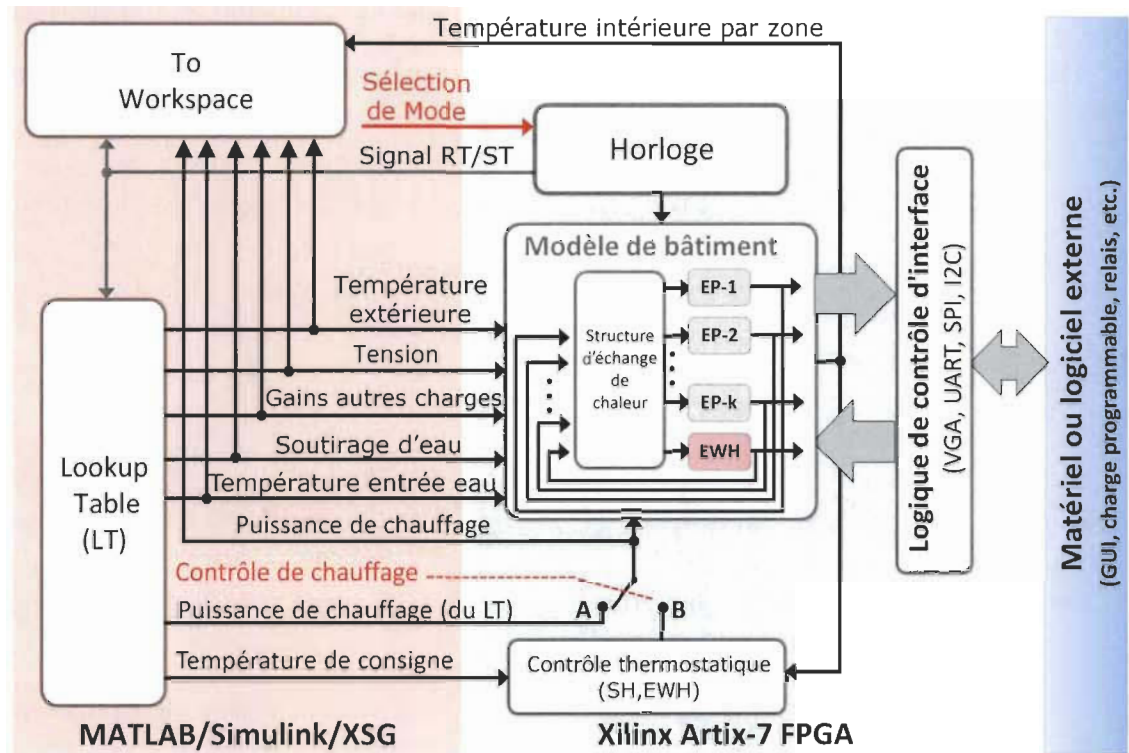


FIGURE 3-18 Diagramme simplifié de la plateforme de validation.

signaux d'entrée de Simulink (lookup table) ou directement à partir du système de mesure. Ce signal sert à synchroniser également le stockage des signaux de sortie.

Une interface logique de contrôle rend possible l'interaction de l'utilisateur avec le système d'émulation de différentes manières : 1) via une interface utilisateur graphique (GUI), développée sous MATLAB, permettant le suivi de tous ou certains signaux sélectionnés ; 2) via des signaux numériques et analogiques issus de l'émulation (p.ex. puissances, températures, états des thermostats) permettant le pilotage de matériel externe ; et/ou 3) via une interface de port série qui permet de recevoir les informations des signaux d'entrée et d'obtenir l'information des résultats de l'émulation pour des applications personnalisées.

Dans une première validation, nous avons testé le système d'émulation en lui imposant un profil de puissance de chauffage connue pour essayer de reproduire le comportement de la température moyenne à l'intérieur du bâtiment. Les données expérimentales utilisées dans cette validation correspondent à la puissance agrégée du chauffage et des autres charges, et

à la température mesurée dans la zone centrale du bâtiment (zone 2 au Tableau 3-4). Cette information a été obtenue à l'aide du montage de la Figure 3-16. Dans ce cas-ci le contrôle thermostatique dans la Figure 3-18 est inactif. Les résultats de la valeur absolue de l'erreur de température pour le cas d'étude de la maison à Trois-Rivières sont présentés par la Figure 3-19. L'erreur moyenne absolue obtenue est de 0.38°C .

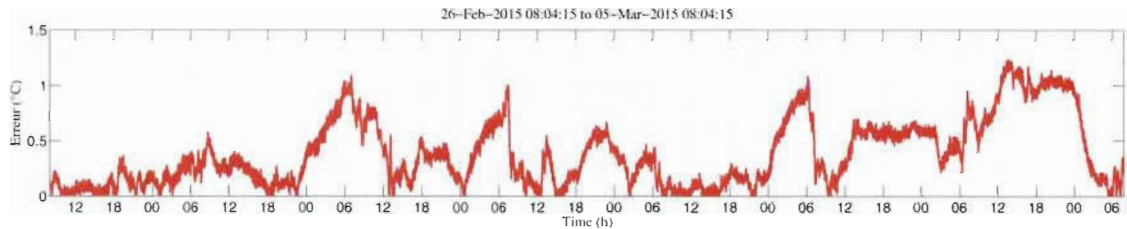


FIGURE 3-19 Erreur absolue de la température pour le cas d'étude 1 (maison à Trois-Rivières).

Dans cette partie de la validation, nous avons aussi testé pour le même bâtiment les différents types de thermostats disponibles, p.ex. électronique avec cycles de 15s et bimétablique. À titre d'exemple la Figure 3-20 présente les résultats de la température intérieure dans chaque cas comparée aux mesures et réglage obtenus expérimentalement. On observe que le modèle, avec différents types de thermostat, permet de reproduire le comportement de la température intérieure du bâtiment en suivant les variations de réglage imposées avec une erreur moyenne inférieure à 0.5°C .

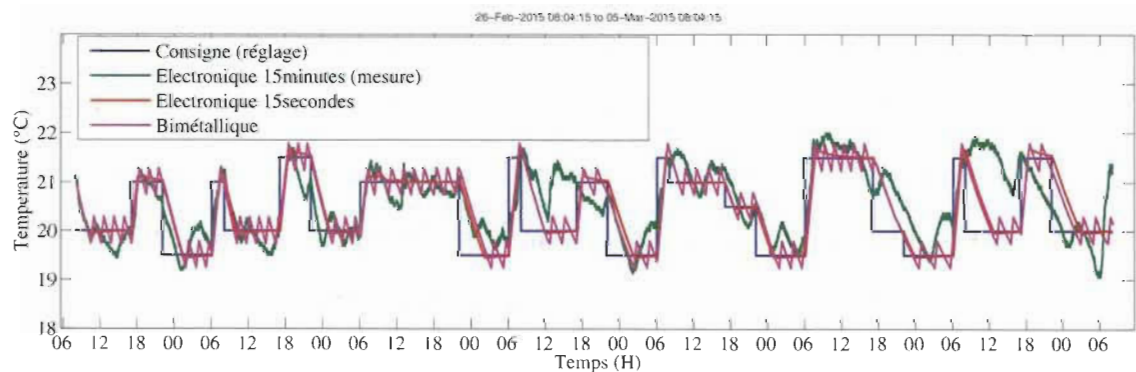


FIGURE 3-20 Contrôle de température pour différents types de thermostat pour le cas d'étude 1 (maison à Trois-Rivières). La température mesurée est celle de la zone 2 du bâtiment.

3.4.3 Cas d'étude 2 : maison dans la région de Montréal

Le système d'émulation a été validé également avec des données expérimentales de puissance de bâtiments résidentiels québécois de la région de Montréal. La même procédure de calibration a été utilisée pour ajuster la résistance thermique équivalente. Étant donné que dans ce cas-ci la température intérieure du bâtiment est inconnue, la masse thermique équivalente a été ajustée pour minimiser l'erreur de puissance, contrairement au cas d'étude 1 où c'est l'erreur de température qui était minimisée.

Dans cette validation, le système d'émulation est donc utilisé pour reproduire la puissance de chauffage à partir d'un réglage de température intérieure fixe de 21°C, qui est typiquement utilisé et reconnu comme température moyenne de confort en période hivernale. Tel que dans le cas précédent, étant donné que seulement la valeur agrégée de puissance de chauffage est disponible, la validation est faite de manière à contrôler la température moyenne du bâtiment. Les résultats obtenus de la puissance totale sont présentés dans la Figure 3-21.

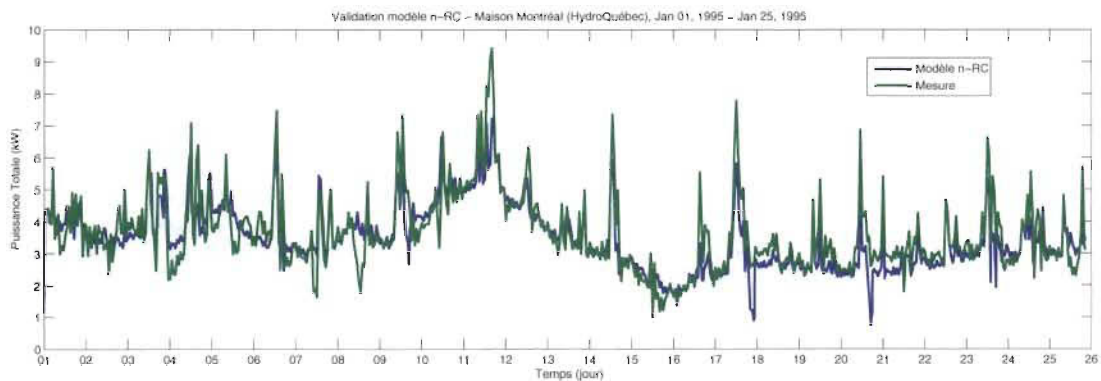


FIGURE 3-21 Résultats expérimentaux de validation avec données pour une maison à Montréal (erreur moyenne 0.423kW)

3.4.4 Interface du système d'émulation avec matériel externe

Une caractéristique importante du système d'émulation développé est la possibilité d'interfacer le modèle avec d'autres dispositifs externes (p.ex. charges, sources, dispositifs de communication et contrôle). Cette caractéristique devient un atout dans l'évaluation des stratégies de gestion de l'énergie et du confort dans un bâtiment.

Tel qu'indiqué dans le diagramme de la Figure 3-18, la plateforme d'émulation proposée accepte l'interface avec différentes composantes externes de type logiciel ou matériel. Afin de démontrer cette fonctionnalité et tel qu'illustré dans la Figure 3-22, un dispositif DAC à 8 bits et 4 canaux avec un périphérique SPI (AD7303) a été utilisé comme interface électronique. Celui-ci permet d'envoyer à un oscilloscope numérique les signaux de réglage et mesures de la température intérieure, de la température extérieure et de la puissance totale utilisée par le bâtiment.

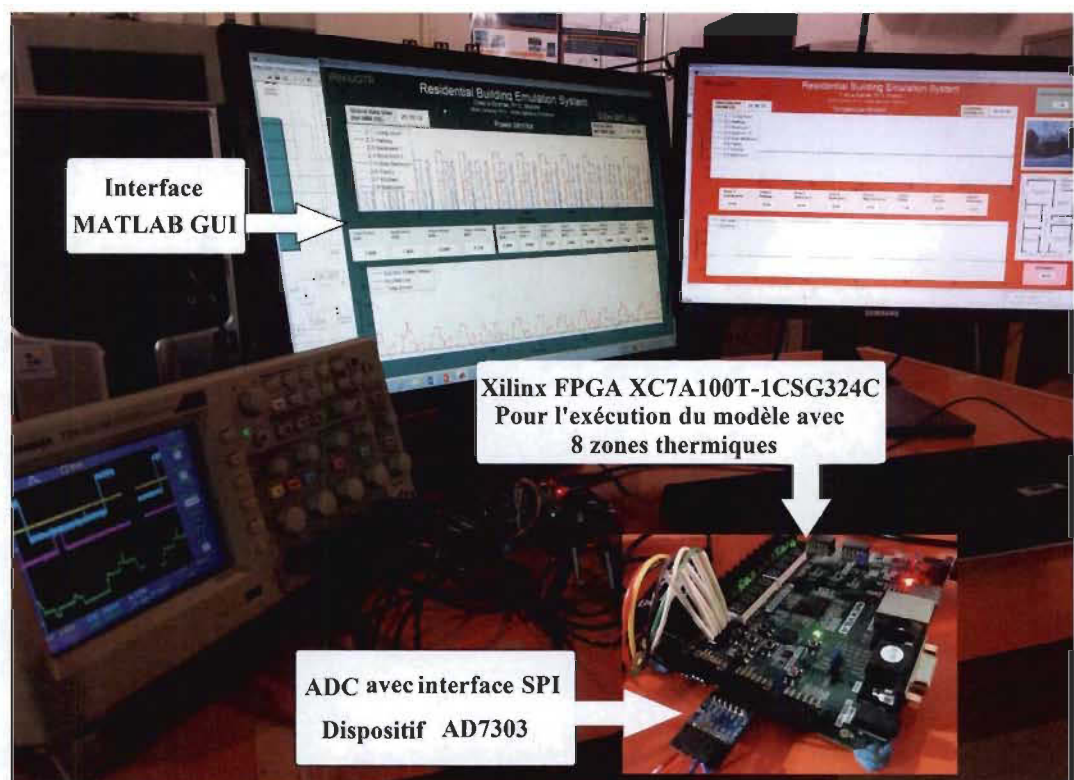


FIGURE 3-22 Vue réelle de l'installation expérimentale avec zoom des SPI-DACs et de la carte de développement Xilinx FPGA pour la validation

Les résultats tracés dans la Fig. 3-23 correspondent aux données reçues par l'interface graphique de MATLAB, et les signaux analogiques affichés à l'aide de l'oscilloscope numérique. Il est à remarquer que dans ce test, la température de réglage est programmée avec un recul de 2 °C appliqué pendant la nuit et les heures de bureau. Ce recul est couramment utilisé lorsque des thermostats électroniques programmables sont utilisés. Dans ce test, le système d'émulation fonctionne en mode accéléré avec une période d'échantillonnage $T_{CLK} = 10\mu s$ et $T_S = 0.1ms$.

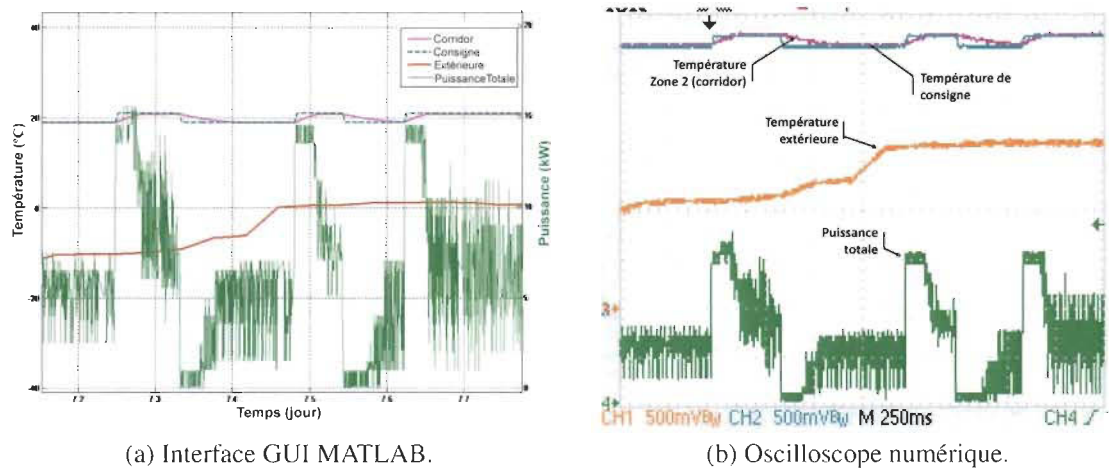
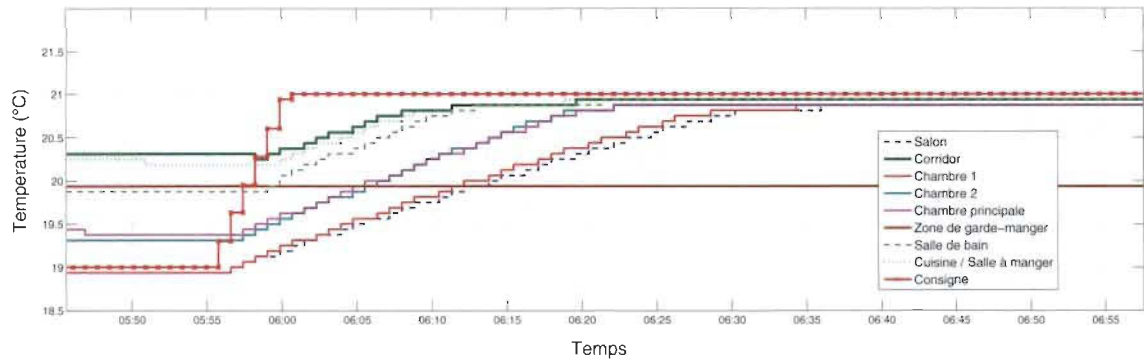


FIGURE 3-23 Résultats interface avec matériel externe.

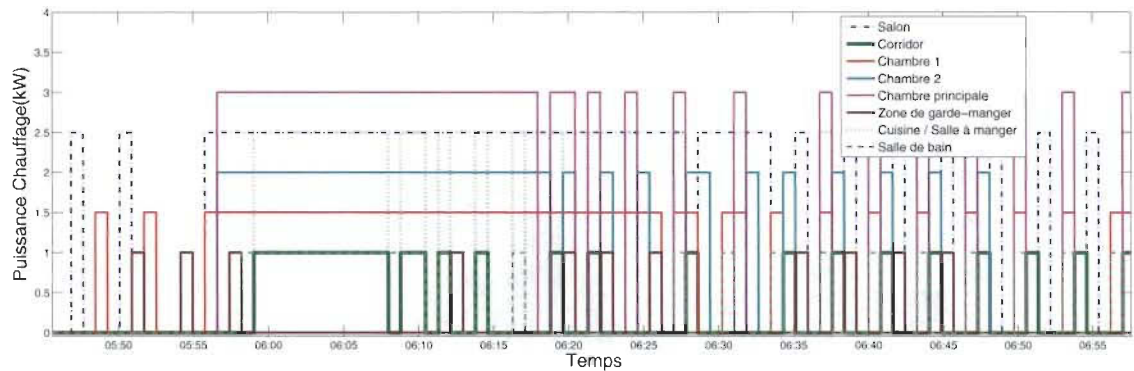
La Figure 3-24 présente un exemple des signaux individuels des températures intérieures et des puissances par zone thermique (pièce) pour le cas d'étude de la maison à Trois-Rivières.

3.4.5 Émulation en temps réel avec matériel dans la boucle

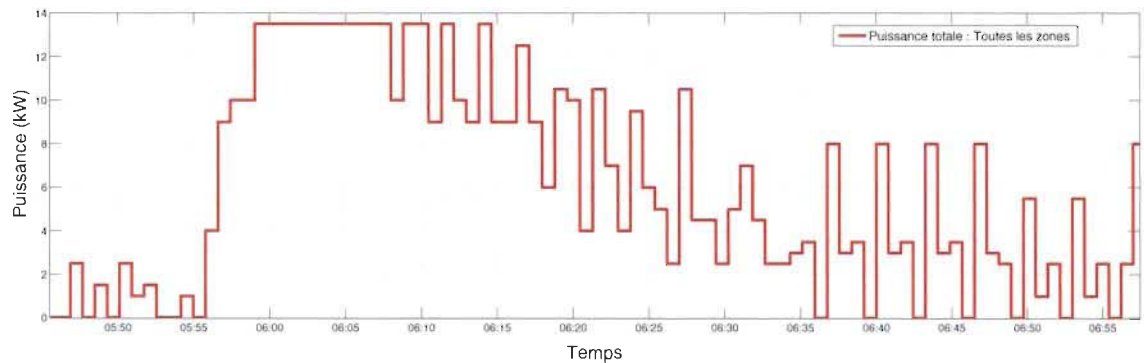
Afin de montrer le plein potentiel du système d'émulation proposé, nous avons mis en place une plateforme de validation permettant l'interaction du modèle avec d'autres systèmes. Plus spécifiquement, le système d'émulation échange de l'information avec un système de mesurage intelligent et contrôle une charge programmable.



(a) Température intérieure.



(b) Commutation puissance de chauffage.



(c) Puissance total du chauffage.

FIGURE 3-24 Résultats de la sortie du système d'émulation pour le cas d'étude avec 8 zones thermiques.

Nous profitons du parallélisme de la technologie VLSI pour implanter dans un seul FPGA les processeurs du système d'émulation et du système de mesurage intelligent. Dans cette configuration, illustrée dans la Figure 3-25, le FPGA Artix-7 de Xilinx a été configuré de manière à faciliter l'échange d'information entre les deux noyaux de calcul. Le premier noyau, désigné

"MPA core" (MPA pour *Measurement and Power Analysis* core), agit comme processeur principal pour le mesurage des grandeurs électriques (tension et courant) et des températures dans le bâtiment, l'estimation de la fréquence, et le calcul de la puissance active et réactive. Il gère également une machine à états finis (FSM pour *Finite-State Machine*) pour le transfert de l'information de mesurage vers une "Application de Mesurage" externe. Le deuxième noyau est celui du système d'émulation de bâtiment (BE pour *Building Emulation* core), ce noyau permet aussi l'échange d'information avec une "Application Émulateur" externe, le pilotage d'une charge électronique programmable, et le contrôle d'un (ou plusieurs) interrupteur(s) statique(s) (Static Switch). L'échange de l'information entre le système d'émulation et le système de mesurage se fait en temps réel via un bus interne configurable (p.ex. la tension du réseau, la température extérieure).

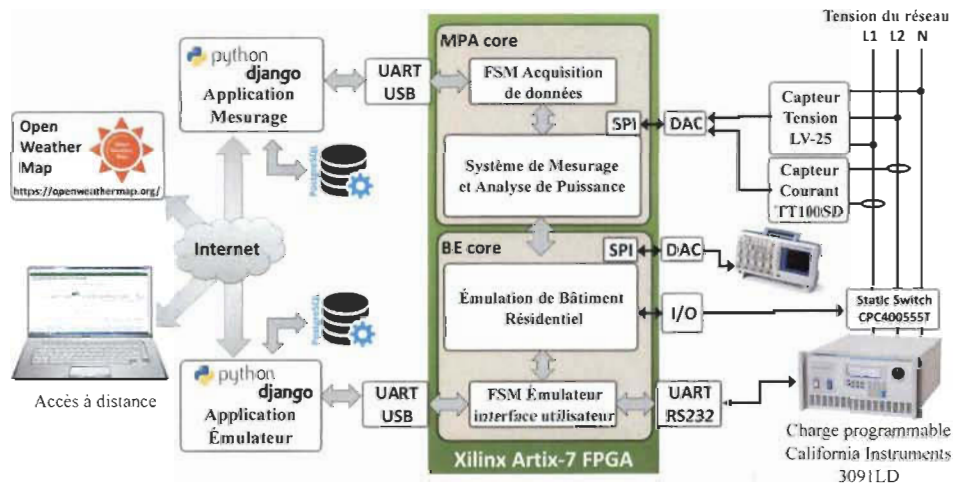


FIGURE 3-25 Plateforme de validation avec matériel dans la boucle.

Les applications (mesurage et émulateur) ont été implantées sous Python et permettent l'enregistrement de données dans des bases de données PostgreSQL et peuvent être accédées à distance. Il faut souligner que l'application externe de l'émulateur permet d'obtenir l'information de la température extérieure à partir du site web "Open Weather Map", cette information est transférée au modèle du bâtiment à travers la machine à états finis "FSM Émulateur". À titre d'exemple, la Figure 3-26 montre les résultats de l'émulation d'une plinthe électrique de

1kW de puissance nominale. La Figure 3-27 montre les courbes de température, puissance et tension résultant de l'émulation en temps réel avec matériel dans la boucle.

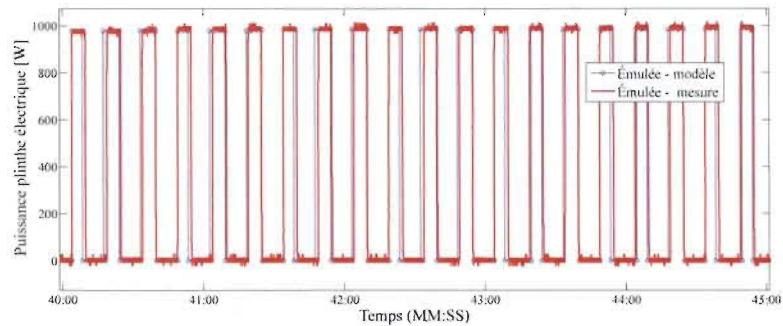
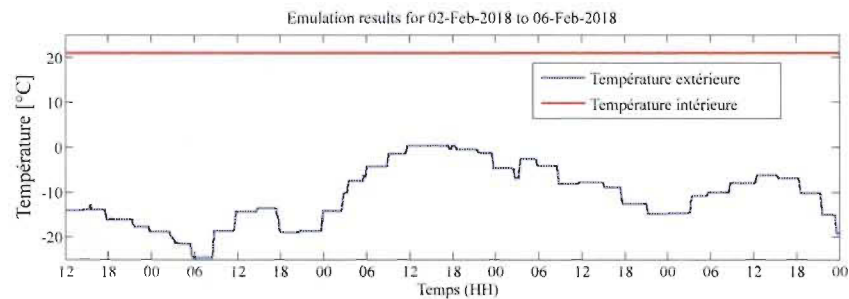
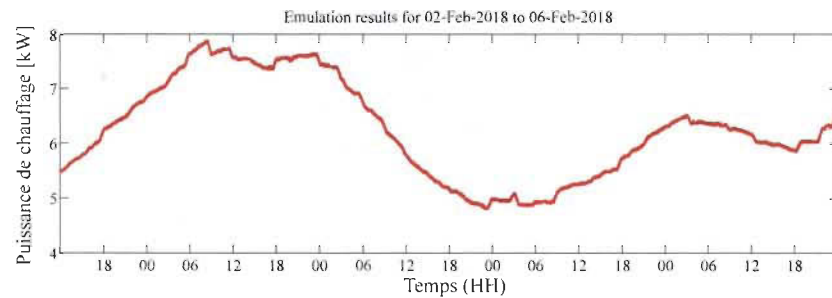


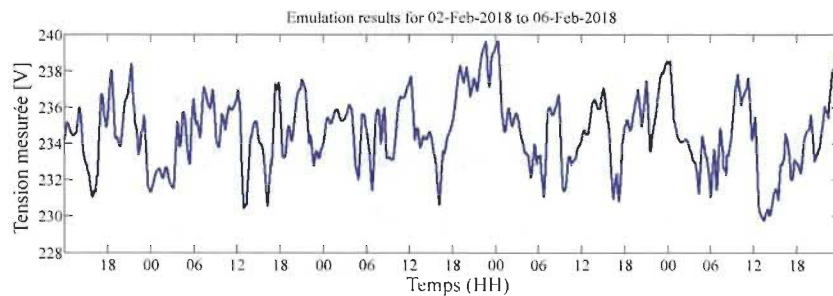
FIGURE 3-26 Résultats de l'émulation de la puissance d'une plinthe électrique.



(a) Température intérieure et extérieure.



(b) Puissance totale du chauffage.



(c) Tension mesurée.

FIGURE 3-27 Résultats système d'émulation en temps réel avec matériel dans la boucle.

3.5 Analyse des performances obtenues

La performance du système d'émulation a été comparée à celle de l'outil spécialisé de simulation TRNSYS. L'objectif de cette comparaison portait essentiellement sur le temps d'exécution d'un modèle similaire à celui du cas d'étude 1. Pour ce faire, seulement l'enveloppe du bâtiment a été définie et simulée avec l'outil TRNSYS et avec le système proposé considérant différentes durées de simulation de 1 à 45 jours. Dans les deux cas avec une période d'échantillonnage du modèle de $T_S = 1s$. Les résultats sont montrés dans la Figure 3-28. Comme résultat de cette évaluation, on a constaté que le système proposé dans cette thèse répond autour de 80 fois plus rapidement que l'outil commercial.

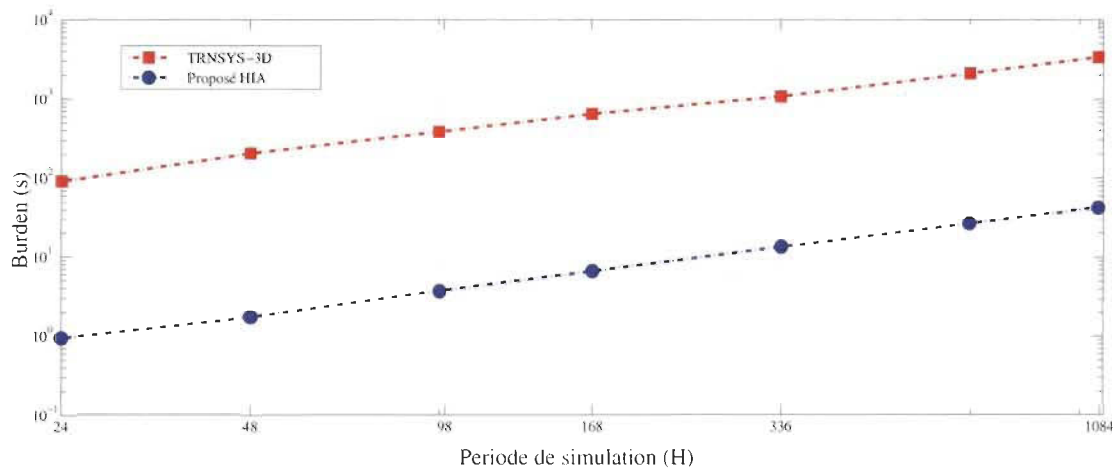


FIGURE 3-28 Résultats de comparaison avec TRNSYS.

En plus de l'amélioration de la vitesse de calcul, le système proposé évite les inconvénients des méthodes de solution basées sur le calcul de coefficients des équations de transfert de chaleur par conduction (CTF pour *Conduction Transfer Function coefficients*) [87]. Ces méthodes ont comme désavantage que les coefficients sont calculés pour une base de temps définie en fonction des couches dominantes dans les murs à plusieurs couches. Cette base de temps est souvent supérieure à 15 minutes pour des murs typiquement utilisés en climat nordique. Si la période d'échantillonnage souhaitée pour la simulation est inférieure à la base de temps,

il apparaît un effet d'escalier qui devient plus prononcé à mesure que la différence entre la période d'échantillonnage et la base de temps augmente.

Les résultats de validation, avec des données expérimentales, ont démontré que le système d'émulation proposé reproduit la dynamique du bâtiment résidentiel dans différents contextes. Plus spécifiquement, le système peut être employé pour valider la performance de contrôleurs ou simplement pour valider la performance énergétique des bâtiments. Les résultats obtenus montrent des erreurs moyennes de $0.423kW$ et de $0.38^{\circ}C$ respectivement pour la puissance et les températures instantanées. L'erreur de puissance est d'environ 4.4% par rapport à la valeur crête et de 10.5% par rapport à la valeur moyenne. Ce qui est amplement acceptable étant donné que la puissance moyenne en heures de pointe d'une résidence sur une base horaire se situe entre $6kW$ et $10kW$; il faut souligner que la puissance instantanée peut dépasser les $20kW$.

Les caractéristiques suivantes du système d'émulation de bâtiment proposé dans cette thèse font de lui un outil idéal pour les applications de gestion de la demande résidentielle :

- (i) le système permet l'émulation de plusieurs zones thermiques et murs à plusieurs couches, ce qui est souhaitable pour l'analyse de la dynamique de bâtiments avec chauffage décentralisé par plinthes électriques ;
- (ii) toutes les variables du système sont mises à jour de façon dynamique à chaque pas d'échantillonnage ;
- (iii) les valeurs instantanées et moyennes des signaux (puissance, énergie, température) sont disponibles à des taux d'échantillonnage configurables permettant l'analyse des signaux en régime transitoire et permanent ;
- (iv) l'évaluation du contrôle et des stratégies de gestion est possible sous différentes manières et modes d'exécution, p.ex. en simulation accélérée ou en émulation en temps réel ;

- (v) l'exécution itérative du modèle de bâtiment rend possible son utilisation pour la mise en œuvre de méthodes d'optimisation dans un délai raisonnable permettant l'implantation des stratégies de gestion optimale en temps réel ;
- (vi) le système peut interagir avec des dispositifs externes, p.ex. capteurs et actionneurs, thermostats, relais, charges électriques et dispositifs de communication de différentes technologies.

3.6 Conclusion de chapitre

L'objectif de proposer un système qui permettrait d'émuler en temps réel le comportement d'un bâtiment résidentiel québécois avec ses caractéristiques et particularités a été atteint à travers la proposition présentée dans ce chapitre. Spécifiquement, nous avons proposé une architecture d'implantation matérielle permettant une description multi-zones et multi-couches, qui reproduit fidèlement la dynamique thermique et électrique du bâtiment et qui peut être utilisée pour l'émulation en temps réel.

L'architecture d'implantation matérielle proposée offre l'avantage d'une solution rapide du modèle en l'espace de quelques microsecondes, ce qui permet son utilisation pour la simulation accélérée, pour l'émulation en temps réel et pour l'implantation de contrôleurs prédictifs basés sur un modèle sans contraintes par rapport à la vitesse de calcul.

Le système d'émulation proposé présente de nombreuses applications potentielles dont : l'exécution de stratégies de gestion en ligne pour l'optimisation de l'énergie et du confort par zones thermiques, l'intégration facile de matériel externe permettant l'évaluation en temps réel des contrôleurs avec "matériel dans la boucle" (Hardware in the loop), et l'émulation (ou simulation accélérée) d'un parc virtuel de bâtiments (p.ex un quartier ou une ville). Cette dernière caractéristique rend possible son utilisation dans le contexte de la gestion de l'énergie résidentielle ainsi que de la demande locale sans le coût d'un bâtiment réel.

La performance de l'architecture d'implantation matérielle et du système d'émulation, a été validée avec succès utilisant de mesures réelles et, celle-ci a été évaluée sous différents scénarios de bâtiments résidentiels occupés. Les résultats expérimentaux confirment également le potentiel de la proposition pour la simulation accélérée et pour l'émulation en temps réel. Les résultats obtenus ont confirmé que le système proposé offre une bonne précision et robustesse. Plus spécifiquement, l'erreur de la puissance instantanée par rapport à sa valeur moyenne est inférieure à 11% dans les cas évalués.

Le système proposé peut être facilement adapté à d'autres types de bâtiment avec plus ou moins de complexité en utilisant des cartes de développement avec FPGA ou des plateformes commerciales d'émulation en temps réel.

Chapitre 4 - Proposition d'une méthode pour l'estimation des périodes de pointe

Comme mentionné dans le premier chapitre de cette thèse, contrairement aux autres provinces du Canada et à la plupart de pays, le Québec a un fournisseur principal d'électricité et les tarifs d'électricité ne sont pas, dans la plupart du territoire, modulés en fonction du temps de consommation ni en fonction des coûts réels d'approvisionnement. Ces caractéristiques particulières signifient que la mise en place de méthodes d'incitation à la gestion de la demande résidentielle au Québec est plus difficile et moins intéressante pour les consommateurs en raison de l'absence d'un signal modulant et d'incitatifs financiers. En conséquence, la participation des clients devient facultative et nécessite un changement de paradigme dans la façon dont ils consomment l'électricité.

En effet, les fournisseurs de services publics qui ont modulé les tarifs, en fonction de l'heure de la journée, et ajusté en fonction de la demande globale, utilisent des informations tarifaires pour inciter les clients à ajuster volontairement leur consommation. Ce scénario permet évidemment une participation plus aisée du client dans sa gestion de l'énergie. Cependant, le succès dépend du niveau d'automatisation des décisions chez le client via un système de gestion. Il faut souligner également que la consommation d'un secteur spécifique du réseau ne suit pas nécessairement la tendance globale vue par l'opérateur. Il peut donc y avoir des problèmes locaux de pointe sur le réseau de distribution alors que l'ensemble du réseau de distribution et de transport n'en ont pas. Le signal de contrôle doit être en mesure de prendre ce fait en considération.

Nous présentons dans ce chapitre la proposition d'une nouvelle méthode pour l'estimation de l'état du réseau afin de déterminer les périodes de pointe de consommation d'un secteur. Cette estimation est faite à partir de la mesure locale de la tension au niveau du panneau électrique résidentiel. La méthode proposée dans cette thèse introduit un changement important dans la notion traditionnelle de la gestion de la demande locale (HEMS ou DSM) en ce qui concerne le besoin d'un signal modulant provenant du distributeur.

La première section de ce chapitre est dédiée à l'analyse des effets de la charge sur la tension fournie aux clients et mesurée au panneau électrique. Ensuite nous présenterons les détails de la proposition pour obtenir en temps réel l'information sur les périodes de pointe vues par le distributeur, ainsi que les résultats de validation.

4.1 Effet de la charge agrégée sur les caractéristiques de la tension d'alimentation

La demande de puissance vue par les fournisseurs d'électricité est en constante évolution et dépend principalement des éléments suivants : chaque période de l'année (saisons), les conditions météorologiques et les comportements particuliers des utilisateurs selon le jour de la semaine et le moment (heure) de la journée. Ces variations dans les besoins d'énergie et la demande de puissance sont étroitement liées à la tension de service. Notons que les changements dans la demande sont vus par la source de tension centralisée (centrale électrique ou poste de distribution) comme des changements d'impédance du système ce qui engendre des pertes et des niveaux de tension variables au panneau électrique de chaque client. On distingue notamment un effet sur l'amplitude et un autre effet sur la fréquence de la tension fournie.

4.1.1 Effet de la charge sur l'amplitude de la tension

Les normes et les pratiques recommandées exigent que les services publics d'électricité garantissent un niveau de tension en dedans de certaines limites pour chaque client indépendamment

de la charge vue par le réseau [123, 124]. Normalement, une variation maximale de $\pm 10\%$ de la valeur nominale de la tension est permise. Cependant, chaque fournisseur fixe ses propres limites de variation selon la qualité de la tension offerte aux clients [125]. Afin de maintenir ces caractéristiques de tension, le fournisseur d'électricité utilise des moyens de compensation qui permettent de réguler le niveau toujours près de la valeur nominale.

Dans un schéma de base de régulation de tension, le distributeur fixe les limites supérieures et inférieures de la tension. Lorsqu'une diminution très importante de la charge survient, la tension augmente et dépasse la limite supérieure. Le moyen de compensation réagit de manière à ramener la tension au point central de la bande définie par les limites inférieure et supérieure. Dans le cas contraire, on peut identifier une forte demande lorsqu'une diminution importante de la tension est observée. Si le niveau de la tension descend en dessous de la limite inférieure, le moyen de compensation réagit afin de ramener la tension vers le point central pour maintenir toujours la tension contrôlée à l'intérieur des valeurs permises [126–131].

4.1.2 *Effet de la charge sur la fréquence*

La fréquence nominale de la tension de service est fixée à 60Hz en Amérique ou à 50Hz en Europe et la plupart des pays asiatiques (Figure 4-1). De même que le niveau de tension, la fréquence mesurée est parfois éloignée de sa valeur nominale à cause du déséquilibre entre la charge et la puissance des centrales électriques. Ceci est expliqué par le ralentissement ou l'accélération des générateurs face à des variations rapides de la charge, plus spécifiquement, le générateur a tendance à ralentir ou à diminuer sa fréquence face à une augmentation soudaine de la charge et vice-versa à s'accélérer ou à augmenter sa fréquence face à une diminution.

L'estimation de la fréquence ou sa mesure peut donc donner une indication de la consommation vue par le générateur. Plus précisément, si un schéma de contrôle de dérive de la fréquence versus la puissance demandée (*f/P Droop control*) est utilisé par le distributeur, la mesure

de la fréquence donne en tout moment l'indication du niveau de charge du réseau. Si aucun schéma de dérive de fréquence n'est implémenté, la mesure de fréquence peut être utilisée pour la détection des évènements de changements brusques dans la demande vue par le générateur.

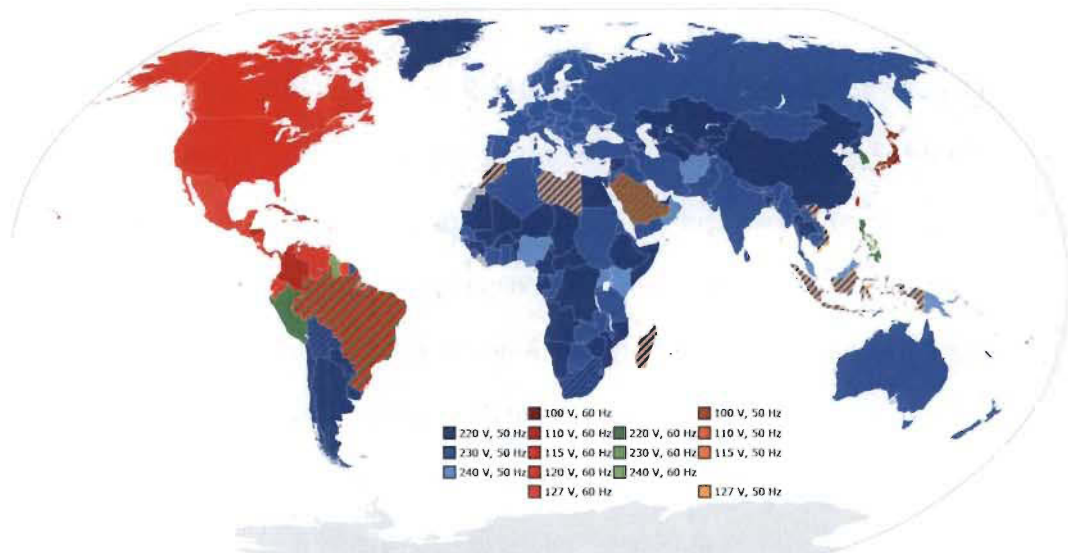


FIGURE 4-1 Niveau et fréquence de la tension de service dans le monde. (Source : https://commons.wikimedia.org/wiki/File:World_Map_of_Mains_Voltages_and_Frequencies,_Detailed.svg, par Somnus De)

L'utilisation de la fréquence pour déterminer le niveau de charge ou le stress du réseau demande un système de mesurage assez précis et capable de détecter fidèlement les variations et déviations de la fréquence par rapport à sa valeur nominale. L'introduction des contrôleurs basés sur l'analyse de la fréquence est souvent limitée par quatre enjeux importants : 1) les bandes de variations permises de fréquence sont très étroites ce qui impose une détection très fine, 2) les systèmes et méthodes de synchronisation requises lorsque plusieurs générateurs alimentent le réseau, 3) les effets des variations de la fréquence sur le fonctionnement des machines ou équipements industriels et 4) le risque de compromettre à la stabilité du réseau.

4.1.3 Moyens de régulation de la tension

Les variations dans le niveau de la tension du réseau sont principalement associées aux phénomènes suivants :

- ◇ l'effet des pertes dans la ligne suite à des variations de la puissance consommée par la charge agrégée ;
- ◇ l'effet des moyens de compensation en vue de maintenir la tension près des valeurs nominales d'opération.

Ces deux phénomènes ont des caractéristiques temporelles différentes, plus spécifiquement, l'effet des moyens de compensation correspond à un événement rapide et d'une amplitude plus importante par rapport à l'effet des pertes liées à des variations de la charge.

Les moyens de compensation de tension typiquement utilisés dans les réseaux électriques sont :

- ◇ les compensateurs de type réactif, dont les condensateurs en série ou en parallèle (SCs pour *switched capacitors*) et les compensateurs inductifs (*shunt reactors*);
- ◇ les changeurs de prise en charge des transformateurs (LTC pour *on Load Tap Changer*).

Les LTC, tel qu'illustré dans la Figure 4-2, sont utilisés au niveau du réseau de distribution pour régler le niveau de la tension de sortie du transformateur en charge et sans interruption. Ils sont également connus sous les acronymes OLTC (pour *On- Load Tap Changer*) ou encore ULTC (pour *Under-Load Tap Changer*). Les transformateurs équipés avec LTC peuvent avoir normalement jusqu'à 33 prises pour permettre une régulation de tension de jusqu'à 20% de la valeur centrale. Selon la complexité du réseau plusieurs transformateurs avec LTC peuvent être mis en cascade pour permettre une régulation plus large.

Le réglage des LTC est fait par l'opérateur du réseau de distribution de manière à limiter en tout temps la déviation de la tension par rapport à la valeur centrale tel qu'illustré dans la Figure 4-3.

Tel qu'observé dans la Figure 4-3, si la demande de puissance augmente et la tension descend en dessous de la limite prédéfinie pendant une période de temps prédéfini (ΔT), le rapport de transformation du transformateur est augmenté de manière à faire augmenter la tension et la ramener près de sa valeur centrale. Lors d'une diminution de la puissance demandée par la charge et une augmentation du niveau de la tension au-delà de la limite supérieure, le rapport de transformation est réduit également pour réduire le niveau et le ramener près de sa valeur centrale.

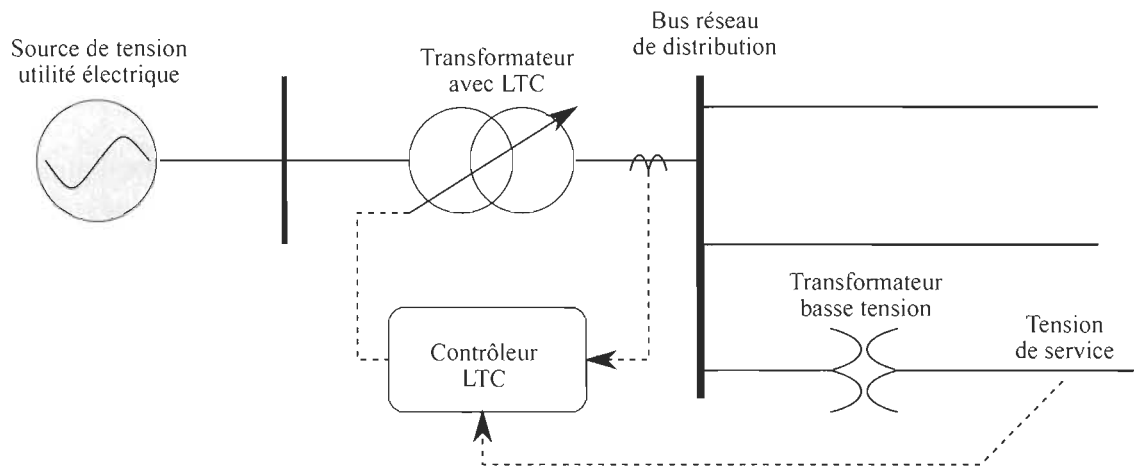


FIGURE 4-2 Changeur de prises en charge du transformateur (LTC pour *Load Tap Changer*) dans un réseau de distribution.

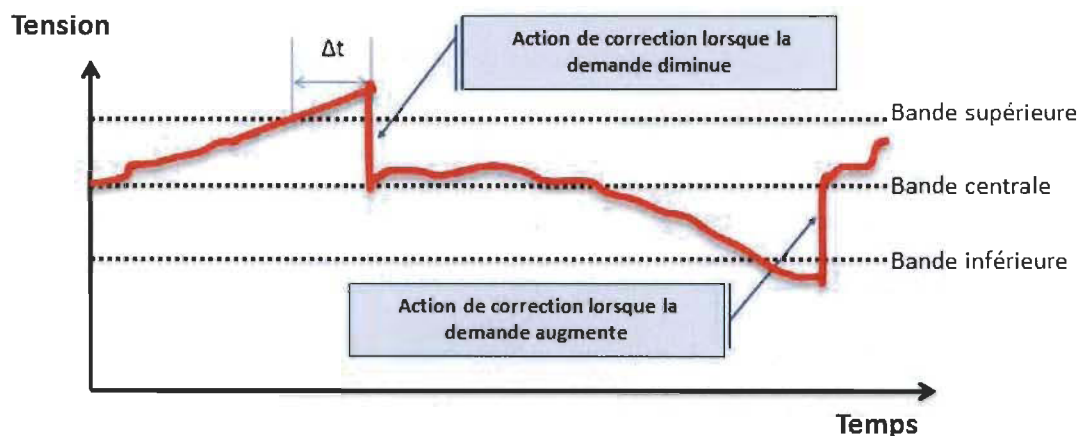


FIGURE 4-3 Exemple de correction de la tension par le changeur de prises en charge du transformateur (LTC pour *Load Tap Changer*).

4.1.4 Caractéristiques de la tension d'alimentation au Québec

Selon les caractéristiques de tension définies par Hydro-Québec [125], la valeur efficace de la tension fournie se situe dans les plages recommandées par la norme CSA CAN3-C235-834. Plus spécifiquement, pour la tension monophasée nominale 120/240V, cette valeur peut varier entre 106/212V et 127/254V.

La Figure 4-4 montre les résultats de la mesure de tension durant neuf (9) jours en période hivernale à trois endroits différents dans la région de Trois-Rivières. Ces mesures ont été réalisées au panneau électrique dans une résidence uni-familiale, dans un bloc d'appartements, et à l'Université du Québec à Trois-Rivières tel qu'illustré par la Figure 4-5. Il est possible de constater selon ces résultats, que les variations de la tension d'alimentation restent, pour les trois cas, dans les limites établies par les conditions normales d'opération. On observe également des différences quant au niveau de la valeur efficace mesurée, qui est plus élevé pour le bloc d'appartements que pour les deux autres points de mesure. Ces écarts entre les mesures peuvent être expliqués par l'emplacement et les distances entre chaque point de mesure par rapport au poste de distribution. En effet le bloc d'appartements se trouve à moins d'un kilomètre de distance en ligne droite du poste de distribution tandis que la résidence uni-familiale se trouve à environ 2.2km et l'Université à environ 2.5km. Ni les distances réelles du câblage entre chaque point de mesure et le poste de distribution, ni les détails du réseau de distribution ne sont connus.

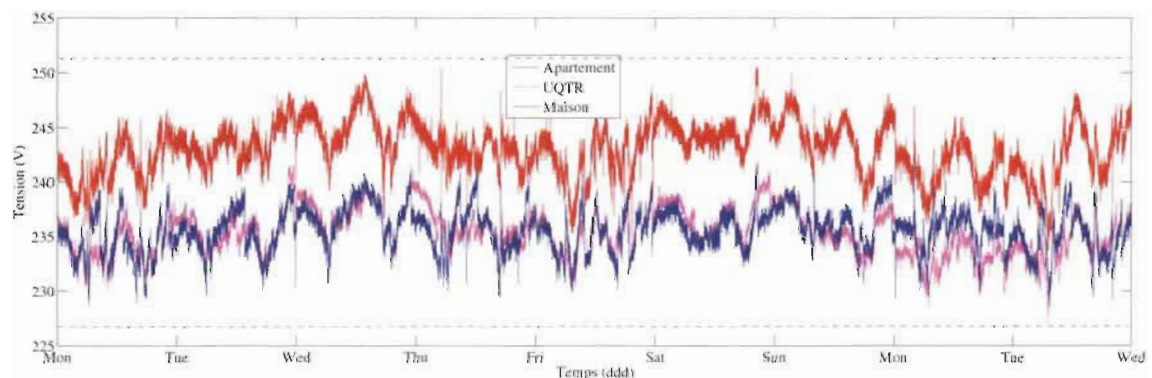


FIGURE 4-4 Tension mesurée à trois (3) endroits différents dans la région de Trois-Rivières.

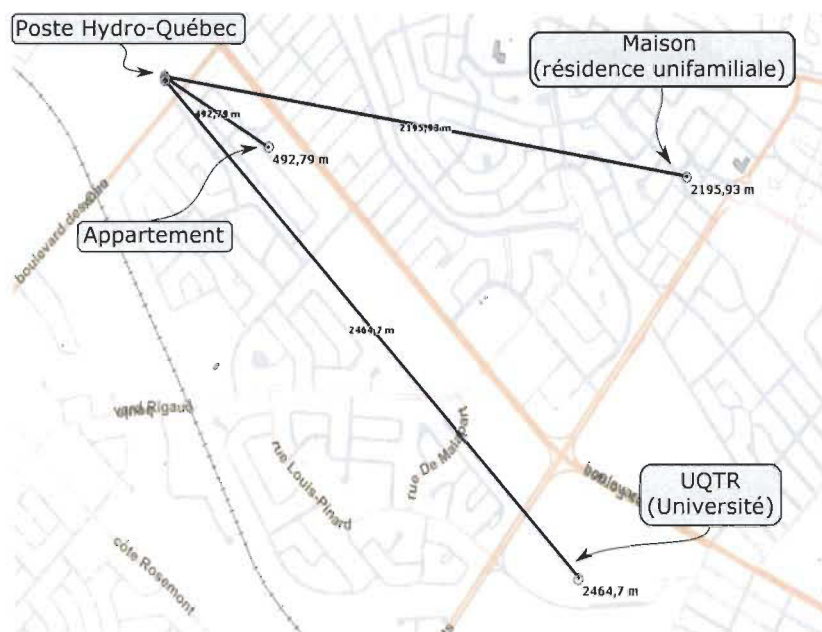


FIGURE 4-5 Points de mesure région de Trois-Rivières.

Les mesures présentées dans la Figure 4-4 ont été obtenues à l'aide du système de mesure décrit dans l'Annexe A-4. La Figure 4-6 montre la mesure de tension et sa valeur moyenne pour la période d'observation comprise entre décembre 2015 et octobre 2016. Ces mesures à long terme correspondent à la résidence uni-familiale à Trois-Rivières (cas d'étude No. 1). Il est facile de remarquer dans cette figure que la densité des variations est plus élevée durant la période froide et moins importante en période estivale. On remarque également que la valeur moyenne de la tension est inférieure dans les périodes de grand froid, particulièrement dans les mois de janvier et février.

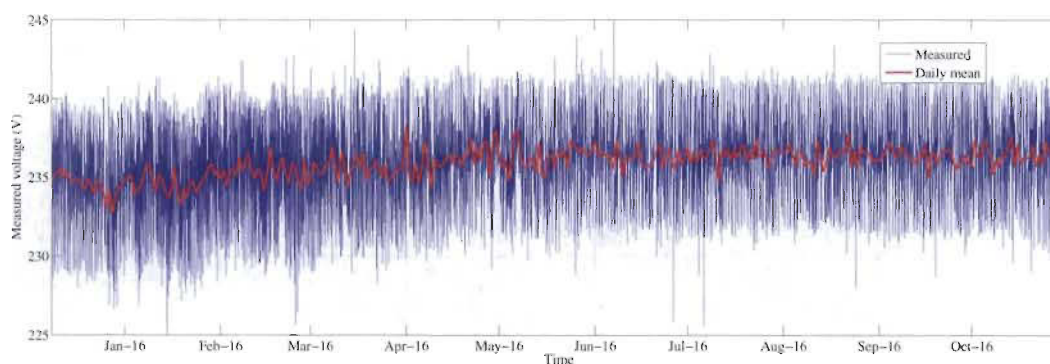


FIGURE 4-6 Tension mesurée entre décembre 2015 et octobre 2016 et valeur moyenne

La Figure 4-7 présente les variations de la tension mesurée autour du 18 février 2016 dans la maison cas d'étude à Trois-Rivières. Deux évènements de correction par les changeurs de prise en charge sont détaillés dans cette figure, le premier vers 23H la nuit du 17 février, et le deuxième vers 17H du 18 février. Le premier évènement correspond à une diminution soudaine de la tension par l'action de compensation suite à une augmentation de la tension dépassant la valeur nominale de tension ($> 240V$). Le deuxième, contrairement au premier, correspond à une augmentation soudaine de la tension par l'action de compensation suite à une diminution de la tension au-dessous de la valeur nominale de tension ($< 230V$). Notons qu'environ une dizaine d'évènements transitoires d'amplitude supérieure à 2V sont observés durant cette journée hivernale.

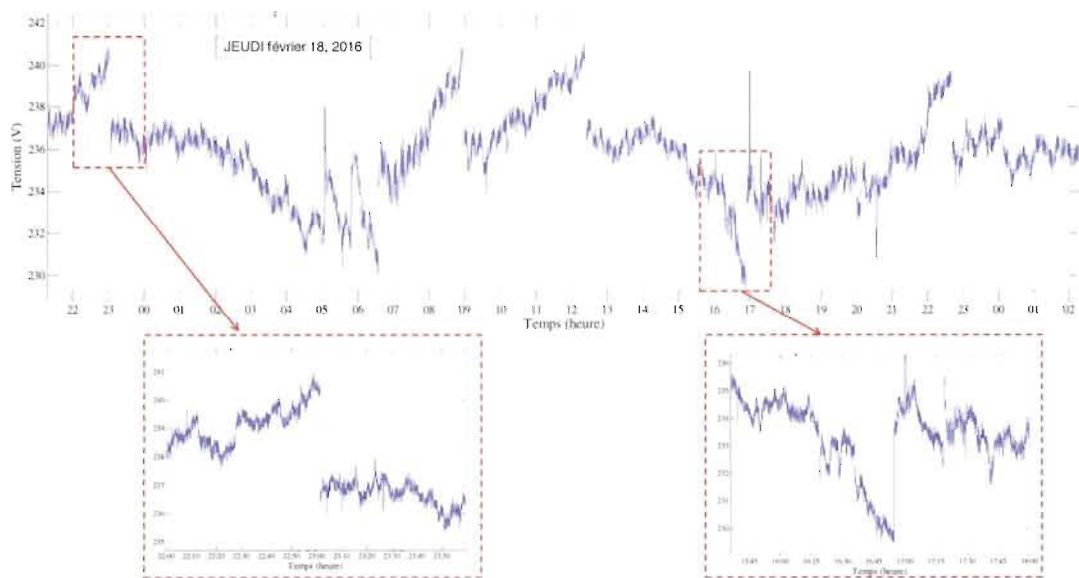


FIGURE 4-7 Exemple de l'action de correction des changeurs de prises en charge de transformateur sur la tension mesurée. Agrandissement à gauche pour un évènement de diminution de la tension et à droite pour une augmentation de la tension.

Ces résultats préliminaires nous encouragent à proposer une méthode permettant d'obtenir en ligne et de manière automatisée l'information de la pointe de consommation à partir de l'analyse de tension.

4.2 Méthode proposée pour l'estimation de la charge agrégée

Une nouvelle approche est proposée dans cette thèse pour estimer en temps réel les périodes de pointe vues par le réseau. Cette estimation est faite à partir de l'analyse de la tension mesurée au niveau du panneau électrique du bâtiment résidentiel.

L'information relative aux périodes de pointe est obtenue localement et peut être utilisée par le système résidentiel de gestion pour moduler la consommation de la résidence de manière automatisée. L'approche proposée permet la mise en place des stratégies de gestion, incluant des fonctions DSM (p.ex. réduction de la pointe et remplissage de creux), à très faible coût pour le fournisseur et pour les utilisateurs finaux. La méthode proposée élimine des barrières importantes qui limitent le déploiement des stratégies de gestion de la demande, notamment le besoin d'un système de communication et les craintes ou inquiétudes des clients par rapport à la sécurité et atteintes à la vie privée pouvant être associées (par le public) aux systèmes de contrôle à distance.

4.2.1 Hypothèses et considérations de la proposition

Les considérations et faits suivants ont servi de base à la proposition de la méthode :

- (i) Les normes sur la qualité de l'onde pour les systèmes de puissance exigent que l'opérateur du réseau électrique fournisse aux clients une tension sinusoïdale propre et stable en termes de fréquence et amplitude respectant des limites permettant le bon fonctionnement des charges électriques ;
- (ii) Dans un réseau de distribution, les variations de la tension de service sont étroitement liées aux variations dans la demande de puissance ;
- (iii) Les opérateurs sont confrontés aux problèmes de régulation de la fréquence et du niveau de tension (amplitude) face aux variations de la charge. Ces paramètres, fréquence et

amplitude, varie en fonction de l'impédance du réseau et de la charge vue par les générateurs ;

- (iv) La fréquence est maintenue en dedans des limites permises en ajustant la vitesse des générateurs ; une augmentation soudaine de la demande de puissance de la charge peut entraîner un ralentissement des générateurs qui doit être compensé par le système de régulation afin de réguler la fréquence ;
- (v) Dans certains réseaux de distribution et réseaux autonomes une dérive de fréquence (frequency droop) est utilisée pour permettre le partage de puissance de la charge entre plusieurs générateurs. Dans ces systèmes la fréquence est ajustée (augmentée ou diminuée) en suivant la puissance de charge vue par les générateurs. L'utilisation de cette dérive de fréquence offre l'opportunité d'obtenir directement une information relative à la charge du réseau par l'analyse locale de fréquence [132] ;
- (vi) Dans une topologie radiale de réseau de distribution, le niveau de la tension mesurée chez le client est affecté par l'impédance globale vue par le transformateur au niveau du poste de distribution. C'est-à-dire une augmentation dans la charge entraîne une diminution du niveau de la tension mesurée chez le client ;
- (vii) Les changeurs de prises ou régleurs en charge des transformateurs (LTC pour *on Load Tap Changer*), les condensateurs commutés (SC) et les réacteurs shunt sont des dispositifs de régulation utilisés par l'opérateur du réseau de distribution afin de maintenir le niveau de la tension à l'intérieur des seuils acceptables (p.ex. $120/240V \pm 10\%$ pour une installation résidentielle) ;
- (viii) Les LTC ont normalement un maximum de 33 positions ce qui leur donne une possibilité d'augmenter ou de diminuer le rapport de transformation de manière à permettre une capacité de régulation d'environ 20% par rapport à la tension nominale ;
- (ix) Dans un mode normal d'opération, si la demande en puissance augmente et la limite prédéfinie de basse tension est dépassée pendant une période de temps (Δt) également prédéfini, le rapport de transformation du transformateur de régulation de tension est

augmenté à l'aide des LTC, et vice-versa, lorsque la charge diminue, et la tension augmente et dépasse la limite supérieure (de haute tension), le rapport de transformation du transformateur est alors réduit ;

- (x) Les transitions introduites par les LTC peuvent représenter une source d'information relative à la consommation globale vue par le réseau de distribution ;
- (xi) Cette information étant propagée et disponible à travers le réseau de distribution jusqu'au panneau électrique chez le client n'a aucun coût ;
- (xii) Si après traitement elle peut être corrélée aux facteurs déterminant la consommation globale vue par le réseau, elle peut être utilisée massivement comme signal de contrôle ou de modulation pour la gestion locale de la consommation de manière automatisée ou manuelle (par le client) ;
- (xiii) La demande de puissance vue par le distributeur dépend principalement des conditions météorologiques et des comportements des usagers selon chaque période de l'année, le jour de la semaine et l'heure dans une journée.

4.2.2 Étapes de la méthode proposée

La méthode proposée pour l'estimation des périodes de pointe est illustrée par la Figure 4-8 et comporte les étapes suivantes :

1. Filtre numérique : le signal de tension est mesuré et traité par un processus de filtrage numérique en vue d'extraire l'information des transitoires. Cette étape fournit alors un *signal des discontinuités* $\delta(n)$ qui contient les transitoires et les fluctuations observées dans la tension mesurée.
2. Analyse des transitoires : le signal $\delta(n)$ est analysé afin de séparer les transitoires pouvant être associés aux moyens de régulation et compensation utilisés par le distributeur. Cette analyse permet également de déterminer l'amplitude des transitoires introduits

par les moyens de compensation, et de générer un signal $\Delta X(n)$ qui correspond à une *estimation de la compensation* introduite à l'instant n .

3. Estimation du niveau de charge : dans cette étape, le signal mesuré et les variations estimées $\Delta X(n)$ sont utilisés pour obtenir un nouveau signal avec les fluctuations normales comme si aucune compensation n'avait été appliquée. Ce nouveau signal de *tension estimée sans compensation* $\hat{X}(n)$ peut être utilisé comme information du niveau de charge et permet de déterminer ou d'estimer les périodes de stress ou de forte consommation vues par le réseau.

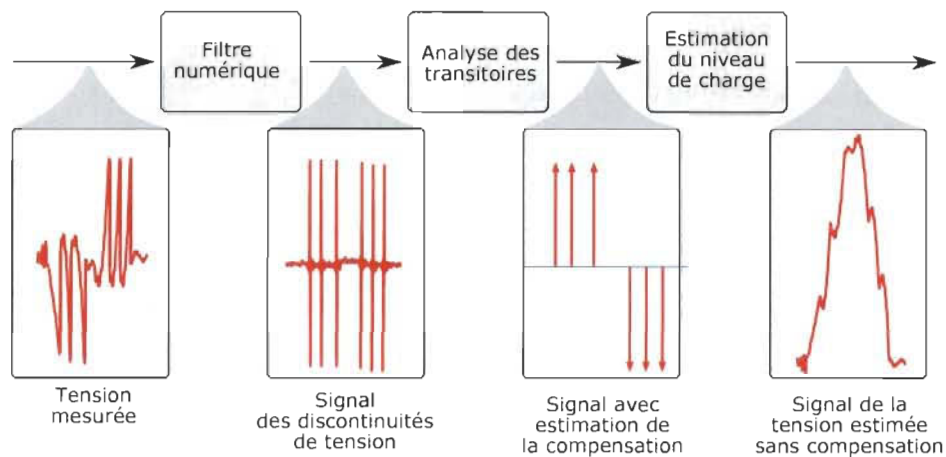


FIGURE 4-8 Diagramme simplifié de la méthode proposée pour l'estimation des périodes de pointe.

4.2.3 Étape 1 : Filtre numérique

La première étape de filtre numérique permet l'extraction en ligne de l'information des discontinuités de tension $\delta(n)$. Bien que plusieurs méthodes puissent être employées pour l'analyse transitoire des séries temporelles, le traitement par filtres numériques à convolution a été choisi en raison des avantages concernant leur implantation matérielle pour opération en temps réel. Tel qu'illustré dans la Figure 4-9, une partie du signal de mesure est gardée dans un registre à décalage pour être utilisée dans le filtre ; et la sortie du filtre est le résultat de la convolution entre l'information dans le registre et les coefficients du filtre f .

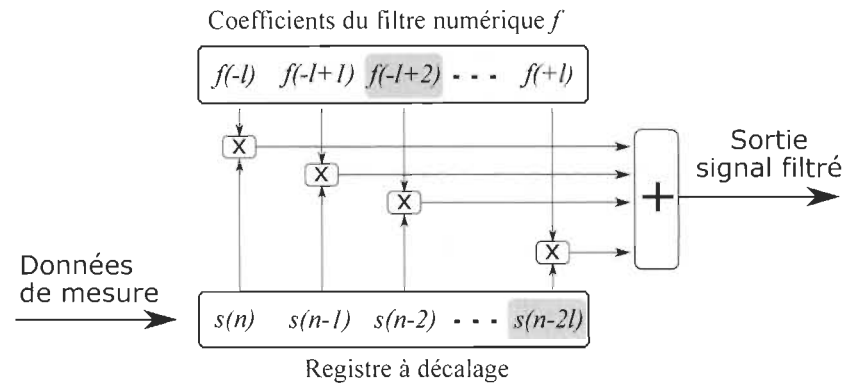


FIGURE 4-9 Filtre numérique à convolution.

Nous considérons dans cette étude trois types de filtres numériques ayant le potentiel pour la détection des évènements rapides dans les séries temporelles. Plus spécifiquement, le filtre gaussien et les filtres à ondelettes de Morlet et de Ricker (Chapeau mexicain) [133, 134] ont été analysés.

Les filtres numériques ont été évalués utilisant le signal de la tension mesurée avec une période d'échantillonnage $T_s = 1s$. Le nombre de coefficients des filtres a été fixé considérant une fenêtre d'analyse d'environ une (1) minute. Toutes les analyses ont été réalisées sur des données expérimentales obtenues des mesures effectuées durant la période 2015-2016.

4.2.3.1 Le filtre Gaussien

Le premier filtre numérique considéré dans cette étude est le filtre Gaussien, dont les coefficients peuvent être obtenus à partir de l'équation 4-1,

$$GF(k, a) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot a} \cdot e^{-\frac{k^2}{2a^2}} \quad (4-1)$$

où a est le coefficient de dilatation du filtre, $-l \leq k \leq l$, et $2l + 1$ est la dimension du filtre. Nous proposons, $l = 30$ avec une période d'échantillonnage de $1s$, ce qui permet l'analyse dans une fenêtre d'environ une (1) minute.

Étant donné que le filtre Gaussien par définition permet de retrouver la valeur moyenne du signal, nous proposons l'équation 4-2 pour l'obtention de l'information des variations $\delta(n)$:

$$\delta(n+2a) = X(n+2a) - \sum_{k=-l}^l [GF(k,a) \cdot X(n+k)] \quad (4-2)$$

Il est à noter que le signal de mesure X est décalé de $2a$ par rapport à la convolution afin de compenser le délai introduit par le filtre et de cette manière obtenir correctement la variation $\delta(n)$ à un instant donné. À titre d'exemple, la Figure 4-10 présente un agrandissement, à gauche, de la sortie du filtre Gaussien et, à droite, de l'estimation de la variation de tension $\delta(n)$ pour différentes valeurs du coefficient de dilatation a .

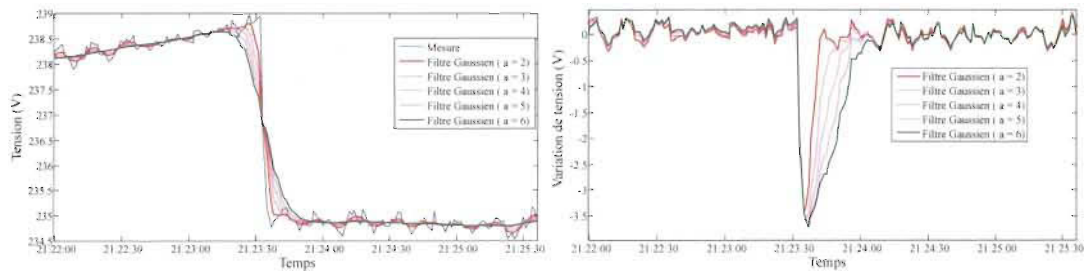


FIGURE 4-10 Agrandissement de la sortie du filtre Gaussien et estimation des variations $\delta(n)$

4.2.3.2 Les filtres à ondelettes de Ricker et de Morlet

Dans une deuxième catégorie de filtres, nous considérons les filtres à ondelettes, particulièrement nous nous intéressons aux filtres permettant d'isoler les événements transitoires.

Aussi, nous considérons le filtre à ondelettes de Ricker dont les coefficients peuvent être obtenus à l'aide de l'équation 4-3,

$$\psi_R(k,a) = \frac{2}{3a\pi^{1/4}} \left[1 - \frac{k^2}{a^2} \right] e^{-\frac{k^2}{2a^2}} \quad (4-3)$$

avec a le coefficient de dilatation.

La Figure 4-11 représente le filtre à ondelettes de Ricker pour différentes valeurs du coefficient de dilatation a .

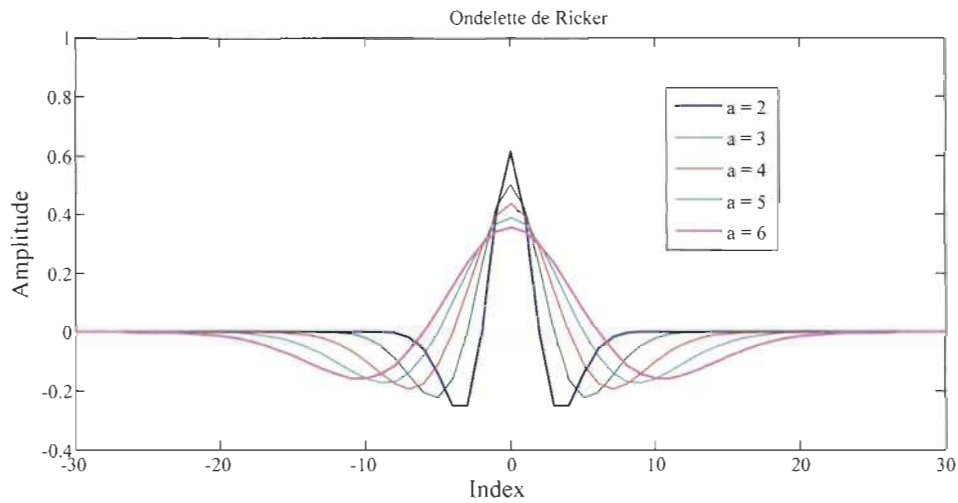


FIGURE 4-11 Filtre à ondelettes de Ricker pour différents coefficients de dilatation a .

Contrairement au filtre Gaussien, décrit par l'équation 4-10, les filtres à ondelettes fournissent directement, à partir de la convolution (4-4), l'information des variations de tension $\delta(n)$.

$$\delta(n) = \sum_{k=-l}^l [\psi(k, a) \cdot X(n+k)] \quad (4-4)$$

où $2l + 1$ est le nombre de coefficients du filtre.

Les coefficients du filtre à ondelettes de Morlet peuvent être obtenus à l'aide de l'équation 4-5,

$$\psi_M(k, a, b, \beta) = e^{-\frac{\beta^2(k-b)^2}{a^2}} \cos \left[\frac{\pi(k-b)}{a} \right] \quad (4-5)$$

où a est le coefficient de dilatation, b est le coefficient de translation, et β est le coefficient de « contrôle de forme ». On représente également le filtre à ondelettes de Morlet dans la Figure 4-12 pour différentes valeurs du coefficient de dilatation, a .

Il faut souligner que dans le filtre de Morlet, le coefficient de « contrôle de forme » est étroitement lié avec l'entropie de l'ondelette. Selon [135], la valeur optimale de β pour obtenir

l'entropie minimale est de 0.6. Notons qu'une valeur faible d'entropie permet une meilleure résolution temporelle et fréquentielle.

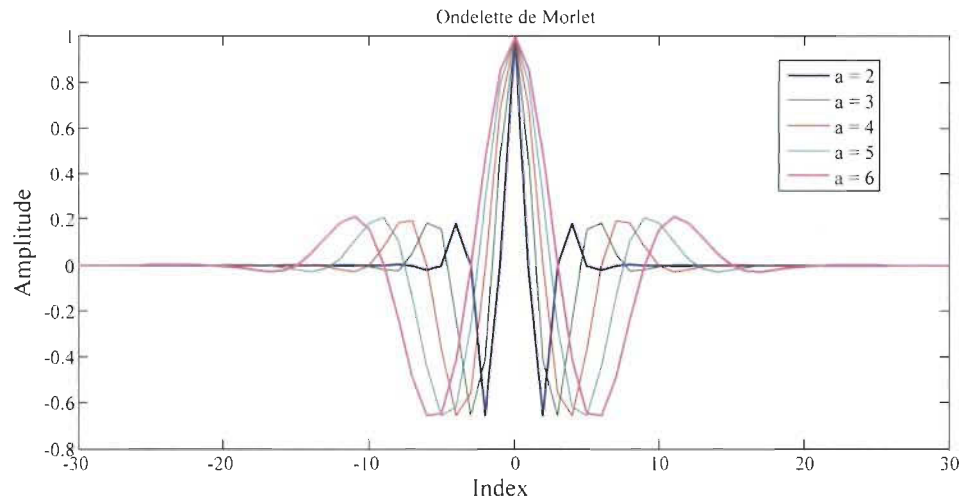


FIGURE 4-12 Filtre de Morlet pour différents coefficients a , coefficient $b = 0$, et coefficient de contrôle de forme $\beta = 0.6$.

La Figure 4-13 présente un exemple des résultats de l'estimation de la variation de tension $\delta(n)$ utilisant le filtre à ondelettes de Ricker pour différentes valeurs du coefficient de dilatation a .

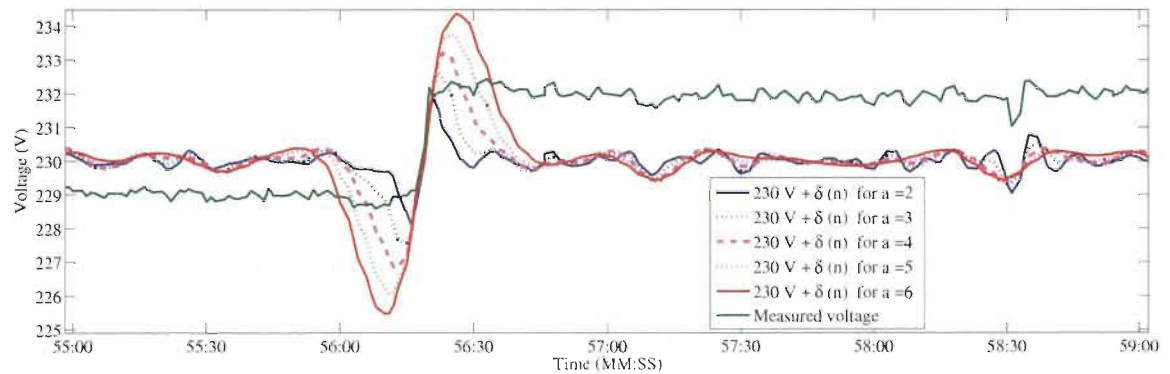


FIGURE 4-13 Sortie $\delta(n)$ utilisant le filtre à ondelettes de Ricker pour différentes valeurs de a .

4.2.4 Étape II : Analyse des transitoires

La Figure 4-14 montre les résultats de la détection des variations de tension $\delta(n)$ et la distribution de leur amplitude pour chacun des trois types de filtre. Dans ces résultats, on

observe une grande similitude entre les résultats obtenus avec le filtre Gaussien et le filtre à ondelettes de Ricker. Plus spécifiquement, la séparation en amplitude entre les événements normaux et ceux pouvant être associés aux moyens de compensation semble plus évidente.

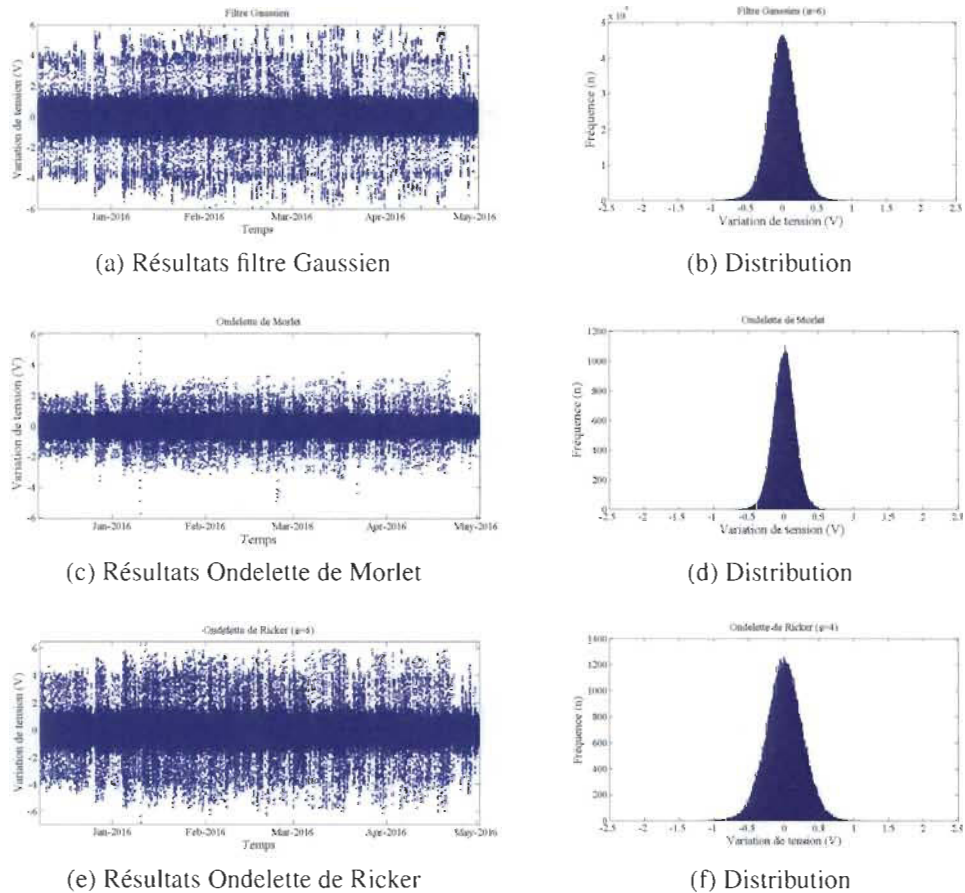


FIGURE 4-14 Variations de tension avec le filtre Gaussien, le filtre à ondelettes de Morlet et le filtre à ondelettes de Ricker.

Dans les distributions de type Gaussien, comme celles de la Figure 4-14, les valeurs entre $\pm 3\sigma$ englobent 99.73% de la distribution et peuvent être associées aux variations normales, où σ est l'écart type de la distribution.

La distribution des variations obtenues à l'aide des filtres numériques est analysée de manière à établir un seuil δ_{TH} permettant l'identification en ligne des variations qui peuvent être dues aux moyens de compensation. Nous proposons dans l'étape de détection, tel qu'illustré dans la

Figure 4-15, une analyse de la distribution des événements afin d'établir un seuil de détection δ_{TH} défini supérieur à 3σ . Nous avons fixé dans cette étude $\delta_{TH} = 6\sigma$, de manière à isoler les événements transitoires pouvant être associés aux moyens de régulation de tension de ceux dus aux variations normales de la tension. Notons que l'écart type de la distribution peut être affecté par le comportement de la charge locale, alors nous proposons de réaliser une mise à jour en ligne du paramètre δ_{TH} à partir de l'analyse des données de la dernière journée.

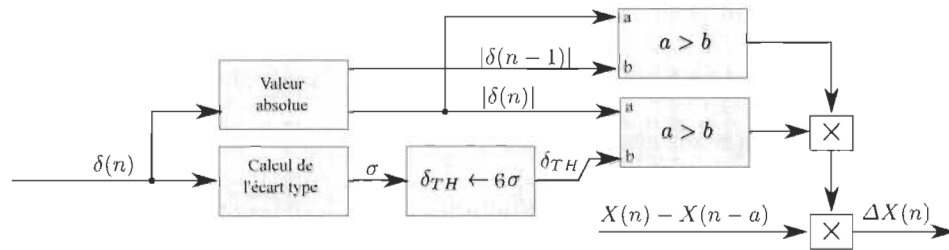


FIGURE 4-15 Diagramme simplifié de l'étape d'analyse des transitoires.

Tel que montré par le diagramme de la Figure 4-15, la sortie du processus d'analyse des transitoires est l'estimation de la compensation $\Delta X(n)$ introduite à l'instant n , qui est obtenue entièrement à partir du signal $\delta(n)$ fourni par le filtre numérique.

4.2.5 Étape III : Estimation de la charge

Dans cette étape, un nouveau signal de *tension estimée sans compensation* $\hat{X}(n)$ est obtenu à partir des signaux de la tension mesurée (X) et de la compensation accumulée de tension estimée (ΔX_C), comme suit

$$\hat{X}(n) = X(n) + \Delta X_C(n) \quad (4-6)$$

où

$$\Delta X_C(n) = \Delta X_C(n-1) + \Delta X(n) \quad (4-7)$$

Le signal de *tension estimée sans compensation* $\hat{X}(n)$ sert de base pour l'obtention d'un signal qui donne une information de la *puissance relative* $\hat{P}_A(n)$ vue par le réseau à l'instant n . Ce signal peut être obtenu à l'aide de l'équation (4-8).

$$\hat{P}_A(n) = \frac{X(m) - \left(X(n) + \sum_{i=m+1}^n [\Delta X(i)] \right)}{X(m) + \sum_{i=1}^m [\Delta X(i)]} = \frac{X(m) + \Delta X_C(m) - (X(n) + \Delta X_C(n))}{X(m) + \Delta X_C(m)} \quad (4.8)$$

Notons que la puissance relative estimée $\hat{P}_A(n)$ peut être calculée par rapport à un instant spécifique défini par défaut comme $m = 1$ pour réaliser un calcul par rapport à la première donnée de mesure. Cependant, au besoin selon la période d'analyse, m peut être redéfini en tout moment pour correspondre à un instant spécifique dans les données d'analyse; par exemple m peut être défini pour correspondre à un instant dans la journée ou dans la semaine, ou pour signaler un changement de saison ou une période dans l'année ayant typiquement des caractéristiques de consommation particulières. Dans un scénario de contrôle optimal, le signal de puissance relative estimée peut être utilisé comme indication du coût associé à la charge du secteur vue par le réseau C^L .

4.3 Validation de la méthode proposée

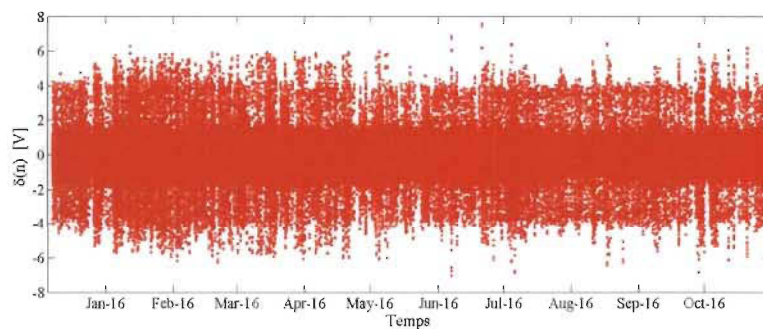
Nous avons réalisé une validation exhaustive de la méthode proposée avec des données expérimentales sur la période d'observation comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.

4.3.1 *Filtre numérique et analyse des transitoires de tension*

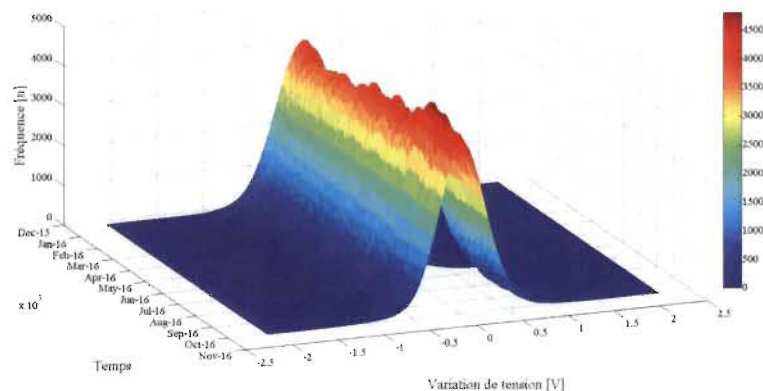
Un exemple des variations de tension détectées durant la période d'observation et de leur distribution journalière est présenté dans la Figure 4-16. Dans ce cas spécifique nous avons utilisé le filtre à ondelettes de Ricker défini avec un coefficient de dilatation $a = 4$. Ces résultats montrent que l'écart type σ de la distribution des variations de la tension δ pour la période d'analyse correspond à environ $0.3V$. Cette mesure nous permet de faire l'hypothèse que les variations normales de la tension sont inférieures à $\pm 0.9V$. Ce qui est tout à fait normal selon les cibles de l'opérateur du réseau. En effet Hydro-Québec établit la limite des variations de la tension (niveau d'émission de papillotement) dues à la charge locale raccordée au réseau

de distribution, avec un taux de répétition entre 1 et 19 par minute, à moins de 0.4% ce qui correspond à $\pm 0.96V$ pour une tension de service de 240V [136].

Tel que montré par la Figure 4-16b, la forme de la distribution et conséquemment l'écart type varie légèrement en fonction du temps. On remarque notamment une distribution plus aplatie et avec un écart type plus important lors de la période froide, plus spécifiquement durant les mois de janvier et février où on observe également plus de variations dans la tension selon la Figure 4-16a. De ce fait, le seuil de détection initial est fixé en fonction de la première journée de mesure à $\delta_{TH} = 6\sigma$, ce qui correspond à 1.73V pour un écart type initial de $\sigma = 0.28V$. Notons que pour la première journée la majorité des variations de tension sont inférieures à $\pm 0.865V$, donc inférieures à la limite de $\pm 0.96V$ établie par le distributeur.



(a) Variations de tension détectées $\delta(n)$

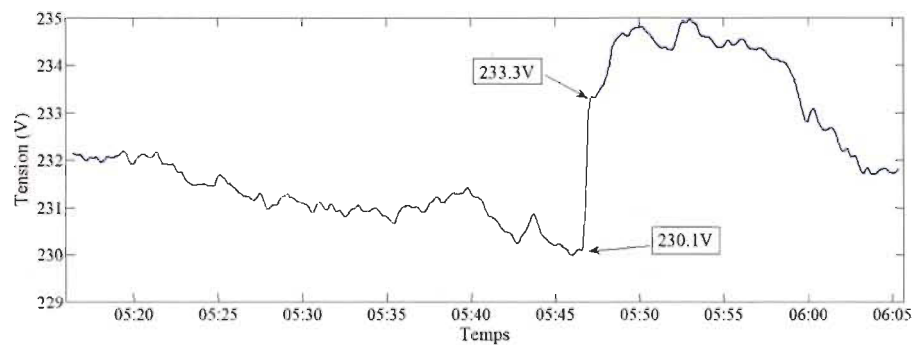


(b) Distribution journalière de l'amplitude des variations $\delta(n)$

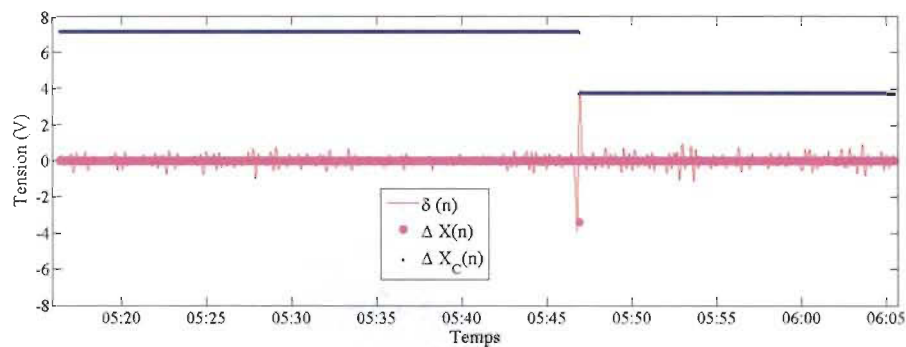
FIGURE 4-16 Résultats de la détection des variations de tension avec le filtre à ondelettes Ricker pour $a = 4$, durant la période comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.

Deux exemples des résultats obtenus de l'analyse des variations de tension selon la méthode proposée sont illustrés dans les Figures 4-17 et 4-18. Dans chaque cas, on peut observer le niveau de la tension mesurée $X(n)$, la sortie du filtre numérique $\delta(n)$, la compensation de tension estimée $\Delta X(n)$ et la compensation accumulée de tension $\Delta X_C(n)$.

Dans le premier exemple, illustré dans la Figure 4-17, une action de compensation est introduite par le système de régulation de tension du réseau de distribution suite à une diminution progressive du niveau de tension de service en début de journée. Dans ce cas, l'action de régulation produit une augmentation du niveau de tension pour le ramener près de sa valeur nominale.



(a) Signal mesuré $X(n)$

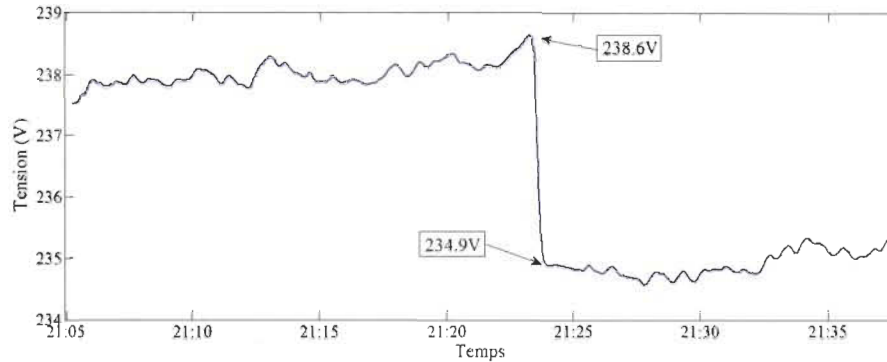


(b) Sortie du filtre $\delta(n)$, variation estimée $\Delta X(n)$ et la compensation accumulé $\Delta X_C(n)$.

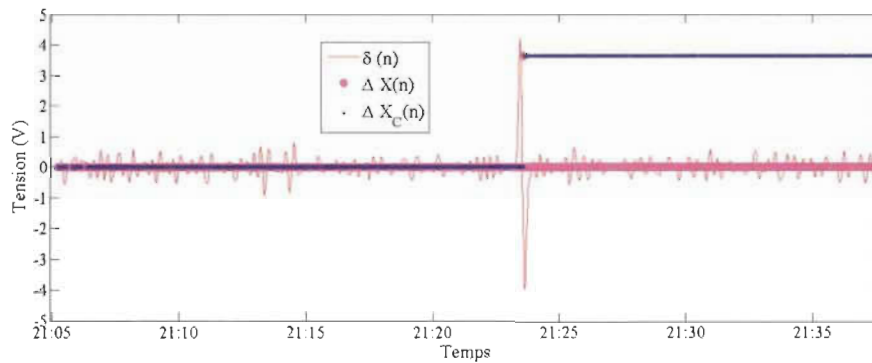
FIGURE 4-17 Variation de tension détectée pour compenser la réduction de la tension en dessous de la limite inférieure et compensation accumulée de la tension estimée.

Dans le deuxième exemple, illustré dans la Figure 4-18, une action de compensation est introduite par le système de régulation de tension du réseau de distribution suite à une

augmentation progressive et soutenue du niveau de tension en fin de soirée. Dans ce cas, l'action de régulation produit une diminution du niveau de tension pour le ramener près de sa valeur nominale.



(a) Tension mesurée $X(n)$



(b) Sortie du filtre $\delta(n)$, variation de la tension estimée $\Delta X(n)$ et compensation de la tension accumulée $\Delta X_C(n)$.

FIGURE 4-18 Exemple de la variation de la tension détectée et la compensation accumulée de la tension estimée de transitoires lors de la variation soudaine de la tension pour compenser l'augmentation de la tension au-dessus de la limite supérieure.

Il faut souligner que dans les deux cas, après la compensation, le niveau de tension est près de la valeur moyenne de la période observée. Plus spécifiquement, les deux exemples correspondent à la même journée en hiver où le niveau moyen de tension est d'environ 235V tel qu'illustré dans la Figure 4-6. Dans le premier cas, la tension varie de 230.1V à 233.3V ; dans le deuxième cas, de 238.6V à 234.9V. Dans les deux cas, la méthode proposée permet l'identification correcte de l'instant et de l'amplitude des événements de compensation introduits par le système de régulation de tension du réseau de distribution.

À cette étape-ci, des performances similaires sont obtenues utilisant le filtre de type gaussien et le filtre à ondelettes de Morlet.

4.3.2 Analyse de corrélation entre la tension estimée sans compensation et la température extérieure

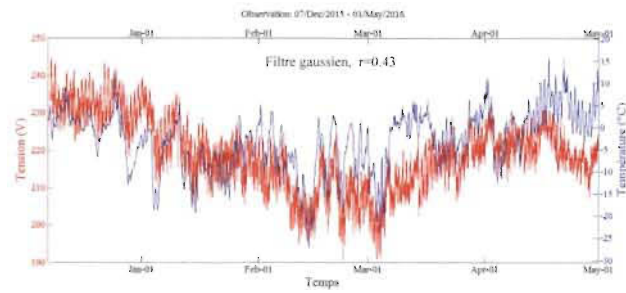
Une analyse de la corrélation entre la tension estimée sans compensation $\hat{X}(n)$ et la température extérieure a été réalisée utilisant le coefficient de corrélation de Pearson (équation 4-9).

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\left[\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2\right] \left[\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2\right]}} \quad (4-9)$$

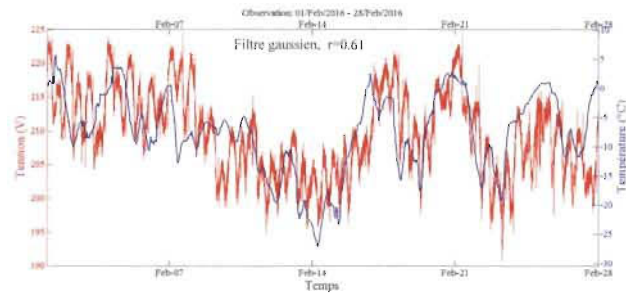
où \bar{x} et \bar{y} sont les valeurs moyennes des variables x et y calculées pour un ensemble N de données.

La courbe de la tension estimée sans compensation a été comparée à celle de la température extérieure enregistrée pour la région de Trois-Rivières durant la période froide en 2016. Cette comparaison et l'analyse de corrélation ont été effectuées pour les trois types de filtres employés dans cette étude. Les résultats de la comparaison pour le filtre gaussien sont présentés dans la Figure 4-19. Dans ce cas on obtient un coefficient de corrélation $r = 0.43$ pour une analyse durant la période hiver-printemps 2016, et $r = 0.61$ considérant seulement le mois de février. Il faut souligner que durant l'hiver 2016 le mois de février correspond à la période plus froide pour la région de Trois-Rivières.

Les résultats de la corrélation utilisant les filtres à ondelettes de Morlet et de Ricker sont présentés dans les Figures 4-20 et 4-21. Ces résultats montrent que l'utilisation du filtre à ondelettes de Morlet permet d'obtenir une corrélation $r = 0.49$ pour l'évaluation à long terme et $r = 0.53$ pour l'évaluation à court terme. Lorsque le filtre à ondelettes de Ricker est utilisé les résultats sont $r = 0.62$ et $r = 0.63$ respectivement pour les évaluations à long et à court terme.

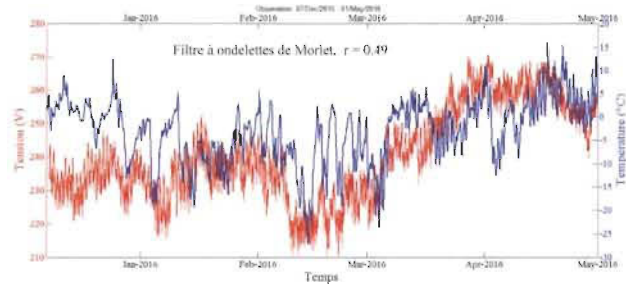


(a) Hiver - printemps 2016

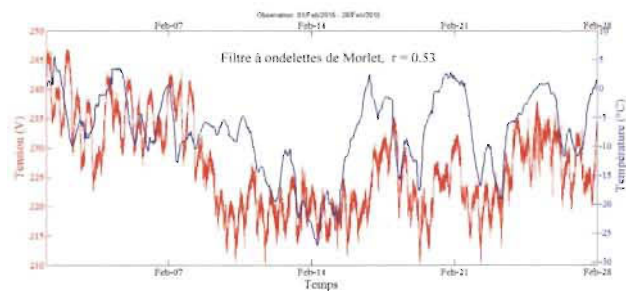


(b) Février 2016

FIGURE 4-19 Corrélation de la tension estimée sans compensation avec la température extérieure pour le Filtre Gaussien.

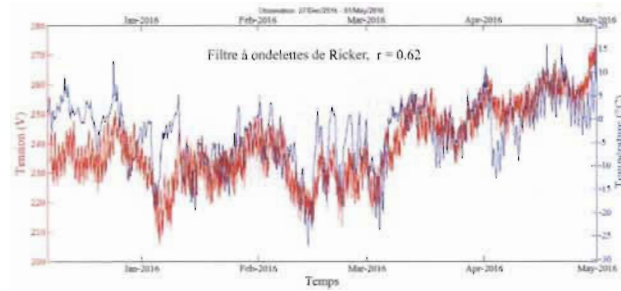


(a) Hiver - printemps 2016

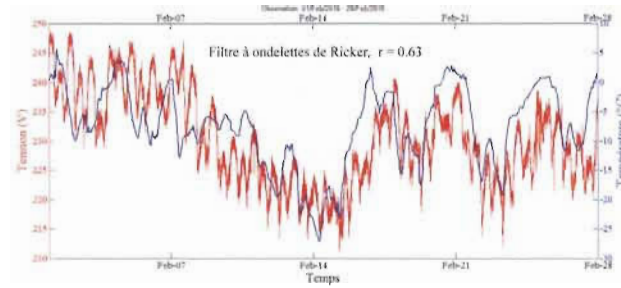


(b) Février 2016

FIGURE 4-20 Corrélation de la tension estimée sans compensation avec la température extérieure pour le Filtre à ondelettes de Morlet.



(a) Hiver - printemps 2016



(b) Février 2016

FIGURE 4-21 Corrélation de la tension estimée sans compensation avec la température extérieure pour le Filtre à ondelettes de Ricker.

Les résultats montrent également une forte corrélation entre la courbe de tension estimée sans compensation et la température extérieure. Cette corrélation est plus importante dans les périodes plus froides. Notons que les meilleurs résultats sont obtenus en utilisant le filtre à ondelettes de Ricker. Dans la comparaison des courbes de température et tension estimée sans compensation on remarque les mêmes tendances de variation. C'est-à-dire, une diminution importante de la tension estimée sans compensation coïncide avec une diminution soutenue de la température extérieure.

Le Tableau 4-1 montre les résultats de la corrélation entre la tension estimée sans compensation ($X + \Delta X_c$) et la température extérieure T_{EXT} . Le coefficient de corrélation est calculé par mois durant la période comprise entre décembre 2015 et octobre 2016, et pour trois périodes spécifiques durant les mois de février, mars et juillet 2016; dans ces cas le calcul est fait en considérant les valeurs moyennes horaires des deux variables étant donné que l'information de température est disponible sur une base horaire. Tel qu'attendu le coefficient de corrélation r est positif durant la période froide et négatif durant la période estivale. On précise que

la corrélation est plus élevée durant la période de grand froid en début de mars 2016. Ces résultats montrent également que les coefficients de corrélation obtenus sont particulièrement plus faibles en décembre 2015, avril et octobre 2016, qui sont les périodes de transition entre les saisons froides et chaudes.

La Figure 4-22 présente la relation entre la moyenne mensuelle de la tension estimée sans compensation ($X + X_c$) et la température extérieure mesurée pour la période d'analyse. Cette Figure montre plus clairement l'effet de la température extérieure sur la tension estimée sans compensation, qui est liée à la consommation de puissance, en fonction de la période de l'année. Il faut souligner que dans cette analyse à long terme, la première mesure de tension au mois de décembre est prise comme référence (équations 4-6, 4-7 et 4-8). De ce fait, la courbe n'est pas centrée sur la valeur nominale de tension mais sur une valeur plus élevée estimée dans le changement de saison entre les mois d'avril et mai.

TABLE 4-1 Résultats de l'analyse de corrélation entre la tension estimée sans compensation et la température extérieure mesurée pour la région de Trois-Rivières.

Mois	r [%]	$X + \Delta X_c$ Moy. [V]	T_{EXT}
			Min / Moy, / Max [°C]
Décembre 2015	+0.6	239.1	-13 / +0.02 / +12.6
Janvier 2016	+48.7	228.2	-19 / -7.8 / +2.2
Février 2016	+56.8	235.3	-27.2 / -7.9 / +3.6
Mars 2016	+73.5	245.9	-23.6 / -2.5 / +6.4
Avril 2016	+11.7	250.0	-12.5 / +1.8 / +16.0
Mai 2016	+56.9	271.5	+0.8 / +12.2 / +27.8
Juin 2016	-19.7	281.2	+7.4 / +16.3 / +26.1
Juillet 2016	-45.3	281.1	+12.5 / +19.8 / +27.7
Aout 2016	-47.0	281.7	+12.4 / +21.2 / +28.7
Septembre 2016	-60.3	288.0	+6.2 / +16.5 / +26.7
Octobre 2016	-2.8	292.4	-0.7 / +8.9 / +20.6
Période			
07 au 21 Février	+65.9	233.9	-27.2 / -10.3 / +2.9
01 au 14 Mars	+81.8	245.6	-23.6 / -3.94 / +6.2
07 au 21 Juillet	-46.5	281.6	+13.4 / +19.9 / +27.7

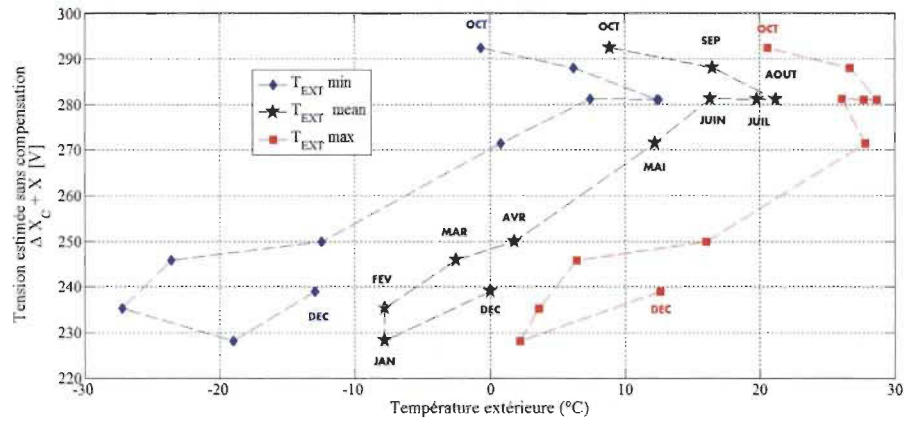


FIGURE 4-22 Tension estimée sans compensation versus température extérieure mesurée pour la région de Trois-Rivières.

4.3.3 Analyse des événements de compensation et des périodes critiques

Les périodes de forte ou basse consommation sont directement en relation avec plusieurs aspects. Notamment, la température extérieure, l'effet calendaire (jours, mois, saisons) et le moment du jour. Nous avons déjà analysé précédemment le lien entre la tension estimée sans compensation et la température extérieure, dans cette section nous analysons l'effet calendaire et du moment du jour en lien avec les variations de tension. Dans ce sens, les distributions par jour de la semaine des événements de compensation $\Delta X(n)$ positifs et négatifs sont présentés dans la Figure 4-24.

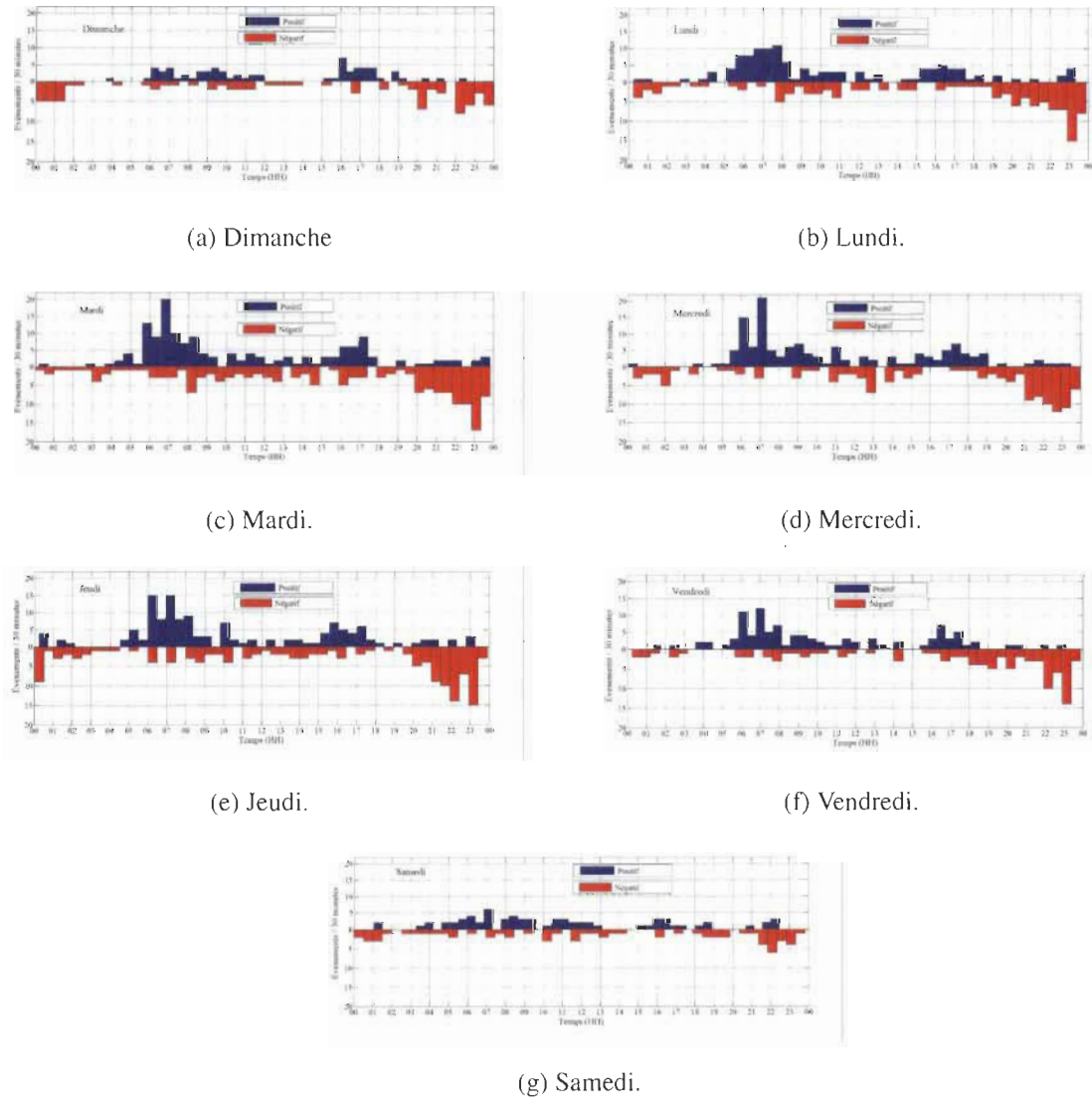


FIGURE 4-23 Distribution journalière par jour de la semaine des évènements de compensation $\Delta X(n)$ durant la période d'analyse comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.

De ces résultats les aspects suivants se révèlent :

- ◇ un nombre élevé d'événements positifs de compensation de tension (augmentation soudaine de la tension pour compenser une réduction progressive) apparaît tôt le matin, entre 5 heures et 9 heures du matin, ce qui correspond au début des activités humaines ;
- ◇ un nombre élevé d'événements positifs de compensation de tension apparaît également entre 15h et 18h, ce qui correspond aux activités associées au retour à la maison après

la journée d'école, la fin des heures de bureau et évidemment les activités associées à l'heure du souper ;

- ◇ un nombre élevé d'événements négatifs (diminution soudaine de la tension pour compenser une augmentation progressive) est enregistré entre 20 heures du soir et minuit, ce qui correspond à la fin des activités humaines ;
- ◇ un nombre relativement faible d'événements apparaît durant la fin de semaine en comparaison au nombre d'évènements dans les jours ouvrables.

La distribution journalière des évènements de compensation de tension positifs et négatifs pour la période d'observation est présentée dans la Figure 4-24. Cette distribution montre le lien entre le moment du jour et les habitudes moyennes de consommation dans la région d'analyse. Notamment un plus grand nombre d'évènements de compensation positifs en matinée et en début de soirée, et un plus grand nombre d'évènements négatifs en fin de soirée.

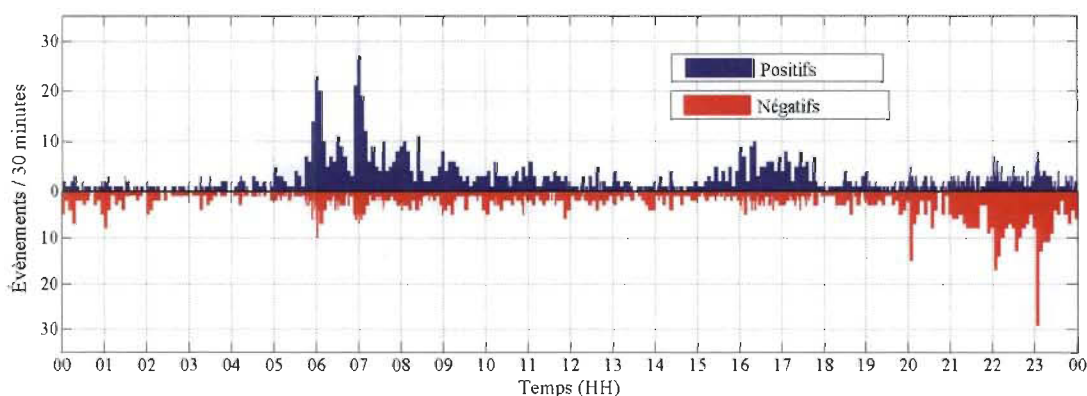


FIGURE 4-24 Distribution journalière des évènements de compensation $\Delta X(n)$ durant la période d'analyse comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.

Afin de vérifier l'effet saisonnier, nous présentons dans la Figure 4-25 la distribution hebdomadaire des évènements de compensation positifs et négatifs sur toute la période d'analyse. Comme prévu, le nombre d'évènements détectés est beaucoup plus élevé durant les mois dans la saison froide (janvier et février). Le plus faible nombre d'évènements est observé au printemps, entre avril et mai, qui marque la transition entre la période froide et la période

chaude de l'année où les maisons ne sont ni chauffées ni climatisées. Un comportement particulier est observé durant la première semaine du mois de mars, où une réduction du nombre d'événements est constatée. Cette semaine un peu particulière correspond à la "semaine de relâche du printemps" ou "Spring break" du système éducatif québécois.

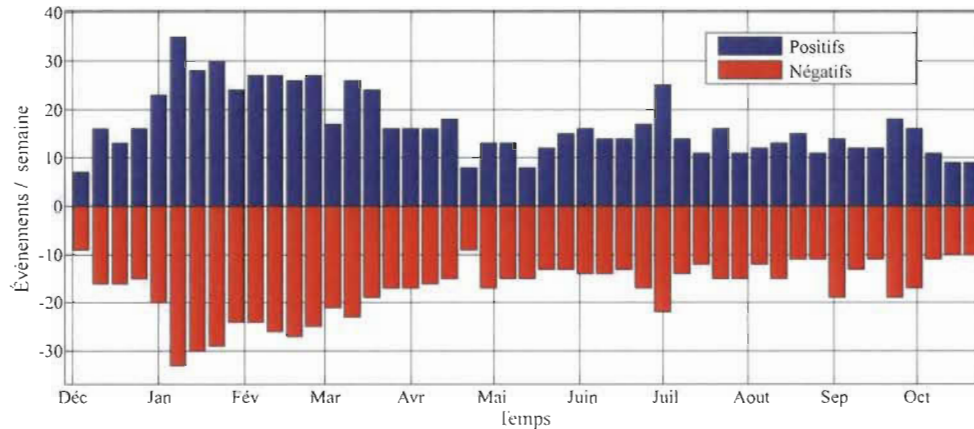


FIGURE 4-25 Distribution hebdomadaire des événements de compensation $\Delta X(n)$ durant la période d'analyse comprise entre décembre 2015 et octobre 2016.

4.3.4 Estimation de la puissance relative et identification de périodes de pointe

Tel que discuté dans la section précédente, le nombre d'événements détectés utilisant l'analyse de la tension proposée dans cette thèse donne déjà une information importante qui peut être corrélée avec certains comportements attendus ou normaux du profil de la charge globale. Nous pouvons notamment vérifier le lien des événements de compensation avec les saisons, les périodes spécifiques dans l'année, les jours de la semaine, et le moment de la journée.

La puissance relative estimée par la méthode proposée donne une information en temps réel beaucoup plus utile sur les périodes critiques de forte consommation. Cette information peut être utilisée pour la mise en place des stratégies de gestion de la demande locale en temps réel.

La Figure 4-26a présente la puissance relative estimée avec la méthode proposée pour la période d'observation comprise entre décembre 2015 et octobre 2016. La Figure 4-26b présente les données historiques de la production d'électricité au Québec pour les années

2009, 2010 et 2011. Cette courbe montre la tendance de consommation annuelle de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec ; ceci considérant les données disponibles plus récentes de la production d'électricité au moment de la rédaction de cette thèse.

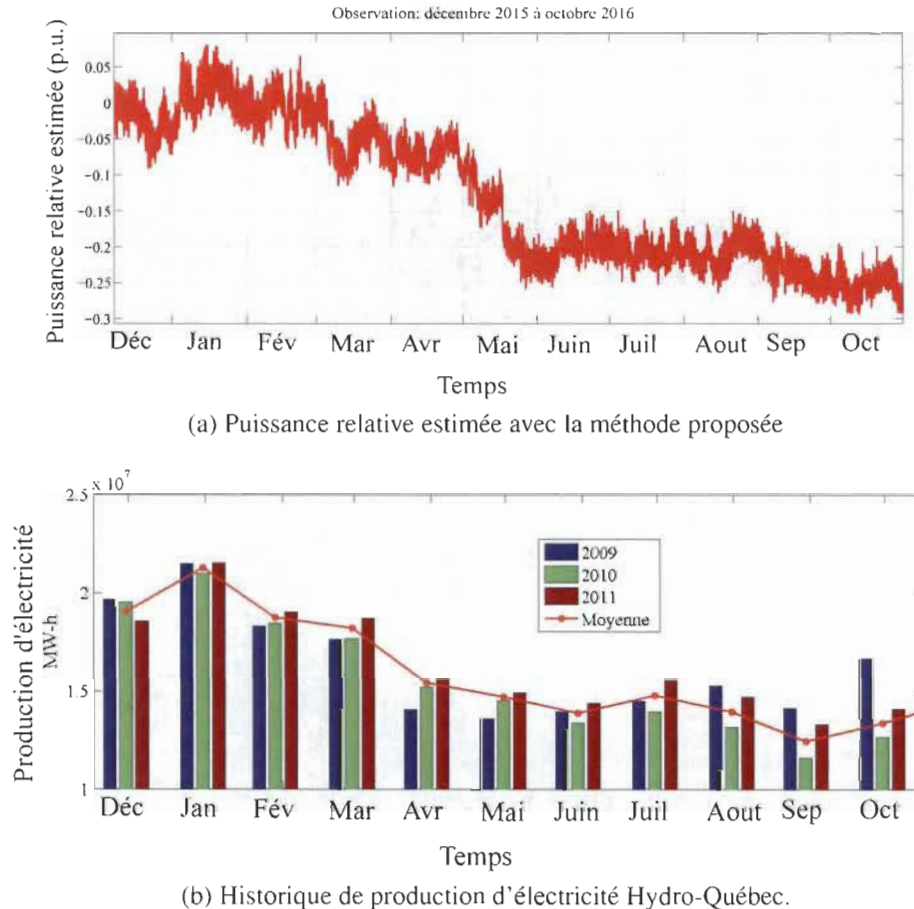


FIGURE 4-26 Puissance relative estimée et historique de la production d'électricité au Québec (Canada) [137–139]

Les résultats de la Figure 4-26 montrent la forte corrélation entre l'estimation et l'historique de production d'électricité et corroborent le potentiel de la méthode proposée pour l'estimation de la puissance relative vue par le réseau électrique. Dans les deux cas, les périodes de forte consommation se trouvent aux mois de janvier et février, et des creux sont observés aux mois de juin et septembre.

Un exemple du profil de consommation estimé, puissance relative, pendant trois journées consécutives en hiver est présenté dans la Figure 4-27. Tel que rapporté par l'opérateur du

réseau, deux périodes de pointe de puissance sont observées, la première débutant environ à 6h du matin et la deuxième après 15h en après-midi [15].

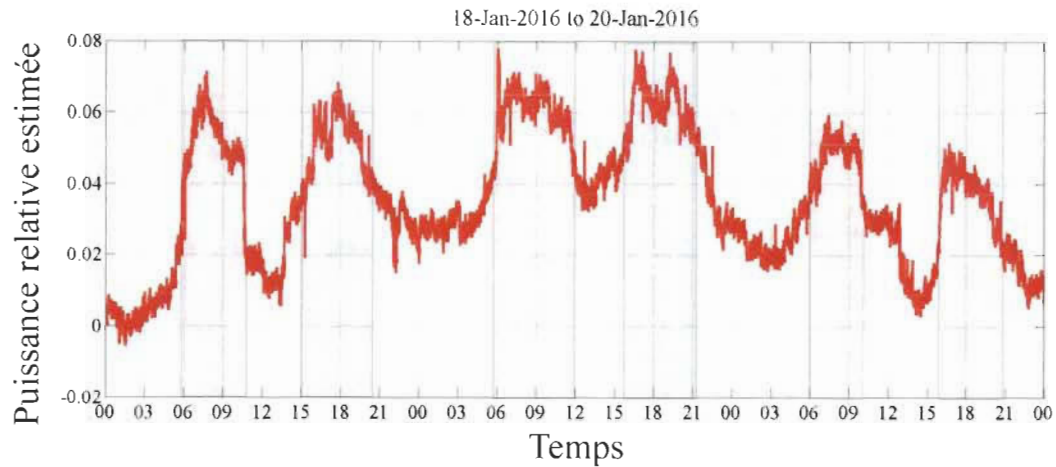


FIGURE 4-27 Puissance relative estimée pour trois jours de grand froid (18 au 20 Janvier 2016).

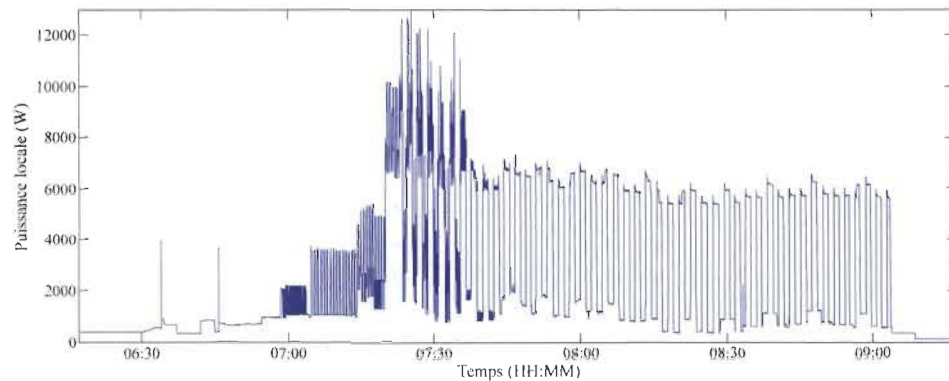
4.3.5 Évaluation de la robustesse de la méthode proposée

Tel que mentionné précédemment, les variations dans la tension peuvent être induites par plusieurs phénomènes, dont certains associés à la charge locale. Afin d'évaluer la performance de la méthode proposée, nous avons évalué l'effet des phénomènes suivants sur la capacité de la méthode à les différencier des variations associées à la compensation de tension par les changeurs de prise en charge :

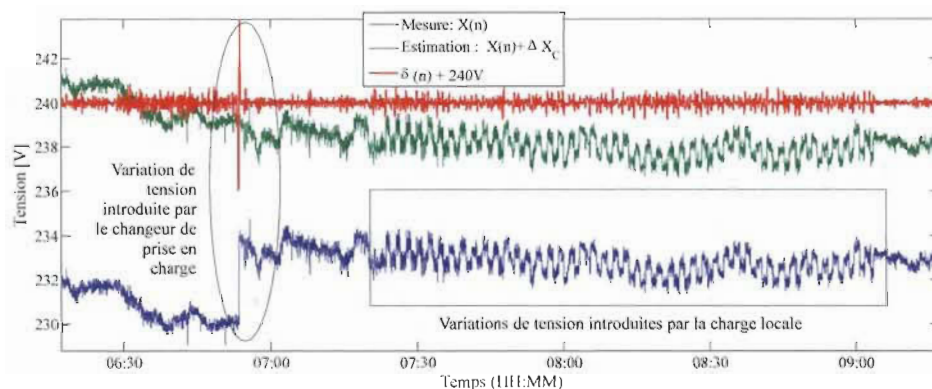
1. Variations brusques de puissance de la charge locale ; p.ex. charges résidentielles de chauffage ou des gros électroménagers ;
2. Variations de la charge agrégée du secteur ; p.ex. charges institutionnelles ;
3. Creux de tension introduits normalement par les charges de type inductif ; p.ex. démarrage de moteurs à forte puissance.

Variations brusques de puissance de la charge locale : dans un premier temps nous avons évalué l'effet des variations brusques de puissance de la charge locale. Un exemple de cette évaluation est présenté dans la Figure 4-28 où des fortes variations de la charge locale sont

produites de manière répétitive pendant une période d'environ deux heures tel que montré dans la Figure 4-28a. La charge locale dans ce cas spécifique introduit des variations de tension avec des amplitudes supérieures à 1 volt entre 7h19 et 9h05 du matin. Ces variations sont produites par l'opération d'une sècheuse (sèche-linge) et d'un four électrique, et atteignent une puissance crête supérieure à 12kW.



(a) Puissance de la charge locale.

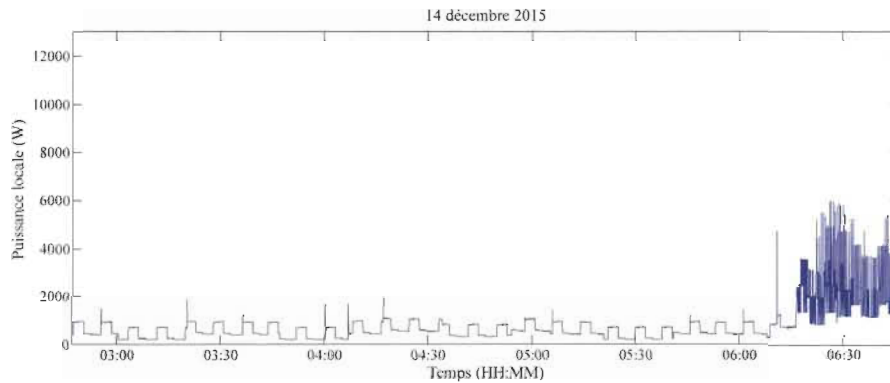


(b) Réponse de la méthode proposée.

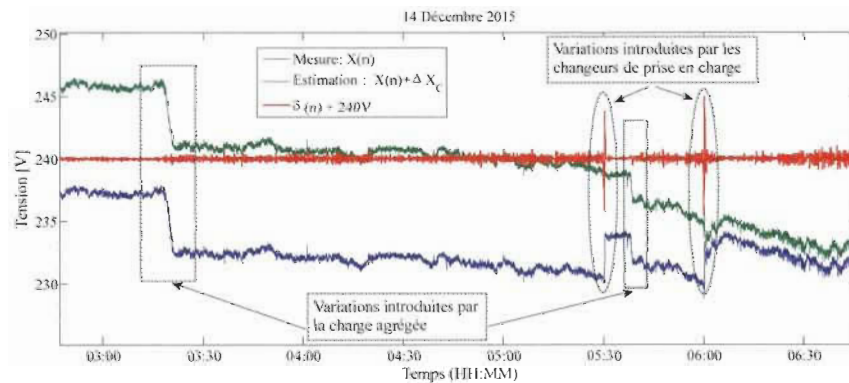
FIGURE 4-28 Réponse de la méthode proposée lors des variations brusques de la charge locale.

Quelques minutes avant la période des fortes variations de puissance, à 6h53 du matin, une variation pouvant être associée aux moyens de compensation s'est aussi produite. Tel que montré dans la Figure 4-28b, la méthode proposée permet de bien identifier la variation associée à la compensation de tension ; et de traiter correctement les variations de tension dues à la charge locale sans les interpréter de manière erronée.

Variations de la charge agrégée du secteur : Nous avons évalué dans un deuxième temps, l'effet des variations de tension introduits par les variations dans la charge agrégée. Essentiellement, l'entrée en opération des charges institutionnelles très tôt le matin. Un exemple de ce type de transitoire de tension est illustré par la Figure 4-29. Ce cas spécifique correspond à un jour ouvrable dans le mois de décembre 2015.



(a) Puissance de la charge locale.



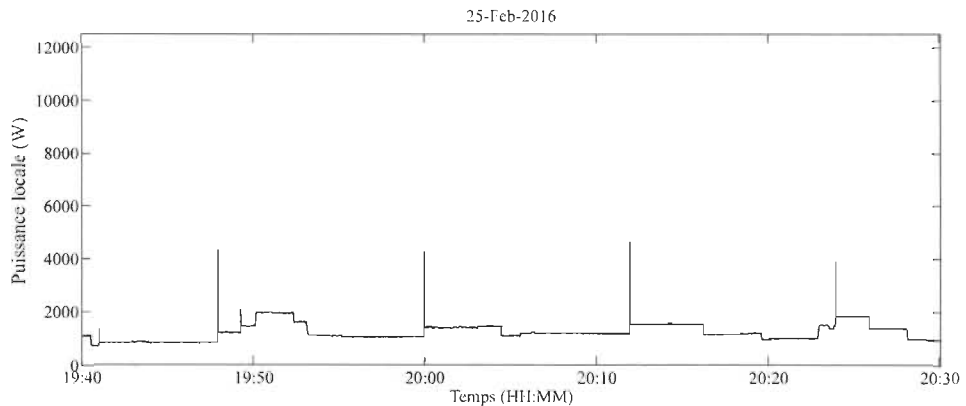
(b) Réponse de la méthode proposée.

FIGURE 4-29 Réponse de la méthode proposée lors des variations de la charge agrégée.

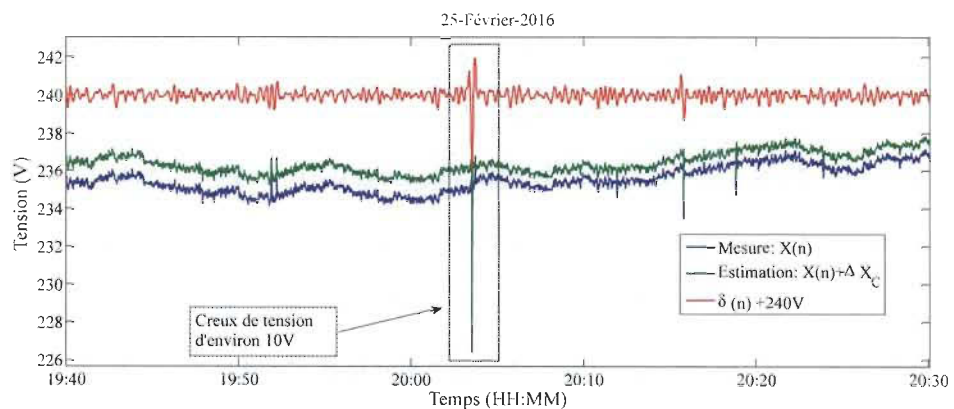
On observe dans cet exemple qu'à 03h19 une variation de tension s'est produite par l'entrée en opération de l'équipement dans les installations industrielles et institutionnelles. Il faut souligner que ce phénomène de démarrage en puissance introduit une variation de tension d'environ 5V ; plus spécifiquement la tension varie graduellement de 237V à 232V. Un peu plus tard, à 5h38 une première variation soudaine de tension d'environ 3V est observée, celle-ci est associée à l'opération des changeurs de prise en charge. Environ une demi-heure plus tard une autre action de compensation de tension s'est produite vers 6h.

La réponse de la méthode proposée face aux trois variations importantes de tension survenues, durant cette période matinale, a permis d'identifier correctement les deux variations associées aux actions de compensation de tension par les changeurs de prise en charge. La variation de tension due à la charge agrégée a été tel qu'attendu, ignorée par la méthode de détection. Notons que dans ce cas, même si la charge agrégée varie et la tension descend, la sortie du filtre $\delta(n)$ donne une valeur très faible ce qui est interprété comme une variation normale de la tension.

Creux de tension : Dans un troisième type d'analyse, nous considérons les creux de tension qui sont souvent introduits par des charges industrielles avec des courants instantanés très élevés. Un exemple de la réponse de la méthode face à un creux de tension d'environ 10V est présenté par la Figure 4-30.



(a) Puissance de la charge locale.



(b) Réponse de la méthode proposée.

FIGURE 4-30 Réponse de la méthode proposée lors d'un creux de tension d'environ 10V.

Il faut souligner que ce type de phénomène peut être produit par la charge résidentielle si elle présente des appels importants de courant ; p.ex. par les thermopompes ou climatiseurs centraux, ou encore par les moteurs des balayeuses centrales.

Tel que présenté par l'exemple, la méthode proposée permet de bien faire l'estimation de la tension sans être affectée par les transitoires dans la tension. On peut observer dans la Figure 4-30a, que le creux de tension n'a aucun lien avec la puissance locale. Cette observation nous laisse supposer qu'il a été produit par une charge distante du point de mesure et à fort comportement inductif ou encore par une anomalie dans le réseau de distribution.

4.4 Conclusion de chapitre

Dans ce chapitre nous proposons une nouvelle méthode pour la détection en temps réel des périodes de pointe de consommation du secteur. Cette méthode est basée sur l'analyse de la tension mesurée au niveau du panneau électrique dans le bâtiment résidentiel. Nous intégrons un traitement en ligne du signal de tension basé sur des filtres numériques à convolution pour la détection des transitoires. Une analyse des transitoires incluant une approche statistique permet d'isoler les variations normales de la tension de celles introduites par le système de régulation du réseau de distribution et essentiellement par les changeurs de prise en charge. Enfin, un signal de puissance relative du secteur est estimé et rendu disponible pour son utilisation locale.

Ce signal peut être utilisé directement par le contrôleur local comme signal de modulation (TS pour *Transactive Signal*) dans l'implantation des stratégies de gestion de la demande résidentielle en temps réel. L'approche proposée permet la mise en place des stratégies incluant des fonctions de gestion de la demande locale ; p.ex. la réduction de la pointe et le remplissage de creux.

La méthode proposée permet un déploiement des stratégies de gestion à faible coût pour le fournisseur de services publics et pour les utilisateurs finaux, puis élimine des barrières importantes dont le besoin d'un système de communication et les craintes ou inquiétudes des clients par rapport à la sécurité et atteintes à la vie privée pouvant être associées (par la clientèle) aux systèmes de contrôle à distance.

Une validation exhaustive de la méthode proposée a été réalisée avec des données expérimentales. Cette validation a démontré la pertinence et performance de la méthode pour la détection des périodes de pointe sur différents horizons d'analyse.

Chapitre 5 - Proposition d'une architecture de gestion résidentielle

Ce chapitre est consacré à la proposition d'une architecture de gestion résidentielle de la demande. Nous envisageons, selon les objectifs de la thèse, une stratégie de gestion prédictive et adaptative permettant de répondre aux objectifs de la gestion de la demande dans une approche locale. Dans ce sens, l'architecture proposée doit à la fois répondre aux besoins du client en termes du confort thermique des occupants et du distributeur en termes de réduction de la puissance en heures de pointe.

Le problème de gestion locale prédictive et adaptative nous amène à l'analyse de plusieurs aspects techniques importants :

- ◇ **contrôleur adaptatif et optimal en temps réel** : cette analyse est motivée par le besoin d'avoir une réponse en temps réel des variables de contrôle et une adaptation continue des paramètres de contrôle afin de permettre une gestion optimale.

La mise en œuvre d'un contrôleur adaptatif et optimal nécessite un modèle du système assez précis et d'exécution rapide pour permettre sa solution de manière itérative dans la boucle d'optimisation.

- ◇ **méthodes et techniques d'optimisation** : cette étude est motivée par le besoin de produire des actions optimales de contrôle en vue de respecter les besoins des clients (maximisation du confort) et du fournisseur d'énergie (minimisation du pic de puissance).

Les méthodes d'optimisation méta-heuristiques ne garantissent pas une solution optimale, mais elles permettent d'obtenir une approximation de cette valeur optimale et donnent un meilleur compromis entre la rapidité et l'optimalité de la solution.

- ◇ **analyse de réponse temporelle de la gestion locale** : cet aspect a été considéré compte tenu de la diversité des constantes de temps intervenant dans le comportement thermique-électrique d'un bâtiment résidentiel.

À titre d'exemple, les thermostats électroniques programmables amplement utilisés au Québec pour le contrôle des plinthes électriques ont des périodes ou cycles d'opération entre 15 et 20 secondes selon le fabricant. Il faut souligner que la synchronisation d'une grande quantité de thermostats suite à une augmentation brusque de la consigne de température impose un fort appel de puissance et constitue une des problématiques de cette technologie. L'analyse de ce type de phénomène demande un détail au niveau temporel dans l'ordre de secondes ou millisecondes pour permettre l'observation du comportement en puissance des plinthes électriques.

À un autre extrême dans l'échelle du temps, les variations de température à l'extérieur du bâtiment sont très lentes et permettent une résolution de plusieurs minutes. Notons que la plupart des bases de données météo à accès gratuit donnent l'information sur une base horaire.

Une nouvelle architecture de gestion adaptative et optimale pour les systèmes résidentiels est proposée dans cette thèse. Cette architecture de gestion est basée sur l'implantation matérielle d'une structure de contrôle prédictif basé sur un modèle qui comprend une boucle d'optimisation par essaim de particules (MPC-PSO pour *Model Predictive Control with Particle Swarm Optimization*).

La méthode PSO a été retenue comme algorithme d'optimisation après une analyse des méthodes méta-heuristiques pour la solution de problèmes non-linéaires et multi-objectifs. Plus spécifiquement, nous avons étudié et testé par simulation les méthodes de Recuit Simulé,

Recherche Tabou, Algorithmes Génétiques et l'Optimisation d'Essaim de Particules (PSO) pour enfin retenir la méthode qui a donné des meilleures performances considérant l'évaluation de fonctions de test complexes où l'espace de solution a n dimensions.

Notre proposition d'architecture de gestion a été réalisée en deux étapes. Nous avons tout d'abord analysé le problème de contrôle du confort thermique et proposé une première architecture. Ensuite, nous avons abordé le problème du contrôle optimal pour le maintien du confort thermique et pour la réduction de la pointe de puissance.

5.1 Architecture de gestion proposée pour le contrôle du confort thermique

5.1.1 Architecture proposée MPC-PSO

L'architecture de contrôle prédictif MPC-PSO proposée est illustrée dans la Figure 5-1 et comporte trois éléments principaux.

1. *Le modèle dynamique* qui reproduit fidèlement la dynamique du système. Dans cette proposition, un modèle de type n -RC décrit le comportement thermique de l'enveloppe du bâtiment, et permet d'obtenir les valeurs futures de la température intérieure en fonction de la puissance de chauffage, des gains de chaleur incluant l'ensoleillement (G_L), de la température extérieure (T_{EXT}) et de la température interne actuelle (T_{MES}).
2. *L'algorithme d'optimisation* utilise la prévision donnée par le modèle de manière itérative et permet de chercher la valeur optimale de la variable de contrôle parmi un ensemble de solutions possibles. En effet, la sortie de contrôle doit satisfaire les contraintes du problème d'optimisation et doit être mise à jour à l'intérieur de la période de contrôle afin d'apporter la correction de manière opportune. Dans cette architecture, la variable de contrôle est la puissance de chauffage (P); et dans le cas spécifique de

la méthode PSO, les positions des particules représentent les valeurs possibles de la puissance pouvant être appliquées au système de chauffage.

3. *La fonction de coût* doit évidemment tenir compte des contraintes et des facteurs de pénalité permettant de définir l'optimalité de chaque solution par rapport aux conditions réelles du système. Dans cette architecture, la fonction de coût est définie en termes du confort thermique dans le bâtiment résidentiel à l'aide de la *Fonction de Fanger* [108, 119, 140].

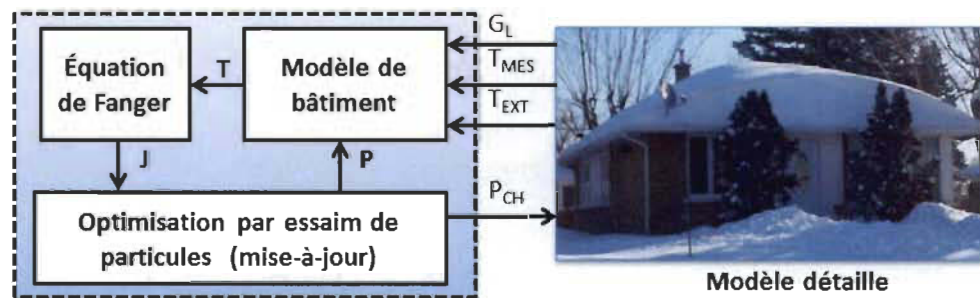


FIGURE 5-1 Architecture de contrôle prédictif du confort avec optimisation par essaim de particules (MPC-PSO).

Tel que mentionné précédemment, au Chapitre 2, la formulation du contrôleur prédictif prend en compte un horizon de prévision et un horizon de contrôle. Dans cette architecture, les horizons de contrôle et de prévision ont été réglés à 5 et 30 minutes respectivement.

Étant donné que l'horizon défini permet une prévision de très court terme, nous considérons que la puissance moyenne des charges contrôlables (p.ex. électroménagers et éclairage), les gains de chaleur par ensoleillement, et la température extérieure restent constants durant l'horizon de prévision. En d'autres termes, la prévision de ces variables est faite au moyen d'un modèle de persistance, tel que défini par (5-1).

$$\hat{y}(n+h) = y(n) + \varepsilon(n+h) \quad (5-1)$$

où h est le nombre de pas en avance de la prévision et ε est l'erreur de la prévision.

Tel que mentionné précédemment, la fonction de coût est définie en termes du confort thermique [119]. Spécifiquement nous utilisons l'équation (5-2).

$$\hat{J}(n) = 100 - PPD \quad (5-2)$$

où PPD est le Pourcentage Prévu d'Insatisfaits selon les définitions de confort thermique de Fanger adoptées par les normes internationales tel que défini dans l'Annexe A-5. Dans cette définition des variables principales, en plus de la température de la pièce, nous considérons le pourcentage d'humidité qu'en conditions normales peut varier entre 30% et 60%, et le taux métabolique des occupants qui varie en fonction de leur niveau d'activité.

5.1.2 *Implantation matérielle en technologie VLSI de la structure MPC-PSO pour le contrôle du confort thermique*

En fonction de ce qui précède, nous proposons une architecture d'implantation du contrôleur MPC-PSO. Cette architecture est illustrée dans la Figure 5-2 et comporte trois processeurs :

- ◇ le *processeur d'initialisation* qui est chargé de la génération des nombres aléatoires utilisés dans l'initialisation de la vitesse et de la positions des particules ;
- ◇ le *processeur de mise-à-jour* qui permet de mettre à jour les positions et la vitesse de l'ensemble de particules.
- ◇ le *processeur du modèle* qui permet l'évaluation de la fonction de coût et la mise à jour des meilleures valeurs de vitesse et position.

Tel que montré dans la Figure 5-2, l'architecture comporte également un bloc de synchronisation et une logique de contrôle. Chacun des blocs fonctionnels sont décrits ici-bas.

Le **bloc de synchronisation** permet de coordonner et de gérer l'échange d'information entre les différents blocs. Ainsi, les signaux de synchronisation sont générés à chaque étape pour coordonner le fonctionnement du modèle et de l'algorithme d'optimisation.

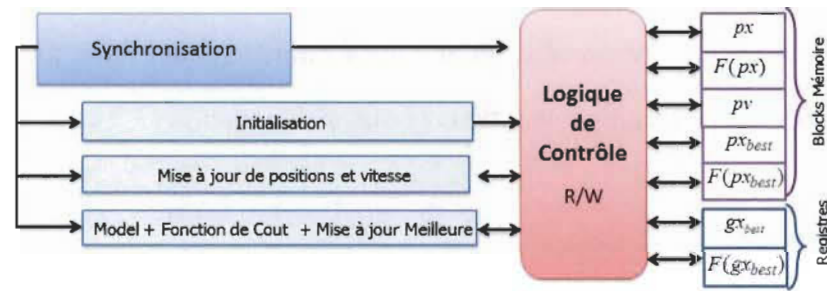
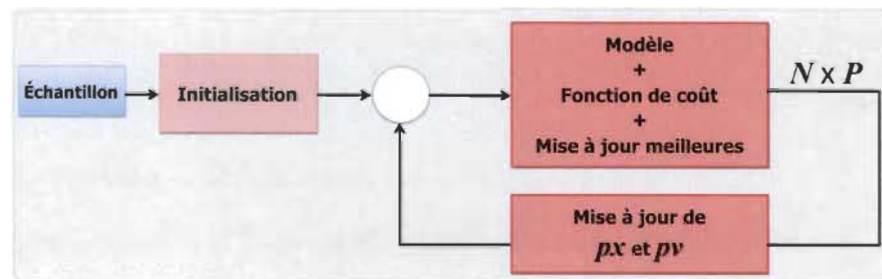
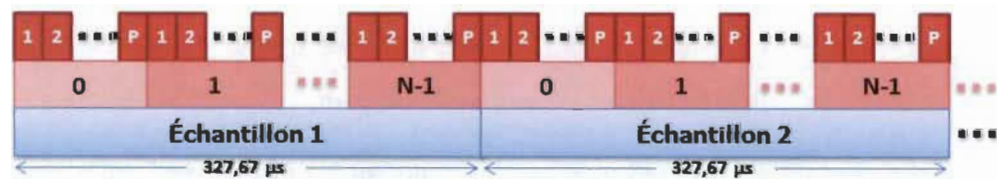


FIGURE 5-2 Structure générale du contrôleur du confort avec MPC-PSO.

Ce bloc génère des signaux pour indiquer entre autres les numéros actuels de la phase, de l'itération et des particules. Deux phases de fonctionnement sont définies par le bloc : la phase d'initialisation, et la phase d'apprentissage. La Figure 5-3 montre le principe de fonctionnement de la boucle d'optimisation et le lien entre les trois processeurs (Figure 5-3a). Dans la Figure 5-3b on indique les N séquences de la boucle d'optimisation ; la séquence $\{0\}$ correspond à la phase d'initialisation où les particules prennent des valeurs aléatoires de vitesse et position, et les séquences subséquentes $\{1, 2, \dots, N - 1\}$ correspondent chacune à une itération dans la phase d'apprentissage.

(a) Boucle $N \times P$ 

(b) Séquence.

FIGURE 5-3 Boucle d'optimisation.

Dans la deuxième phase, l'apprentissage est répété $(N - 1) \times P$, où $N - 1$ est le nombre d'itérations et P est le nombre de particules définies dans l'essai.

La **logique de contrôle** permet l'échange d'information entre les différentes entités du système. Ce bloc génère les signaux d'écriture et de lecture (R/W) pour les blocs de mémoire et les registres temporels, ce qui rend possible la mise à jour du système dans chaque séquence. Cette opération est faite à partir de l'information provenant du bloc de synchronisation identifiant la phase, l'itération et la particule.

Le bloc d'**initialisation** génère les positions px et les vitesses pv aléatoires pour chaque particule au moyen d'un générateur de nombres pseudo-aléatoires (*PRND* pour *pseudo-random*) avec une résolution de 16 bits et une latence de deux cycles d'horloge. La structure du *PRND* est montrée dans la Figure 5-4 et considère une méthode XOR & shift [141].

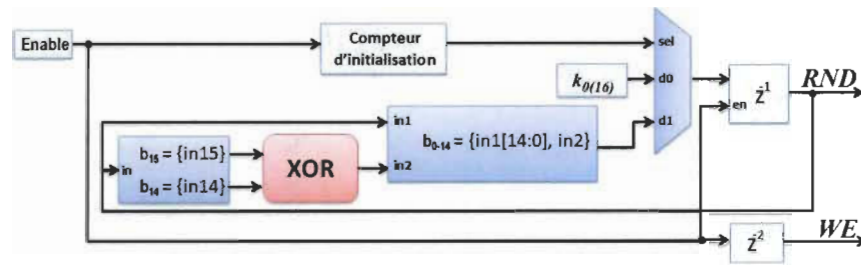


FIGURE 5-4 Initialisation pour la génération de nombres aléatoires.

Dans cette méthode, à chaque itération, un décalage à droite est appliqué à la valeur actuelle. Pour obtenir le bit moins significatif de la nouvelle valeur une opération XOR des deux bits les plus significatifs de la valeur actuelle est réalisée. La période de la séquence générée par le *PRND* est définie en fonction du nombre de bits b comme $2^b - 1$, ce qui donne 65535 pour une résolution de 16 bits. Cette période de répétition est assez longue pour cette application. Il est à noter que deux générateurs de nombres pseudo-aléatoires sont employés, l'un pour les positions et l'autre pour les vitesses.

Le bloc de **mise à jour de positions et vitesse** permet de faire l'adaptation des positions et vitesses de chaque particule (px et pv). Ce bloc permet aussi de garder en mémoire la position et la valeur de la fonction de coût qui correspondent à la meilleure solution parmi l'essaim (px_{best} et gx_{best}) à la fin de chaque itération.

Nous proposons une modification de la formulation classique de la mise à jour de la vitesse des particules présentée dans l'Annexe A-6; spécifiquement l'équation proposée pour la mise à jour est définie par (5-3).

$$\begin{aligned}
 pv(t_k) = & pv(t_k - 1) \\
 & + C_1 \times |\Delta_p| \times \Delta_p \\
 & + C_2 \times |\Delta_g| \times \Delta_g
 \end{aligned} \tag{5-3}$$

avec Δ_p et Δ_g définis par (5-4) et (5-5) respectivement.

$$\Delta_p = px_{best}(t_k - 1) - px(t_k - 1) \tag{5-4}$$

$$\Delta_g = gx_{best}(t_k - 1) - px(t_k - 1) \tag{5-5}$$

Tel que montré dans (5-3), (5-4) et (5-5), cette modification consiste à remplacer la valeur aléatoire ($rdn(\cdot)$) de la formulation originale par la valeur absolue (abs) de la différence des positions px_{best} et px et de gx_{best} et px . Il faut souligner que l'initialisation est faite de manière aléatoire sans affecter la diversité initiale de l'essaim. Cette modification permet d'accélérer la convergence des particules vers les meilleures positions individuelles et d'essaim, tout en gardant une utilisation réduite de ressources pour l'implantation matérielle. L'architecture utilisée pour la mise à jour de positions et vitesses est présentée dans la Figure 5-5. La latence maximale de cette architecture est de 13 cycles d'horloge et correspond à celle nécessaire pour la mise à jour des vitesses.

La Fonction coût, ou fonction objectif J , permet d'évaluer le confort des occupants à chaque itération afin de déterminer la meilleure solution à appliquer comme signal de contrôle. Cette fonction est évaluée à chaque itération pour chaque position de particule dans l'essaim ($fx = f(px)$).

Afin de simplifier l'implantation une mémoire ROM est définie pour contenir la fonction de coût évaluée pour toutes les valeurs possibles dans l'ensemble de solutions.

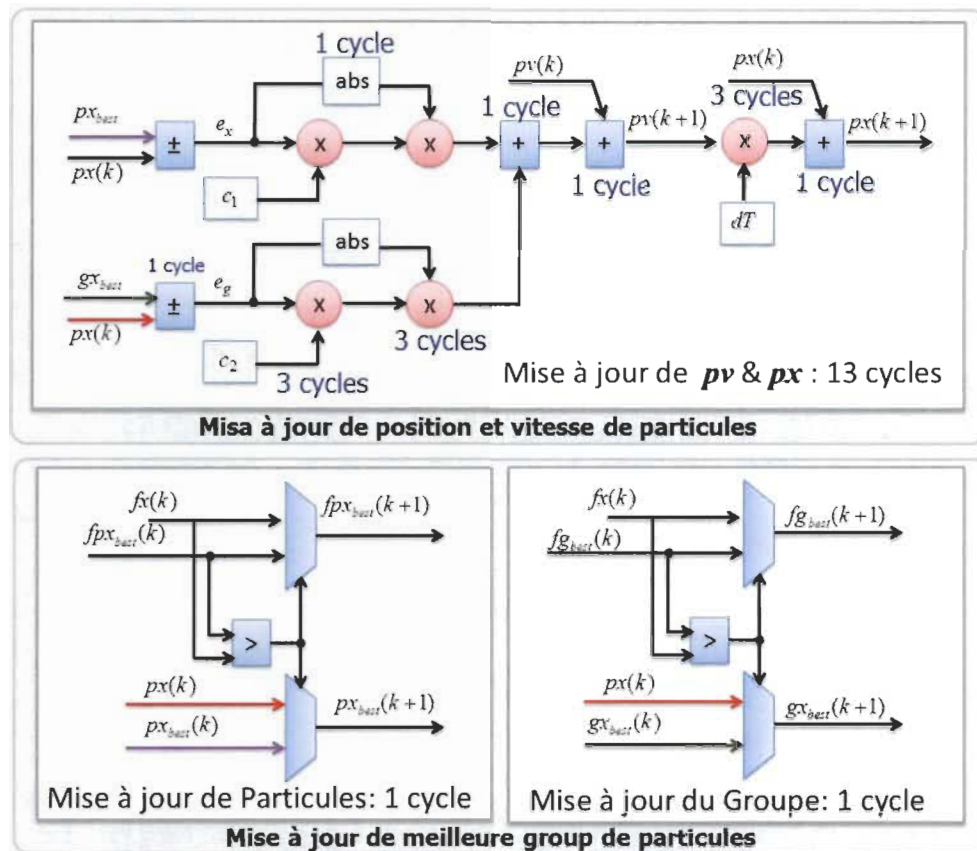


FIGURE 5-5 Structure pour l'étape de mise à jour de position et vitesse meilleures dans l'essaim.

L'adressage du bloc de mémoire ROM est possible grâce à un ensemble additionneur - multiplieur utilisé pour convertir les valeurs de température et d'humidité en adresses valides. Ce bloc a une latence de 5 cycles d'horloge.

5.1.3 Validation et résultats

Le contrôle de confort proposé avec MPC-PSO a été implémenté en FPGA utilisant comme cible le dispositif Xilinx Artix-7 XC7A100T-CS324. Les paramètres utilisés pour la méthode d'optimisation sont définis dans le Tableau 5-1.

Tel que mentionné précédemment et illustré dans la Figure 5-3, l'itération $\{0\}$ correspond à la phase d'initialisation, et les itérations $\{1.2 \dots N-1\}$ correspondent aux phases d'apprentissage

ou d'optimisation. Le modèle et la fonction de coût sont évalués, dans ce cas spécifique, un total de 960 fois, soit 30 itérations \times 32 particules.

TABLE 5-1 Paramètres de la méthode d'optimisation pour le contrôleur de confort thermique

Paramétriser	Description	Valeur
P	Population (nombre de particules)	32
N	Nombre d'itérations	30
C_1	Composante cognitive	0.1
C_2	Composante sociale	0.2
Δt	Variation de vitesse	0.1

L'architecture proposée avec les paramètres du Tableau 5-1 permet un échantillonnage des signaux avec une période minimale de 327.68 μs pour un signal d'horloge du FPGA de 100 MHz. Ce qui est équivalent à une fréquence d'échantillonnage de plus de 3kHz, ce qui répond amplement aux exigences de la gestion en temps-réel de la demande locale.

La structure proposée, tel que montré au Tableau 5-2, a un faible coût d'implantation matérielle. Ce coût est défini en termes du nombre de *slices*, de blocs de mémoire et de blocs DSP après placement et routage de l'architecture proposée.

TABLE 5-2 Ressources utilisées pour l'implantation en FPGA du contrôleur de confort thermique avec une résolution de 16 bits à virgule fixe et utilisant le dispositif Xilinx Artix-7 XC7A100T-CS324.

Description	Utilisé	Disponible
Slices Registers	1,450 (1%)	126,800
Slices LUTs	1,508 (2%)	63,400
RAMB36E1/FIFO36E1s	10 (7%)	135
DSP48E1s	17 (7%)	240

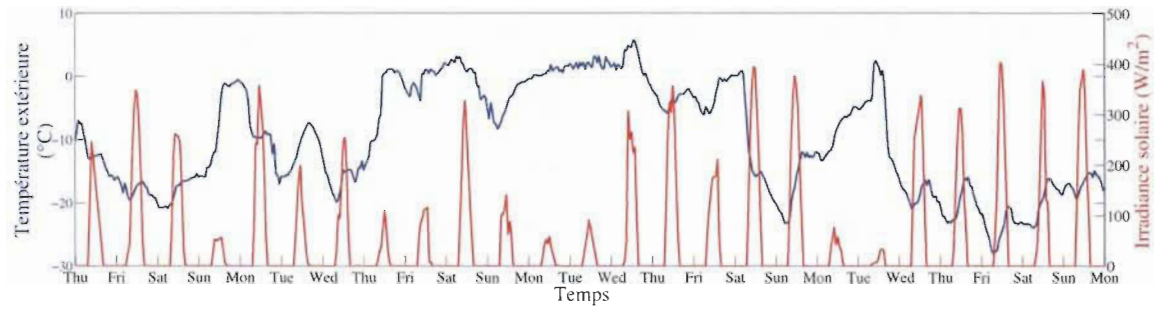
Après l'implantation du contrôleur en FPGA, nous avons validé son fonctionnement avec des données expérimentales sur une période de 25 jours d'hiver en 2016. Dans cette évaluation, les entrées d'information météorologique, spécifiquement de température et d'ensoleillement,

correspondent aux valeurs de mesures réelles obtenues à partir de la base de données du site web de SIMEB- Hydro-Québec [9] et sont présentées dans la Figure 5-6a. Notez que seulement la température extérieure est utilisée par le contrôleur, et que l'autre variable météorologique est considérée comme un signal de perturbation. Ces données ainsi que celles des gains associés à l'occupation et à l'opération des charges résidentielles sont utilisées et appliquées au système d'émulation de bâtiment détaillé au Chapitre 3.

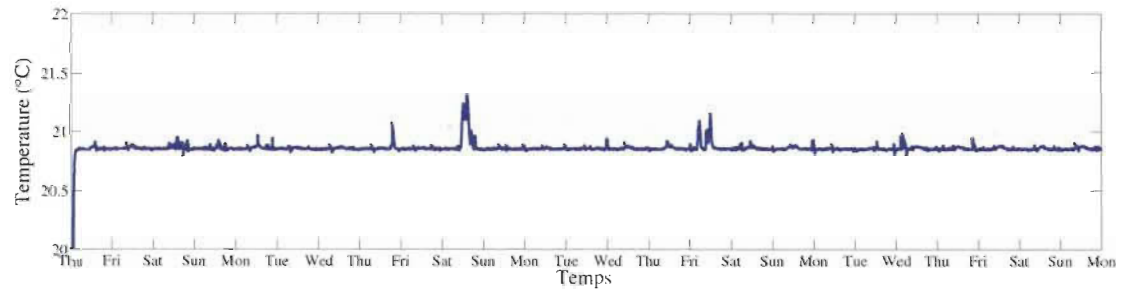
Les Figures 5-6b et 5-6c présentent les résultats obtenus utilisant le contrôleur MPC-PSO. Spécifiquement, les réponses de température intérieure et du confort sont présentées. La puissance de chauffage appliquée, P_{CH} est également indiquée sur la Figure 5-6d.

Ces résultats montrent que la boucle d'optimisation permet de maintenir le confort des occupants à chaque instant au long de la période d'évaluation, indépendamment des perturbations. C'est-à-dire que la fonction de coût, $J = 100 - PPD$, est maintenue près de son maximum qui est défini comme 95%, selon la définition du PPD présentée dans l'Annexe A-5.

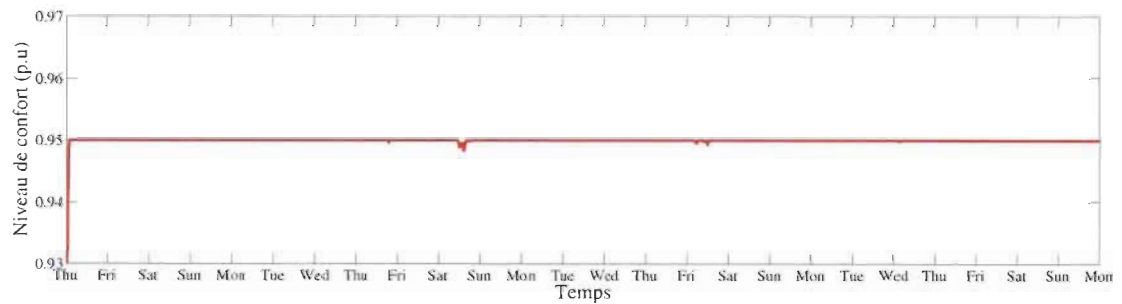
Tel qu'attendu, lorsque des gains par ensoleillement élevés sont présents en même temps que la température extérieure est élevée (près ou supérieure à 0°C), la température intérieure peut augmenter légèrement dépassant la valeur de référence définie par le contrôleur, donc une légère diminution du confort peut être observée.



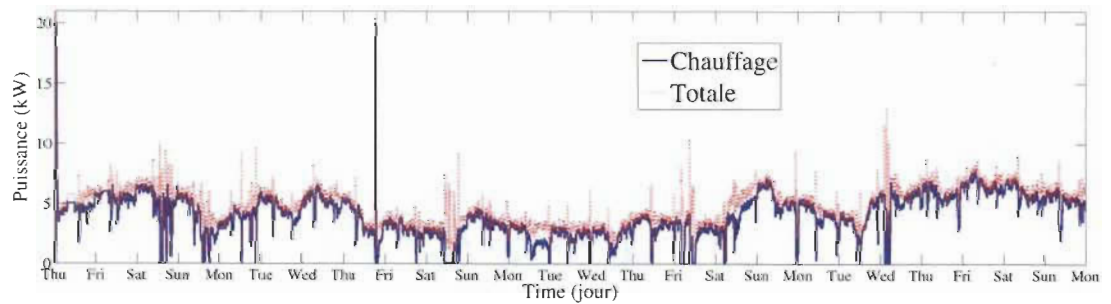
(a) Température extérieure et ensoleillement



(b) Température intérieure



(c) Confort thermique



(d) Puissance

FIGURE 5-6 Résultats obtenus avec le contrôleur de confort thermique MPC-PSO implémenté en FPGA.

5.2 Architecture de gestion proposée pour le contrôle du confort thermique et la réduction de puissance en heures de pointe

Cette deuxième architecture proposée intègre un deuxième objectif : la réduction de la consommation de puissance en heures de pointe. Dans ce sens, cette nouvelle architecture de contrôle a les priorités suivantes : 1) fournir un déplacement automatique de la consommation de puissance locale en dehors des périodes critiques vues par le distributeur et 2) maintenir le confort thermique des occupants du bâtiment résidentiel. L'architecture de contrôle proposée, montrée par la Figure 5-7 est de type prédictif basé sur modèle avec optimisation par essaim de particules (MPC-PSO), suit les mêmes principes de base que celle présentée dans la section précédente. Cependant, les actions de contrôle, cette fois-ci, sont basées sur le réglage en temps-réel de la température de consigne des thermostats communicants, ce qui permet indirectement de modifier le profil de consommation de puissance.

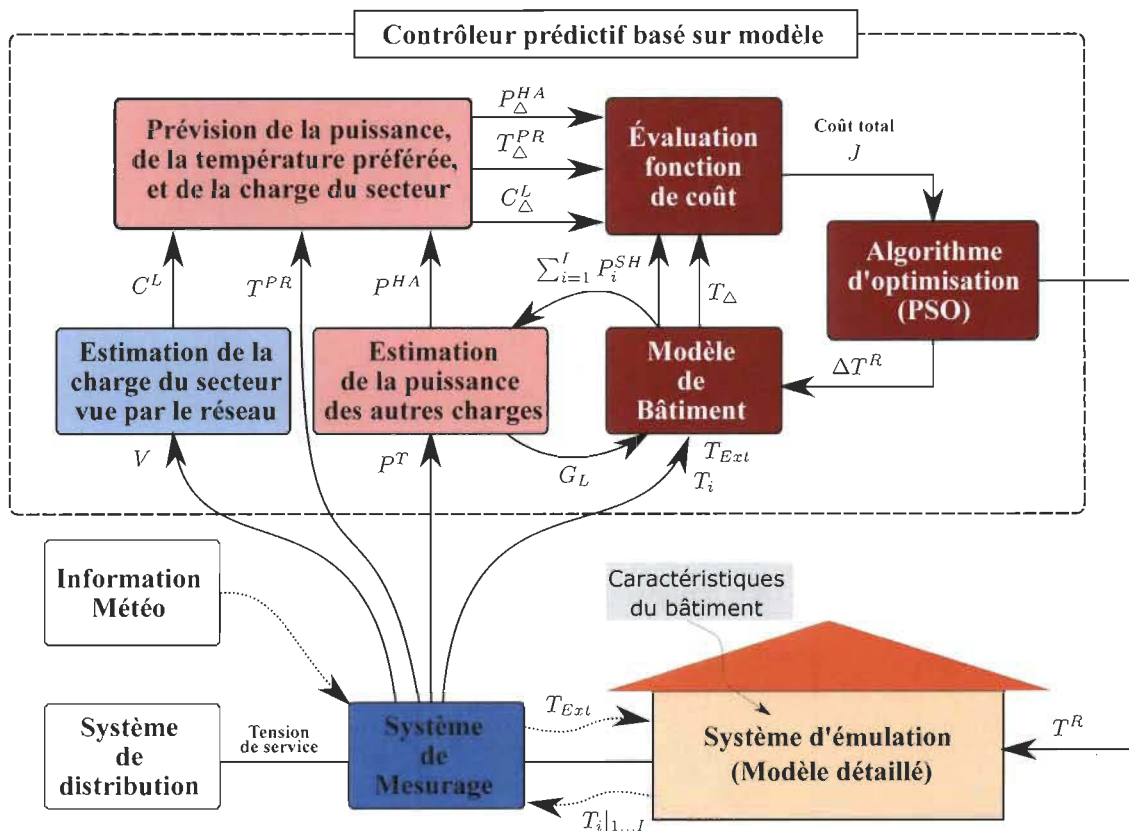


FIGURE 5-7 Structure de l'architecture de gestion proposée.

5.2.1 Principales hypothèses

L'architecture de gestion proposée considère les hypothèses suivantes :

- (i) Le bâtiment résidentiel est chauffé au moyen de plinthes électriques commandées individuellement par des thermostats électroniques communicants (p.ex. utilisant WiFi, ZigBee, PLC ou autres technologies);
- (ii) la puissance totale consommée par le bâtiment, la tension et la fréquence fournies par le distributeur, ainsi que la température extérieure sont obtenues à partir d'un système de mesurage intelligent intégré qui communique avec le contrôleur (Annexe 4A);
- (iii) la puissance nominale de chaque plinthe chauffante et celle du chauffe-eau sont connues.

Le comportement du bâtiment résidentiel est analysé de deux manières, chacune considérant une partie du comportement : une partie déterministe qui est associée aux caractéristiques thermiques du bâtiment et une partie stochastique qui est associée aux particularités en termes de préférences et activités des résidents selon le temps du jour et chaque jour en particulier.

5.2.2 Description détaillée et formulation de l'architecture de gestion

Le schéma présenté par la Figure 5-7 montre chaque bloc de l'architecture de gestion. On distingue trois grands blocs : la structure MPC, le bloc d'estimation et prévision et le bloc de mesurage intelligent. Chacun des blocs a été implémenté de manière à pouvoir fonctionner comme un processeur indépendant pour faire de l'ensemble un seul système adaptatif. Dans ce sens, les approches utilisées pour la prévision et l'estimation fonctionnent en processus parallélisés en ligne, alimentés par le système de mesurage intelligent.

Nous présentons dans ce qui suit, une description de chaque partie des processeurs dans l'architecture de gestion.

La prévision à un horizon h de la consommation de puissance associée aux appareils électroménagers, à l'éclairage et au chauffe-eau, $P_{\Delta}^{HA}(t_{k+h})$, est accomplie en utilisant l'approche de prévision du *Jour Similaire de la Semaine* JSS (SDWP pour *Similar Day of Week Prediction*). L'analyse avec JSS permet de faire la prévision des séries temporelles en considérant les similitudes de comportement de la variable de prévision et de certaines variables connexes [142–144]. Dans ce travail nous avons adopté une base calendaire circulaire pour déterminer le comportement de la consommation de chaque jour de la semaine et des jours particuliers (fériés, congés, vacances) à partir de l'historique moyen du comportement. Ainsi les valeurs de la prévision de puissance à l'instant t_{k+h} sont définis par (5-6),

$$P_{\Delta}^{HA}(t_{k+h}) = \widehat{P}^{HA}(\varphi_{k+h}, t_k) \quad (5-6)$$

où t_k et t_{k+h} dénotent respectivement le temps présent et futur, et $\varphi_{k+h} = \mathbf{mod}(k+h, L)$ la position dans le buffer circulaire avec longueur L défini en termes de la période d'échantillonnage (T_S) et de la période de la base circulaire (hebdomadaire ou journalière) selon (5-7).

$$L = \begin{cases} L_w = \frac{7 \times 24 \times 3600}{T_S} & \text{pour une base hebdomadaire} \\ L_d = \frac{24 \times 3600}{T_S} & \text{pour une base journalière} \end{cases} \quad (5-7)$$

Les valeurs espérées de la puissance consommée $\widehat{P}^{HA}(\varphi_k, t_k)$, à l'instant t_k , sont mises à jour utilisant 1) les valeurs précédentes $\widehat{P}^{HA}(\varphi_k, t_{k-1})$ et 2) la puissance mesurée lissée $\widetilde{P}^{HA}(t_k)$. Ceci utilisant un facteur d'apprentissage entre $0 < \lambda_p < 1$, avec

$$\widehat{P}^{HA}(\varphi_k, t_k) = \lambda_p \times \widetilde{P}^{HA}(t_k) + (1 - \lambda_p) \times \widehat{P}^{HA}(\varphi_k, t_{k-1}) \quad (5-8)$$

La puissance lissée, $\widetilde{P}^{HA}(t_k)$, est obtenue en ligne à partir des mesures de puissance des autres charges et du chauffe-eau identifiées $P^{OHA}(t_k)$ et $P^{EWH}(t_k)$ respectivement. Le lissage est fait

en utilisant un filtre à convolution de type Gaussien défini par,

$$\widetilde{P}^{HA}(t_k) = \sum_{i=-r}^r \left\{ \begin{array}{l} [P^{OHA}(t_{k+i}) + P^{EWH}(t_{k+i})] \\ \times \left[\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{i^2}{2\sigma^2}\right) \right] \end{array} \right\} \quad (5-9)$$

avec σ l'écart type et $2r + 1$ la taille du filtre Gaussien. Il faut souligner qu'un retard de r échantillons est introduit par le filtre.

La prévision de la puissance de chauffage $\sum_{i=1}^l P_i^{SH}(t_k)$ est accomplie à travers le modèle de bâtiment tel que présenté au Chapitre 3. Ce modèle reproduit la dynamique électrique-thermique du bâtiment et est exécuté de manière itérative dans la boucle d'optimisation. De la même manière que dans l'architecture décrite précédemment, le modèle discret permet l'évaluation des candidats de la variable de contrôle et la recherche de l'optimum par l'algorithme d'optimisation en dedans d'une période d'échantillonnage.

La méthode JSS est également utilisée pour la prévision du réglage de la température en fonction des préférences des occupants sur la base de l'information de l'historique du réglage utilisé ou préféré par les occupants.

$$T_{\Delta}^{PR}(t_{k+h}) = \widehat{T}^{PR}(\varphi_{k+h}, t_k) \quad (5-10)$$

Les valeurs espérées de la température de réglage de prédilection sont mises à jour avec un facteur d'apprentissage entre $0 < \lambda_T < 1$, utilisant

$$\widehat{T}^{PR}(\varphi_k, t_k) = \lambda_T \times \widetilde{T}^{PR}(t_k) + (1 - \lambda_T) \times \widehat{T}^{PR}(\varphi_k, t_{k-1}) \quad (5-11)$$

La température moyenne favorite à l'instant t_k , $\widehat{T}^{PR}(t_k)$, est obtenue à partir des valeurs instantanées $T^{PR}(t_k)$ observées. Ces valeurs sont lissées par l'utilisation d'un filtre de type Gaussien, selon (5-12).

$$\widetilde{T}^{PR}(t_k) = \sum_{i=-r}^r \left[T^{PR}(t_{k+i}) \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{i^2}{2\sigma^2}\right) \right] \quad (5-12)$$

La prévision de la charge du secteur vue par le distributeur, pour un horizon H , est accomplie à partir de l'information obtenue utilisant la proposition présentée au Chapitre 4. Ceci évoque l'estimation de la charge du réseau à partir de la mesure de la tension au niveau du panneau électrique de la résidence. Nous proposons une prévision basée sur l'approche du Jour Similaire de la Semaine, JSS, combinée avec la prévision du Temps du Jour Similaire TJS (STDP pour *Similar Time of Day Prediction*) selon l'équation (5-13).

$$C_{\Delta}^L(t_{k+h}) = \alpha_W \times \widehat{C}_W^L(\varphi_{k+h}, t_k) + \alpha_D \times \widehat{C}_D^L(\psi_{k+h}, t_k) \quad (5-13)$$

avec $\alpha_W + \alpha_D = 1$, $\varphi_{k+h} = \mathbf{mod}(k+h, L_w)$ et $\psi_{k+h} = \mathbf{mod}(k+h, L_d)$.

Les valeurs espérées $\widehat{C}_W^L(\varphi_k, t_k)$ et $\widehat{C}_D^L(\psi_k, t_k)$ sont mises à jour considérant les facteurs d'apprentissage $0 < \lambda_W < 1$ et $0 < \lambda_D < 1$ respectivement, utilisant les équations (5-14) et (5-15).

$$\widehat{C}_W^L(\varphi_k, t_k) = \lambda_W \times \widetilde{C}^L(t_k) + (1 - \lambda_W) \times \widehat{C}_W^L(\varphi_k, t_{k-1}) \quad (5-14)$$

$$\widehat{C}_D^L(\psi_k, t_k) = \lambda_D \times \widetilde{C}^L(t_k) + (1 - \lambda_D) \times \widehat{C}_D^L(\psi_k, t_{k-1}) \quad (5-15)$$

Les valeurs moyennes de la charge du secteur, $\widetilde{C}^L(t_k)$, sont obtenues après un processus de filtrage Gaussien à partir de l'estimation $C^L(t_k)$, selon (5-16).

$$\widetilde{C}^L(t_k) = \sum_{i=-r}^r \left[C^L(t_{k+i}) \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{i^2}{2\sigma^2}\right) \right] \quad (5-16)$$

Il faut souligner que la valeur estimée à l'instant t_k de la charge du secteur vue par le réseau $C^L(t_k)$ est obtenue en ligne utilisant l'analyse de la tension proposée au Chapitre 4.

Afin de bénéficier aux occupants et au fournisseur électrique, nous avons défini deux termes de coût de manière à considérer simultanément l'impact de la courbe de puissance et du confort thermique. Cette fonction est prédite pour un instant t_{k+h} comme $C_{\Delta}(t_{k+h})$ selon (5-17).

$$C_{\Delta}(t_{k+h}) = C_{\Delta}^L(t_{k+h}) \cdot P_{\Delta}^T(t_{k+h}) \cdot (1 - \mu) + C_{\Delta}^C(t_{k+h}) \cdot \mu \quad (5-17)$$

où tel que vu précédemment $C_{\Delta}^L(t_{k+h})$ est la prévision de la charge du secteur vue par le réseau électrique ; $P_{\Delta}^T(t_{k+h})$ est la prévision de la puissance consommée par la résidence définie par l'équation (5-18).

$$P_{\Delta}^T(t_{k+h}) = \sum_{i=1}^I P_i^{SH}(t_{k+h}) + P_{\Delta}^{HA}(t_{k+h}) \quad (5-18)$$

où, $P_i^{SH}(t_{k+h})$ est la puissance moyenne utilisée par le chauffage de la zone thermique (ou la pièce) $i \in \{1, 2, \dots, I\}$; et $P_{\Delta}^{HA}(t_{k+h})$, définie par (5-6), est la prévision de la puissance consommée par le chauffe-eau et les autres électroménagers de la résidence.

Le terme $C_{\Delta}^C(t_{k+h})$, dans (5-17), est la prévision du coût associé au confort thermique basé sur la définition du PPD de Fanger. Ce terme du coût est défini par (5-19).

$$C_{\Delta}^C(t_{k+h}) = \frac{PPD(T_{\Delta}(t_{k+h}), \xi(t_{k+h})) - 5}{100} \quad (5-19)$$

Où $T_{\Delta}(t_{k+h})$ correspond à la température intérieure prévue de la maison à l'aide du modèle, le paramètre $\xi(t_{k+h}) = f(T_{\Delta}^{PR}(t_{k+h}))$ est associé à l'activité et l'habillement des occupants. Ce paramètre est prévu à partir de la prévision de la température de réglage préférée (5-10). Le

coefficient $0 \leq \mu \leq 1$ permet de définir la priorité ou pondération pour chaque terme de coût ; e.g. $\mu > 0.5$ donne plus de priorité au confort des occupants.

Finalement, nous définissons la fonction de coût J à minimiser à l'instant t_{k+1} considérant un horizon de prévision H selon (5-20).

$$J(t_{k+1}) = \sum_{h=1}^H [C_{\Delta}(t_{k+h})]^2 \quad (5-20)$$

Il faut souligner que J dépend de trois facteurs importants : 1) de la charge du secteur vue par le réseau ; 2) de la consommation locale résidentielle ; et 3) des variables en relation avec le confort thermique, notamment de la température intérieure, de l'activité et de l'habillement des occupants.

La fonction de coût définie précédemment par (5-20) est minimisée par le contrôleur prédictif qui impose la température de réglage $\{T^R(t_{k+1}), T^R(t_{k+2}), \dots, T^R(t_{k+H})\}$ en dedans d'un horizon de prévision $\{t_{k+1}, t_{k+2} \dots t_{k+H}\}$, avec $T^R(t_{k+h}) = T^R(t_k) + \Delta T^R(h)$. De cette façon, un ensemble fini et borné de possibles variations de réglage de la température $-1 < \Delta T^R < 1$ est considéré par l'algorithme d'optimisation. L'ensemble de solutions admissibles est donc défini sans discontinuités par l'équation (5-21), et montré dans la Figure 5-8.

$$\Delta T^R(h, r) = \frac{1 - \exp(-\frac{h}{2b})}{\exp(-\frac{1}{2b})} \sin\left(\frac{6\pi r}{Y}\right) + \frac{1}{4} \sin\left(\frac{2\pi r}{Y}\right) \quad (5-21)$$

avec $h \in [1, H]$, $r \in [1, Y]$, Y est la dimension ou rang de l'ensemble de solutions admissibles, et

$$b = \left\lfloor \frac{H}{2} - 32 \frac{\mathbf{mod}(r, H)}{H} + \frac{64r}{Y} \right\rfloor \quad (5-22)$$

Cette définition sans changements brusques favorise une large variété de réponses de type exponentiel, et permet d'éviter ou de réduire la possible saturation synchronisée de thermostats électroniques.

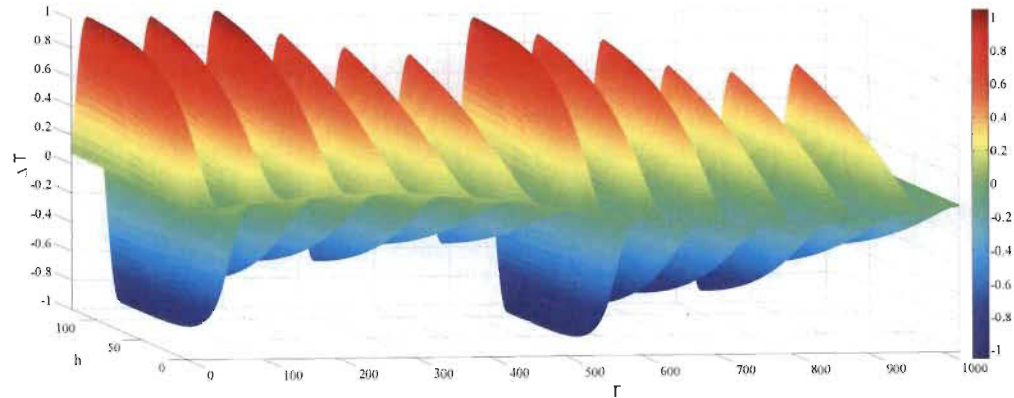


FIGURE 5-8 Ensemble de solutions admissibles de variation de réglage de température ΔT^R .
Pour un horizon $H=128$ échantillons et rang $\Upsilon = 2^{10}$.

Cette saturation indésirable des thermostats survient notamment lors des augmentations brusques de réglage de température et entraîne des pics de consommation atteignant ou dépassant la valeur de la puissance installée de chauffage [15]. Les trajectoires exponentielles adoucies permettent aussi d'exploiter la réponse naturelle du phénomène de transfert de chaleur dans le bâtiment.

Nous avons proposé cette définition d'ensemble de solutions, cependant d'autres formulations peuvent être utilisées tout dépendant des contraintes imposées aux variations de réglage de la température.

L'implantation matérielle de l'algorithme d'optimisation par essaim de particules est similaire à celle présentée dans la section 5.1.2. Ainsi, chaque possible position de particules $\chi(r)$ est définie en dedans de l'horizon de prévision H comme un vecteur dans l'ensemble de solutions selon (5-23).

$$\chi(r) = \left[\Delta T^R(r,1) \quad \Delta T^R(r,2) \quad \dots \quad \Delta T^R(r,H) \right] \quad (5-23)$$

où $r \in [1, Y]$. Les positions et vitesses de l'essaim, composé de P particules, sont définies par (5-24) et (5-25) respectivement.

$$\{x_1(t_{k+1}), x_2(t_{k+1}), \dots, x_P(t_{k+1})\} \quad (5-24)$$

$$\{v_1(t_{k+1}), v_2(t_{k+1}), \dots, v_P(t_{k+1})\} \quad (5-25)$$

Ces positions et vitesses, ainsi que les meilleures, sont mises à jour à chaque itération $n \in [1, N]$ pour minimiser J avec (5-26) et (5-27).

$$px(t_{k+1}) = px(t_k) + pv(t_{k+1}) \times \Delta t \quad (5-26)$$

$$pv(t_{k+1}) = pv(t_k) + C_1 \times |\Delta_p| \times \Delta_p + C_2 \times |\Delta_g| \times \Delta_g \quad (5-27)$$

Les variations Δ_p et Δ_g sont définies respectivement par (5-28) et (5-29) ,

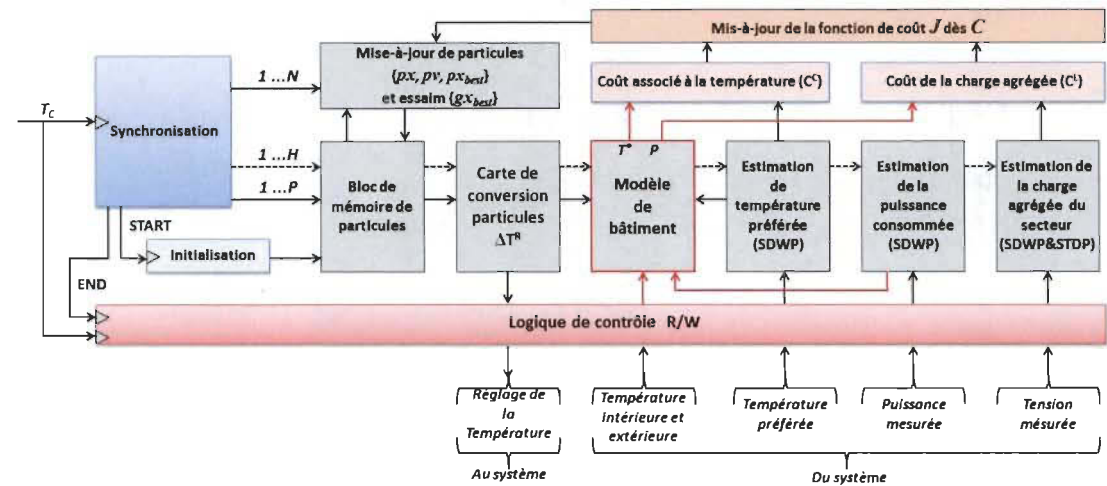
$$\Delta_p = px_{best}(t_k) - px(t_k) \quad (5-28)$$

$$\Delta_g = gx_{best}(t_k) - px(t_k) \quad (5-29)$$

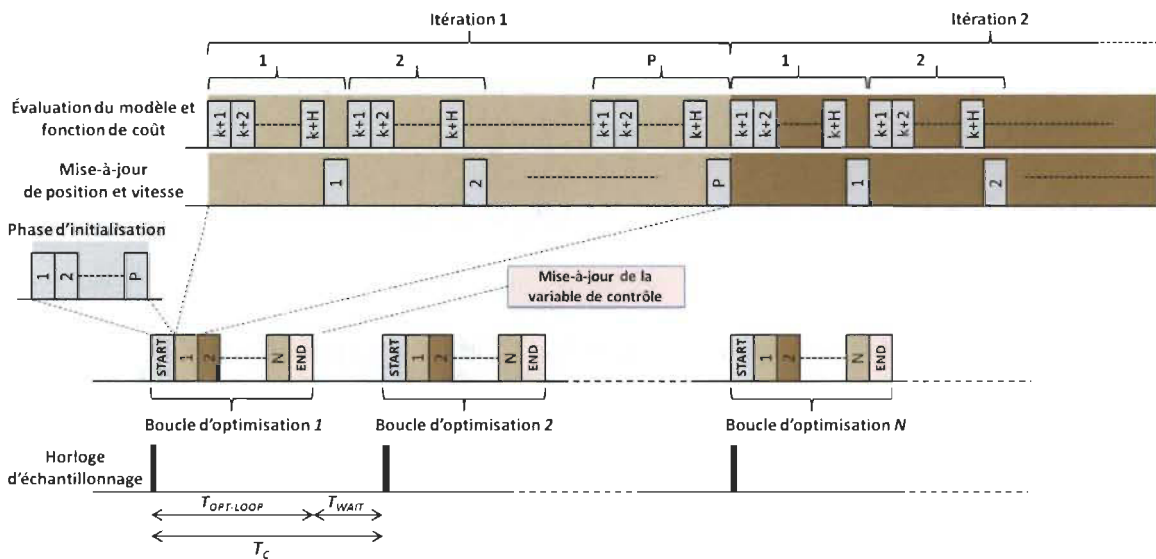
où px_{best} et gx_{best} sont les meilleures positions des particules et de l'essaim respectivement. La meilleure position px_{best} de la particule p correspond à la solution qui permet d'obtenir la valeur minimale de la fonction de coût J après chaque itération. La meilleure position de l'essaim ou du groupe, gx_{best} , correspond à la solution qui donne la valeur minimale parmi toutes les évaluations réalisées dans la boucle d'optimisation. Notons que la fonction de coût J est évaluée un maximum de $N \times P$ fois, où N est le nombre d'itérations et P est le nombre de particules dans l'essaim.

5.2.3 Implantation matérielle en technologie VLSI

Afin de permettre la validation du contrôleur et de vérifier sa faisabilité, nous avons proposé une architecture d'implantation matérielle en technologie VLSI. Cette architecture et son diagramme de temps sont présentés dans la Figure 5-9.



(a) Architecture d'implantation simplifiée.



(b) Diagramme de temps

FIGURE 5-9 Architecture d'implantation matérielle en technologie VLSI du contrôleur proposé.

Tel que montré dans le diagramme de temps de la Figure 5-9b, une nouvelle boucle d'optimisation est démarrée par une phase d'initialisation lors du front montant du signal d'horloge

d'échantillonnage du contrôleur ayant une période T_C . Dans cette première phase, les positions et vitesses des particules sont générées aléatoirement pour introduire le comportement stochastique de l'essaim, ceci en utilisant un générateur pseudo-aléatoire tel que décrit dans la section 5.1.2 et représenté par la Figure 5-4. Chacune des N itérations d'optimisation permet de mettre à jour progressivement les vitesses et positions des particules, après l'évaluation du modèle thermique et de la fonction de coût pour chaque particule dans l'essaim et chaque pas dans l'horizon de prévision.

Après les N itérations réalisées, la valeur future de la variable de contrôle est mise à jour avec la valeur optimale obtenue. Afin d'assurer un échantillonnage régulier avec une période T_C , une période d'attente T_{WAIT} est définie entre la fin de la boucle d'optimisation et le prochain coup d'horloge permettant de recevoir les nouvelles valeurs des mesures et d'envoyer au système la nouvelle valeur de la variable de contrôle.

Les paramètres pour cette étape de l'implantation MPC-PSO sont énumérés dans le Tableau 5-3.

TABLE 5-3 Paramètres de la méthode d'optimisation du contrôleur proposé.

Paramétrer	Description	Valeur
P	Population (nombre de particules)	32
N	Nombre d'itérations	32
C_1	Composante cognitive	0.2
C_2	Composante sociale	0.3
Δt	Variation de vitesse	0.1
H	Horizon de prévision	128 min
T_C	Période d'échantillonnage du contrôleur	1 min

5.2.4 Validation et résultats

Après avoir implanté le contrôleur en technologie VLSI, nous avons réalisé plusieurs validations utilisant l'émulation de la résidence du cas d'étude dont les caractéristiques sont détaillées au Tableau 3-4. Nous avons utilisé également des mesures de la puissance des

charges domestiques (électroménagers) et de la tension au niveau du panneau électrique pendant l'hiver 2016. L'information de la température de réglage, la température intérieure et extérieure ont été aussi collectées pour la période d'évaluation.

Nous présentons les résultats de validation en deux parties. La première partie pour les résultats de la prévision, et la deuxième partie pour les résultats du contrôleur.

5.2.4.1 Résultats de la prévision

La Figure 5-10 présente les résultats de la prévision de la température de prédilection des occupants. Selon ces résultats, la température préférée prédite suit le comportement de la

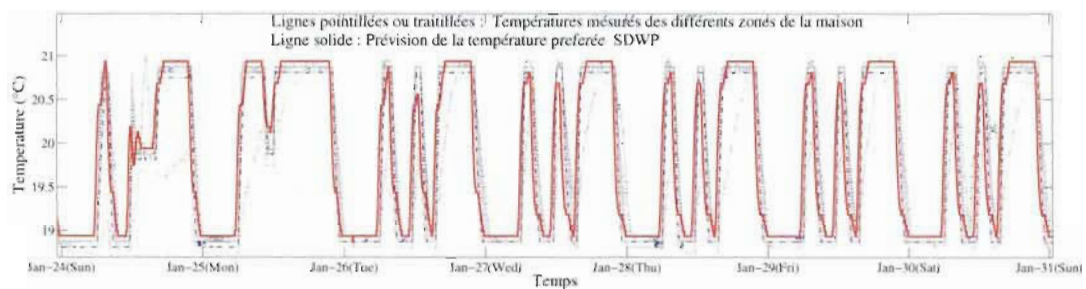
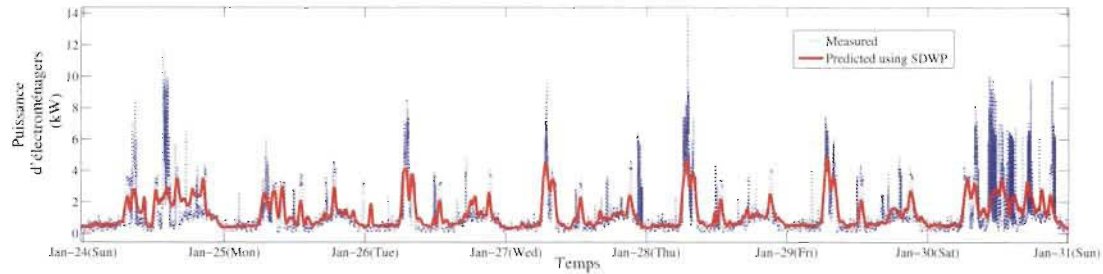


FIGURE 5-10 Prévision de la température préférée avec SDWP pendant une semaine en Janvier 2016.

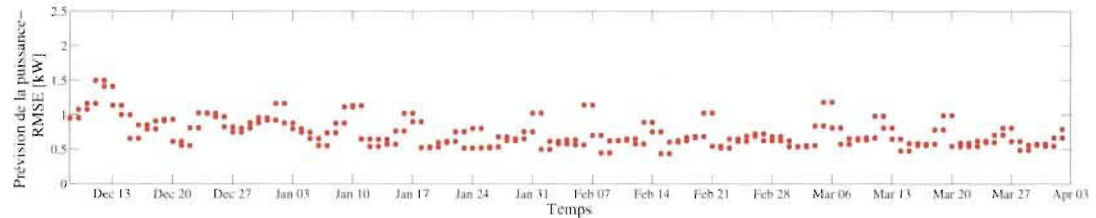
plupart des valeurs mesurées dans les différentes zones thermiques (ou pièces) du bâtiment résidentiel et les préférences signalées par les occupants.

La Figure 5-11 montre les résultats de la prévision de la puissance locale liée aux appareils électroménagers pendant une semaine en janvier 2016, et l'erreur RMSE (Root Mean Square Error) de la prévision calculée par jour durant toute la période hiver-printemps 2015-2016. L'erreur RMSE est définie par (5-30).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N [y_j - \hat{y}_j]^2} \quad (5-30)$$



(a) Prédiction de la puissance.



(b) RMSE de la puissance prédite.

FIGURE 5-11 Prédiction de la puissance des charges domestiques (électroménagers) pendant une semaine en Janvier 2016, et erreur RMSE pour la période hiver-printemps 2015-2016.

Il est particulièrement remarquable que la puissance locale prédite, sur la Figure 5-11, suit de près les mesures dans les jours ouvrables. Cependant, tel qu'attendu la précision de la prévision est moins bonne la fin de semaine. Cette baisse de la performance en fin de semaine s'explique essentiellement par le comportement particulier des occupants qui est moins routinier.

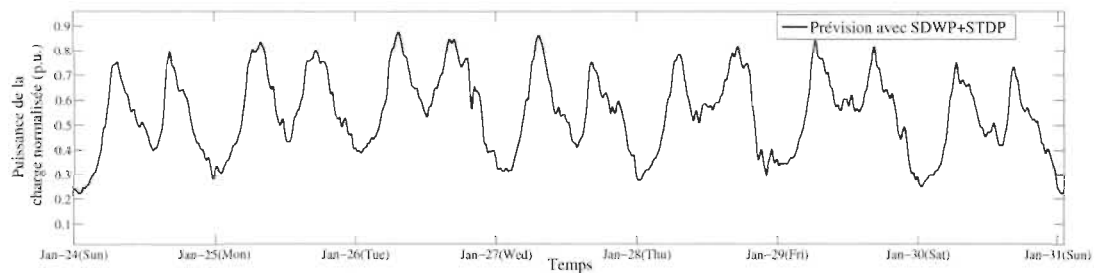
On observe également par ces résultats que le processus d'apprentissage répond bien après quelques semaines considérant qu'au départ, au mois de décembre, la valeur moyenne de RMSE est supérieure à 1kW. Au fur et à mesure que le système apprend cette erreur décroît à environ 0.7kW. Tel que mentionné précédemment le processus d'estimation est meilleur durant les jours ouvrables, ce qui permet au contrôleur d'offrir une meilleure performance globale durant la semaine où les besoins de réduction de la pointe sont plus importants pour le réseau de distribution.

La Figure 5-12 montre les courbes de la tension efficace mesurée localement au niveau du panneau électrique et de la prévision de la puissance relative du secteur pour une période d'une semaine en janvier 2016. Le signal de puissance relative présenté dans la Figure 5-12b est obtenu à partir de la tension mesurée utilisant la méthode d'estimation des périodes de

pointe proposée au Chapitre 4 et la méthode de prévision détaillée dans la section 5.2.2. Ces résultats montrent des crêtes prononcées de puissance relative en matinée et en après-midi, et des vallées ou périodes de basse consommation autour de l'heure du midi et minuit. Les périodes estimées de forte consommation correspondent bien aux périodes de pointe signalées par le fournisseur électrique pendant la saison froide.



(a) Tension mesurée



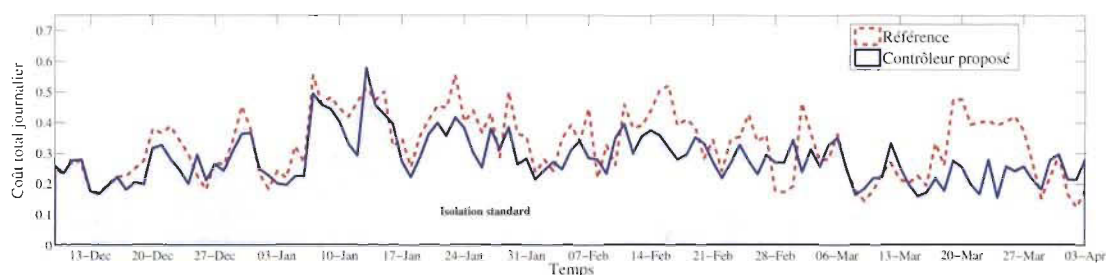
(b) Puissance relative du secteur estimée

FIGURE 5-12 Tension du réseau électrique normalisée et prévision de la puissance du secteur avec SDWP+STDP pendant une semaine de janvier 2016.

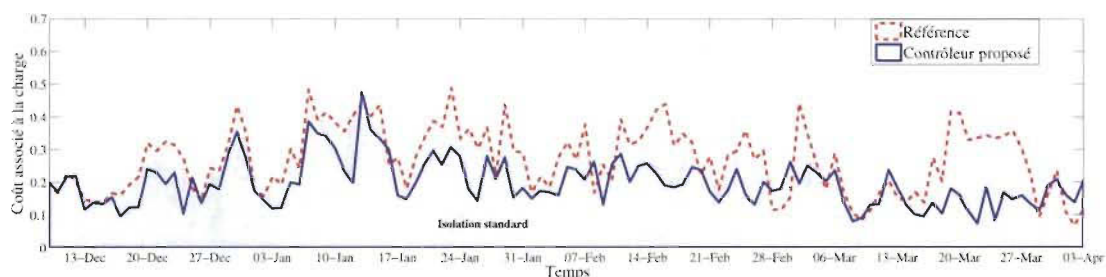
5.2.4.2 Résultats du contrôleur

Afin de valider la performance du contrôleur proposé dans des conditions différentes, nous avons considéré deux bâtiments avec niveaux d'isolation thermique différents. Le premier avec un niveau d'isolation standard tel que recommandé par les normes et le deuxième avec une faible isolation. Dans les deux cas, les préférences de réglage par les utilisateurs comprennent une réduction de la température durant la nuit, comme dans la plupart des résidences utilisant des thermostats programmables.

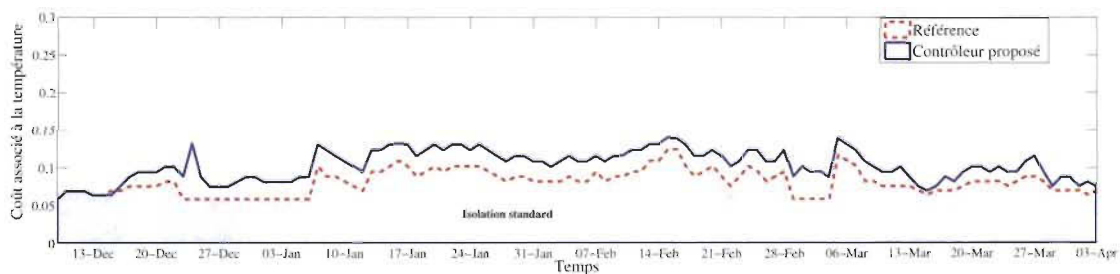
Les résultats du pic quotidien du coût pour le premier cas, où le bâtiment a une isolation thermique standard, sont présentés par la Figure 5-13.



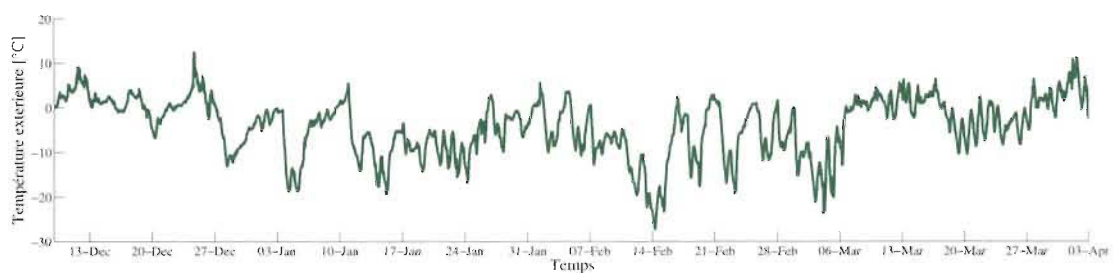
(a) Pic quotidien du coût total



(b) Pic quotidien du coût associé à la charge



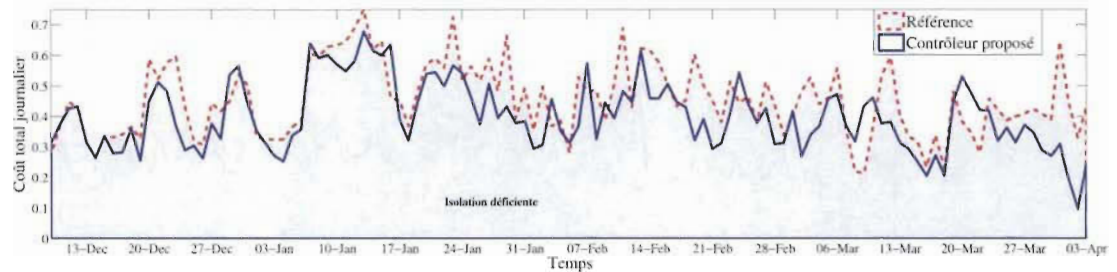
(c) Pic quotidien du coût associé au confort thermique (PPD)



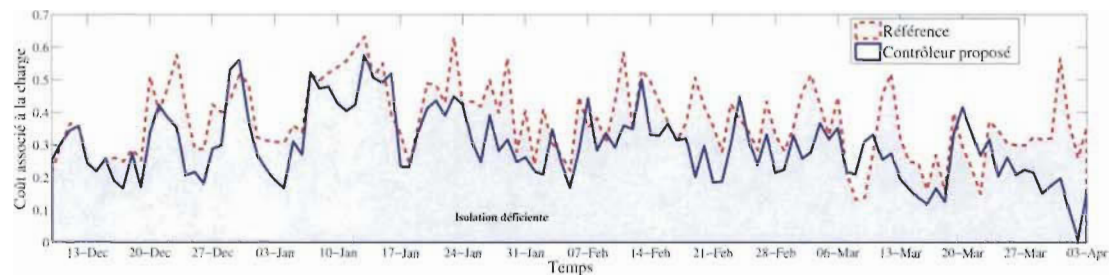
(d) Température extérieure mesurée

FIGURE 5-13 Résultats des pics quotidiens des coûts et température extérieure mesurée durant l'hiver-printemps 2015-2016 - pour le bâtiment résidentiel avec une isolation thermique standard.

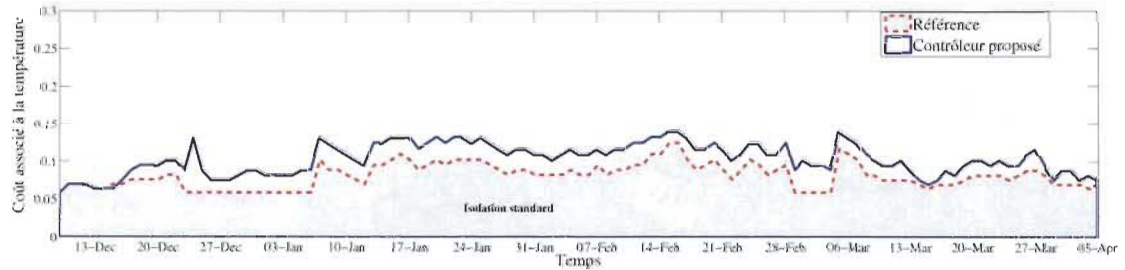
Les résultats du pic quotidien du coût pour le deuxième cas, où le bâtiment a une faible isolation thermique, sont aussi présentés dans la Figure 5-14.



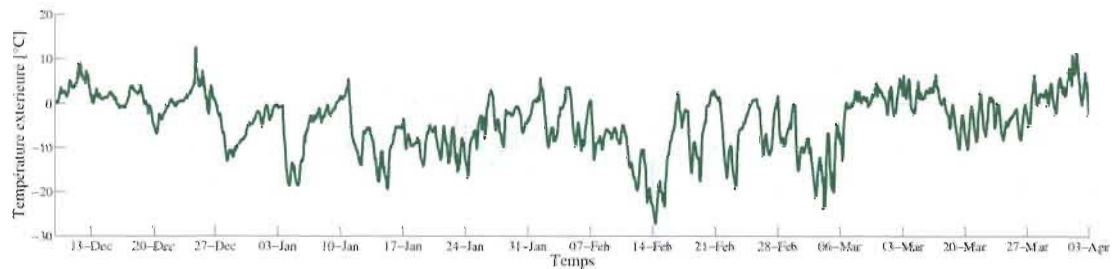
(a) Pic quotidien du coût total



(b) Pic quotidien du coût associé à la charge



(c) Pic quotidien du coût associé à la température (PPD)



(d) Température extérieure mesurée

FIGURE 5-14 Résultats des pics quotidiens des coûts et température extérieure mesurée durant l'hiver-printemps 2015-2016 - pour le bâtiment résidentiel avec une faible isolation thermique.

Spécifiquement, les graphiques des Figures 5-13a et 5-14a présentent le pic quotidien du coût total. Ces courbes permettent de vérifier que le contrôleur proposé permet de réduire dans la plupart des cas le coût total maximal observé dans chaque journée dans la période d'analyse. Cette réduction du coût total est possible grâce à une réduction importante dans le coût associé à la charge, tel que montré par les Figures 5-13b et 5-14b. Évidemment, un impact sur le coût associé au confort thermique est observé dans les Figures 5-13c et 5-14c ; cependant, le pic d'inconfort thermique reste toujours en bas de 15% ce qui est amplement acceptable selon les normes internationales. Il faut souligner que la valeur minimale d'inconfort définie par le PPD est de 5%.

Dans les deux cas, une courbe de la température extérieure est présentée (Figures 5-13d et 5-14d) afin de faciliter l'interprétation des résultats. On peut observer que le contrôleur proposé permet de réduire le coût associé à la charge malgré les variations importantes observées dans la température extérieure.

Afin d'évaluer les avantages du contrôleur proposé par rapport au rasage de la crête journalière, nous avons évalué le rapport valeur de crête/valeur moyenne (PAR pour *peak-to-average ratio*) sur deux périodes froides en janvier et février 2016. Le Tableau 5-4 présente les résultats pour les deux cas analysés.

Ces résultats ont été comparés à ceux obtenus en utilisant un mode de contrôle de préchauffage où la configuration de température préférée estimée est requise à l'avance en fonction de la dynamique du bâtiment et des appareils estimés. Il faut souligner qu'en général le contrôleur proposé avec MPC-PSO permet d'améliorer significativement le rapport crête/moyenne (PAR) de consommation d'énergie locale comme on l'observe au Tableau 5-4.

La Figure 5-15 montre de manière graphique les résultats du PAR pour les 14 jours indiquant la température moyenne à l'extérieur du bâtiment. On remarque que les résultats pour le bâtiment avec une mauvaise isolation thermique sont inférieurs à ceux obtenus pour le bâtiment bien isolé. Il faut souligner que les valeurs du PAR sont plus élevées dans les bâtiments à

haute efficacité énergétique en raison de leur consommation moyenne inférieure. De ce fait, l'amélioration du rapport est plus évidente dans ce type de bâtiment. On remarque également que pour les deux semaines analysées les dimanches et lundis on obtient un PAR sensiblement inférieur par rapport aux autres jours de la semaine.

TABLE 5-4 Rapport de puissance crête / puissance moyenne (PAR) pendant une semaine en janvier et une semaine en février 2016

Date	T°C Extérieure Min. / Moy.	Valeur Crête / Moyenne de la demande en kW				
		Isolation Standard		Faible Isolation		
		Référence	MPC-PSO	Référence	MPC-PSO	Préchauffage
Jan 24 2016	-16.7 / -10.92	13.50 / 4.32	8.35 / 3.43	15.93 / 6.72	12.33 / 6.69	13.02 / 6.61
Jan 25 2016	-10.4 / -5.4	11.16 / 3.18	7.33 / 3.16	13.23 / 6.64	11.46 / 6.54	12.93 / 6.51
Jan 26 2016	-7.8 / -1.1	11.12 / 2.59	5.98 / 2.55	13.99 / 5.56	9.38 / 5.47	12.26 / 5.65
Jan 27 2016	-7.1 / -3.8	12.11 / 2.61	8.44 / 2.59	15.36 / 5.13	11.57 / 5.13	11.89 / 4.85
Jan 28 2016	-9.9 / -4.8	11.10 / 2.30	7.98 / 2.67	15.42 / 4.59	9.68 / 4.57	11.28 / 4.47
Jan 29 2016	-2.8 / -1.6	13.48 / 2.65	8.59 / 2.65	17.26 / 5.44	11.89 / 5.38	12.12 / 5.31
Jan 30 2016	-6.7 / -4.5	11.82 / 2.45	7.05 / 2.41	15.95 / 4.87	10.44 / 4.80	11.61 / 4.74
Feb 14 2016	-27.0 / -22.3	13.82 / 3.89	9.24 / 3.88	16.20 / 7.78	13.00 / 7.70	13.36 / 6.67
Feb 15 2016	-23.3 / -16.1	12.53 / 3.75	8.48 / 3.69	14.23 / 8.34	13.38 / 8.22	13.81 / 8.20
Feb 16 2016	-8.6 / -3.2	13.53 / 3.42	7.88 / 3.37	15.29 / 7.96	12.15 / 7.58	13.51 / 7.76
Feb 17 2016	-6.4 / -2.6	12.30 / 3.01	8.51 / 2.98	16.79 / 6.04	12.43 / 6.04	12.93 / 5.74
Feb 18 2016	-15.7 / -11.4	12.82 / 2.20	8.09 / 2.21	16.44 / 4.61	11.25 / 4.54	11.61 / 4.49
Feb 19 2016	-17.6 / -9.5	12.89 / 2.59	8.34 / 2.55	16.34 / 5.62	11.78 / 5.48	12.30 / 5.48
Feb 20 2016	-0.7 / -1.1	14.06 / 2.85	9.16 / 2.80	17.27 / 6.19	13.37 / 6.18	12.97 / 6.07

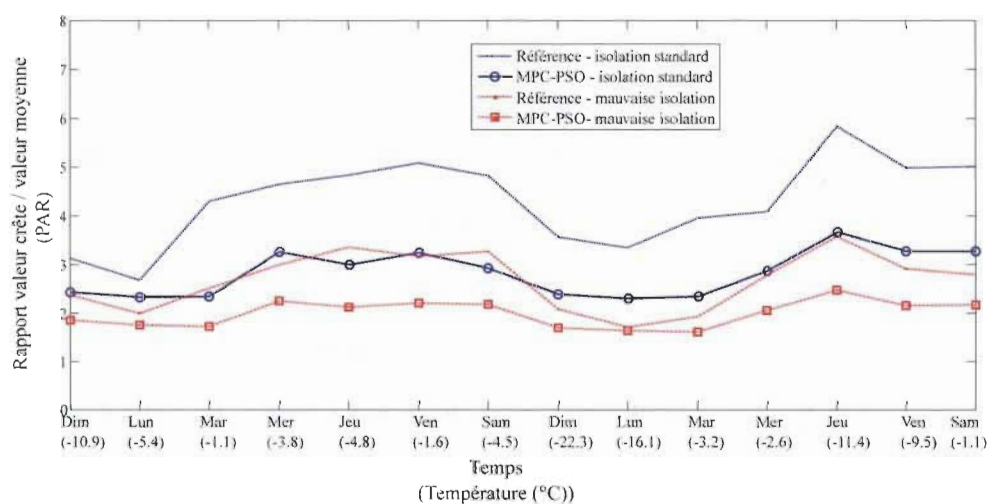


FIGURE 5-15 Courbe du rapport de puissance crête / puissance moyenne pendant une semaine en janvier et une semaine en février 2016.

Tel qu'illustré dans la Figure 5-16, dans le cas du bâtiment avec mauvaise isolation la réduction de la pointe de puissance est moins importante lors des jours les plus froids. Cependant, malgré le froid, l'absence d'éléments externes de stockage et la mauvaise isolation thermique du bâtiment, il est possible d'obtenir une diminution de la puissance en heures de pointe. Par exemple, pour le 14 et 15 février 2016 avec des températures extérieures moyennes enregistrées de -22.3°C et -16.1°C respectivement, il a été possible d'obtenir une réduction de 3.2kW et 0.85kW respectivement dans le bâtiment à faible rendement énergétique. La réduction obtenue pour les mêmes jours dans le bâtiment bien isolé a été respectivement de 4.58kW et 4.05kW . On remarque également que la réduction moyenne durant les deux semaines analysées a été de 4.5kW et de 3.9kW pour le bâtiment avec isolation thermique standard et mauvaise isolation respectivement. Le 15 février 2016 a été enregistré comme une journée particulièrement difficile pour la réduction de pointe de puissance ; nous présentons les graphiques des valeurs instantanées et moyennes de puissance et de température au cours de cette journée pour le bâtiment avec une faible isolation thermique dans la Figure 5-17. Il est à souligner que le défi à surmonter dans cette journée spécifique est complexe considérant que dans une maison avec mauvaise isolation la dynamique thermique est plus rapide que dans une maison avec isolation standard.

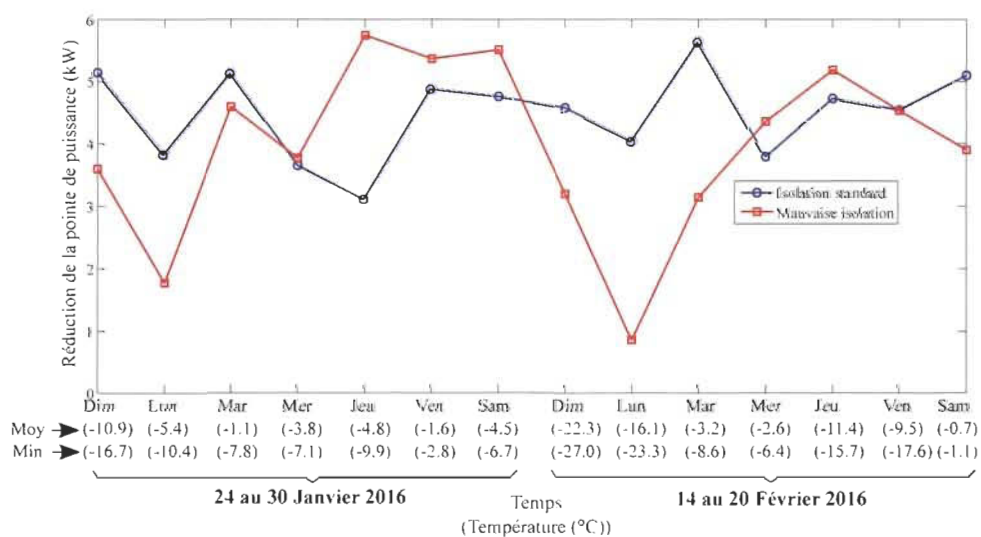
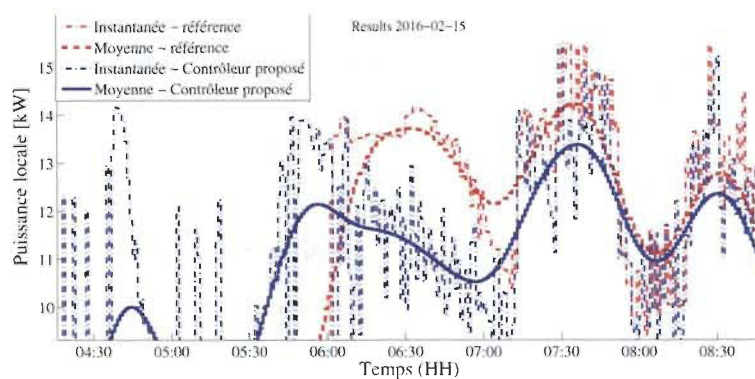
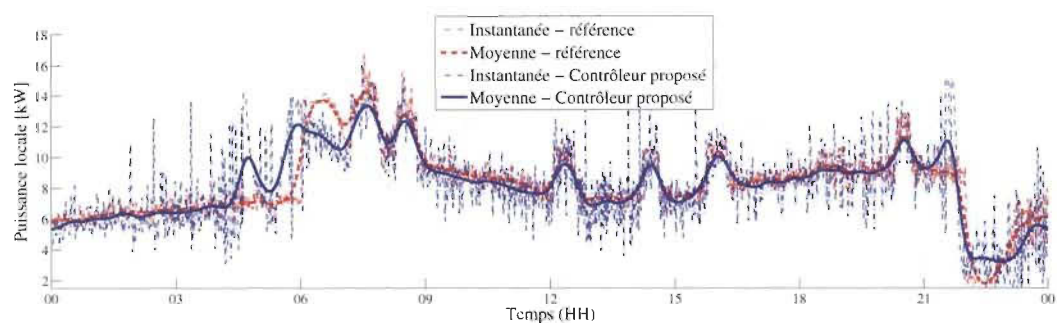


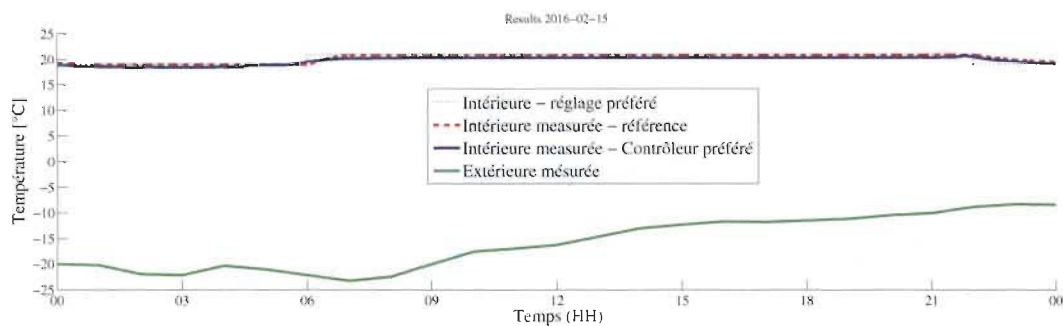
FIGURE 5-16 Diminution de la pointe de puissance.



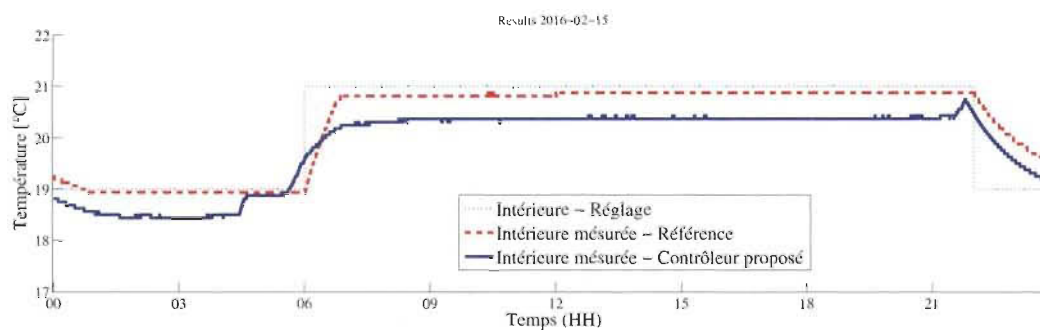
(a) Agrandissement - courbes de puissances en matinée



(b) Courbes de puissance locale



(c) Températures intérieure et extérieure au bâtiment



(d) Températures intérieures

FIGURE 5-17 Résultats de puissances et températures enregistrées pour le jour 15 du mois de Février 2016 pour la maison avec faible isolation.

D'autre part, face à de très basses températures extérieures comme celles montrées dans la Figure 5-17c, la température intérieure peut descendre très rapidement si la source de chauffage est limitée ou délestée. Dans ce sens, il est attendu que la réduction de la pointe pendant cette période soit limitée afin de garder le niveau de confort. Malgré ces conditions, tel que montré dans les Figures 5-17a et 5-17b, le contrôleur déplace automatiquement une partie de la consommation locale afin de réduire la pointe locale de consommation de près de 1kW environ à 6h30 du matin. Il est également à noter que, tel que montré dans la Figure 5-17d, la température intérieure suit de près la configuration préférée, préservant ainsi le confort thermique.

5.3 Conclusion du chapitre

Nous avons proposé dans ce chapitre un contrôleur optimal basé sur modèle intégrant une approche d'optimisation par essaim de particules (MPC-PSO), le modèle thermique-électrique du bâtiment résidentiel proposé au Chapitre 3, et la méthode proposée au Chapitre 4 pour la détection de la pointe de puissance. Nous avons également proposé une architecture pour son implantation matérielle en technologie VLSI, ce qui a permis de valider sa performance et faisabilité pour un éventuel déploiement.

Dans un premier temps, une architecture de base a été implantée dans le but de valider son application pour le contrôle du confort thermique. Suite à cette validation, une architecture plus avancée a été proposée afin de permettre son application pour le contrôle optimal de la puissance de chauffage et la température intérieure du bâtiment. Cette architecture du contrôleur répond aux objectifs de contribuer de manière automatisée à la réduction de la pointe globale vue par le réseau électrique tout en préservant le confort thermique des occupants.

Une validation a été réalisée en utilisant des données expérimentales pour la période hiver-printemps 2015-2016. Cette évaluation a été faite considérant deux scénarios, l'un pour un

bâtiment résidentiel avec isolation thermique selon les normes en vigueur et l'autre pour un bâtiment avec mauvaise isolation thermique.

Les résultats obtenus démontrent que l'architecture de contrôle proposée permet de réduire la pointe de puissance même dans des conditions non favorables ; spécifiquement dans les bâtiments à faible rendement énergétique et en présence de basses températures à l'extérieur du bâtiment.

L'architecture de gestion proposée non-seulement a permis d'obtenir des bonnes performances en ce qui concerne la réduction de la pointe et le maintien du confort, mais elle est avantageuse en termes de complexité, coût d'implantation et vitesse d'exécution en temps-réel.

Chapitre 6 - Conclusions et recommandations

Les travaux entrepris dans cette thèse ont été centrés sur la gestion locale de la demande résidentielle en puissance. Dans un cas particulier nous avons abordé le problème de gestion dans des conditions spécifiques sous les contraintes suivantes : l'emplacement du bâtiment dans la province du Québec ; le bâtiment résidentiel est chauffé à l'électricité ; aucun investissement en équipement autre que celui des contrôleurs n'est nécessaire ; la seule charge disponible pour la gestion est celle du chauffage électrique ; la stratégie de gestion doit permettre une réduction de la consommation de puissance en heures de pointe tout en gardant le niveau de confort des occupants.

Dans ce sens, nous avons proposé dans cette thèse une approche de modélisation du bâtiment résidentiel multi-zones et multi-couches ; un système d'émulation du bâtiment résidentiel ; une méthode pour l'estimation des périodes de pointe vues par le réseau et une architecture de gestion optimale avec contrôleur prédictif basé sur modèle. Nous avons proposé également les architectures d'implantation matérielle en technologie VLSI des différentes composantes du contrôleur.

Une validation exhaustive de chacune des propositions a permis de corroborer leur performance individuellement et dans l'ensemble de l'architecture de gestion. Afin de permettre cette validation, les architectures proposées ont été implantées en FPGA. Plusieurs campagnes de mesurage dans des bâtiments résidentiels ont permis d'obtenir les informations requises pour la validation dans des conditions proches de celles d'un cas réel des bâtiments résidentiels québécois.

Le système d'émulation proposé, basé sur l'approche de modélisation multi-zones et multi-couches, offre des performances améliorées en termes de vitesse de calcul et de précision par rapport à l'état de l'art des outils de simulation. Plus spécifiquement; il permet la simulation du modèle de bâtiment en mode accélérée 80 fois plus vite que les outils commerciaux existants. Il offre également la possibilité de faire l'émulation en temps-réel notamment pour la validation de contrôleurs et systèmes de gestion utilisant des configurations avec matériel dans la boucle.

La méthode proposée dans cette thèse pour l'estimation des périodes de pointe rend possible l'implantation de méthodes de gestion sans avoir besoin d'un système de communication permanent entre le fournisseur et le contrôleur local. Cette méthode obtient l'information relative aux périodes de pointe à partir de la mesure locale de tension au panneau électrique du bâtiment résidentiel. Le caractère local de la méthode proposée élimine également les craintes des clients par rapport à la sécurité et atteintes à la vie privée associées aux systèmes de contrôle à distance. Ces caractéristiques font de la méthode proposée une option réelle et envisageable pour le déploiement à coût et complexité faibles des stratégies de gestion optimale de la demande.

L'architecture de gestion proposée dans cette thèse a mis en lumière la possibilité de réduire la pointe de puissance locale tout en gardant le confort des occupants dans un contexte où le stockage d'énergie est restreint à celui de la masse thermique du bâtiment. En effet, l'architecture de gestion optimale avec contrôle prédictif basé sur modèle a permis d'obtenir de bonnes performances même dans le cas des bâtiments à faible rendement énergétique, c'est-à-dire avec pertes de chaleur plus importantes que celles permises par les normes en vigueur.

Les architectures d'implantation matérielle en technologie VLSI des propositions réalisées dans cette thèse ont permis de réaliser une validation exhaustive utilisant des données expérimentales de la période hivernale considérant les caractéristiques et conditions propres aux

bâtiments québécois. Notamment, l'architecture proposée a permis de réduire de plus de 3 kW la pointe de puissance en hiver dans les maisons avec isolation thermique standard, et de près de 1kW dans les maisons avec mauvaise isolation thermique.

Recommandations : D'après les résultats et les limites des travaux accomplis, des possibles travaux à venir dans les domaines reliés à cette thèse sont les suivants :

- ◇ Études conduisant à la proposition et évaluation de nouvelles stratégies de gestion incluant simultanément l'information locale telle que proposée dans cette thèse et une éventuelle information provenant du fournisseur obtenue à plus basse fréquence, p.ex. modulation de tarifs aux 15 minutes ou d'autres signaux transactionnels.
- ◇ Études conduisant à la proposition des améliorations à la prévision de la consommation locale relative à l'occupation et à l'utilisation des appareils électroménagers dans les bâtiments résidentiels.
- ◇ Études conduisant à la proposition et évaluation de stratégies de gestion utilisant simultanément plusieurs charges domestiques et des systèmes de chauffage à accumulation comme charges contrôlables.

Annexes

A-1 Contributions et diffusion de résultats

Lors du développement de cette thèse, plusieurs communications et publications ont été réalisées afin de divulguer et partager au sein de la communauté scientifique les différentes contributions.

Article 1 : **C. Guzman**, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Towards A Grid Friendly Home Energy Management by Real-Time Estimation of Critical and off-Peak Periods, 2018, (en revision)

Article 2 : **C. Guzman**, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Adaptive And Self-regulated Home Energy Management System for Electrically Heated Residential Buildings," (en revision)

Article 3 : **C. Guzman**, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Real-time Emulation of Residential Buildings by Hardware Solution of Multi-layer Model," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, doi : 10.1109/TSG.2018.2848727 (Annexe A-7)

Article 4 : **C. Guzman**, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Energetic Macroscopic Representation of an Electrically Heated Building with Electric Thermal Storage and Heating Control for Peak Shaving," *Energy and Power Engineering*, vol 7, pp. 144-153, 2015.

Communication 1 : G.A. Romero, **C. Guzman**, L. Rueda, J.R Castro, K. Agbossou and A. Cardenas, "Case Study of Data Management for Power and Energy Monitoring," *2018 IEEE 27th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Cairns, Australia, 2018.

- Communication 2 : **C. Guzman**, L. Rueda, G. Romero, S. Biscans, K. Agbossou and A. Cardenas, "Enabling winter behavior analysis on electrically heated residential buildings by smart sub-metering," *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Lyon, France, 2018, pp. 1213-1218.
- Communication 3 : **C. Guzman**, A. Cardenas and K. Agbossou, "Evaluation of meta-heuristic optimization methods for home energy management applications," *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Edinburgh, 2017, pp. 1501-1506.
- Communication 4 : **C. Guzman**, K. Agbossou and A. Cardenas, "Modeling of residential centralized and baseboard space heating systems," *2016 IEEE 25th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Santa Clara, CA, 2016, pp. 726-731.
- Communication 5 : A. Cardenas, K. Agbossou and **C. Guzman**, "Development of real-time admittance analysis system for residential load monitoring," *2016 IEEE 25th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Santa Clara, CA, 2016, pp. 696-701.

Certaines propositions de cette thèse ont fait l'objet de demandes de brevet.

- Brevet 1 : 3R VALO, Limited Partnership, Hydro-Québec. **C. Guzman**, A. Cardenas, K. Agbossou, M. Fournier, E. Lecourtois, Power Grid Electric Transient Detector, Method for Detecting Power Grid Electric Transients and Electric Management System With Power Grid Electric Transient Detection, US 15969828, CANADA New Application. 2018/05/03. (**Demande déposée**).
- Brevet 2 : 3R VALO, Limited Partnership, **C. Guzman**, A. Cardenas, K. Agbossou, Methodology of Description of Multi-layer and Multi-zone Models of Buildings, Hardware Solution of Multi-layer and Multi-zone Model, Real-time Emulation System of Multi-layer and Multi-zone Buildings. (**en préparation avec Aligo**).

A-2 Système de chauffage à accumulation

L'article de journal suivant porte sur l'utilisation des systèmes de chauffage à accumulation dans la gestion de la pointe de puissance. Ce travail de modélisation par la *Représentation Énergétique Macroscopique* montre le potentiel de cette technologie du point de vue technique. Cependant, des analyses plus poussées sont requises pour établir l'acceptabilité d'une telle technologie dans le contexte québécois.

Energetic Macroscopic Representation of an Electrically Heated Building with Electric Thermal Storage and Heating Control for Peak Shaving

Cristina Guzman, Kodjo Agbossou, Alben Cardenas

Hydrogen Research Institute and The “Département de Génie Électrique et Génie Informatique”, Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Canada

Email: guzman@uqtr.ca, kodjo.agbossou@uqtr.ca, cardenas@uqtr.ca

Received 11 February 2015; accepted 13 April 2015; published 14 April 2015

Copyright © 2015 by authors and Scientific Research Publishing Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

As a part of the Smart Grid concept, an efficient energy management at the residential level has received increasing attention in lately research. Its main focus is to balance the energy consumption in the residential environment in order to avoid the undesirable peaks faced by the electricity supplier. This challenge can be achieved by means of a home energy management system (HEMS). The HEMS may consider local renewable energy production and energy storage, as well as local control of some particular loads when peaks mitigation is necessary. This paper presents the modeling and comparison of two residential systems; one using conventional electric baseboard heating and the other one supported by Electric Thermal Storage (ETS); the ETS is employed to optimize the local energy utilization pursuing the peak shaving of residential consumption profile. Simulations of the proposed architecture using the Energetic Macroscopic Representation (EMR) demonstrate the potential of ETS technologies in future HEMS.

Keywords

Home Energy Management, Energetic Macroscopic Representation, Building Modeling, Electric Thermal Storage

1. Introduction

Smart grid concept brings within the scope of implementing more efficient and performing technologies to im-

prove the electricity system. Modern and attractive technologies would also motivate residential clients to become managers of their own consumption as a better way for the energy use [1].

Local energy production systems, local energy storage and residential load management are new challenges pursuing the efficiency improvement of the grid without the stress engendered by the unbalance between energy production and consumption. Among the many initiatives to improve the residential energy efficiency and commercial buildings, some of them propose local renewable electricity generation as photovoltaic, and electrical or thermal local storage systems [2]-[4].

Electric Thermal Storage (ETS) systems are inspired from an ancient technology used by aboriginal arctic populations, which employed heated stones as storage medium. This technology has lately emerged as a good option to improve the energy utilization, and can be employed for water-heating systems, space heating/cooling systems of buildings and off-peak electricity storage systems [5]-[8]. In the residential environment this option is quite easy to carry out, however some limitations and rejection arise taking into account, the space and the quite high weight of such storage systems. In sensible heat technologies [9] [10], when water heater is employed as storage medium, the temperature must remain between 60°C and 82°C (140°F - 180°F). Otherwise when solid materials are employed, as ceramic and brick, temperatures can go up to 700°C (1300°F). In latent heat technologies phase change materials (PCM) are employed which permit to store heat using a narrow temperature range without employing high temperatures [11]-[13].

Electric Thermal Storage (ETS) typically use high density ceramic bricks as storage element. The bricks are placed inside a cabinet which can weight hundreds of pounds [14]. For residential use, ETS is well adapted to be supplied by renewable energy local generation (as photovoltaic or wind power) or taking advantage of cheap off-peak power [15]. The use of ETS might be a good alternative to shave the unwanted peak of energy consumption, when this peak is mostly caused by the heating utilization and, can be appropriate for cold climate countries like Canada. As matter of facts, it could be a practical choice taking into account that heating power represents more than 60% of energy consumption in Canadian residential buildings.

The Energetic Macroscopic Representation (EMR) has been introduced as a graphical descriptor approach offering a macroscopic energetic view of multiphysics system [16]-[18]. EMR offers an inversion-based control contributing to the controller design and the implementation of energy management strategies.

This paper presents the development of the EMR of a residential system with electric thermal storage. The main parts of the system have been represented and a simulation model has been implemented by using MATLAB/Simulink. Simulation results using a classic management strategy show the potential of the electric thermal storage for peak shaving during winter grid peak periods. The remainder of this paper is organized as follows, Section 2 presents the EMR of the studied system; Section 3 presents the simulation results for a system with and without electric thermal storage; and the conclusion of the paper will be presented in Section 4.

2. EMR of Residential System with Electric Thermal Storage

2.1. General Description of Studied System

The studied system consists of an electrically heated detached house. In the base case, the system comprises the Electric Heating System (EHS) composed of resistive baseboards, represented as a single aggregated unit and the critical loads. A second case considers additionally the use of Electric Thermal Storage (ETS) as illustrated in **Figure 1**. The modeling of the thermal envelope of the building and the behavior of the external and the internal temperatures are important features in the management of this kind of systems which become essentials for the study.

Figure 2 represents a simplified view of the energetic macroscopic representation of the residential system, which is coupled to the utility grid as the main Energy Source (ES). Through the distribution panel three subsystems are connected: the Space Heating System (SHS), the Electric Thermal Storage (ETS) and the Critical Loads (water heater, lighting and home appliances). The subsystems are denoted DS-1, DS-2 and DS-3 respectively.

The utility grid is represented as the electric source ES, the utility voltage and main current are denoted as U_G and I_G respectively. The main current of the system is represented by:

$$I_G = I_L + I_H + I_S \quad (1)$$

where, I_L is the current of critical loads, I_H is the current of the SHS and I_S is the current of the ETS. As il-

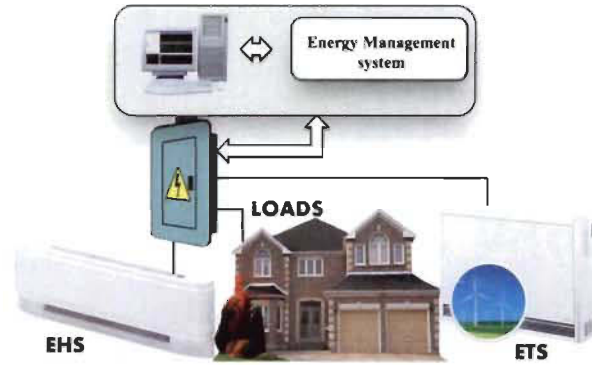


Figure 1. Simplified EMR representation of residential system with electric thermal storage.

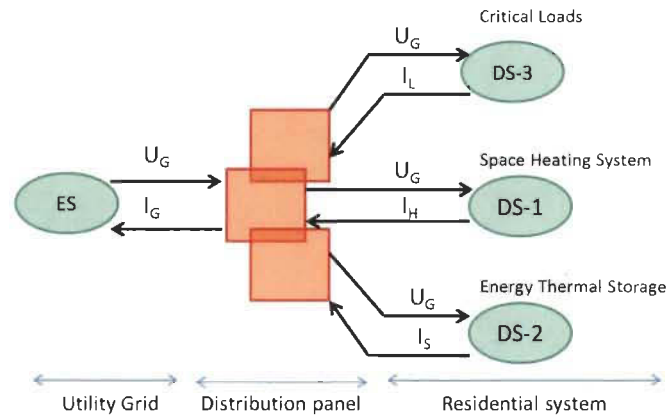


Figure 2. Simplified EMR representation of residential system with electric thermal storage.

Illustrated in **Figure 2** the distribution panel is modeled as a coupling block, and the voltages applied to each subsystem are the action variables, in counterpart the currents are the reaction variables.

2.2. Space Heating System

Residential heating systems in Quebec are essentially electric systems, and in this study it is supposed that all heating needs are supplied from the electric source. The EMR representation of the SHS is depicted by **Figure 3**, there, the Electric Heater, normally an assembly of baseboard systems, is controlled by means of a thermostatic control which is connected to the voltage source. The control signal of the thermostatic control is called m_1 and permits to modulate the power sent to the baseboard assembly. The mean voltage applied to the electric heater (U_{SH}) is defined by

$$U_{SH} = m_1 \cdot U_G \quad (2)$$

The reaction to the applied voltage is the current I_{SH} which is defined by

$$I_{SH} = \frac{U_{SH}}{R_{SH}} \quad (3)$$

where, R_{SH} is the equivalent electric resistance of the electric heater assembly. Then, the current from the main source (I_H) can be defined by

$$I_H = I_{SH} \cdot m_1 \quad (4)$$

Notice that the electric heater is represented by a multi-physical conversion element. This representation because, the left side there is an electric system and at the right side there is a thermal system. According to the

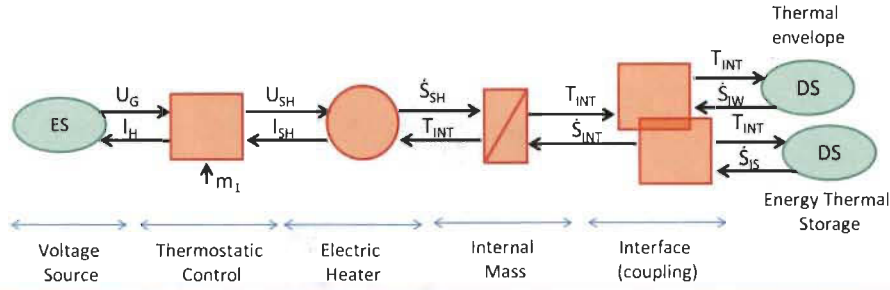


Figure 3. EMR representation of residential space heating system (SHS).

second law in thermodynamics conservation the entropy flow rate \dot{S} is found [19]. Then, the power at each side of this block can be computed as

$$I_{SH} \cdot U_{SH} = \dot{S}_{SH} \cdot T_{INT} \quad (5)$$

where, \dot{S}_{SH} is the entropy flow rate of heating in $[W \cdot K]$ and T_{INT} is the internal temperature of the residential building in $[^{\circ}K]$.

An energy storage element is employed to represent the internal thermal mass of the building (internal walls, air mass and home furniture). The differential equation of the internal thermal mass and the internal temperature (T_{INT}) can be written as

$$T_{INT} (\dot{S}_{SH} + \dot{S}_{INT}) = mCp_{IM} \cdot \dot{T}_{INT} \quad (6)$$

where

$\dot{T}_{INT} = \frac{d}{dt} T_{INT}$, and mCp_{IM} is the heat capacity of the internal thermal mass in $[W \cdot s/^{\circ}K]$. The output entropy flow rate is defined by

$$\dot{S}_{INT} = \dot{S}_{IW} + \dot{S}_{IS} \quad (7)$$

where \dot{S}_{IW} is the entropy flow rate from the internal side of the walls (coming from the thermal envelope), and \dot{S}_{IS} is the entropy flow rate from the energy thermal storage system.

It is to remark that in the coupling system three entropic flow rates are defined, the first for the internal thermal mass, the second for the thermal envelope and the third one for the ETS. A common temperature is at the three sides of coupling block corresponding to the internal temperature of the residential building.

2.3. Building Thermal Envelope

Canadian homes are built using materials with high thermal resistance looking to reduce the heat losses during winter time. These construction characteristics impose a modeling of the walls as a resistive part (thermal insulation) and a thermal capacity part. The EMR of the building envelope is depicted in Figure 4. There, the internal layer of walls is represented by a mono-physical conversion element connecting the interior of the building (internal thermal mass) and the thermal mass of the walls. The power at each side of the conversion block are defined by

$$\dot{S}_{IW} \cdot T_{INT} = \dot{S}_{W} \cdot T_{WM} \quad (8)$$

$$\dot{S}_{IW} \cdot T_{INT} = \frac{(T_{WM} - T_{INT})}{R_{IW}} \quad (9)$$

$$\dot{S}_{W} \cdot T_{WM} = \frac{(T_{INT} - T_{WM})}{R_{IW}} \quad (10)$$

where, \dot{S}_{IW} is the entropy flow rate from internal layer of walls to the internal thermal mass; \dot{S}_{W} is the entropy flow rate to the thermal mass of the walls from the internal layer of the walls. R_{IW} is the equivalent thermal resistance of the internal side layer of walls.

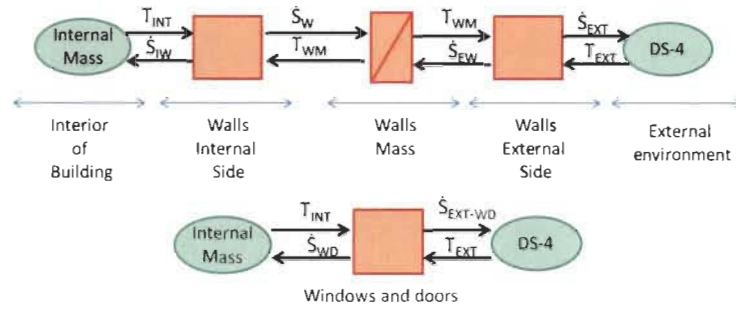


Figure 4. EMR representation of building thermal envelope.

The thermal mass of the walls is represented by an energy storage element connected to the internal and external layers of the walls; the differential equation of this storage element can be written as

$$T_{WM} (\dot{S}_H + \dot{S}_{EW}) = mCp_{WM} \cdot \dot{T}_{WM} \quad (11)$$

where, \dot{S}_{EW} is the entropy flow rate from external layer of the walls, T_{WM} is the temperature inside the walls; mCp_{WALL} is the heat capacity of the walls mass.

The external layer of the walls, like the internal one, is also represented by a mono-physical conversion element with an equivalent thermal resistance denoted R_{EW} . This element connects the thermal mass of the walls with the external environment. The external environment which imposes a variable temperature (T_{EXT}) is denoted as DS-4 in Figure 3. Then, the power at each side of the conversion element can be written as

$$\dot{S}_{EW} \cdot T_{WM} = \dot{S}_{EXT} \cdot T_{EXT} \quad (12)$$

The entropy flow rate to the environment (\dot{S}_{EXT}) is defined by the difference of temperature between the walls and the environment, and can be written as

$$\dot{S}_{EXT} = \frac{(T_{WM} - T_{EXT})}{T_{EXT} \cdot R_{EW}} \quad (13)$$

The windows and doors are represented as a mono-physical conversion element, as the resistive layers of the walls. The power at each side of the conversion element can be written as

$$\dot{S}_{WD} \cdot T_{INT} = \dot{S}_{EXT-WD} \cdot T_{EXT} \quad (14)$$

The entropy flow rate to the environment (\dot{S}_{EXT-WD}) is defined by the difference of internal mass temperature and the environment, and can be written as

$$\dot{S}_{EXT-WD} = \frac{(T_{INT} - T_{EXT})}{T_{EXT} \cdot R_{WD}} \quad (15)$$

where R_{WD} corresponds to the equivalent thermal resistance of the doors and windows.

2.4. Electric Thermal Storage System

The electric thermal storage system normally consists of a heat storage control, an electric heater (heating element), a thermal mass, and a heating blower (forced air heating). The EMR of this subsystem is depicted in Figure 5. The heat storage control permits to modulate the voltage applied to the electric heater according to a modulation index m_2 . In most of cases, m_2 is considered a binary input which imposes an ON/OFF control of the electric heater. The voltage and currents of the control block can be defined by

$$U_{ETS} = m_2 \cdot U_G \quad (16)$$

$$I_{ETS} = \frac{U_{ETS}}{R_{ETS}} \quad (17)$$

$$I_N = I_{ETS} \cdot m_2 \quad (18)$$

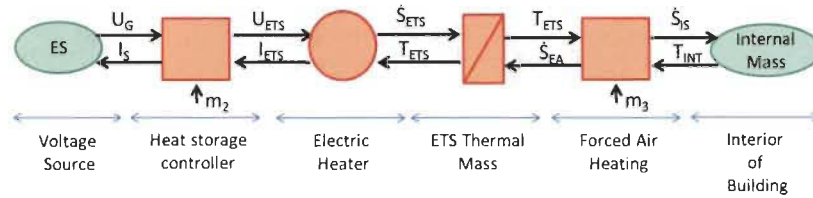


Figure 5. EMR representation of the electric thermal storage system (ETS).

As in the space heating system case, the electric heater is modeled as a multi-physical conversion element. The differential equation of this element can be written as

$$T_{ETS} (\dot{S}_{ETS} + \dot{S}_{EA}) = mCp_{ETS} \cdot \dot{T}_{ETS} \quad (19)$$

$$\dot{T}_{ETS} = \frac{d}{dt} T_{ETS} \quad (20)$$

where mCp_{ETS} is the heat capacity of the thermal mass of the storage system. \dot{S}_{ETS} is the entropy flow rate from the electric heater; $-\dot{S}_{EA}$ is the entropy flow rate from the storage system (transferred to the internal mass of the building).

The forced air heating system is modeled similarly to the heat storage control, that's as a mono-physical conversion element. The input and output powers can be written as

$$\dot{S}_{EA} \cdot T_{ETS} = \dot{S}_{IS} \cdot T_{INT} \quad (21)$$

The heating power transferred from the ETS to the internal mass of the building is controlled by means of the input m_3 and the nominal heating power (P_{BH}); a constant power representing the heat leaks of the storage system (P_{HL}) is also included using

$$\dot{S}_{IS} \cdot T_{INT} = P_{HL} + m_3 P_{BH} \quad (22)$$

2.5. Critical Loads

As illustrated in **Figure 2** critical loads are considered in the system. They are simulated using hourly typical residential profiles of energy consumption, measured from a Quebec residence by means of a commercial energy monitoring system [20]. The total current of critical loads I_L is computed using the load profile and the input voltage. The complete EMR of the studied residential system with ETS is presented in **Figure 6**, where all the explained modeled subsystems are coupled.

3. Simulation Results

The system described in previous section has been implemented in MATLAB/Simulink. Two systems have been implemented, one including the ETS and the other without it, as illustrated in **Figure 7**, the two systems have similar characteristics and their parameters are presented in **Table 1**. These parameters correspond to a single family house (detached house) of Quebec as explained before. It is to remark that only the temperature effect has been studied being the most important parameter for this Nordic locations; e.g. solar radiation gains and internal gains have been neglected.

For simulation purposes a classic proportional and integral (PI) controller is employed to control the internal temperature which is set to 21°C during the day period (from 6H to 22H) and at 19.5°C at night. The proportional and integral gains of controllers are also presented. The external temperature used in this study has been obtained from the SIMEB Hydro-Quebec website [21] for the winter period of 2013-2014 (November 2013 to April 2014).

The ETS is controlled considering the “heat storage” at “off-peak periods” and the “heat discharge” at peak period; in the “off-peak period” the load current at the distribution panel is measured and used to obtain the total power of the residential building, then the storage power is computed according to the actual power not exceeding 6 kW. The storage is enabled from November to March, months during which larger amount of heating is usually required. The “peak period” is considered fixed for weekdays between 6H and 10H and between 16H

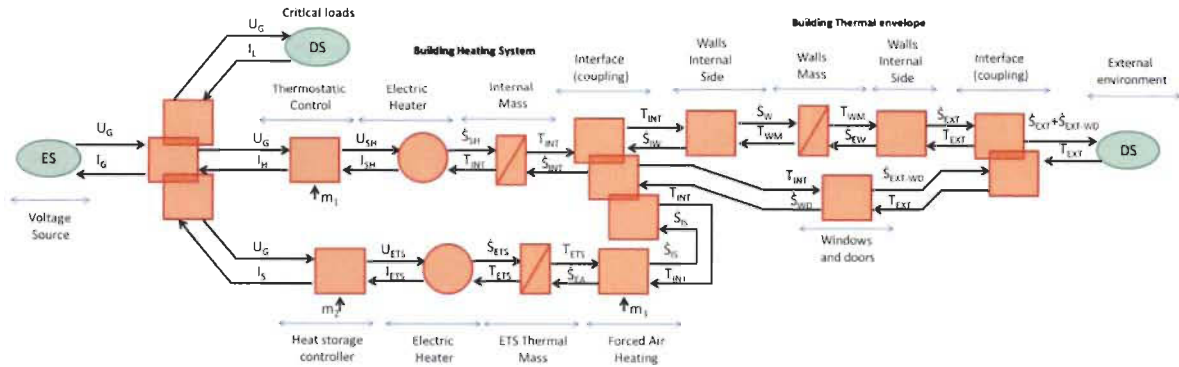


Figure 6. EMR representation of residential system with electric thermal storage.

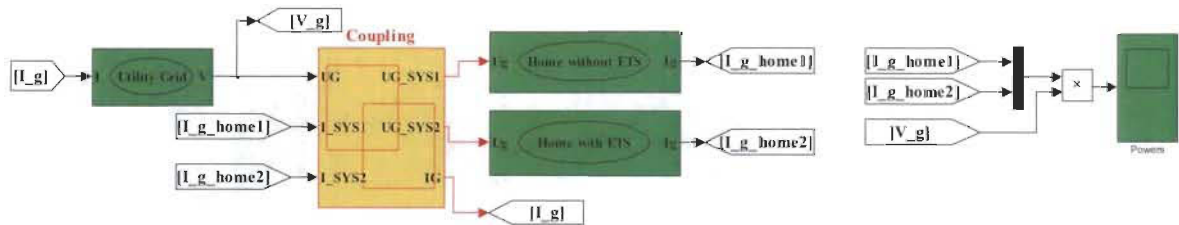


Figure 7. Model implemented in Simulink/MATLAB.

Table 1. System parameters.

Description	Value	Units
Voltage source	240	V
Building envelope		
mCp_{WALL}	107.53	MW·s/K
R_{IW}	0.0127	K/W
R_{FW}	3.719e5	K/W
R_{WD}	0.0301	K/W
Electric thermal storage		
mCp_{ETS}	12,240	kW·s/K
P_{IH}	$2 \times 3400 \times 0.1$	W
P_{BH}	$2 \times 3400 \times 0.9$	W
R_{ETS}	8.47	Ω
Space heating system		
mCp_{IM}	6904.7	kW·s/K
P_{SH}	10	kW
R_{SH}	5.76	Ω
Temperature controller		
Kp	852	W/K
Ki	8.52	W/K rad/s

and 20H, weekend period is considered off-peak. During the “peak period” the internal temperature of the building is controlled by means of two PI controllers, one driving the ETS and the other one driving the classic space heating system.

Simulation results are plotted in Figures 8-10, where Figure 8 presents the internal and external temperature during the simulation period (November 2013 to April 2014) and the total power of the two systems; it is to re-

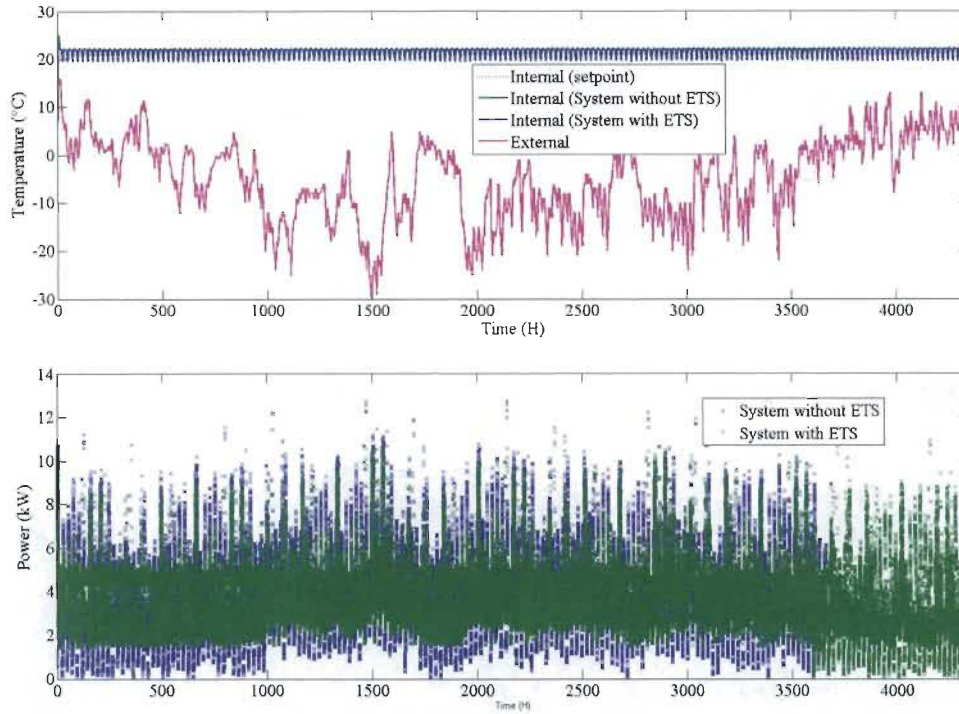


Figure 8. External temperature at Trois-Rivieres Canada and instantaneous power of each simulated residential building (from November 2013 to April 2014).

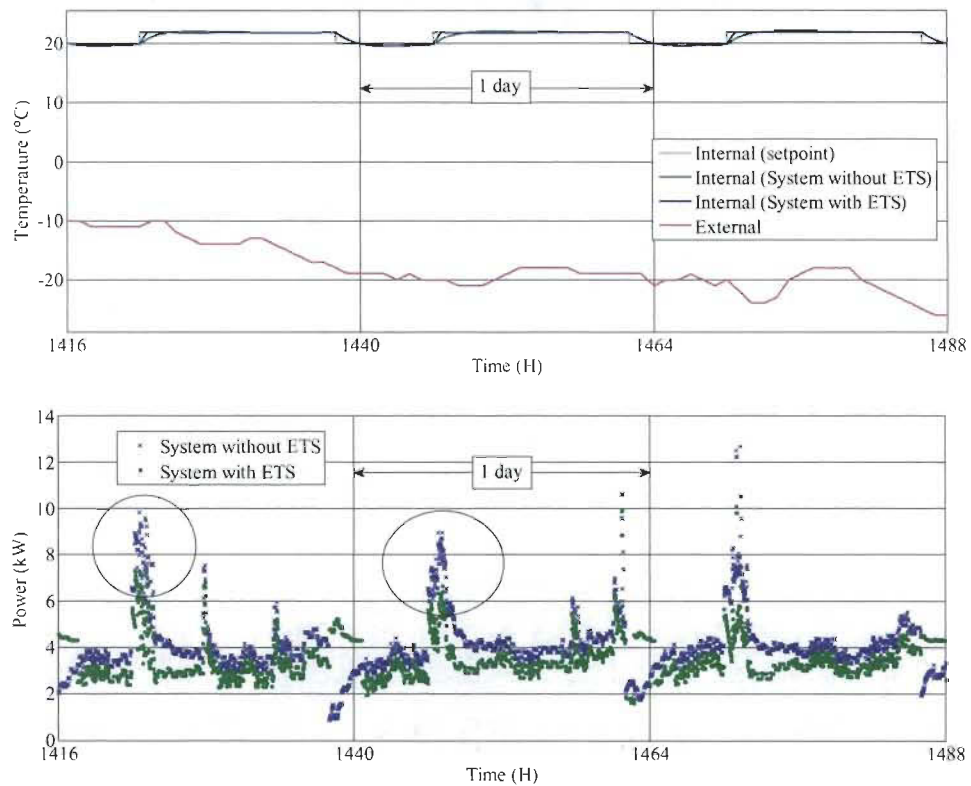


Figure 9. External temperature at Trois-Rivieres Canada and instantaneous power of each simulated residential building (3 days on January 2014).

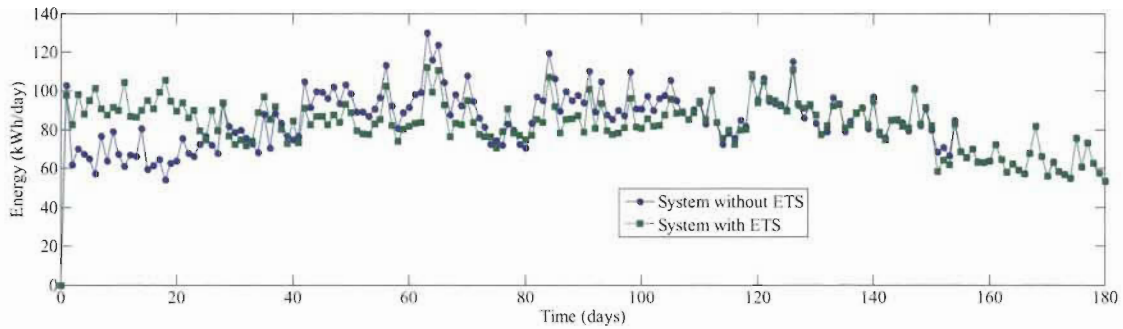


Figure 10. Energy consumption of each simulated residential building (from November 2013 to April 2014).

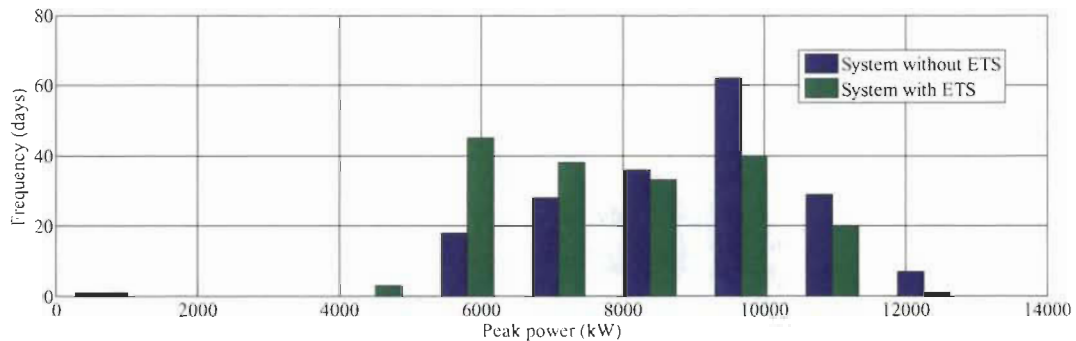


Figure 11. Distribution of peak power for each simulated residential building (from November 2013 to April 2014).

mark that the coldest period corresponds to the January and February months. Results corresponding to 3 days of cold period (January 2014) are plotted in Figure 9. It is observed that the peak of consumption is shaved using the electric thermal storage while the control of temperature is maintained. Morning peaks are encircled in Figure 9 in order to better illustrate the peak shaving. In Figure 10 the total energy consumption in kWh/day is plotted, showing that the peak of daily energy in the coldest period is also smoothed. Notice that the two systems use the same energy during the simulation period. The distribution of peak power per day for each system is presented in Figure 11, where the maximal frequency appears at 9.67 kW (62 days) and at 5.8 kW (45 days) for the system using classic heating and for the one with ETS respectively.

4. Conclusion

This paper has presented the modeling of two residential systems: one using conventional electric baseboard heating and the other one supported by Electric Thermal Storage. The models have been built using the Energetic Macroscopic Representation (EMR) which permits the description of multiphysic systems using simple blocks interconnected with power exchanges links. The implemented models, using MATLAB, have permitted to validate the concept of Electric Thermal Storage and its potential for peak shaving; in fact peak power reduction without negative effects on the temperature regulation has been obtained by simulations. This model could be employed to study control strategies for Demand Side Management (DSM).

Acknowledgements

This work was supported in part by the LTE Hydro-Québec, the “Bureau de l’Efficacité et de l’Innovation Énergétiques du Québec” and Natural Science and Engineering Research Council of Canada.

References

- [1] Kok, K., Karnouskos, S., Ringelstein, J., Dimeas, A., Weidlich, A., Warmer, C., Drenkard, S., Hatzigiorgiou, N. and Lioliou, V. (2011) Field-Testing Smart Houses for a Smart Grid. *21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Frankfurt, 6-9 June 2011, 6-9.

- [2] Van Roy, B.J., Verbruggen, B. and Driessen, J. (2013) Ideas for Tomorrow. *IEEE Power and Energy Magazine*, **11**, 75-81. <http://dx.doi.org/10.1109/MPE.2013.2268815>
- [3] Molderink, A., Bakker, V., Bosman, M.G.C., Hurink, J.L. and Smit, G.J.M. (2010) Management and Control of Domestic Smart Grid Technology. *IEEE Transactions on Smart Grid*, **1**, 109-119. <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2010.2055904>
- [4] Davito, B., Tai, H. and Uhlener, R. (2010) The Smart Grid and the Promise of Demand-Side Management. McKinsey on Smart Grid. McKinsey & Company, Atlanta, 38-44.
- [5] Craven, C. and Grunau, B. (2013) Thermal Storage Technology Assessment. Cold Climate Housing Research Center (CCHRC), Alaska Housing Finance Corporation & the Alaska Department of Commerce, Community, and Economic Development, Fairbanks.
- [6] Sharma, A., Tyagi, V.V., Chen, C.R. and Buddhi, D. (2009) Review on Thermal Energy Storage with Phase Change Materials and Applications. *Renewable and Sustainable Energy Systems*, **13**, 318-345.
- [7] Science Applications International Corporation (SAIC Canada) (2013) Compact Thermal Energy Storage Technology Assessment Report. Presented to City of Pickering and Natural Resources Canada.
- [8] Dincer, I. (2002) On Thermal Energy Storage Systems and Applications in Buildings. *Energy and Buildings*, **34**, 377-388. [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7788\(01\)00126-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7788(01)00126-8)
- [9] Pérez-Lombard, L., Ortiz, J., Coronel, J.F. and Maestre, I.R. (2011) A Review of HVAC Systems Requirements in Building Energy Regulations. *Energy and Buildings*, **43**, 255-268. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.10.025>
- [10] Kulkarni, M.R. and Hong, F. (2004) Energy Optimal Control of a Residential Space-Conditioning System Based on Sensible Heat Transfer Modeling. *Building and Environment*, **39**, 31-38. <http://dx.doi.org/10.1016/j.buildenv.2003.07.003>
- [11] Kiziroglou, M.E., Wright, S.W., Toh, T.T., Mitcheson, P.D., Becker, T. and Yeatman, E.M. (2014) Design and Fabrication of Heat Storage Thermoelectric Harvesting Devices. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, **61**, 302-309. <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2013.2257140>
- [12] Rousse, D.R., Ben Salah, N. and Lassue, S. (2009) An Overview of Phase Change Materials and Their Implication on Power Demand. 2009 *IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, Montreal, 22-23 October 2009, 1-6. <http://dx.doi.org/10.1109/EPEC.2009.5420979>
- [13] Kaplan, F., De Vivero, C., Howes, S., Arora, M., Homayoun, H., Bursleson, W., Tullsen, D. and Coskun, A.K. (2014) Modeling and Analysis of Phase Change Materials for Efficient Thermal Management. 32nd *IEEE International Conference on Computer Design (ICCD)*, Seoul, 19-22 October 2014, 256-263.
- [14] Steffes Corporation, Owner's and Installer's Manual for Room Heating Units-2100 Series. <http://www.steffes.com>
- [15] Armaroli, N. and Balzani, V. (2006) The Future of Energy Supply: Challenges and Opportunities. *Angewandte Chemie International Edition*, **46**, 52-66. <http://dx.doi.org/10.1002/anie.200602373>
- [16] Chen, K. (2010) Common Energetic Macroscopic Representation and Unified Control Structure for Different Hybrid Electric Vehicles. PhD Dissertation, École Doctorale des Sciences pour l'Ingénieur, Université Lille 1.
- [17] University of Lille 1, Energetic Macroscopic Representation Web Site. <http://www.emrwebsite.org/energetic-macroscopic-representation.html>
- [18] Horrein, L., Bouscayrol, A. and El-Fassi, M. (2012) Thermal Energetic Model of an Internal Combustion Engine for Simulation of a Thermal Vehicle. 2012 *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Seoul, 9-12 October 2012, 978-983. <http://dx.doi.org/10.1109/VPPC.2012.6422768>
- [19] Dong, Y., El-Bakkali, A., Descombes, G., Feidt, M. and Périllhon, C. (2012) Association of Finite-Time Thermodynamics and a Bond-Graph Approach for Modeling an Endoreversible Heat Engine. *Entropy*, **14**, 642-653. <http://dx.doi.org/10.3390/e14040642>
- [20] Technical Specifications of TED Pro Energy Monitoring and Control System, Rev 7.1, TED the Energy Detective. <http://www.theenergydetective.com/5000docs>
- [21] SIMEB Web Site, Simulation énergétique des bâtiments. <https://www.simeb.ca>

A-3 Modèle du chauffe-eau électrique

Le modèle choisi est un modèle relativement simple à deux nœuds. Par la suite, le développement mathématique est présenté pour la discrétisation du modèle et après pour l'implantation en technologie VLSI sur FPGA. La fonction de transfert qui décrit le comportement thermique du chauffe-eau est donnée par,

$$Q_e - \dot{m}C_p(T_W - T_I) - UA_{WH}(T_W - T_A) = C_W \frac{dT_W}{dt} \quad (\text{A-1})$$

ou

$$Q_e - \dot{m}C_p(T_W - T_I) - UA_{WH}(T_W - T_A) = C_W \cdot T_W \cdot s \quad (\text{A-2})$$

$$H(s) = \frac{T_W(s)}{u(s)} = \frac{1}{C_W \cdot s} \quad (\text{A-3})$$

$$u(s) = [Q_e - \dot{m}C_p(T_W - T_I) - UA_{WH}(T_W - T_A)]$$

$$H(z) = \frac{T_W(z)}{u(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z\left(\frac{H(s)}{s}\right) \quad (\text{A-4})$$

$$H(z) = \frac{T_W(z)}{u(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z\left(\frac{1}{s} \cdot \frac{1}{C_W \cdot s}\right) \quad (\text{A-5})$$

$$H(z) = \frac{T_W(z)}{u(z)} = \frac{1}{C_W} \cdot \frac{z-1}{z} \cdot Z\left(\frac{1}{s^2}\right) \quad (\text{A-6})$$

$$H(z) = \frac{T_W(z)}{u(z)} = \frac{1}{C_W} \cdot \frac{z-1}{z} \cdot \frac{T_s \cdot z}{(z-1)^2} \quad (\text{A-7})$$

$$H(z) = \frac{T_W(z)}{u(z)} = \frac{1}{C_W} \cdot \frac{T_s}{(z-1)} \quad (\text{A-8})$$

$$T_W(z) \cdot (z-1) = u(z) \cdot \frac{T_s}{C_W} \quad (\text{A-9})$$

$$T_W(z) \cdot z = u(z) \cdot \frac{Ts}{C_W} + T_W(z) \quad (\text{A-10})$$

$$T_W(k+1) = u(k) \cdot \frac{Ts}{C_W} + T_W(k) \quad (\text{A-11})$$

L'évolution de la température de l'eau dans le domaine de la fréquence $T_W(s)$, pour un modèle d'un nœud peut être décrite de la façon suivante,

$$\frac{T_W(s)}{u(s)} = \frac{1}{C_W \cdot s + \dot{m}C_p + UA_{WH}} \quad (\text{A-12})$$

et

$$u(s) = Q_e + \dot{m}C_p \cdot T_l + UA_{WH} \cdot T_A \quad (\text{A-13})$$

où C_W c'est la capacité thermique de l'eau dans le réservoir, en BTU/°F, \dot{m} est le débit d'eau chaude en lb/heure, C_p est la capacité calorifique spécifique de l'eau en BTU/(lb·°F), UA_{WH} est la conductance thermique du réservoir, Q_e est la capacité de chauffage de l'élément chauffant du chauffe-eau en BTU / heure, T_l et T_A sont respectivement la température de l'eau d'entrée et la température ambiante.

Un modèle à deux nœuds considère deux compartiments verticaux, le premier en haut avec de l'eau chaude et l'autre en bas avec de l'eau froide. Ce modèle reproduit le comportement du chauffe-eau lorsqu'il est en phase d'appauvrissement partiel, ce modèle permet d'obtenir la hauteur h du compartiment d'eau chaude qui varie de zéro à H, où H est la hauteur maximale d'eau chaude.

$$G(s) = \frac{h(s)}{u_h(s)} = \frac{1}{\left(s + \frac{UA_{WH}}{C_W}\right)} \quad (\text{A-14})$$

$$u_h(s) = \frac{H}{C_W} \left[\frac{Q_e + UA_{WH}(T_A - T_l)}{(T_W - T_l)} - \dot{m}C_p \right] \quad (\text{A-15})$$

La dynamique du chauffe-eau est reproduite en basculant entre le modèle à un nœud décrit par (A-12) et (A-13), et le modèle à deux nœuds décrit par (A-14) et (A-15); le modèle à deux nœuds commence à fonctionner lorsqu'un débit important d'eau chaude m est détecté et est utilisé lorsque le niveau d'eau chaude h reste inférieur à H . Lorsque le niveau d'eau chaude h atteint H et qu'aucune consommation d'eau chaude n'est détectée, le modèle à un nœud est employé. Il est à noter qu'un seul modèle est utilisé à la fois, ainsi que seulement l'équation différentielle du modèle opérant est mise à jour. La discrétisation du modèle est présentée par la suite :

$$G(z) = \frac{h(z)}{u_h(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z\left(\frac{G(s)}{s}\right) \quad (\text{A-16})$$

$$G(z) = \frac{h(z)}{u_h(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z\left(\frac{1}{s \cdot \left(s + \frac{UA_{WH}}{C_W}\right)}\right) \quad (\text{A-17})$$

$$G(z) = \frac{h(z)}{u_h(z)} = \tau \frac{z-1}{z} \cdot Z\left(\frac{\frac{1}{\tau}}{s \cdot \left(s + \frac{1}{\tau}\right)}\right) \quad (\text{A-18})$$

$$\tau = \frac{C_W}{UA_{WH}} \quad (\text{A-19})$$

$$G(z) = \frac{h(z)}{u_h(z)} = \tau \frac{z-1}{z} \cdot \frac{z \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right)}{(z-1) \cdot \left(z - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right)} \quad (\text{A-20})$$

$$G(z) = \frac{h(z)}{u_h(z)} = \tau \cdot \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) \cdot \frac{1}{\left(z - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right)} \quad (\text{A-21})$$

$$h(z) \cdot \left(z - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) = u_h(z) \cdot \tau \cdot \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) \quad (\text{A-22})$$

$$h(z) \cdot z = u_h(z) \cdot \tau \cdot \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) + T_W(z) \cdot e^{-\frac{T_s}{\tau}} \quad (\text{A-23})$$

$$h(k+1) = u_h(k) \cdot \tau \cdot \left(1 - e^{-\frac{T_s}{\tau}}\right) + h(k) \cdot e^{-\frac{T_s}{\tau}} \quad (\text{A-24})$$

A-4 Système de mesure

Le système de mesure utilisé dans cette thèse a été conçu et réalisé dans l'équipe de recherche, après plusieurs mises à niveau il permet entre autres le sous-mesure de la puissance active et réactive, l'estimation de la fréquence, la valeur efficace de la tension, et le mesure de la température dans le bâtiment résidentiel. Le système est muni d'une interface locale et peut être accédé à distance par une connexion Internet.

Les articles suivants détaillent le fonctionnement du système de mesure utilisé dans le cadre du projet.

Case Study of Data Management for Power and Energy Monitoring

Gabriel A. Romero*, Cristina Guzman†, Luis Rueda†, Javier R. Castro*, Alben Cardenas†, and Kodjo Agbossou†

*Electronics Engineering Department, Universidad de los Llanos,
Km. 12 Vía Puerto López, Villavicencio, Colombia.

{gabriel.romero.calderon, jrcastral }@unillanos.edu.co

†Electrical and Computer Engineering Department, Hydrogen Research Institute
Université du Québec à Trois-Rivières
Trois-Rivières, QC, Canada G9A 5H7

{ cristina.guzman, Luis.Rueda, kodjo.agbossou, Alben.cardenasgonzalez }@uqtr.ca

Abstract—One of the most important objectives of Smart Grids is to achieve an intelligent use of power and energy to improve the overall performance of the power network. Pursuing the objectives of energy efficiency, the implementation of Microgrids, Demand Side Management and Home Energy Management is proposed by academia and industry to include the participation of end users as a part of the solution of power balance. In this path of grid transformation, the convergence of the electronics, telecommunication and computing technologies permits the deployment, in recent years, of advanced measurement infrastructures (AMIs), helping the utilities to obtain in real-time operational information. This work deals on the process of acquisition, processing and storage of data in the context of energy monitoring and management systems. We present a data management case of study for residential real-time power analysis and energy management applications. A SQL structure for the data management strategy is proposed and validated experimentally on residential buildings.

Index Terms—Data Management, Real-time Information Systems, Electronic Instrumentation, Intelligent Supervision, Measurement Systems, Power Systems.

I. INTRODUCTION

The development and massive utilization of new technologies and the great acceptance of automation in the industry, in recent decades, have evidently improved life. These progress also permitted the integration on new energy sources and storage means looking for cleanest energy with bidirectional power flow. However, this has brought changing patterns and excessive increase in power and energy consumption around the world [1], [2]. This transformation of power consumption permits to affirm that “today’s electric network has been designed and implemented to meet the requirements of the last century”, and consequently new management strategies must be adopted [3].

This leads to a worldwide concern about the current distribution and transmission systems to achieve the energy efficiency. Thus, governments, industry and academia promote the adoption of new strategies taking into account the Smart Grids targets [4]. Particularly, the efficient use of resources, the integration of renewable energy sources and intelligent management of consumption appear among the priorities of the general population to reduce the environmental impact

of human activities [5]. Additionally to the interests and concerns of the citizens, the utilities must balance production and consumption in order to optimize the cost of electricity and to maintain the network efficiency and reliability.

Among the Smart Grid trends, the integration of renewable energy and microgrids [6], [7], the Demand Side Management (DSM) [8], and the Home Energy Management (HEM) strategies and systems appear as possible solutions which involve the active participation of users [9]. These approaches pursue the energy efficiency improvement are supported on advanced measurement infrastructures (AMIs) implemented by utilities, local measurement and load monitoring systems at the client side [10], [11] and interconnectivity technologies [12].

The recent progress in electronics, telecommunication and computing technologies enable the implementation of advanced monitoring, control and interoperability of high number of dispersed intelligent devices and make possible the birth of the Internet of Things (IoT) [13]. This new concept leads to the needs of management of huge amounts of data supporting automation and control applications. In this context of data management and particularly for research and development purposes, it is necessary to optimize the acquisition and storage, with a much higher level of detail, keeping as much data as possible without affecting decision making processes and maintaining affordable costs. Even the variety of products and the advantages of current commercial monitoring devices for home monitoring and automation, they present some limitations. Specifically, sampling rates and data storage capacity become typical difficulties of commercial products to be adopted for research purposes [14].

This paper presents an analysis of data acquisition, storage and management for smart measurement system. The main focus of this work concerns the management of the collected data on the basis of research purposes utilization. We propose and validate experimentally a method of data management permitting to achieve acceptable sampling rates and local and remote accessibility. The rest of this document is organized as follows: section II presents a discussion of the context of data management in residential measurement systems; section III describes the smart measurement system used in this study.

Afterwards in section IV we describe the methodology used for the implementation of the proposed data management system, followed by the results and experimental analysis in section V. We finish in section VI with some concluding remarks.

II. CONTEXT OF DATA MANAGEMENT

Power and energy management applications in smart grids, and more specifically in residential sector, may be supported by real-time monitoring and control systems [12]. The implementation of these Home Energy Management Systems (HEMS) requires good data collection provided by the loads, controllers and sensors with different characteristics. Indeed, data management becomes an essential aspect for the deployment of smart grid applications, as their success highly depend on the quality of data and a its good interpretation. Accuracy, completeness, consistency, uniqueness, and timeliness are pursued quality characteristics of proper data. An effective data management system will consequently focus on most of these features. In recent years, scientist and industry pushed forward important developments on IoT, intelligent networks, and big data management and platforms [15], [16], [17]. These emerging concepts allow to increase the capacity of compilation and the analysis of varied and much larger data required for the different environments and applications.

When the application is known in advance, it is possible to define what are the data requirements and what are the targeted characteristics?. What about if data should be used to perform analysis in the research context with multiple possible applications? In such case the data management must keep as much as possible data with reasonable costs. It is to highlight that, most of commercial products for data acquisition and management do not offer greater benefits without generating more costs as the data increases. It is the great evidence then that databases play an important role for future applications, seeking the greatest granularity of the data without increasing compute execution times, and in this way providing and obtaining data from one or several measurement points (e.g. houses, appliances, controllers).

Data management includes the analysis, storage and delivery of data to users and different applications in a unique or in different ways [18], [19]. Data storage is an important foundation for smart grids, as it is in the backbone of real-time monitoring and control systems which will permit to improve the efficiency of future power systems. The increasing needs on data processing and storage motivated, in last decades, the development of electronic systems with large memory capacity. These progress in electronics also include new processing systems with a large variety of footprints and processing capacities. Thus, depending on the application, it is possible to choose among a variety of processing devices such as the the classic microprocessors, micro-controllers, Digital Signal Processors (DSP), Field Programmable Gate Arrays (FPGA) and Application-Specific Integrated Circuit (ASIC) [18].

In addition to the considerations about the hardware aspects, we must address the structure and the organization of data which become the key aspects on data management. There are two main trends on data management: the first one is the traditional Relational Database Management System (RDBMS), and the second is the NoSQL databases [15], [20]. The difference between them is that the NoSQL, which is defined as the “*next generation of databases being non-relational, distributed, open-source and horizontally scalable*” (<http://nosql-database.org/>), contains the main language for queries, reducing the time when accessing the information, and the stored data does not require fixed structures such as a table. This type of database, typically, works through the Internet network; the data acquisition system sent data directly to be stored in a cloud without any definition. Even if the storage is lighter than when using classic RDBMS, current research on Big Data and the IoT focuses on the improvement the challenging tasks of data handling and queries when no fixed structures are employed [13]. In contrast, the Structured Query Language (SQL) databases using RDBMS, that have been present in the market from long time ago, are tools offering more support, supplements and software components with the advantage of easy and fast queries implementation.

Fig. 1 presents some examples of database management software available for SQL and NoSQL. It is to remark that some of them are license-free softwares and others offer enterprise licensing with improved features. More details about the common used database engines are presented in Table I. Evidently, high performance solutions as Oracle NoSQL database offers significant advantages when exabyte amount of information, $EB = 10^{18}$ Bytes, must be handled. However, depending on the kind of application and the amount of data some of free license solutions could offer enough performance, in other cases it could be better to implement an hybrid solution using NoSQL and RDBMS [21].



Fig. 1: Different database software.

In this context we analyze the acquisition, storage and management of data for a residential smart measurement system detailed in the next section.

III. SMART MEASUREMENT SYSTEM FOR RESIDENTIAL BUILDINGS

Following previous work a Smart Measurement System (SMS) has been developed [10], [22] and new improvements of the system, considering the data management, have been added in this work. A functional diagram of the implemented system is gathered in Fig. 2 and the main characteristics are

TABLE I: COMMON USED DATABASE ENGINES.

Structured Query Language - SQL databases					
Name	Max. table size	Operating system	License	Known users	References
Postgres	32TB	Linux, Unix, Mac OS X, Solaris, Windows 32/64	Berkeley Software Distribution	IMdb, Skype, Sony Online 6	https://www.postgresql.org/
Oracle	4GB	Linux, Mac OS X, Windows 32/64	OTN license	ProfitLogic, JRetek Inc, PeopleSoft,	https://docs.oracle.com/ https://cloud.oracle.com/
MySQL	16TB	Linux, Mac OS X, Windows 32/64	GNU GPL	Youtube, Spotify, Netflix, Github	https://www.mysql.com/
MS SQL server	16TB	Windows 32/64	Microsoft EULA	Rolls-Royce, Carnaval, Jet, Stackoverflow	https://www.microsoft.com/es-es/sql-server/
NoSQL databases					
Name	Max. database size	Operating system	License	Known users	References
Mongo DB	32TB	Linux, Windows 32/64 Solaris	GNU AGPL 3.0	The Weather channel, LinkedIn	https://docs.mongodb.com/
Cassandra	48TB/node	Linux, Windows 32/64 Unix, Solaris	Apache v2.0	Cloudkick, Digg, Facebook, Rack, Twitter	http://cassandra.apache.org/
Oracle NoSQL	Depends on storage nodes	Linux, Solaris	Community Edition Apache v2.0	Red Stack Tech Ltd, Passoker	https://docs.oracle.com/cd/NOSQL

listed in Table II. The SMS uses a hardware/software co-processing architecture where the hardware processor (Xilinx - XC7A100T-1CSG324C FPGA) performs the acquisition and pre-processing of electrical signals coming from voltage, current and temperature sensors. A serial link permits the transfer of data from the hardware to the software processor (Raspberry Pi-3). This last allows the data storage and management, and web server tasks/functionalities through a PostgreSQL + Django + Python customized application. As listed in Table II, the measurement system enables the acquisition of the data related to electrical characteristics such as voltage, current, frequency, active and reactive power and indoor temperature; needed for local energy management applications. Notice that the measurements of two main voltage one per leg of the 120/240V input, two main currents and up to 28 currents of individual circuits are available. This information is stored in disk with a reconfigurable sampling rate. In the present study the sampling rate is set to 16Hz which is more adapted for event detection purposes than lower rates provided by commercial devices and smart meters that are under 1Hz. Evidently,

TABLE II: MAIN CHARACTERISTICS OF THE SMART MEASUREMENT SYSTEM.

Description	Value / Description
Hardware processor	Xilinx - XC7A100T-1CSG324C
Software processor	Raspberry Pi-3
Local storage capacity	1TB
Database engine	PostgreSQL
Web framework	Django
High-level programming language	Python
Measured voltages	2 main legs
Measured currents	2 main legs + 28 circuits
Measured temperature	Indoor
Signals sampling frequency	250kHz
Data storage frequency	≈ 16Hz

the amount of memory used to store a dataset increases as a function of the sampling rate, the number of signals, the format and the resolution of information. For the particular case using SQL database, it is expected that the SMS application has to store and handle about 1.38 millions of rows each day. Thus, depending on the number of variables (columns), as illustrated

in Table III, the amount of information becomes higher and difficult to manage. Specifically, when there is no limitation or active control of storage in the database, two main problems appear: first, the access to data and queries becomes slower as the number of rows increases; and second, as the size of tables increases without control the memory usage increases reaching its limit point and the process of web server and the acquisition could collapse that involve the loss of information until all processes restart.

TABLE III: AMOUNT OF DATA VERSUS SAMPLING RATE.

Sampling rate	Amount of data per day	
	One column	52 columns
1 Hz	86.400	4'492.800
16 Hz	1'382.400	71'884.800

IV. PROPOSED DATA MANAGEMENT METHODOLOGY

The preceding issues in the context of data management in residential applications are quite telling the specific needs of advanced intelligence. More specifically the needs of detailed information are important requirements for research on modeling, control and automation. We propose the following methodology permitting to store data with high sampling rate, and to access it locally and remotely.

In order to maintain the detail of power and voltage information, as needed for the validation of previously mentioned research works, a dynamic structure of data storage and management is adopted. This dynamic structure is created taking into account the application depicted in Fig. 3. This application permits to create a new table daily depending of the year, month and day of the current date, therefore achieving a unique table each day. This way allows a better performance of application when consulting the data avoiding the problems of memory and speed of execution of web queries.

As illustrated in Fig. 3, at the instant of change of date the proposed data management method executes three main actions: stops the storage, creates a new table (model) in the database and restarts the storage process. The proposed method comprises several hardware/software components distributed

V. FIELD TESTS RESULTS

The proposed data management system has been programmed using Python as high level language and Django as framework. The database was implemented using PostgreSQL as previously defined in Table II. A screen-shot view of the application running at the Hydrogen Research Institute laboratory in Canada is presented in Fig. 7.

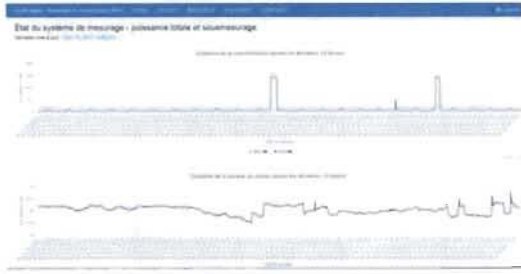


Fig. 7: Screen-shot of French version of latest.html when the system is running at the Hydrogen Research Institute laboratory.

A second prototype of the system has been also installed in an occupied house, through which some measurement results are plotted in Fig. 8. In these plots, the voltage, power and

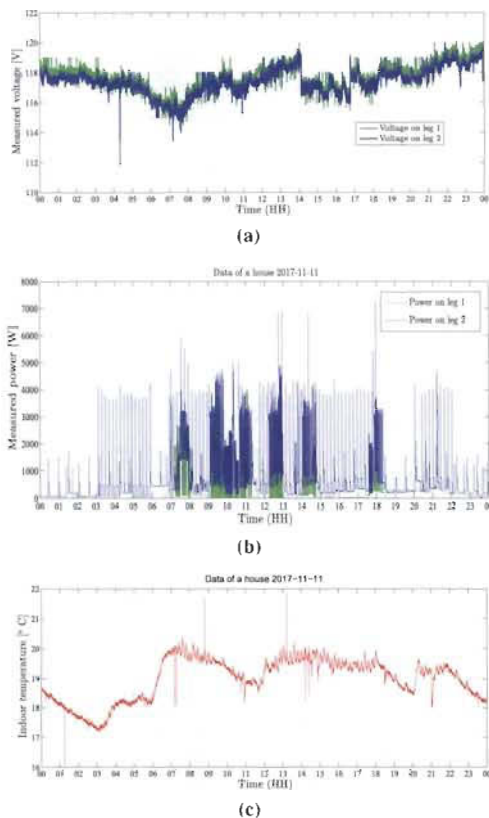


Fig. 8: Measurements examples : (a) voltage, (b) power and (c) indoor temperature. Data on 1.34 millions of rows collected on November 11, 2017.

indoor temperature evolution during one day are presented. It should be noticed that Canadian residential buildings are

supplied by single phase $120/240V - 60Hz$ voltage; thus the power consumption is distributed into two legs each powered at $120V$. Further, the most used residential loads such as the heating baseboards and water heaters are powered at $240V$. The daily storage of data has been analyzed for a period of one month of operation of the system. This way, the number of rows on each daily table of the database is plotted in Fig. 9a, the corresponding space on disk utilization for each day is also plotted in Fig. 9b. From these results it is possible to

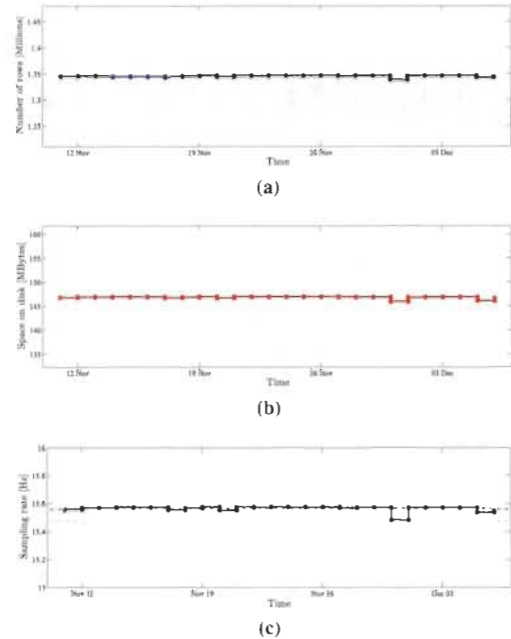


Fig. 9: Results of daily storage of data (a) number of rows in the database, (b) space on disk and (c) mean daily sampling rate.

determine that the system is storing regularly the information from the measurement system. In fact, the daily mean effective sampling rate in the evaluation period was $15.56Hz$, the minimal mean sampling rate was $15.47Hz$; this lowest value was registered on Nov 30 2017. In this particular day a system update has been performed, this process consequently impacted the acquisition process speed and stopped it for about two minutes. The evolution of the sampling rate during one day, one hour and one minute of observation are presented in Fig. 10. Here, it is confirmed that most of time the sampling rate is close to the reference value of $16Hz$. It is to highlight that, a real-time regular sampling rate at a fixed frequency is possible using real-time processor / operating systems or using extra buffering or redundancy. When using traditional processors as in this case, the latency of the process becomes non-deterministic, hence the mean performance of the system might be very close to the expected one but some episodes of slow down speed may arise.

VI. CONCLUSION

This paper provides the results of an experimental study on the data management for residential energy management applications. We proposed a methodology for the management

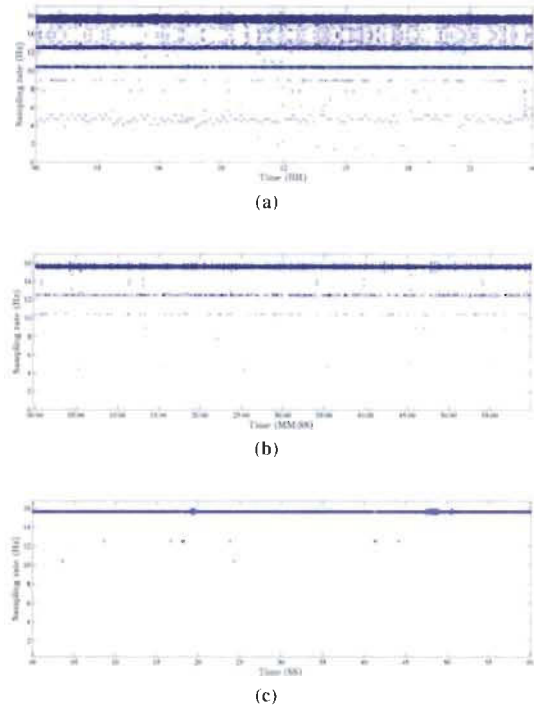


Fig. 10: Results of instantaneous sampling rate during (a) one day, (b) one hour and (c) one minute of observation. (Data of November 11, 2017).

of huge amount of data based on the traditional Relational Database Management System (RDBMS) and validated it using a low cost software processor Raspberry Pi-3.

A short review of current database management engines gives the key elements of the context of this research and opens a window to future works. In fact, the data management using the Structured Query Language (SQL) databases allows easy processing, and structural organization of content. In counterpart, it demands a higher use of space in memory compared to emerging NoSQL databases intended for Big Data applications. The results of this study permits to corroborate the importance of Data Management as promising research domain in Smarts Grids.

Current and further research works include the use of emerging techniques of NoSQL and deterministic real-time applications for monitoring and control in power systems including microgrids and residential systems.

ACKNOWLEDGMENT

This work was supported in part by the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada, and the Emerging Leaders in the Americas Program (ELAP) of the Government of Canada. The authors also thank the LTE-Hydro-Québec partner of the project in which these results will be used.

REFERENCES

[1] N. R. Canada, "Energy Use Data Handbook: 1990 to 2010," in *Tech. Rep.*, 2013.
 [2] N. R. N. Canada, "Energy fact book, 2016-2017," in *Tech. Rep.*, 2013.

[3] M. P. Wakefield, "Smart distribution system research in EPRI's Smart Grid Demonstration Initiative," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2011, pp. 1–4.
 [4] C. A. D. Andrade and J. C. Hernández, "Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica-Estado del Arte," *Universidad ICESI - Sistemas & Telemática*, vol. 9, no. 18, pp. 53–81, 2011.
 [5] M. Manic, D. Wijayasekara, K. Amarasinghe, and J. J. Rodriguez-Andina, "Building Energy Management Systems: The Age of Intelligent and Adaptive Buildings," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 10, no. 1, pp. 25–39, March 2016.
 [6] C. Guzman, A. Cardenas, and K. Agbossou, "Load Sharing Strategy for Autonomous AC Microgrids Based on FPGA Implementation of ADALINE FLL," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 29, no. 3, pp. 663–672, Sept 2014.
 [7] E. Padilla, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Towards Smart Integration of Distributed Energy Resources Using Distributed Network Protocol Over Ethernet," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1686–1695, July 2014.
 [8] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads," *IEEE Trans. on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, Aug 2011.
 [9] L. Jans, T. Bouman, and K. Fielding, "A part of the energy "in crowd": Changing people's energy behavior via group-based approaches," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 1, pp. 35–41, Jan 2018.
 [10] A. Cardenas, K. Agbossou, and C. Guzman, "Development of real-time admittance analysis system for residential load monitoring," in *2016 IEEE 25th Int. Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, June 2016, pp. 696–701.
 [11] N. Henao, K. Agbossou, S. Kelouwani, Y. Dub, and M. Fournier, "Approach in Nonintrusive Type I Load Monitoring Using Subtractive Clustering," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 812–821, March 2017.
 [12] Z. Zhao, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Connectivity for Home Energy Management applications," in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conf. (APPEEC)*, Oct 2016, pp. 2175–2180.
 [13] V. Tanyingyong, R. Olsson, J. w. Cho, M. Hidell, and P. Sjodin, "IoT-Grid: IoT Communication for Smart DC Grids," in *2016 IEEE Global Communications Conf. (GLOBECOM)*, Dec 2016, pp. 1–7.
 [14] M. Amer, A. Naaman, N. K. M'Sirdi, and A. M. El-Zonkoly, "Smart home energy management systems survey," in *Int. Conf. on Renewable Energies for Developing Countries 2014*, Nov 2014, pp. 167–173.
 [15] B. Cheng, S. Longo, F. Cirillo, M. Bauer, and E. Kovacs, "Building a Big Data Platform for Smart Cities: Experience and Lessons from Santander," in *2015 IEEE Int. Congress on Big Data*, June 2015, pp. 592–599.
 [16] L. Ramaswamy, V. Lawson, and S. V. Gogineni, "Towards a quality-centric big data architecture for federated sensor services," in *2013 IEEE Int. Congress on Big Data*, June 2013, pp. 86–93.
 [17] G. Kian, S. Kolari, M. agovac, and Z. Baus, "Using intelligent control systems for dynamic management of smart grid network," in *2016 Int. Conf. on Smart Systems and Technologies (SST)*, Oct 2016, pp. 43–47.
 [18] J. Liu, X. Li, D. Liu, H. Liu, and P. Mao, "Study on Data Management of Fundamental Model in Control Center for Smart Grid Operation," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 573–579, Dec 2011.
 [19] P. Zhang, J. Gao, A. G. Thomas, K. P. Alagupackiam, K. Mannava, P. I. Bosco, and S. Chiao, "On building a big data analysis system for california drought," in *2017 IEEE Third Int. Conf. on Big Data Computing Service and Applications (BigDataService)*, April 2017, pp. 149–156.
 [20] L. Linder, D. Vionnet, J.-P. Bacher, and J. Hennebert, "Big Building Data - a Big Data Platform for Smart Buildings," *Energy Procedia*, vol. 122, no. Supplement C, pp. 589 – 594, 2017.
 [21] M. Pipattanasomporn, M. Kuzlu, W. Khamphanchai, A. Saha, K. Rathinavel, and S. Rahman, "BEMOSS: An agent platform to facilitate grid-interactive building operation with IoT devices," in *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, Nov 2015, pp. 1–6.
 [22] C. Guzman, L. Rueda, G. Romero, S. Biscans, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Enabling Winter Behavior Analysis on Electrically Heated Residential Buildings by Smart Sub-metering," in *2018 IEEE Int. Conf. on Industrial Technology (ICIT 2018)*, February 2018, pp. 1–6.

Enabling Winter Behavior Analysis on Electrically Heated Residential Buildings by Smart Sub-metering

Cristina Guzman, Luis Rueda, Gabriel Romero, Shendra Biscans, Kodjo Agbossou and Alben Cardenas
Electrical and Computer Engineering Department, Hydrogen Research Institute
Université du Québec à Trois-Rivières
Trois-Rivières, QC, Canada G9A 5H7
Email: { cristina.guzman, Luis.Rueda, gabriel.alberto.romero.calderon, shendra.biscans, kodjo.agbossou, Alben.cardenasgonzalez }@uqtr.ca

Abstract—Load monitoring emerges in the smart grids context as an important part of the backbone of management systems. A variety of new products are offered by markets adding a certain level of intelligence in load monitoring systems, many of them focusing households to verify and in some cases regulate their own consumption. However, those systems even if they are affordable, some technical lacks are present limiting their utilization in research and development activities, e.g. the accuracy, completeness, consistency, and timeliness of information. Focusing in that, this paper proposes a sub-metering prototype system that fits well for the research and development activities for residential buildings in the smart grid context. Details of the system design and experimental results are provided which confirm the validity of the proposition.

Index Terms—Measurement systems, Hardware software co-design, Field programmable gate arrays, Home energy management systems.

I. INTRODUCTION

The excessive utilization of the energy during critical hours makes that electricity companies create new strategic programs to make end-users to get more involved into their plans of the Smart Grid context projects. One reason is that at the end-user domestic level the portion of energy consumption is not negligible in many countries. For example in the European Union the residential consumption takes 37%, the United States 48%, in Canada 32.9% and in China 15% [1], [2], [3]. For this reason a new era customers are then switching from just consumers to managers or even producers of their own energy usage. Also, as the technologies grow and the demand also, this change of paradigm imposes intelligent energy tracking that requires the accurate data information to make instant actions (by utilities or by customers) during critical time periods. Optimized actions could evidently help to better manage the available power and energy taking into account the changes on the consumption behavior of end-users. Thus, the optimality of the decisions is influenced by the quality of the information of power and energy use (e.g. accuracy, completeness, consistency, and timeliness). Consequently power monitoring system, being the backbone of smart management systems, influences directly the result of the

whole decision making process. It is to be highlighted that the quality of the information does not guarantee a good decision but it certainly will help to take a good one. The residential power and energy monitoring is needed in many applications. In the Smart Grid context one can mention the Demand Side Management (DSM) and the Home Energy Management Systems (HEMS); in the simplest way the monitoring systems allow end-users to control and reduce their consumption. Such monitoring systems that have recently appeared in the market, have gained popularity thanks to their characteristics and because they allow real-time feedback at a relatively low cost. These systems generally provide a software platform that through a user interface, informs and visualizes the numerical and graphical data of the measurements taken with voltage and current sensors. Two main categories of monitoring systems are currently available for providing detailed information of consumption. The first one uses individual sensors for each load that users wish to monitor. In the second category, the sensors permits the measurement of the aggregated power of the house, as through the smart meter, and use advanced load disaggregation algorithms to identify individual consumption [4], [5], [6]. All these systems are also provided by a communication standard, rather using wired protocol as SmartPlug or wireless such as ZigBee, WiFi, Z-Wave [7], [8]. This feature allows the access to the information remotely or in different electronic devices such as cell phones and tablets.

For research purposes, the commercial monitoring devices used for households present some limitations. In particular, accuracy, latency of information (or time lag) and data storage capacity become typical barriers to being used directly for research and development purposes; e.g. for the real-time decision-making process in home energy management or demand side management applications. It is noteworthy in terms of system delays in the examples context, that information from smart meters can be obtained normally with a sampling period of 15 minutes. On the other hand, available systems that allow real-time monitoring, can supply information of energy consumption in intervals of 15 minutes and the power in 15 seconds [9].

In this paper, we present the development of a sub-metering system which permits the real-time analysis of residential consumption, the storage of detailed information including voltage, frequency, real and reactive power and room temperature. The proposed system using free software and a hardware-software processing architecture offers many advantages for research and development activities. In order to illustrate the usefulness of the proposed system, we also provide an analysis of electricity consumption of an electrically heated residential building in winter period.

The remainder of this paper is organized as follows: section II presents a discussion of the context and motivation of this work; section III describes the proposed system; section IV yields experimental results and analysis; and concluding remarks in section V.

II. CONTEXT AND MOTIVATION : IMPORTANCE OF POWER MEASUREMENT IN SMART GRID APPLICATIONS

A detailed monitoring of electric power in residential sector becomes a challenging task in Nordic countries, where the climatic conditions impose the use of space and water heating systems. Particularly in Quebec province of Canada, the electric baseboard heaters controlled by electronic thermostats are widely employed for space heating. The energy use on space heating represents near to 60% of household energy consumption [2], [3]. Similarly, the water heating systems, which are mostly electric, represent about 20% of the energy use. Thus, these two loads are responsible of about 80% of the annual electricity bill of Quebec's residences. In fact, during the periods of more intense cold in the winter, the utility grid is highly demanded because of them. To avoid those periods, demand side management strategies are essential to mitigate the over charge impact and to improve the power balance between demand and production. To achieve this balance, several activities are imposed in the energy management context: i)- One of them is the Load Monitoring to allow access the information of power and energy consumption necessary to the decision making process. The data of the consumption from such monitoring systems, can be aggregated or detailed by load or by circuit (in the electrical panel); but may also include complementary information e.g. voltage and power quality, weather and occupation. ii)- In Load and Building Modeling as it is necessary to evaluate control and management strategies before their adoption and deployment. iii)- The analysis of energy efficiency before and after the adoption of energy management strategies become also essential to verify the effectiveness of each proposition. Pilot or demonstration projects are carried out before the massive deployment.

All these activities are supported by power measurement systems in the research and development context which is the focus of this paper. Thus, we provide the details of the proposed and implemented sub-metering system designed to be installed in the distribution panel of the residential building. Some examples of use are also presented.

III. PROPOSED SUB-METERING SYSTEM

The proposed architecture of the sub-metering system is depicted in Fig 1, and the characteristics are summarized in Table I. In the proposed architecture, two main parts can be differentiated: an embedded and electronics part and a microprocessor and software part, both are detailed hereafter.

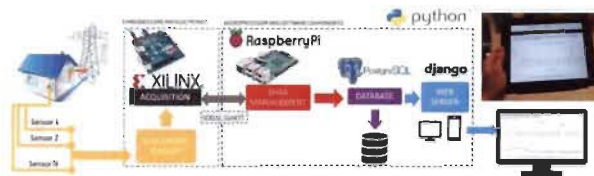


Fig. 1: Simplified diagram of proposed sub-metering system.

A. Measurement and Embedded Processing

The measurement and embedded processing part is composed of electronic circuits for the measurement of the currents, voltages and temperature, and a FPGA based customized processor. The electronic circuit is responsible for converting the physical to electrical magnitudes, and the FPGA core performs the acquisition of the data. This embedded processor is charged of the control of each electronic stage of the measurement, of the analog-to-digital conversion, and the I/O interfaces and communication ports. Fig. 2 illustrates the main elements of the hardware implementation and their interconnections.

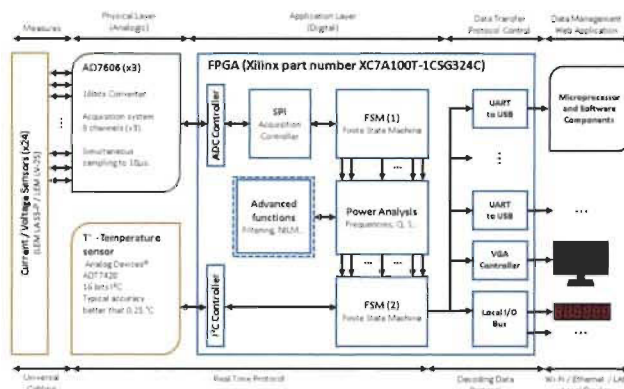


Fig. 2: Embedded processing and measurement diagram.

As illustrated in the Fig. 2, the sub-metering system's architecture and processing is able to plug-in 24 sensors in parallel to A/D converters. As a matter of fact, there are 2 voltage sensors to measure the main power supply line, and 22 current sensors for the main and each subsidiary circuits. Three AD7606 converters permit the analog-to-digital conversion of the 24 channels in parallel and simultaneously, thereby ensuring data acquisition in the order of microseconds (μs). After the conversion, the AD7606 delivers a serial data flow directly connected to FSM (1) in the FPGA core, which is in fact is the applicative layer in charge of the data processing and

acquisition control. The embedded Power Analysis block has two important tasks. One is the serial signal disaggregating, and second it calculates characteristic values such as real, reactive and apparent power, frequency and harmonic content [10], [11]. Finally, the data signal is sent to a second FSM (2) which sets up a data transfer protocol toward external devices or processing systems.

B. Data Acquisition and Storage

The sub-metering system's architecture, coupled with any local display or remote web application, provides an overall measurement of electric consumption, as well as, providing measurement of specific residential electric loads. The acquisition application running on a Raspberry-Pi starts the serial communication, through the UART, with the FSM(2) embedded in the FPGA (see Fig. 3). The FSM (2) approves the serial communication request. Then, the Raspberry-Pi send a data request to the FSM(2) and establishes the connection to the database enabling the storage. This allows the FSM(2) to get the required data from the embedded processing (Power Analysis block). It is clear that the FSM(2) is always waiting for the request of the data. The requested data is saved in a buffer and sent to the application, which is directed to store the data one by one in the database until the FSM(2) sends the stop bit. The cycle re-starts with a new data request sent by the application (cycle N in Fig. 3). The data is stored in a SQL database using a structural model which allows flexibility and availability of data management for research purposes. In the application layer of the system a web interface provides different views and data search functionalities to the users to access the stored data allowing the visualization and downloading (see Fig. 1).

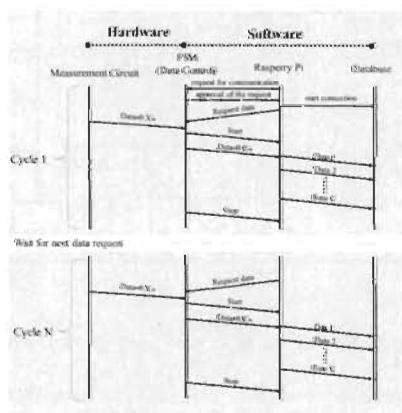


Fig. 3: Simplified diagram of data acquisition and storage protocol.

IV. FIELD TESTS RESULTS

Field test of the proposed system has been carried out in electrically heated residential buildings during winter period. The buildings are situated in different geographic locations in the province of Québec (Canada) as detailed in Table II. One is at Saint Étienne des Grès and the other at Trois-Rivières. A real view of prototype installation is illustrated

in Fig. 4a, and a screen-shot of the web user interface is presented in 4b. The collected information has been processed to provide the following analysis. This validation search to present the potential of the sub-metering system in research and development taking into account its flexibility, resolution of measurement and precision. Thus, even if the potential utilization is large, this paper have only considered three aspects : 1) the analysis of voltage and frequency; 2) the analysis of energy performance of the studied residential buildings; and 3) the analysis of detailed consumption of one building.

TABLE I: MAIN CHARACTERISTICS OF PROPOSED SUB-METERING SYSTEM

Description	Value / Description
Hardware processor	Xilinx - XC7A100T-1CSG324C
Software processor	Raspberry Pi-3
Local storage capacity	1TB
Database engine	PostgreSQL
Web framework	Django
High-level programming language	Python
Measured voltages / currents	2 / 22
Signals sampling frequency	250kHz
Data storage frequency	16Hz

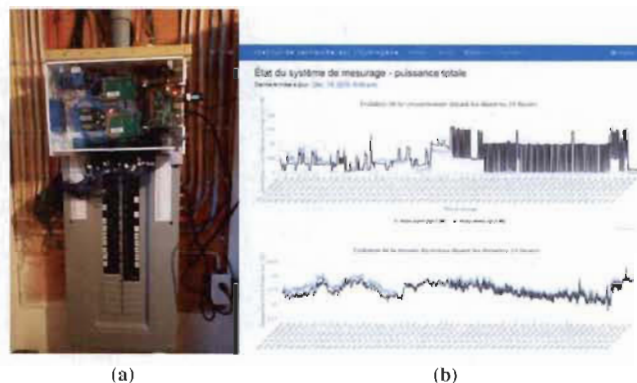


Fig. 4: View of installation : (a) residential electric board panel with prototype. (b) screen-shot of French version of web user interface.

A. Analysis of Voltage and Frequency

The end-user voltage is regulated by the utility to be kept within the recommended limits near its nominal value regardless of the load condition; normally $V_{NOM} \pm 5\%$. Thus for a nominal value of 240V the voltage range is between 228V and 252V. Fig. 5 shows the plots and histograms of the measured voltage during a week on January 2017. It is to remark that the regulation system keeps the voltage near its nominal value in both locations. However, the mean value measured at house 2 is higher than the one measured in the house 1; this difference can be explained by the location of each building with respect to the electrical substation in the distribution grid. The frequency of the service voltage is also well regulated and maintained close to the nominal value. 60Hz Canadian case. The plot and histogram of frequency measured at house 2 are presented in Fig. 5c. It is to be notice that the frequency variations are mostly under $\pm 0.1Hz$.

TABLE II: MAIN CHARACTERISTICS OF HOUSES USED IN FIELD TESTS

Description	Value / Description
House 1	
Location	Saint-Étienne-des-Grés (QC)
Latitude / Longitude	46.44809 / -72.76506
Construction year	2010
Housing type	Isolated - Detached
Approximated total surface	131 m ²
Occupation	2 Adults / 2 children
Service voltage	240V / 120V / 60Hz / 1-phase
Main/secondary space heating system	Heat pump/Baseboard heaters
Electric water heater	4.5kW / 60 gallons
House 2	
Location	Trois-Rivières (QC)
Latitude / Longitude	46.37254 / -72.62989
Construction year	2012
Housing type	Twin - Semi-detached
Approximated total surface	90 m ²
Occupation	2 Adults / 2 children
Service voltage	240V / 120V / 60Hz / 1-phase
Main/secondary space heating system	Baseboard heaters/heat pump
Electric water heater	4.5kW / 60 gallons

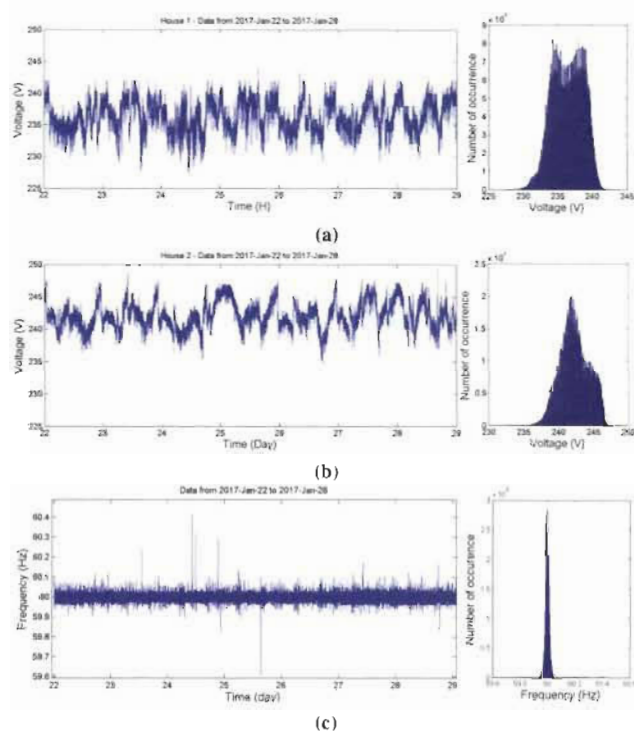


Fig. 5: Voltage measured during a week on January 2017 at (a) house 1, (b) house 2, and (c) frequency measured at house 2.

B. Analysis of Energy Performance

The energy consumption of a residential building depends on several aspects. The most important among them are: 1) the building dimensions and characteristics of thermal insulation; 2) the needs of heating defined in terms of the difference between the setup of the indoor temperature and the measured outdoor or external temperature ($\Delta T = T_{INT} - T_{EXT}$); and 3) the occupancy behavior and family composition. We performed an analysis of energy consumption versus the needs of heating ($T_{INT} - T_{EXT}$) as illustrated in Fig. 6. Two

different periods of one week are defined for the house 1, one on January with mean temperature close to 0°C and another in February with mean temperature under -15°C. A consecutive period of two weeks are defined for house 2. As expected the results show that the house 1, with a larger surface, exhibits higher consumption versus the outdoor compared to the house 2. More specifically, the mean thermal conductance of the houses 1 and 2 are 143.87W/K and 95.64W/K respectively. The mean daily energy consumption of each house has been compared to the expected consumption according to R2000 Standard for the energy-efficient housing technology [12], and new ordinary houses with similar dimensions and location. Table III summarizes these results showing that the studied buildings perform better than ordinary new houses but with inferior performance than the R2000 Standard.

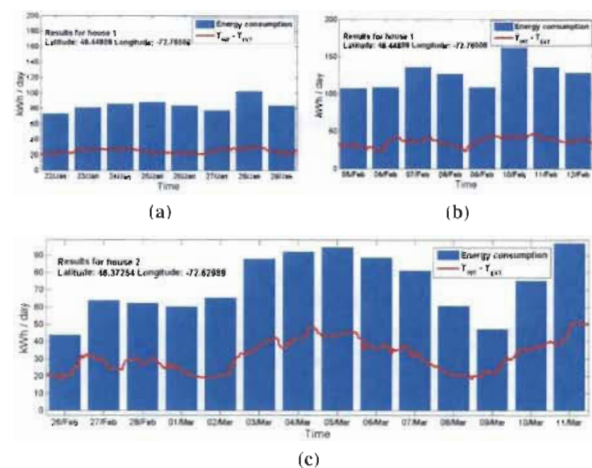


Fig. 6: Energy efficiency analysis (a) one week of house 1 on January, (b) one week of house 1 on February, and (c) two consecutive weeks of house 2 at end of February and begin of March.

TABLE III: COMPARISON OF ENERGY PERFORMANCE FOR THE PERIOD OF ANALYSIS

Description	House 1	House 2	Units
Mean heating degree day*	29.57	32.27	°C
Daily energy use			
– Expected for ordinary new house	107.06	83.96	kWh
– Measured performance	101.63	72.85	kWh
– Expected for R2000 Standard	71.37	55.97	kWh

*the preference setup temperature in Quebec is 21°C

C. Analysis of Power and Detailed Consumption

The total power consumption during a week is plotted in Fig. 7a for house 1 and in Fig. 7b for house 2. The high sampling rate of the proposed sub-metering system allows to identify transients and particular behaviors of each household power profile. In plots of Fig. 7, it is clearly detectable that the power of house 1 shows higher peak values and the one of house 2 presents more variations. This is explained by the higher heating energy requirements for the house 1 which is larger than house 2. The differences on the power variations are explained by the type of heating system. In the case of

study it is expected that house 2, using baseboard heaters controlled by electronic thermostats as the main heating system, shows more variations on the measured power [13].

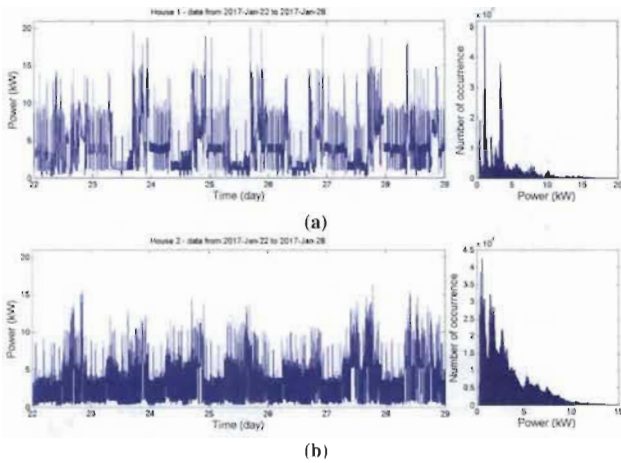


Fig. 7: Power profiles of (a) house 1, and (b) house 2.

An important advantage of sub-metering is the possibility of detailed analysis of consumption, in this case measuring up to 22 circuits or loads. The data of house 2 detailed by circuit have been grouped in seven categories according to similar load use : (a) the baseboard heaters, (b) the heat pump and air exchanger, (c) the water heater, (d) the clothes dryer/washing, (e) the kitchen appliances (e.g. stove, oven, refrigerator), (f) the lighting and (g) other pluggable appliances. Fig. 8 presents, for each category, the profile during a week, the histogram and a zoom-in of each power profile. As expected, the baseboards exhibit the most diverse power distribution and the highest number of transitions. As a matter of fact, in the zoom-in of Fig. 8a several events, or abrupt changes in the measured power, appear within a short period of some seconds. This behavior is due to the distributed use of heaters in the house for each room of the building, and because the use of electronic thermostats with heating cycle of 15 seconds.

The plots and histogram of Fig. 8b reveal a power distribution under $1kW$ for the heat pump and air exchanger. Contrary to the previous case, the transitions on the power profile take several minutes and present damped slope when power is rising. Even in the detailed power profile (zoom-in at right of Fig. 8b), it is difficult to identify the steady state power consumption.

The quasi rectangular profile of the water heater, plotted in Fig. 8c, permits to easily confirm the nominal power of the heating element, in this case $1.5kW$ commonly used in Canadian households. This is a good illustration of two-state (or ON/OFF) loads with dominant real power.

An example of multi-state appliance is presented in Fig. 8d through the clothes dryer power pattern. This load, with very low density of events, presents at least two level of power easily identified by direct observation of the histogram or the shape of power profile.

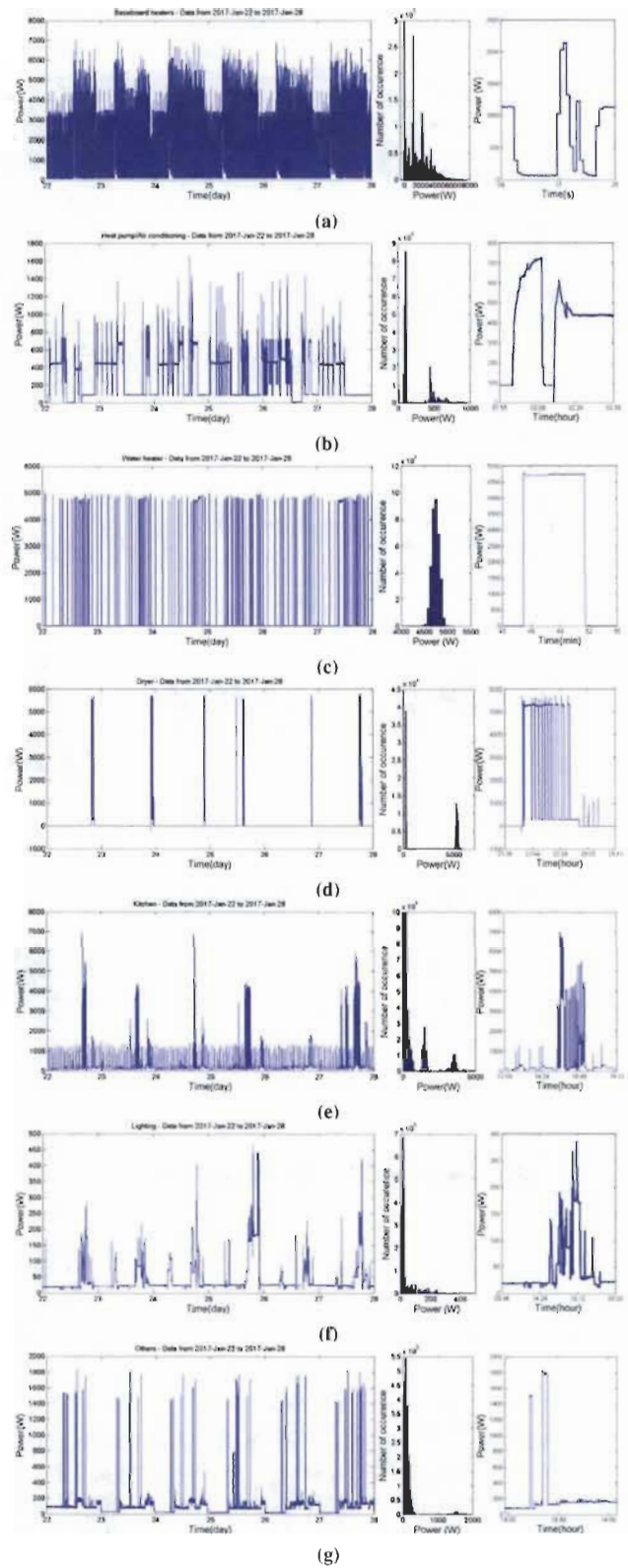


Fig. 8: Details of power consumption on house 2 (a) baseboard heaters, (b) heat pump, (c) water heater, (d) dryer, (e) kitchen, (f) lighting and (g) other appliances. Measurements of January 2017.

In this composite load of Fig. 8d, the low power state corresponds to the functioning of the blower motor, and the high power state to the simultaneous operation of the motor and the heating element.

The power profile of the kitchen appliances, plotted on Fig. 8e, presents higher activity in the afternoons of each day. The histogram reveals at least three power levels which can be easily associated to the loads. The first power level with more frequency of occurrences are of under $1kW$ which corresponds to the low power refrigerator and the small elements of the stove. The second bunch of occurrence shows a mean power between $1kW$ and $2kW$ which correspond to the microwave, the toaster, the coffee-maker and the medium elements of the stove. And the third, with a power level higher than $2kW$, which corresponds to the big elements of stove and the oven or combinations of previous levels of power.

The plots and histograms of Fig. 8g correspond to the combination of other pluggable appliances e.g. computers, hair-dryer, audio and TV, cleaner, etc. In this category most of the power levels are under $500W$.

It is to highlight that the kitchen and heating (several baseboards working simultaneously) present peaks power higher than other appliances; in contrast, lighting loads present the lowest power consumption among the defined categories.

The data of measures, taken during the month of January 2017 to the house 2, were analyzed to determine the distribution of the utilization of the energy and is presented in Fig. 9. Here, the space heating and air exchange count conjointly for 58.7%, being 51.1% and 7.6% respectively, the water heating represents 22.7%; kitchen and clothes washing/dry demand is 8.6% and 4.1% respectively of the total household consumption. The distribution of electricity demand for this particular house follows the typical use of energy of the Canadian households where about 80% of energy bills are associated to the space and water heating needs [2].

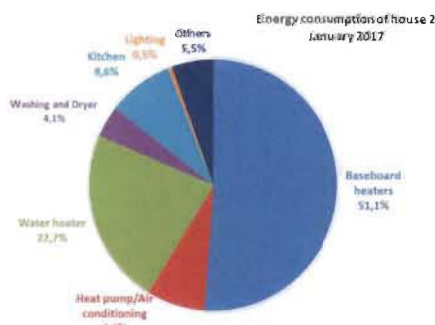


Fig. 9: Distribution of consumption of house 2 on January 2017.

V. CONCLUSION AND FURTHER WORK

This paper proposes the development of a hardware-software co-design architecture for a power sub-metering system. The resulting design has been implemented and experimentally tested in field to collect information of consumption of two electrically heated buildings.

The proposed and implemented architecture permits 1) to perform embedded processing using the customized FPGA core, 2) to store the measurements information in a SQL database and 3) to access remotely this data by means of a web application running on the Raspberry processor.

Significant analysis has been carried out taking advantage of the detailed information obtained through the prototype of the proposed sub-metering system. This study covers the voltage and frequency analysis, the energy efficiency evaluation and the assessment of the distribution of household consumption.

The work related in this paper confirms the usefulness of the proposed system and permitted the collection of highly detailed dataset of consumption useful for research purposes in residential energy management context.

Current works include the design of an optimized version of the tested prototype to collect information of a park of residential buildings and the proposition and evaluation of new methods for big data management.

ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada. The authors especially thank the contribution of Yann Parizeau and Simon Do.

REFERENCES

- [1] M. Manic, D. Wijayasekara, K. Amarasingue, and J. J. Rodriguez-Andina, "Building Energy Management Systems: The Age of Intelligent and Adaptive Buildings," *IEEE Ind. Electronics Magazine*, vol. 10, no. 1, pp. 25–39, 2016.
- [2] N. R. Canada, "Energy Use Data Handbook: 1990 to 2010," Tech. Rep., 2013.
- [3] N. R. N. Canada, "Energy Fact Book, 2016–2017," Tech. Rep., 2013.
- [4] G. W. Hart, "Nonintrusive appliance load monitoring," *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no. 12, pp. 1870–1891, Dec 1992.
- [5] A. Cardenas, K. Agbossou, and C. Guzman, "Development of real-time admittance analysis system for residential load monitoring," in *2016 IEEE 25th Int. Symp. on Ind. Electron. (ISIE)*, June 2016, pp. 696–701.
- [6] N. Henao, K. Agbossou, S. Kelouwani, Y. Dubé, and M. Fournier, "Approach in nonintrusive type i load monitoring using subtractive clustering," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 812–821, March 2017.
- [7] M. Amer, A. Naaman, N. K. M'Sirdi, and A. M. El-Zonkoly, "Smart home energy management systems survey," in *Int. Conf. on Renewable Energies for Developing Countries 2014*, Nov 2014, pp. 167–173.
- [8] Z. Zhao, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Connectivity for home energy management applications," in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Eng. Conf. (APPEEC)*, Oct 2016, pp. 2175–2180.
- [9] M. A. Alahmad, P. G. Wheeler, A. Schwer, J. Eiden, and A. Brumbaugh, "A comparative study of three feedback devices for residential real-time energy monitoring," *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 59, no. 4, pp. 2002–2013, April 2012.
- [10] A. Cardenas, C. Guzman, and K. Agbossou, "Development of a FPGA Based Real-Time Power Analysis and Control for Distributed Generation Interface," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1343–1353, Aug 2012.
- [11] —, "Frequency Locked Loop for grid-connected VSI synchronization and power analysis," in *2012 IEEE Int. Symp. on Industrial Electronics*, May 2012, pp. 1386–1392.
- [12] Natural Resources Canada's Office of Energy Efficiency, "R-2000 standard," *NRCan. 2012 Edition*.
- [13] C. Guzman, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Modeling of residential centralized and baseboard space heating systems," in *2016 IEEE 25th Int. Symp. on Ind. Electron.(ISIE)*, June 2016, pp. 726–731.
- [14] —, "Energetic Macroscopic Representation of an Electrically Heated Building with Electric Thermal Storage and Heating Control for Peak Shaving," *Energy and Power Engineering*, vol. 7, pp. 144–153, 2015.

Development of Real-Time Admittance Analysis System for Residential Load Monitoring

Alben Cardenas *Member, IEEE*, Kodjo Agbossou *Senior Member, IEEE* and Cristina Guzmán *Student Member, IEEE*
Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR), Institut de Recherche sur l'Hydrogène (IRH)
Trois-Rivières (QC), Canada

Alben.cardenasgonzalez@uqtr.ca, Kodjo.agbossou@uqtr.ca, Cristina.guzman@uqtr.ca

Abstract—Residential load management plays an important role in Demand Side Management (DSM) when a more optimized Smart Grid (SG) is envisaged. Actions must be done to address the local and remote control to obtain a load profile matching the available power. The identification of the working cycles of controllable and non-controllable loads, out of an aggregated load profile, is a desirable feature for the implementation of DSM technologies. A detailed knowledge of the loads can be obtained by means of intrusive or non-intrusive methods. Non-intrusive ones are preferred by customers and utilities due to the lower cost, lower hardware complexity, and easy installation. Non-Intrusive Appliances Load Monitoring (NIALM) is not a new concept in order to extract loads signature; it is lately taking more importance with the evolution of the SG technologies. Most of the literature works are devoted to the off-line NILM algorithms. Nevertheless, real-time load monitoring becomes necessary to feed the future Home Energy Management Systems (HEMS); the consumers and the utilities with accurate consumption information. This paper proposes the implementation in Field Programmable Gate Arrays (FPGAs) of real-time admittance analysis for residential load monitoring. Explorative experimental results of Non-intrusive Load Monitoring are provided and discussed.

Keywords— *Non-intrusive load monitoring, Demand side management, Programmable logic arrays, Power analysis*

I. INTRODUCTION

SMART Grid (SG) technologies have been recently introduced and promoted by governments and utility operators to increase the reliability and capability of future power systems. SG technologies at the distribution level include the integration of clean energy sources for stationary and mobile power applications. The recent developments in information technology (IT) can be also applied for the load and distributed generation monitoring and control. The SG approach thus focuses a smarter power network with smart centralized and distributed generation, smart transport and distribution and also with the client intervention as manager of his own energy [1]-[3]. Accordingly at the residential side, the concept of Home Energy Management Systems (HEMS) has arisen to improve the role of customers adopting a friendly controlled consumption behavior in the SG scenario [4]. A HEMS, proposes a path for the consumption management, considering the monitoring and control of smart appliances, the distributed generation implementation and the local storage such as plug-in vehicles and thermal loads. For the

monitoring and control of the residential loads, a good knowledge of the loads characteristics and profiles is required. As a matter of facts researchers and industry have been widely working over the past two decades on the analysis of residential profiles for load identification using non-intrusive methods. Such methods are better preferred as they respect the consumer's privacy [5]-[7]. Non-Intrusive Appliances Load Monitoring (NIALM) or in a more wide concept Non-Intrusive Load Monitoring (NILM) has evolved in time with the evolution of technology especially with the Information Technology (IT) progress [8]-[23]. Early algorithms and techniques were based on the total power analysis of the residential load. New techniques consider the harmonics, the waveforms, the transient response, the power profile and the combinations of those variables, to establish a signature which permits to identify each load.

Very Large Scale Integration technologies (VLSI) have permitted to introduce the Field Programmable Gate Arrays (FPGAs) as a promising technology which is suggested as the target device for many applications including signal processing, monitoring, and control of power systems [24]-[27]. FPGAs' high capacity of programmable resources and parallel processing capability permit the flexible operation of different functions avoiding the communication constraints of multi-processor systems.

This paper proposes a real-time analysis of the admittance for non-intrusive residential load monitoring implemented in VLSI technology. The remainder of this paper is organized as follows, section II presents the proposed FPGA-based smart measurement system; section III describes the implementation of non-intrusive load monitoring system based on the real-time admittance analysis; sections IV presents the experimental results and discussion, and in section V some concluding remarks are presented.

II. FPGA-BASED SMART MEASUREMENT SYSTEM

Residential electric systems in Canada employ two electric lines which are used to supply the loads at 120V/60Hz or at 240V/60Hz according to the type of load and respecting the international and local standards [28], [29]. The baseboard heaters, water heaters, oven electric ranges and clothes dryers are normally wired at 240V and the other pluggable appliances at 120V. Fig. 1 illustrates a block diagram of the proposed measurement system for a typical 240V residential

installation, where the two main currents and the two voltages are measured at the electric panel level. Conditioning and analog-to-digital converters (ADC) are employed to convert the measured signals into the digital information sent to the FPGA-based computing core. The power and admittance of each line are computed by means of a Multiple Variable Frequency Adaptive Linear Neuron with Frequency Locked Loop (M-VF-ADALINE&FLL) [24], [30], which permits to obtain, in real-time, the harmonic decomposition of current and voltage signals,

$$y(k) = W_{dc}(k) + \sum_{n=0}^{N-1} \begin{cases} W(2n+1, k) \cos(n\omega k T_s) \\ + W(2n, k) \sin(n\omega k T_s) \end{cases} \quad (1)$$

where W_{dc} and W are respectively the DC and the orthogonal components of the measured alternating signal y at the k instant denoted as $y(k)$. The harmonic decomposition for each power line can be useful to better identify a specific load from others with similar fundamental power characteristics (P and Q); e.g. in reference [8] the total active and reactive power and the total harmonic distortion (P, Q, and THD) are used for clustering purposes.

The proposed computing core, as detailed in Fig. 1, comprises the following structures: four Weight Vector Updating (WVU) blocks with one pair per voltage line (voltage and current); one Frequency Locked Loop (FLL) fed by the WVU of the voltage line 1; and one Variable Frequency Direct Digital Synthesizer (VF-DDS) [24]. The apparent fundamental power of line 1 (S_{L1}), at the k instant, can be computed from the orthogonal components of voltage and current as follows,

$$S_{L1}(k) = W_{VL1}(0, k) \cdot W_{IL1}(0, k) + W_{VL1}(1, k) \cdot W_{IL1}(1, k) + j(W_{VL1}(1, k) \cdot W_{IL1}(0, k) - W_{VL1}(0, k) \cdot W_{IL1}(1, k)) \quad (2)$$

where $VL1$ and $IL1$ subscripts refer to the voltage and the current components of line 1 respectively. Similarly, it is possible to compute the apparent power of line 2 (S_{L2}). The total power of the residential system is then the result of the addition of the two individual powers ($S = S_{L1} + S_{L2}$). The admittance components (conductance G and susceptance jB) of each line, at the k instant, can be determined by using the orthogonal components of fundamentals voltage and current as follows,

$$G_{L1}(k) = \frac{W_{VL1}(0, k) \cdot W_{IL1}(0, k) + W_{VL1}(1, k) \cdot W_{IL1}(1, k)}{W_{VL1}^2(1, k) + W_{VL1}^2(0, k)} \quad (3)$$

$$jB_{L1}(k) = j \left\{ \frac{W_{VL1}(1, k) \cdot W_{IL1}(0, k) - W_{VL1}(0, k) \cdot W_{IL1}(1, k)}{W_{VL1}^2(1, k) + W_{VL1}^2(0, k)} \right\} \quad (4)$$

Admittance information can be used directly as the input of the event detection algorithms or transformed into a normalized power (P_{NORM}) by using

$$P_{NORM} = G \cdot V_{NOM}^\beta \quad (5)$$

where β exponent depends on the nature of the load. Considering that in our case the most important residential loads are the space heating systems by baseboards and due to their resistive nature β can be assumed as 2. In this work, all analysis are carried out using admittances instead of normalized powers.

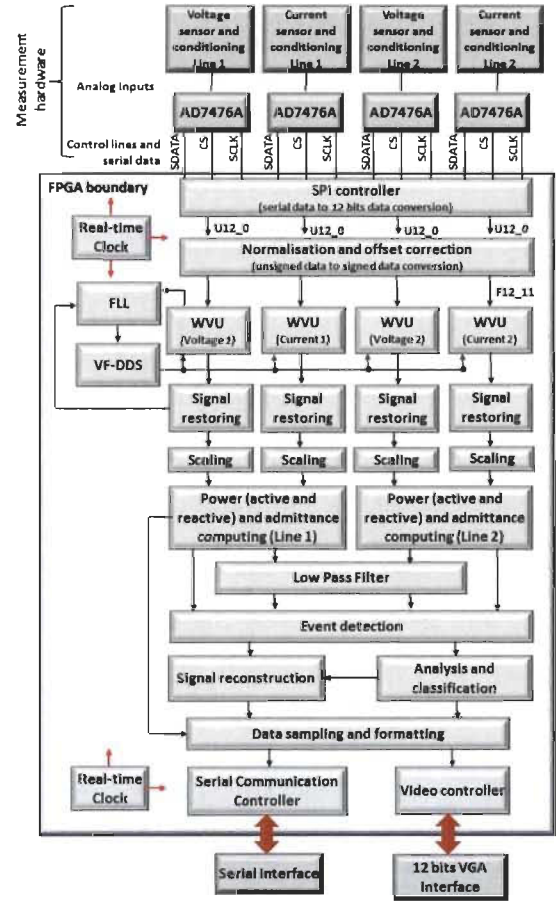


Fig. 1. Simplified diagram of the FPGA implementation of the Smart Measurement System for Non-intrusive load monitoring.

III. REAL-TIME ADMITTANCE ANALYSIS FOR NON-INTRUSIVE LOAD MONITORING

Admittance analysis includes the following functions: low pass filtering, events detection, clustering, admittance mapping and signal reconstruction.

A. Low pass filtering

The admittance information, obtained from the M-VF-ADALINE&FLL structure, is passed through a low pass filter bank. This filter bank counts with four-channels; two for each line admittance (conductance and susceptance), which is implemented by using

$$s_{mean}(k) = \lambda \cdot s_m(k) + (1 - \lambda) s_{mean}(k-1) \quad (6)$$

where λ permits to define the time constant (τ) of the low pass filter with a sampling period (T_s).

$$\tau = T_s / \lambda \quad (7)$$

The time constant (τ) of the filter bank must be set “cautiously” considering the possible switching frequency of the measured loads, e.g. baseboard heating systems with electronic thermostats work with cycling periods of 15 or 20 seconds with a minimal duty cycle near to one second (in some cases sub-second). Thermostats employed in central HVAC systems typically use heating periods varying between 5 and 15 minutes. Irons, toaster-ovens, and stoves use thermostatic controls with ON/OFF periods under 30 seconds. Other appliances have cycles of several minutes or hours.

Considering the switching frequency and the minimum pulse width of baseboard heaters, it is reasonable to use a filter frequency higher than 10Hz ($\tau < 100\text{ms}$); the use of a lower frequency can eliminate important information resulting in a high number of events overlapping or misinterpretation and consequently an inaccurate disaggregation.

B. Online events detection

Events detection can be achieved online by comparing the instantaneous and the mean values (filtered) of the conductance and susceptance; Fig. 2 illustrates the events detection logic for the conductance of line 1 (G_{L1}); the outputs of this logic are the indication of the positive and the negative events (G_{L1-PE} and G_{L1-NE}) and the event waveforms ($G_{L1-PE-WF}$ and $G_{L1-NE-WF}$). The thresholds S_U and S_L can be defined considering the characteristics of the measurement system and the minimally detected conductance (or susceptance) variation, so S_L must be higher than the measurement error and S_U must be lower than the minimal variation to be detected. The waveforms and event state can be employed to establish the peak value (v_{PP} and v_{NP}), the steady state (v_{SP} and v_{SN}) and the duration (v_{DP} and v_{DN}) of each detected positive and negative event. This information can be used for transient analysis which permits to obtain better performances than steady state NILM techniques [23].

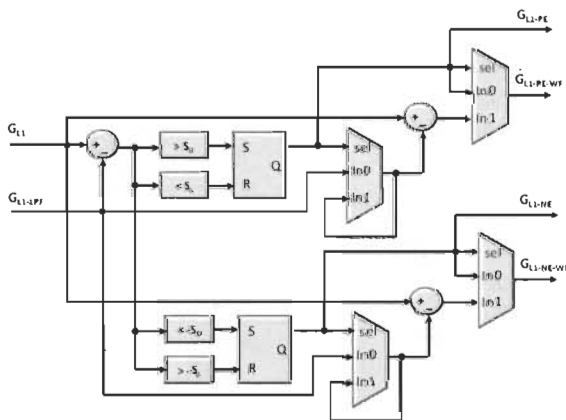


Fig. 2. Simplified diagram of the proposed structure for event detection (conductance of line 1).

C. Clustering Finite State Machine

In the implemented approach, each event is analyzed online by means of a Clustering Finite State Machine (C-FSM) and an “admittances’ map” implemented in Random Access Memory (RAM), only using the steady state information of the positive and negative events. The admittances’ map contains the information of the already detected loads. At the first system start-up (at installation), the map is empty and is progressively updated by the C-FSM. The updating is made with the information of the detected events. The value of admittance itself and its actual state are the information for each entry. The actual state represents the number of active loads with similar admittance; e.g. two or more baseboard heaters with same rated power and located at a comparable distance from the electric panel can be classified in the same entry like similar admittances.

The C-FSM operation can be summarized as follows:

- **Idle state:** the FSM is waiting for events.
- **Pre-event computation:** if one event is detected the actual “total admittance” (\hat{G} and \hat{B}) is computed from the “admittances’ map” information and using

$$\hat{G} = \sum_{i=1}^M g(i) \cdot s(i) \quad (8)$$

$$\hat{B} = \sum_{i=1}^M b(i) \cdot s(i) \quad (9)$$

where $g(i)$ and $b(i)$ are the registered mean values of conductance and susceptance, $s(i)$ is the actual state of the entry i ; and M is the total number of detected loads with different admittance characteristics.

- **Event search:** the value of the detected event (v_{in}) is searched in the “admittances’ map”; if it is found, it is registered in the map if the admittance related to the event is already registered in the map, then an “updated state” (s_u) and an “updated value” (v_u) are generated according to the “event state” (s_{in}) and the “registered value and state” (v and s); else, in the case that the admittance of the event is not found in the map, a “new entry” is appended to the map.

$$v_u = \begin{cases} v_{in} & \text{if not found} \\ \alpha \cdot v_{in} + v(1 - \alpha) & \text{if found} \end{cases} \quad (10)$$

$$s_u = \begin{cases} s_{in} & \text{if not found} \\ s_{in} + s & \text{if found and } (s_{in} + s) \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (11)$$

where $0 < \alpha < 1$ is the updating factor of the registered value. The inputs v_{in} and s_{in} are obtained from the detected event as follows,

$$v_{in} = |v_{SP} + v_{SN}| \quad (12)$$

$$s_{in} = \text{sign}(v_{SP}) + \text{sign}(v_{SN}) \quad (13)$$

where v_{SP} and v_{SN} are the steady state values of the positive and negative events respectively; $\text{sign}(\alpha)$ yields +1 if α is positive and -1 if α is negative. It is to remark that the structure of the event detection provides only one event at a time, and the event detection is only enabled during the "Idle state" of the FSM.

- **Admittance Map update:** the "admittances' map" is updated with the new values and with the states v_n and s_n .
- **Post-event computation:** the "total admittance" is again computed in order to obtain the new estimated value of the aggregated admittance using (8) and (9).

D. Disaggregated cycles and signal reconstruction

The information of each Admittance Map entry permits to generate online the operation cycles of a detected load i , using,

$$\hat{G}(i) = g(i) \cdot s(i) \quad (14)$$

$$\hat{B}(i) = b(i) \cdot s(i) \quad (15)$$

The total admittance is reconstructed using (8) and (9), and is constantly compared with the measured one. All the information is sampled, formatted and transferred to the user interface for analysis and post-processing. This work does not consider the modeling and labeling of disaggregated loads.

IV. EXPERIMENTAL VALIDATION

The proposed measurement and admittance analysis system has been implemented in FPGA development board Nexys-4 [31] equipped with an Artix-7 device (XC7A100T-1CSG324C). The prototype of the measurement system is illustrated in Fig. 3, which includes: the current and voltage sensors, the conditioning circuits, the analog-to-digital converters, and the communication ZigBee module. This version of measurement system permits to transfer the information to a LabVIEW application or to a MATLAB/Simulink-Xilinx interface using the USB port or the ZigBee communication ports. The main characteristics of the implemented system are listed in Table II.

A. FPGA implementation

All functions of the proposed system have been embedded in an Artix-7 FPGA as mentioned before. Xilinx ISE Foundation has been employed to generate the bitstream file corresponding to the main structure of the admittance analysis. As summarized in Table III, the implemented system uses 9% of available slices registers and 21% of slice LUTs of the targeted device (XC7A100T-1CSG324C); the remaining resources could be used to implement additional features or more complex algorithms.

B. Comparing measured and normalized power

Experimental tests have been carried out by using a 240V baseboard heater (controlled by an electronic thermostat) and

a portable heater in order to illustrate the difference between the normalized power (from conductance and equation 5) and the measurement P_{NORM} and P_{MES} . In the first test, the baseboard heater is controlled by a commercial electronic thermostat with a heating period of 15 seconds.

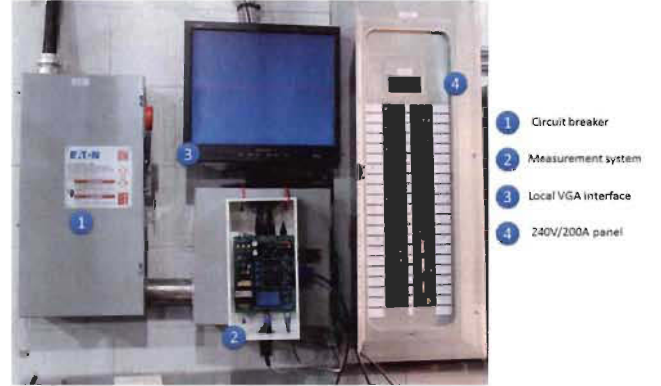


Fig. 3. A prototype of developed measurement system installed at the Hydrogen Research Institute.

TABLE I. MAIN CHARACTERISTICS OF THE IMPLEMENTED MEASUREMENT SYSTEM

Description (units)	Value
Embedded system	
FPGA device	XC7A100T-1CSG324C
FPGA clock period (ns)	10
Measurement system	
Voltage sensor	LV25-P
Current sensor	HASS 100S
Analog-to-digital converters (ADC)	AD7476A 12bits
Sample time of ADC (μ s)	4
Voltage and current analysis	
Number of analyzed harmonics	32
DDS sample time T_0 (μ s)	1
Number of implemented WVU-T0	4
WVU-T0 learning factor	0.1
FLL gain GFLL	3.5
FLL sampling period - TFLL (μ s)	10
FLL error threshold - ϵ_{MIN}	0.1
FLL sliding window period - TSW (ms)	20
Events detection	
Low pass filter time constant τ (ms)	80
Event detection thresholds SU and SL (mS)	0.6944, 0.069
Serial interface USB-UART bridge	FTDI FT232RL
ZigBee Interface	Digi XBee 2.4 GHz (1mW)
VGA port resolution	12bits

TABLE II. DEVICE UTILIZATION FOR XC7A100T-1CSG324C

Logic Utilization	Utilization	Used / available
Number of Slice Registers	9%	12024 / 126800
Number of Slice LUTs	21%	13601 / 63400
Number of DSP48E1s	37%	91 / 240

The voltage, conductance, and powers have been measured/computed during one hour. The second test was carried out, in the same way, using the portable heater (always on during the test). The measured and the normalized powers (from the estimated conductance) versus voltage are plotted in Fig. 4. As expected, the results show that the normalized power is a more voltage-independent signal (immune to

voltage fluctuations) and consequently better adapted for events detection. According to Fig.4-a, the same baseboard shows a steady state value varying within a $\pm 3.5W$ margin when normalized power is employed; this variation margin is $\pm 13.5W$ for the measured power when voltage varies from 235.25V to 239V. Similar behavior is observed with the portable heater (Fig. 4-b), where the voltage varies from 229V to 234V and the margins are $\pm 12.5W$ for normalized and $\pm 14.5W$ for measured powers (voltage varies between 230 and 234V). Evidently, it is a real advantage if a steady state analysis is used for the clustering of events. It is to remark that a low variation of power among detected events from the same load enables the creation of clusters with a small radius. This characteristic permits a more accurate load identification taking into account that the international standards define the acceptable limits of voltage variation between 88% and 110% of the nominal value (e.g. 221.2 – 264V for a 240V system) [29]. This means that in the worst case, and neglecting the thermal and aging effects of the load, the measured power of a resistive load can vary between 77.44% and 121% of its nominal value.

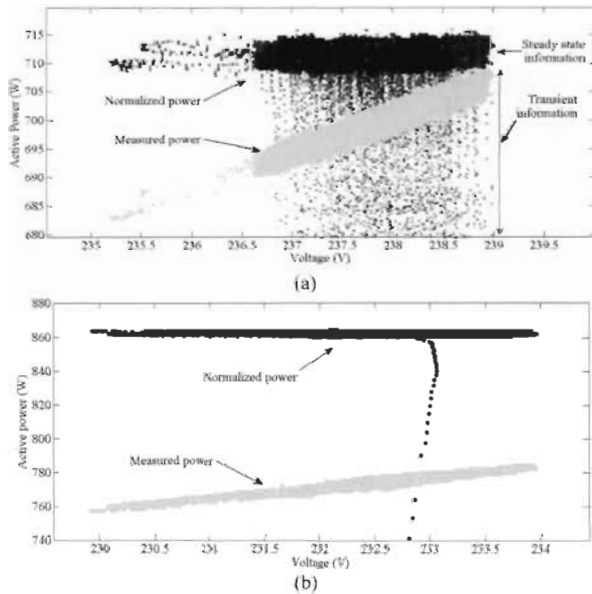


Fig.4. Plots of normalized (from the estimated conductance) and measured power of a) baseboard heater and b) portable heater. Experiments span one hour.

C. Laboratory tests with conventional loads

Laboratory tests have been carried out using commercial loads. The following loads have been employed in the tests: two 120V portable heating systems (800 and 1000W) and 120V commercial light bulbs (one of 200W, two of 100W and two of 60W). Fig. 5 shows the experimental results of 22 events within a period of 240s. Fig. 5-a and 5-b present the measured and the estimated total conductance during the test period and a zoom-in between 105 and 140s; the number of estimated working loads is presented in Fig. 5-c; and the desegregated information of each operation cycle of the seven

loads is presented in Fig. 5-d. In this test, all the events have been correctly classified and all of the estimated operating cycles correspond to the ones imposed to each load.

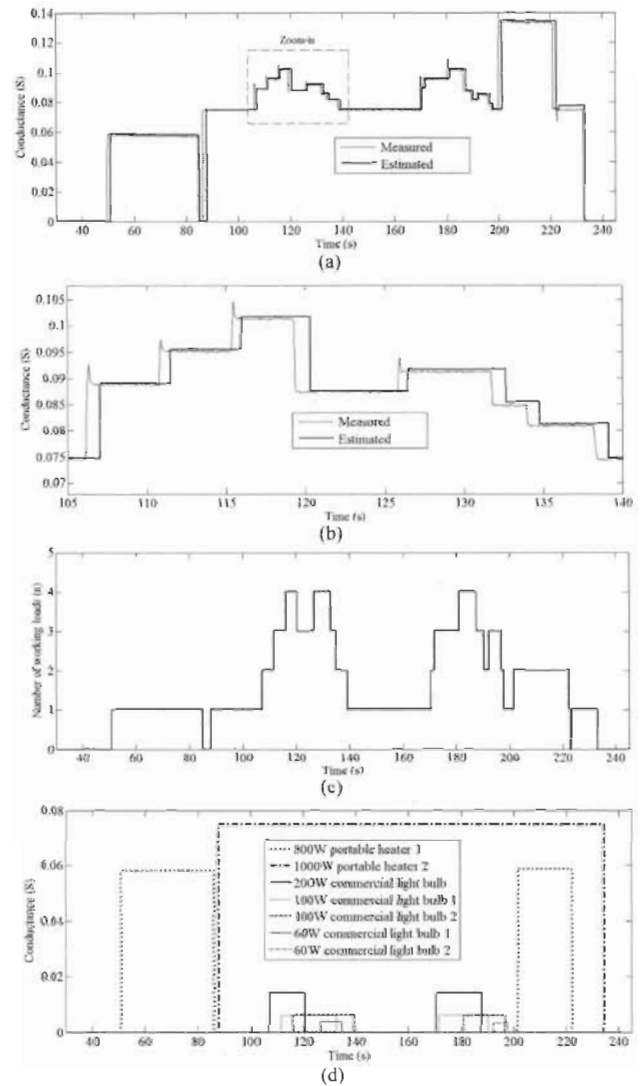


Fig.5. Experimental results of a) measured and reconstructed conductance; b) zoom-in of measured and reconstructed conductance; c) estimated number of working loads and d) disaggregated conductance. System with seven manually switched loads.

V. CONCLUSION

This paper proposes a real-time admittance analysis system used for on-line non-intrusive load monitoring. The proposed embedded structure includes the voltage and current analysis by means of M-ADALINE&FLL, the events detection algorithms, and the admittances mapping.

The proposed system has been implemented in FPGA for the experimental validation in a laboratory test bench using conventional loads. The main advantages of the real-time non-intrusive load monitoring system based on the admittance analysis proposed in this work are:

- All functions are embedded in a sole digital processor

enabling high-frequency analysis and more accurate events detection compared with commercial systems;

- The admittances' map is built on-line from the detected events and no information about the number and type of loads is required in advance;
- Additionally to the online load monitoring capability, the proposed system includes local user interface and communication ports looking forward to a smart energy monitoring and home energy management functions.

Current works include 1) the test of the proposed system in an occupied house, and 2) the update of the system enabling the measurement of other variables (e.g. room temperature and air moisture) and the control of some thermostatically controlled loads allowing the implementation of Home Energy Management strategies.

ACKNOWLEDGMENT

This work was supported in part by the LTE Hydro-Québec, the "Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques du Québec" and the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada. The authors wish to thank the Xilinx University Program for the hardware, software and technical support. The authors especially thank the contribution of Eric Le Courtois, Jocelyn Millette and Michaël Fournier from LTE-Hydro-Québec.

REFERENCES

[1] D. Bruckner, T. Dillon, S. Hu, P. Palensky, and T. Wei, "Guest Editorial Special Section on Building Automation, Smart Homes, and Communities," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol.10, No.1, pp.676-679, Feb. 2014.

[2] M. Begovic, "Smart Homes: Energy and Technology Fuse Together [Leader's Corner]," *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol.11, No.5, pp.10-16, Sept.-Oct. 2013.

[3] E. Santacana, G. Rackliffe, L. Tang, and X. Feng, "Getting smart," *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 8, No. 2, pp. 41-48, Mar./Apr. 2010.

[4] A. Zipperer, P.A. Aloise-Young, S. Suryanarayanan, R. Roche, L. Earle, D. Christensen, P. Bauleo, and D. Zimmerle, "Electric Energy Management in the Smart Home: Perspectives on Enabling Technologies and Consumer Behavior," *Proceedings of the IEEE*, Vol.101, No.11, pp.2397-2408, Nov. 2013.

[5] G.W. Hart, "Nonintrusive appliance load monitoring," *Proceedings of the IEEE*, Vol.80, No.12, pp.1870-1891, Dec 1992.

[6] G.W. Hart, "Residential energy monitoring and computerized surveillance via utility power flows," *IEEE Technology and Society Magazine*, Vol.8, No.2, pp.12-16, June 1989.

[7] N. Henao, K. Agbossou, S. Kelouwani, Y. Dube, M. Fournier, "Approach in Nonintrusive Type I Load Monitoring Using Subtractive Clustering," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015. (In press).

[8] Ming Dong, P.C.M. Meira, Wilsun Xu, and C.Y. Chung, "Non-Intrusive Signature Extraction for Major Residential Loads," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol.4, No.3, pp.1421-1430, Sept. 2013.

[9] Hsueh-Hsien Chang, Kuo-Lung Lian, Yi-Ching Su, and Wei-Jen Lee, "Power-Spectrum-Based Wavelet Transform for Nonintrusive Demand Monitoring and Load Identification," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol.50, No.3, pp.2081-2089, May-June 2014.

[10] Yu-Hsiu Lin, and Men-Shen Tsai, "Development of an Improved Time-Frequency Analysis-Based Nonintrusive Load Monitor for Load Demand Identification," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, Vol.63, No.6, pp.1470-1483, June 2014.

[11] P. Ducange, F. Marcelloni, and M. Antonelli, "A Novel Approach Based on Finite-State Machines with Fuzzy Transitions for Nonintrusive

Home Appliance Monitoring," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol.10, No.2, pp.1185-1197, May 2014.

[12] Hsueh-Hsien Chang, Lung-Shu Lin, Nanming Chen, and Wei-Jen Lee, "Particle-Swarm-Optimization-Based Nonintrusive Demand Monitoring and Load Identification in Smart Meters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol.49, No.5, pp.2229-2236, Sept.-Oct. 2013.

[13] Dawei He, Weixuan Lin, Nan Liu, R.G. Harley, and T.G. Habetler, "Incorporating Non-Intrusive Load Monitoring Into Building Level Demand Response," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol.4, No.4, pp.1870-1877, Dec. 2013.

[14] Zhenyu Wang, and Guilin Zheng, "Residential Appliances Identification and Monitoring by a Nonintrusive Method," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol.3, No.1, pp.80-92, March 2012.

[15] Hsueh-Hsien Chang, Kun-Long Chen, Yuan-Pin Tsai, and Wei-Jen Lee, "A New Measurement Method for Power Signatures of Nonintrusive Demand Monitoring and Load Identification," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol.48, No.2, pp.764-771, March-April 2012.

[16] A. Marchiori, D. Hakkarinen, Qi Han, and L. Earle, "Circuit-Level Load Monitoring for Household Energy Management," *IEEE Pervasive Computing*, Vol.10, No.1, pp.40-48, Jan.-March 2011.

[17] S.B. Leeb, S.R. Shaw, and J.L. Kirtley Jr., "Transient event detection in spectral envelope estimates for nonintrusive load monitoring," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.10, No.3, pp.1200-1210, Jul 1995.

[18] C. Laughman, Kwangduk Lee, R. Cox, S. Shaw, S. Leeb, L. Norford, and P. Armstrong, "Power signature analysis," *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol.1, No.2, pp.56-63, Mar-Apr 2003.

[19] W. Wichakool, A-T. Avestruz, R.W. Cox, and S.B. Leeb, "Modeling and Estimating Current Harmonics of Variable Electronic Loads," *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol.24, No.12, pp.2803-2811, Dec. 2009.

[20] P. Kulkarni, T. Lewis, and S. Dave, "Energy Monitoring in Residential Environments," *IEEE Technology and Society Magazine*, Vol.33, No.3, pp.71-80, Fall 2014.

[21] Jian Liang, S. Ng, G. Kendall, and J. Cheng, "Load Signature Study—Part I: Basic Concept, Structure, and Methodology," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.25, No.2, pp.551-560, April 2010.

[22] Jian Liang, S. Ng, G. Kendall, and J. Cheng, "Load Signature Study—Part II: Disaggregation Framework, Simulation, and Applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.25, No.2, pp.561-569, April 2010.

[23] S.R. Shaw, S.B. Leeb, L.K. Norford, and R.W. Cox, "Nonintrusive Load Monitoring and Diagnostics in Power Systems," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, Vol.57, No.7, pp.1445-1454, July 2008.

[24] A. Cardenas, C. Guzman, and K. Agbossou, "Development of a FPGA Based Real-Time Power Analysis and Control for Distributed Generation Interface," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27 No. 3, pp.1343-1353, 2012.

[25] E. Monmasson, L. Idkhajine, M.N. Cirstea, I. Bahri, A. Tisan, and M.W. Naouar, "FPGAs in Industrial Control Applications," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol.7, No.2, pp.224,243, May 2011.

[26] C. Sepulveda, J. Munoz, J.R. Espinoza, M. Figueroa, and C. Baier, "FPGA v/s DSP Performance Comparison for a VSC-Based STATCOM Control Application," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol.9, No.3, pp.1351-1360, Aug. 2013.

[27] A. Cardenas, and K. Agbossou, "Experimental Evaluation of Voltage Positive Feedback Based Anti-Islanding Algorithm: Multi-Inverter Case," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.27, No.2, pp.498-506, June 2012.

[28] Canadian Standards Association, CSA-C22.1-12 - Canadian electrical code, part I (22nd edition), safety standard for electrical installations. 2012.

[29] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547-2003, Jul. 2003.

[30] A. Cardenas, C. Guzman, K. Agbossou, "Frequency Locked Loop for grid-connected VSI synchronization and power analysis," *in proc. IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2012, pp.1386-1392, 28-31 May 2012

[31] Digilent, "Nexys4™ FPGA Board Reference Manual", Revised September 6, 2013. Available online: www.digilentinc.com.

A-5 Modélisation du confort

Dans l'évaluation d'un modèle de bâtiment le paramètre d'occupation est très important à considérer. Également l'évaluation de l'environnement intérieur tel que perçu par les êtres humains. La norme ASHRAE 55 [108, 119] précise la méthode pour mesurer et évaluer l'ambiance thermique « idéale » pour atteindre l'état idéal de l'esprit pour déterminer une étiquette de confort acceptable et neutre.

Le *vote moyen prévisible* PMV (pour *Predictive Mean Vote*) et le *pourcentage prévu des insatisfaits* PPD (pour *Predictive Percentage of Dissatisfied*) introduits par Fanger [108, 140] et adoptés par l'ASHRAE, établissent une prévision quantitative du confort. En effet, la norme définit par équations, l'équilibre thermique entre le corps humain et son environnement. Ces équations établissent alors, des paramètres physiques qui dans l'environnement thermique tiennent compte de la température de l'air, de la température radiante moyenne, de la vitesse relative de l'air et de la pression de vapeur dans l'air ambiant ; ainsi que les paramètres tels que le niveau d'activité et la résistance thermique des vêtements qui sont plus directement pris en compte dans l'équilibre thermique du corps et de la sensation thermique pour obtenir une perception de neutralité thermique.

Le facteur de température intérieure du bâtiment varie selon la différence de température à l'intérieur du bâtiment et l'extérieur. Pendant l'hiver la température intérieure des différentes surfaces à l'intérieur de la maison comme le toit, les fenêtres, les murs est toujours inférieure à la température de l'espace intérieur. Pour l'été la température de réglage idéale considérant le confort des habitants est autour de 75 ou 78 °F (23.9 ou 25.6 °C). En pratique, il peut y avoir une tolérance de ± 2 à 3 °F ($\pm 1.1 - 1.7$ °C) qui est considérée acceptable en termes de confort [108]. En termes de sensation, le confort thermique est décrit comme une sensation thermique de n'être ni trop chaud ni trop froid, défini par l'ASHRAE sur sept niveaux de sensation thermique.

-3	froid
-2	frais
-1	légèrement frais
0	neutre
+1	légèrement chaud
+2	chaud
+3	très chaud

TABLE A-1 Niveaux de sensation thermique [140].

La température opératoire T_o est un indicateur du confort thermique du corps humain dans son ensemble et qui tient compte de la température de l'air, du rayonnement thermique moyen et de la vitesse de l'air (0.15 à 0.2 m/s). La température opératoire varie selon la saison (hiver ou été) ainsi influencée par la tenue vestimentaire. À un taux d'humidité relative de 50 %, ces températures se retrouvent entre 23 et 26 °C en été, et entre 20 et 23,5 °C en hiver.

L'indice de perméabilité à l'humidité i_m indique la perméabilité à l'humidité de l'habillement. Selon l'ASHRAE, pendant l'hiver, la zone de confort est basée sur une isolation de 0.9 clo y compris pantalons lourds, chemise à manches longues et veste. Les limites de la température sont normalement définies entre 74°F (23.3°C) et 64°F (17.8°C). Ainsi, la vitesse de l'air à l'intérieur de la maison, pendant l'hiver est supposée de moins de 30 pieds par minute (0.15 m/s).

L'humidité relative minimale est considérée acceptable pendant l'hiver entre 30 et 40% étant donné que l'humidification de l'ambiance produirait plus de consommation d'énergie et de la condensation de la vapeur d'air sur les surfaces froides. Pendant l'été l'humidité intérieure peut varier entre 50 et 60%.

Les équations du PMV et du PPD sont définies comme suit selon [140, 145] :

$$\begin{aligned}
PMV = & (0.303e^{-2.100M} + 0.028) \cdot \{58.15 \times (M - W) \\
& - 3.5 \times 10^{-3} \cdot [5733 - 406.7(M - W)] - p_a \\
& - 24.42 \times [(M - W) - 1] - 10^{-3} \cdot M(5867 - p_a) \\
& - 0.0814 \cdot M \times (34 - t_a) \\
& - 3.96 \cdot 10^{-8} t_{cl} \times [(t_{cl} + 273)^4 - (t_a + 273)^4] \\
& - f_{cl} \cdot h_c \cdot (t_{cl} - t_a)\}
\end{aligned} \tag{A-25}$$

$$\begin{aligned}
t_{cl} = & 35.7 - 1.628(M - W) \\
& - 0.155 \cdot I_{cl} \{3.96 \times 10^{-8} f_{cl} [(t_{cl} + 273)^4 - (t_a + 273)^4] \\
& + f_{cl} \cdot h_c (t_{cl} - t_a)\}
\end{aligned} \tag{A-26}$$

$$h_c = \begin{cases} 2.38(t_{cl} - t_a)^{0.25} & \text{si } (t_{cl} - t_a)^{0.25} > 12.1\sqrt{V_{ar}} \\ 12.1\sqrt{V_{ar}} & \text{si } (t_{cl} - t_a)^{0.25} < 12.1\sqrt{V_{ar}} \end{cases} \tag{A-27}$$

$$p_a = 610.78 \times \exp\left(\frac{t_a}{t_a + 238.3} \times 17.2894\right) \times RH \tag{A-28}$$

où

M = taux métabolique [Btu/h · ft² (W/m²)];

W = travail externe (typiquement=0);

I_{cl} = indice de perméabilité à la vapeur d'eau du vêtement [clo];

t_{cl} = température de la surface externe du vêtement;

f_{cl} = facteur d'habillement;

p_a = pression de vapeur d'eau dans l'air inspiré [kPa];

t_a = température de l'air;

h_c = coefficient d'échange convectif, W/m².K.

V_{ar} = vitesse relative de l'air [m/s]; normalement entre 0 - 1m/s

RH = taux d'humidité .

1 clo = 0.155m²K/W

I_{cl} varie normalement entre 0 - 2 clo (0 - 0.310 m²K/W).

La surface moyenne, définie par la formule de Du-Bois, du corps humain est d'environ 1,8 m² (19,4 pi²). La chaleur métabolique totale pour un corps moyen peut être calculée en multipliant avec la surface.

En tenant compte de cela, et selon l'analyse réalisée par Fanger le vote PPD (Indice de pourcentage prévu des insatisfaits), par rapport au confort thermique, lorsque PMV = 0 correspond à un 5% et PMV = ±1 est autour 27%.

Les calculs du confort thermique considèrent les paramètres selon le tableau du taux métabolique de l'être humain selon l'activité, le Tableau A-2 et selon la tenue vestimentaire tel que présenté par le Tableau A-3 :

TABLE A-2 Taux métabolique du corps humain selon l'activité

Activité	[W/m ²]	W	[Btu/hr]	[Met]
Dormant	46	83	282	0.8
Assis détendu	58	104	356	1.0
Debout au repos	70	126	430	1.2
Activité sédentaire	70	126	430	1.2
Travail domestique*	100	80	64	1.7

*rasage, lavage et habillage

L'implémentation du code en MATLAB, a donné comme résultats la Figure A-1 et Figure A-2 en 3-D pour un plage d'humidité entre 20 et 70%. Les paramètres du métabolisme, M et le taux d'habillement I_{cl} ont été définis pour les conditions du jour, c'est-à-dire légèrement

TABLE A-3 Habillement

Habillement	I_{cl} [m ² K/W]	I_{cl} clo
Culottes, T-shirt, shorts, chaussettes légères, sandales	0.30	0.050
Slip, chemise à manches courtes, pantalon léger, chaussettes légères, chaussures	0.50	0.080
Culottes, jupon, bas, robe, chaussures	0.70	0.105
Sous-vêtements, chemise, pantalon, chaussettes légères, chaussures	0.70	0.110
Culottes, chemise, pantalon, veste, chaussettes, chaussures	1.00	0.155
Culottes, bas, chemisier, jupe longue, veste, chaussures chemise, pantalon, veste extérieure lourde et matelassée et salopettes, chaussettes, casquettes, gants	1.10	0.170
Sous-vêtements à manches longues et jambes, chemise, pantalon, Pull à col en V, veste, chaussettes, chaussures	1.30	0.200
Sous-vêtements à manches courtes et jambes, chemise, pantalon, gilet, veste, manteau, chaussettes, chaussures	1.50	0.230

habillé et en activité sédentaire, et pour les conditions de soir, comme par exemple, bien habillé (normalement avec pyjama et une couverture) et le métabolisme en dormant.

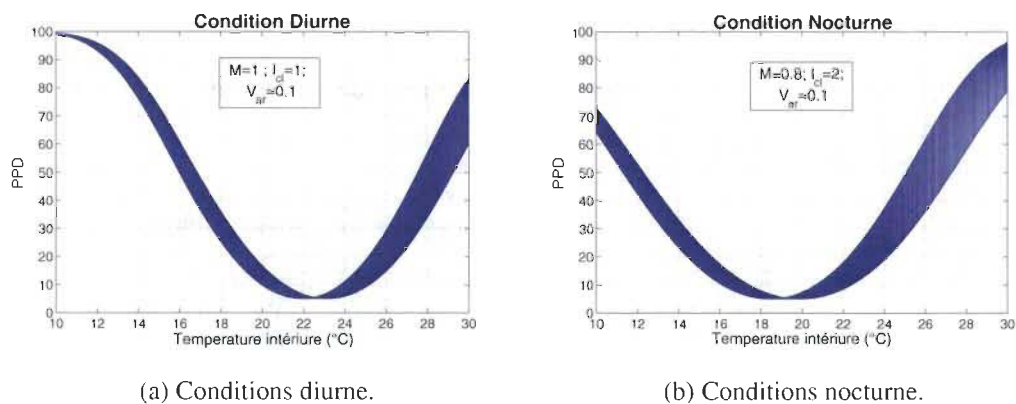


FIGURE A-1 Variations de température en fonction des conditions d'habillement et métabolisme diurne et nocturne.

Tel qu'on peut remarquer comparant les deux figures c'est la température de confort qui varie ; pour le soir à 19°C et pour la journée à 22°C.

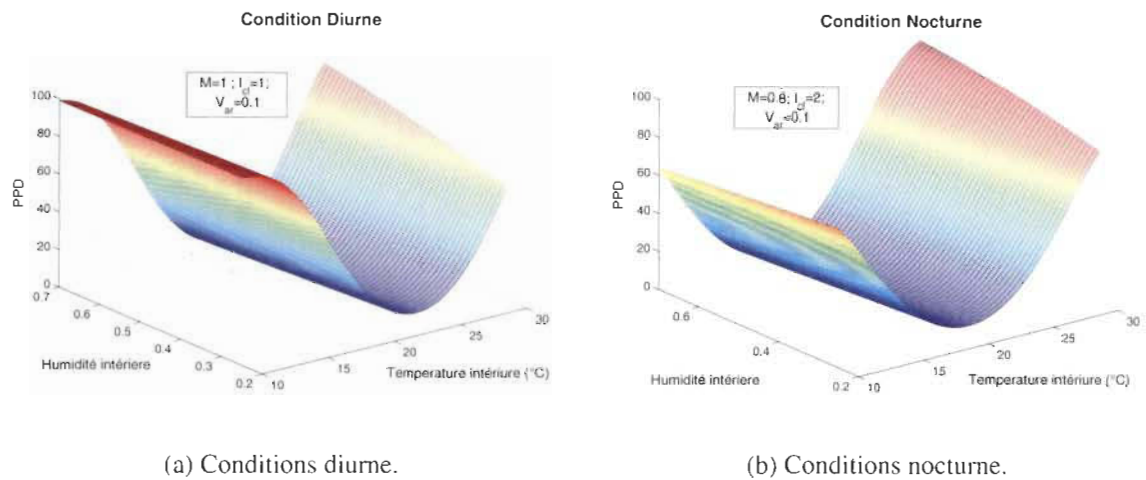


FIGURE A-2 Variations de humidité et température en fonction des conditions d'habillement et métabolisme diurne et nocturne.

À titre d'exemple après l'implémentation en MATLAB, la Figure A-3 montre l'évaluation du confort à travers la température intérieure mesurée, pour deux différents pourcentages d'humidité considérant la maison d'étude No. 1 pendant une période d'une semaine. L'étude du confort nous permet de déduire qu'à partir de 12% il est possible que la sensation de confort commence à se dégrader. Afin d'identifier le fréquence de sensation d'inconfort la Figure A-4 présente l'histogramme pour la même période d'évaluation. Comme les résultats le montrent pour la maison analysée la plupart de temps le niveau de confort est acceptable sachant que les seuils d'acceptation du PPD sont :

$PPD < 20\%$ = niveau typique ;

$PPD < 10\%$ = niveau exigeant.

C'est bien de remarquer que la maison en évaluation date de 1954 et a un niveau d'isolation inférieur aux normes en vigueur, de ce fait il est plus probable d'avoir des périodes de sensation d'insatisfaction pour les occupants.

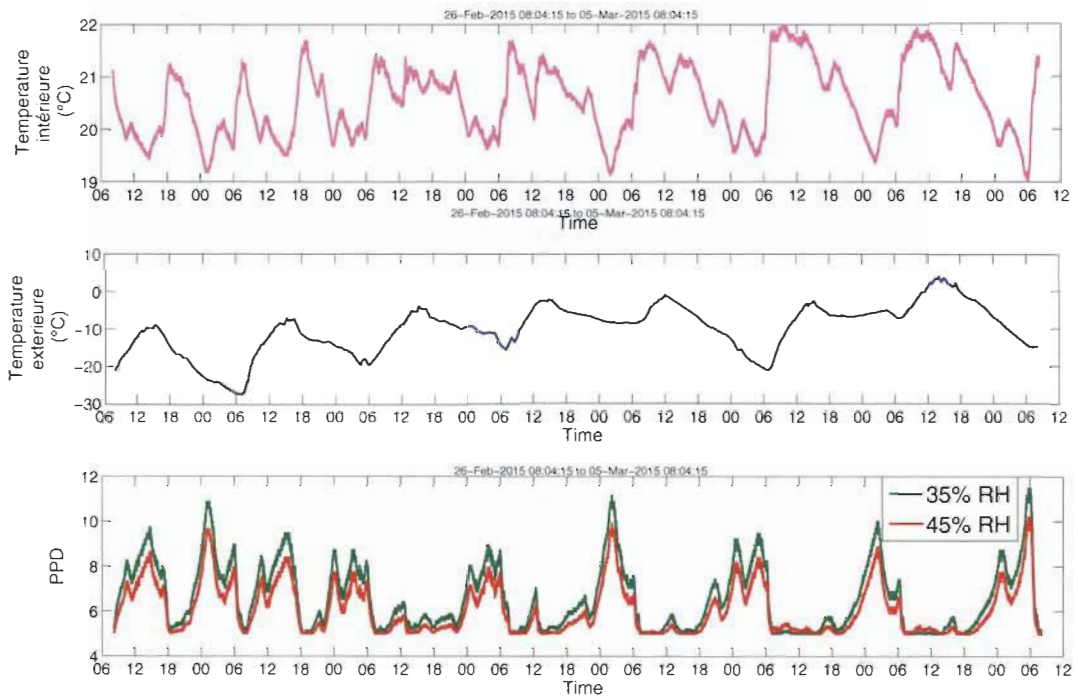


FIGURE A-3 Évaluation du confort avec des mesures réelles du cas d'étude No.1 $M=1$; $I_{cl}=1.5clo$.

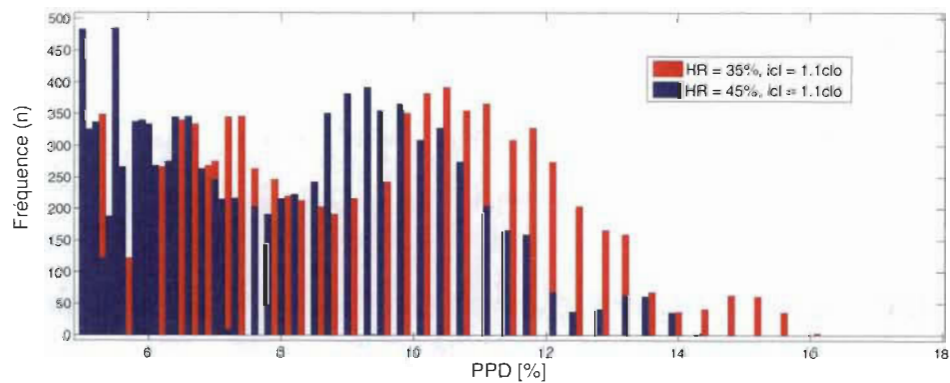


FIGURE A-4 Histogramme d'évaluation du confort pour deux différents pourcentages d'humidité relative HR ; $M=1$; $I_{cl}=1.5clo$.

A-6 Méthodes méta-heuristiques

Cette section se concentre sur l'étude des méthodes méta-heuristiques pour résoudre des problèmes multi-variables ou multi-objectifs. Dans ce sens, quatre méthodes méta-heuristiques ont été sélectionnées : le Recuit Simulé, la Recherche Tabou, les Algorithmes Génétiques et l'Optimisation d'Essaim de Particules. Ces méthodes ont été explorées en considérant l'évaluation de fonctions de test complexes où l'espace de solution a n dimensions. Cette analyse a fourni des informations utiles qui ont aidé dans le choix de la meilleure méthode d'optimisation qui tient compte de la performance et de la complexité de la fonction de coût avec ces caractéristiques ainsi que de la complexité de la méthode elle-même.

A-6.1 Recuit simulé

Avec son nom en anglais *Simulated Annealing (SA)*, cette technique est essentiellement basée sur l'observation dans les procédés métallurgiques pour obtenir un alliage sans défauts en alternant les cycles de chauffage et le refroidissement lent des métaux. Son principe consiste à explorer de manière itérative l'espace des solutions. L'organigramme représentant cet algorithme est présenté à la Figure A-5. Comme illustré, une solution aléatoire $Sol(i)$ est générée comme solution potentielle à chaque itération i , avec cette solution la fonction de Coût $Cost(i) = F(Sol(i))$ est évaluée et utilisée pour appliquer le critère de Metropolis défini par l'équation (A-29). Ce résultat est comparé à un nombre aléatoire pour définir si la solution potentielle devient la nouvelle solution optimale S_{OPT} .

$$ap = \exp \left[\frac{-(F(S_{OPT}) - Cost(i))}{T} \right] \quad (A-29)$$

Ce processus est répété N fois, jusqu'à ce que la *température* T , qui est réduite à chaque itération N par le facteur α , reste supérieure à un minimum T_{MIN} . Ainsi, le nombre total de cycles d'évaluation dépend des paramètres : T_{INIT} (température au démarrage), T_{MIN}

(température minimale), α (coefficient de réduction compris entre 0 et 1), et N (nombre d'itérations). Le nombre total de cycles de l'algorithme N_{SA} peut être défini selon l'équation (A-30).

$$N_{SA} = N \left[\frac{\log \left\{ \frac{T_{MIN}}{T_{INIT}} \right\}}{\log \{ \alpha \}} \right] \quad (\text{A-30})$$

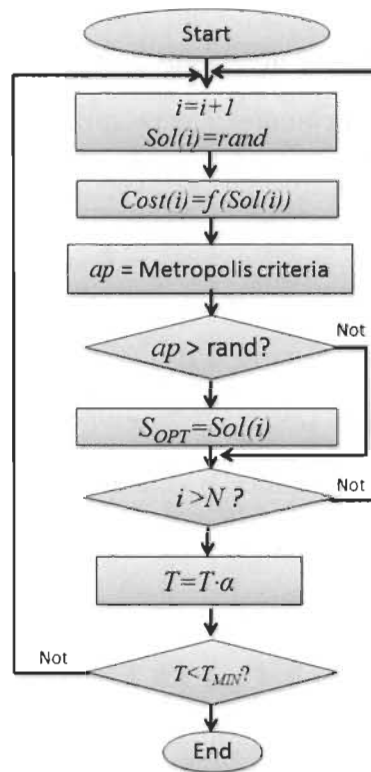


FIGURE A-5 Organigramme de Recuit Simulé (SA).

A-6.2 Recherche Tabou

Avec son nom en anglais *Tabu Search (TS)*, cet algorithme d'optimisation, comme illustré dans la Figure A-6, commence par une solution initiale s générée aléatoirement d'un ensemble de solutions locales. Un nombre N d'itérations permet de chercher une meilleure solution dans un voisinage généré aléatoirement, où chaque candidat voisin est situé dans un rayon défini par d_n ; en d'autres termes, la distance entre chaque voisin et la solution réelle est inférieure à

d_η . Ainsi, chaque solution potentielle dans le voisinage permet d'évaluer la fonction de coût F . La solution qui améliore la valeur de F est conservée et incluse dans le *Tabu list* qui a une longueur maximale L . À chaque itération, l'algorithme cherche de nouvelles solutions autour du voisinage de la meilleure solution en éliminant les solutions précédemment incluses dans le *Tabu list*. La fonction de coût doit être évaluée, $N \cdot \eta$ times, où N est le nombre d'itérations et η est le nombre de candidats voisins.

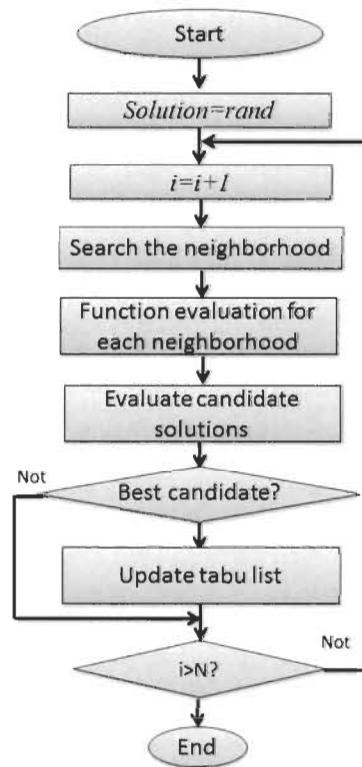


FIGURE A-6 Organigramme de Recherche Tabou (TS).

A-6.3 Optimisation par essaim de particules

L'optimisation par essaim de particules est une autre méthode méta-heuristique ; coopérative et intelligente qui est basée sur le comportement naturel de nombreux essaims d'individus comme les abeilles, les fourmis et les oiseaux. L'algorithme doit être initialisé par une population aléatoire de particules. Chaque particule initialement avec une position et une vitesse aléatoire représente une solution potentielle à travers l'espace du problème. Les particules ont de la

mémoire et chaque particule conserve une trace de : 1) sa position px et sa vitesse pv actuelles, et 2) sa meilleure position précédente px_{best} et sa fonction ($F(px_{best})$) associée ou qui s'ajuste mieux (fitness) à px_{best} . Dans l'essaim il y a un nombre P de particules et la meilleure, qui signifie celui avec le plus grand fitness ou meilleure position par rapport aux autres est la meilleure globale du groupe gx_{best} . À chaque itération k , l'objectif consiste à accélérer chaque particule de l'essaim vers la meilleure position individuelle px_{best} et simultanément jusqu'à avoir la meilleure position de l'essaim gx_{best} . Un organigramme simplifié de l'algorithme PSO est représenté sur la Figure A-7. Le processus de mise à jour de la vitesse de chaque particule est couramment accompli au moyen de l'équation A-31. Les paramètres C_1 et C_2 sont respectivement liés aux composantes cognitives et sociales des particules dans l'essaim, le nombre aléatoire ($rnd(\cdot)$) introduit un comportement chaotique au mouvement des particules comme dans le comportement naturel des essaims.

$$\begin{aligned}
 pv(k) = & pv(k-1) \\
 & + C_1 \times rnd(\cdot) \times (px_{best}(k-1) - px(k-1)) \\
 & + C_2 \times rnd(\cdot) \times (gx_{best}(k-1) - px(k-1))
 \end{aligned} \tag{A-31}$$

$$px(k) = px(k-1) + pv(k) \times \Delta t \tag{A-32}$$

où le terme Δt est la vitesse de convergence normalement fixé entre $0 < \Delta t \leq 1$. La meilleure position de chaque particule est mise à jour par l'équation (A-33).

$$px_{best}(k) = \left\{ \begin{array}{ll} px(k) & \text{Si} \\ & F(px_{best}(k-1)) < F(px(k)) \\ px_{best}(k-1) & \text{Sinon} \end{array} \right\} \tag{A-33}$$

de la même façon la meilleure position de l'essaim gx_{best} est mise à jour avec (A-34)

$$gx_{best}(k) = \begin{cases} px(k) & \text{Si} \\ & F(gx_{best}(k-1)) < F(px(k)) \\ gx_{best}(k-1) & \text{Sinon} \end{cases} \quad (\text{A-34})$$

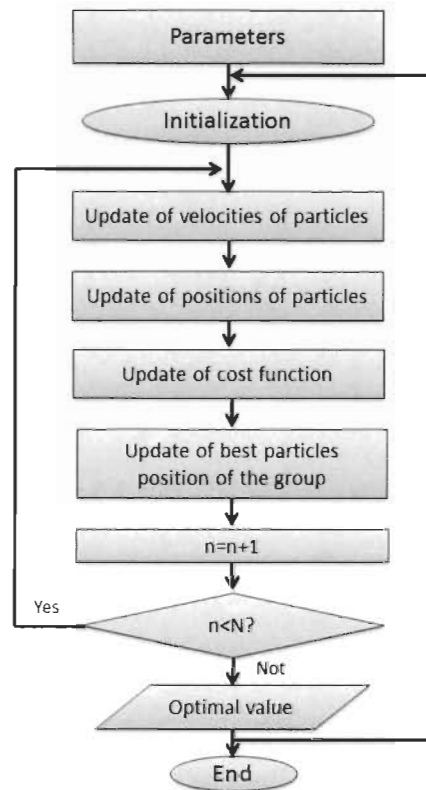


FIGURE A-7 Organigramme d'Optimisation par essaim de particules (PSO).

A-6.4 Implémentation, comparaison et choix de l'algorithme d'optimisation

Les méthodes présentées précédemment ont été codées dans MATLAB et comparées pour vérifier leurs avantages concernant les performances et la complexité. Le Tableau A-4 présente les principaux paramètres utilisés pour chaque méthode évaluée. Ces paramètres ont été choisis afin d'obtenir des résultats similaires.

TABLE A-4 Paramètres des méthodes d'optimisation.

Paramètre	Description	Valeur
OPTIMISATION PAR ESSAIM DE PARTICULES		
P, N	Population des particules, nombre d'itérations	40, 30
C_1, C_2	Composante cognitive, Composante sociale	0.1, 0.2
Δt	Variation de vitesse	0.1
RECUIT SIMULÉ		
T_{INIT}	Température Maximum	1.0
T_{MIN}	Température Minimum	$1e^{-3}$
α, N	Coefficient de réduction, nombre d'itérations	0.9, 10
RECHERCHE TABOU		
η, N	Nombre de voisins, Nombre de itérations	4, 50
d_n	Distance maximum entre voisins normalisé	0.125
L	Taille maximale de la liste Tabu	30

A-6.5 Fonctions de test pour évaluer les algorithmes d'optimisation

Nous avons choisi trois fonctions d'évaluation [146–148] qui comportent plusieurs optima locaux (minima ou maxima) pour évaluer les méthodes d'optimisation SA, TS et PSO visant des applications avec fonctions de coût complexes. Parmi les fonctions choisies la première et la seconde sont la fonction d'Ackley et la fonction Rastring dont les définitions numériques pour les dimensions d peuvent être trouvées dans [148] et montrées par les équations A-35 et A-36.

$$F(x) = -a \cdot \exp \left(-b \sqrt{\frac{1}{d} \sum_{i=1}^d x_i^2} \right) - \exp \left(\frac{1}{d} \sum_{i=1}^d \cos(c \cdot x_i) \right) + a + \exp(1) \quad (\text{A-35})$$

où les valeurs de paramètres recommandées sont $a = 20$, $b = 0.2$ et $c = 2\pi$. Nous avons utilisé $d = 1$ pour faciliter la comparaison des méthodes.

$$F(x) = 10d + \sum_{i=1}^d (x_i^2 - 10 \cos(2\pi x_i)) \quad (\text{A-36})$$

où d est la dimension de la fonction.

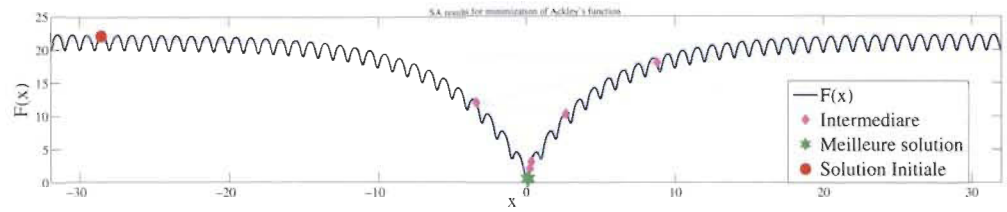
La troisième fonction de test est le Griewank avec une modification tel que définie dans (A-37). Cette modification représente un défi plus important pour la solution d'algorithme d'optimisation.

$$F(x) = \sum_{i=1}^d \frac{x_i^2}{4000} - \prod_{i=1}^d \frac{\cos\left(\frac{x_i}{\sqrt{i}}\right)}{1 + |x_i|} \quad (\text{A-37})$$

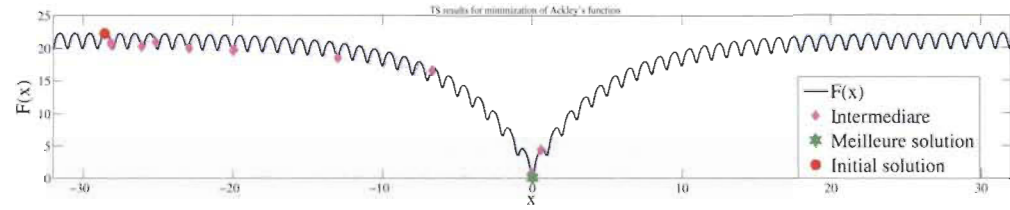
Les trois méthodes d'optimisations étudiées ont pour but de minimiser la fonction objectif. Les trois méthodes commencent avec la même initialisation aléatoire. Les résultats plus importants sont montrés par la suite. D'abord les résultats des trois méthodes évaluées avec la fonction Ackleys sont présentés dans la Figure A-8, ceux obtenus avec la fonction de Rastring sont présentés dans la Figure A-9. Ici on observe, que les trois méthodes obtiennent le minimum de la fonction alors qu'elles commencent avec la même solution potentielle initiale.

Les résultats de la fonction Griewank sont illustrés sur les Figures A-10; dans cet exemple particulier, il est à remarquer que l'algorithme PSO présente la meilleures performance.

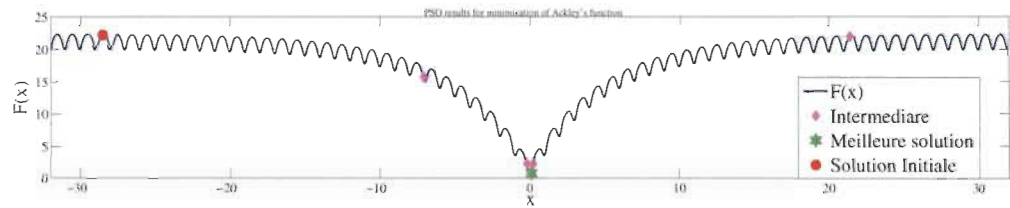
Ensuite, sur les Figures A-11, nous avons rassemblé les résultats d'erreur évaluant le SA, TS et PSO en exécutant 5000 fois les fonctions de test définies précédemment. Comme le montrent les résultats, la distribution de l'erreur démontre une meilleure performance pour l'algorithme PSO, toujours moins de 4%; même pour la fonction Griewank modifiée qui présente plus de défi parmi les trois fonctions évaluées. Il est important de souligner selon les résultats, que les trois méthodes d'optimisation permettent d'obtenir une solution proche des optima globaux; et aussi que chacune d'elles prend son propre chemin pour améliorer la solution.



(a) Recuit simulé

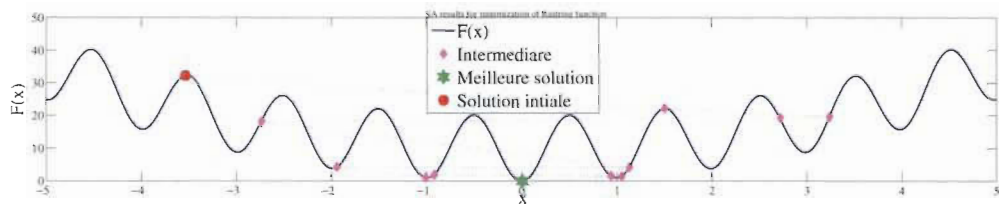


(b) Recherche Tabou

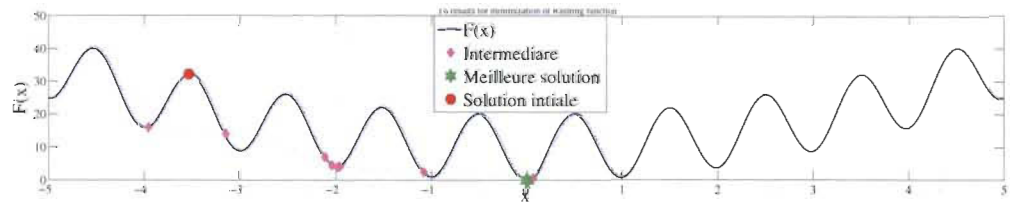


(c) Optimisation par essaim de particules

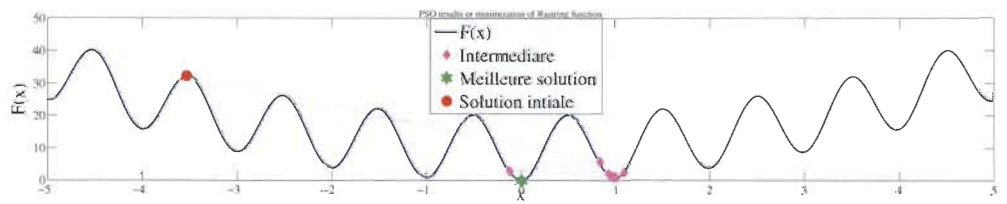
FIGURE A-8 Résultats de minimisation de la fonction Ackley's utilisant SA, TS et PSO.



(a) Recuit simulé

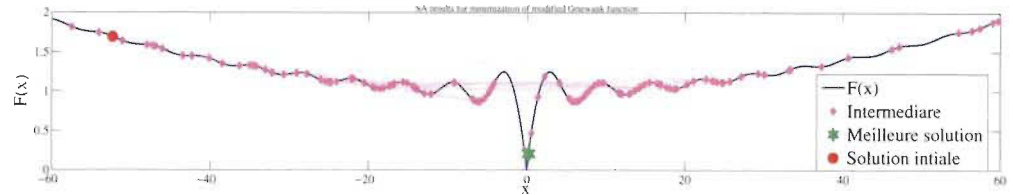


(b) Recherche Tabou

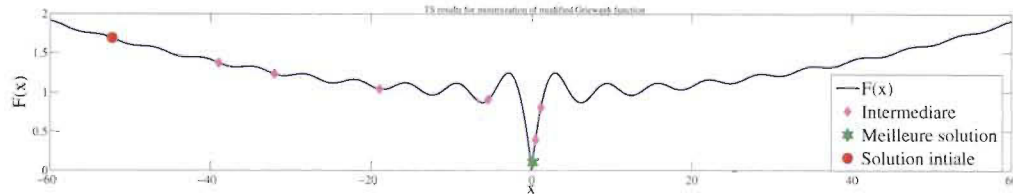


(c) Optimisation par essaim de particules

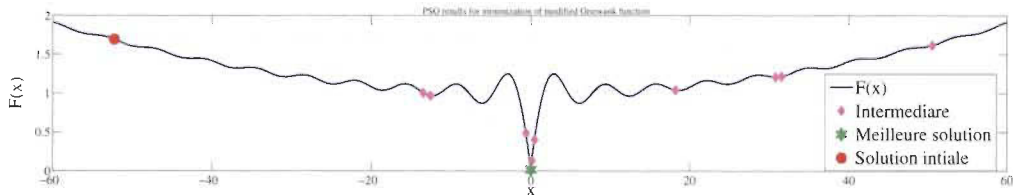
FIGURE A-9 Résultats de minimisation de la fonction Rastrigin utilisant SA, TS et PSO.



(a) Recuit simulé

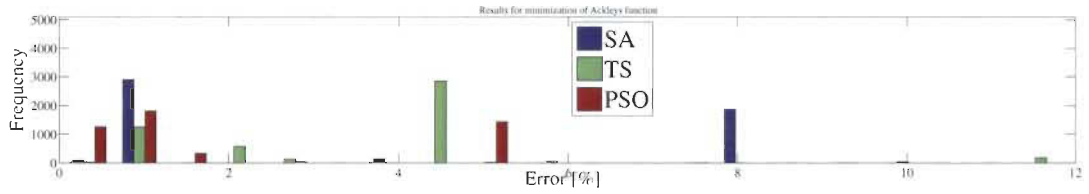


(b) Recherche Tabou

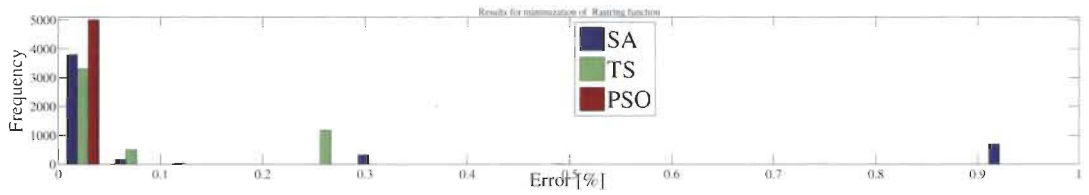


(c) Optimisation par essaim de particules

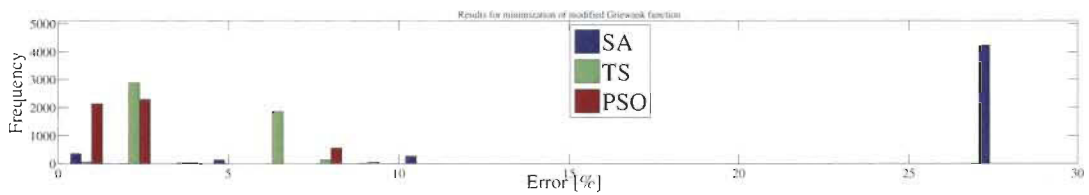
FIGURE A-10 Résultats de minimisation de la fonction Griewank modifiée utilisant SA, TS et PSO.



(a) Évaluation avec la fonction Ackleys.



(b) Évaluation avec la fonction Rastring



(c) Évaluation avec la fonction Griewank

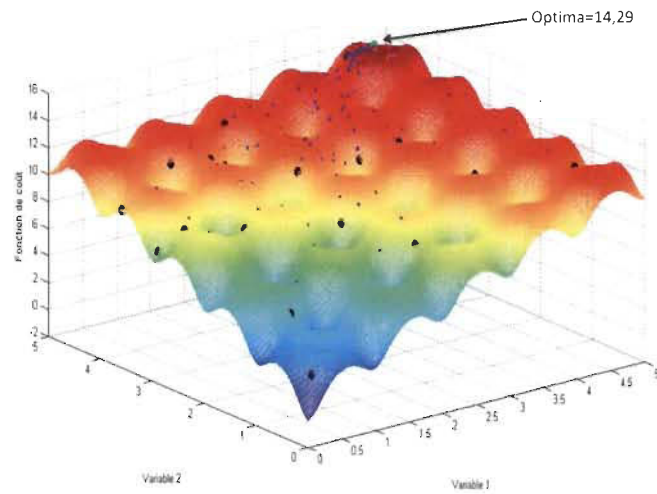
FIGURE A-11 Résultats de la minimisation et de la distribution d'erreur à 1D sur 5000 tests des fonctions de Ackley, Rastring et Griewank modifiée au moyen de SA, TS et PSO.

La performance de la méthode PSO a été évaluée à multiples reprises sur différentes fonctions de coût plus complexes tel que sera montré par la suite. En premier lieu nous montrons les résultats après avoir exécuté 100 fois la fonction d'Ackleys pour tester la convergence de l'algorithme où le maxima ou la solution optimale est 14.29. On a constaté que la relation minimale entre le nombre de particules versus le nombre d'itérations (P/N) est 20/20 (A-12b). On peut également souligner que même si la meilleure option de toutes les six montrées sur la Figure A-12 correspond à P=40 et N=40 (A-12g), le pourcentage d'erreur est autour de 1.7% ; et à partir de la relation 30/30 la moyenne est toujours proche du maximum. Ces résultats prometteurs pour le cas d'application ont été décisifs pour les choix de l'algorithme d'optimisation.

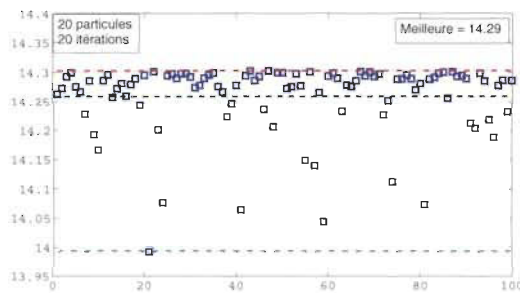
Avec plus de défi, nous avons testé les fonctions Ackleys, Rastring et Griewank avec PSO pour l'optimisation 2D avec N = 40, P = 40 où on cherche le minimum dans l'espace de recherche. Les autres paramètres restent tel qu'utilisés pour l'optimisation 1D comme présenté dans le Tableau A-4. Les résultats, présentés sur la Figure A-13, montrent que l'objectif de minimisation est atteint dans tous les cas et avec une faible erreur.

Un test final de la méthode PSO a été réalisé, cette fois-ci en utilisant les trois fonctions de test pour une évaluation 5000 fois dans la minimisation et les résultats sont montrés par la Figure A-14. Comme prévu, la méthode PSO fonctionne mieux pour les fonctions de test classiques (Ackleys et Rastring). Cependant, même avec la fonction Griewank modifiée, l'erreur de distribution est toujours inférieure à 4%.

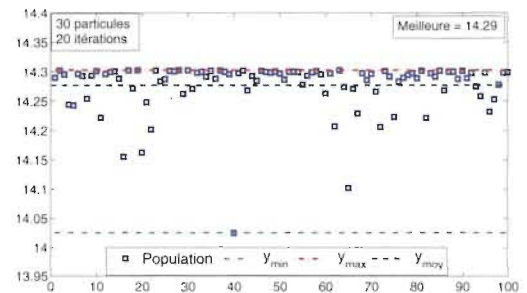
En prenant en compte les performances obtenues avec PSO pour les différentes fonctions de test présentées, nous avons choisi cette méthode et l'avons utilisée pour la fonction objectif qui considère le confort et la pointe de consommation.



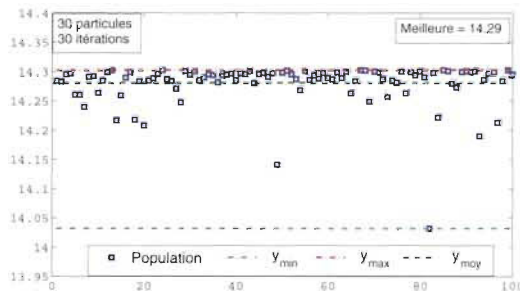
(a)



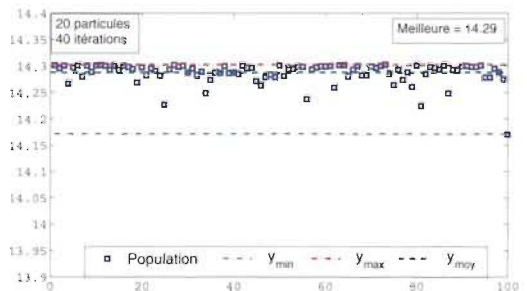
(b)



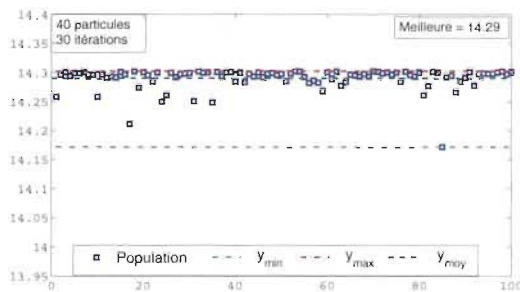
(c)



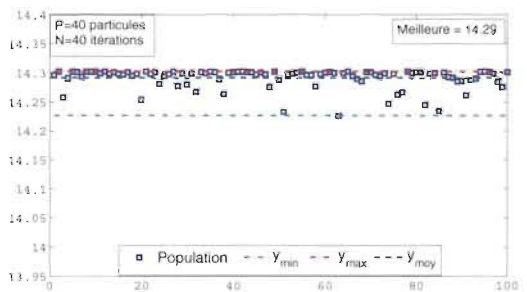
(d)



(e)

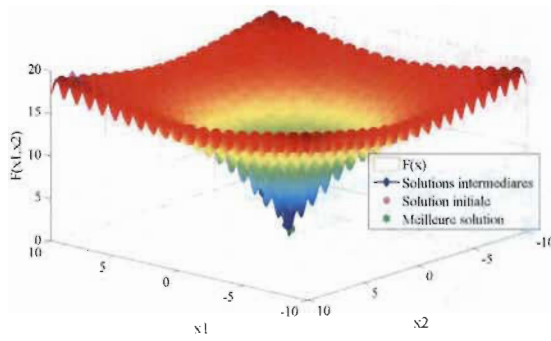


(f)

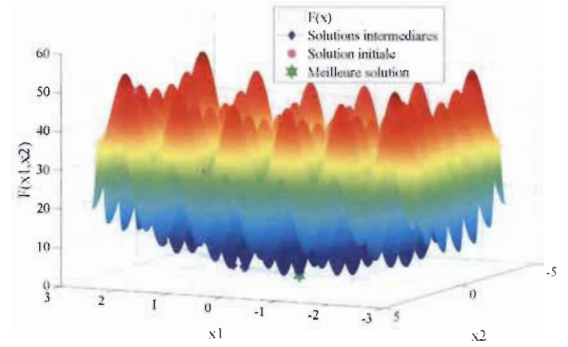


(g)

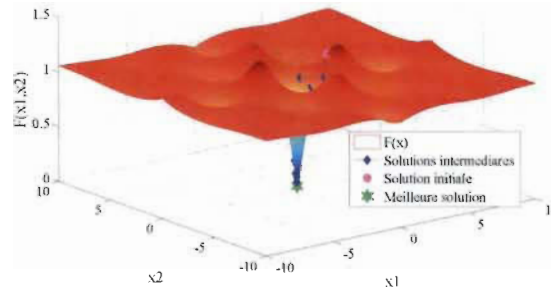
FIGURE A-12 Résultats des validations d'exécution de 100 fois la méthode PSO avec la fonction objectif Ackleys avec différents variations de la population et du nombre d'itérations .



(a) Ackley's function



(b) Rastrigin function



(c) Griewank function

FIGURE A-13 Exemple de minimisation des fonctions 2D avec PSO

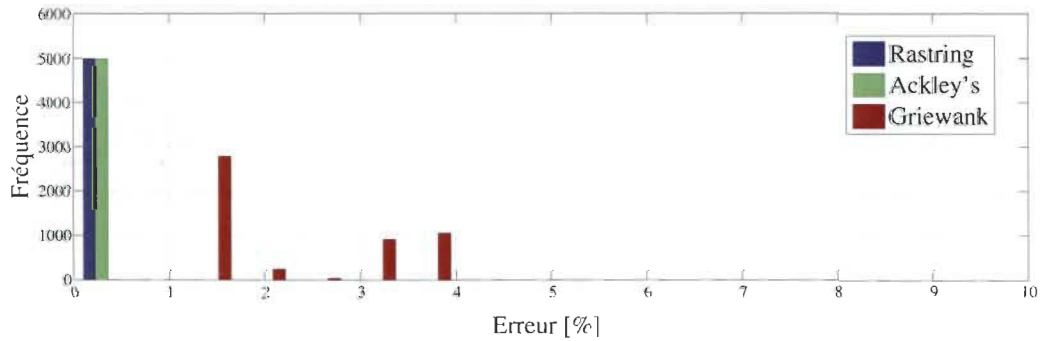


FIGURE A-14 Distribution de l'erreur utilisant PSO pour la minimisation des fonctions 2D. Total de tests réalisés = 5000.

A-7 Système d'émulation de bâtiment

L'article de journal suivant porte sur le système d'émulation de bâtiment proposé.

Real-time Emulation of Residential Buildings by Hardware Solution of Multi-layer Model

Cristina Guzmán, *Student Member, IEEE*, Kodjo Agbossou, *Senior Member, IEEE*,
and Alben Cardenas, *Member, IEEE*

Abstract—Building modeling and consumption analysis take vast importance in smart grid applications. Particularly the models of residential buildings in Nordic countries, where multi-layer slabs are mandatory to meet energy efficiency requirements, the modeling task becomes challenging. In fact, the complexity of the detailed model rises as the number of layers and thermal zones increases. This situation limits in some cases the implementation of model-based predictive control where the computation time for the execution of the model must be as short as possible to achieve optimized loop time performance. In this perspective, this paper proposes the development of a modular, accurate and flexible real-time multi-zone and multi-layer building emulation system representing the dynamic thermal-electric behavior of residential buildings. The proposed Hardware Implementation Architecture (HIA) includes space and water heating systems, as these are main consuming loads in Nordic countries. The emulation system can perform in accelerated simulation or in real-time modes, for one building or for a virtual park of buildings. Experimental validation using measurement data of occupied Canadian buildings with different insulation characteristics and using a Hardware-in-the-loop configuration has permitted to corroborate the usefulness of the proposed emulation system.

Index Terms—Real-time systems, Building Modeling, Field programmable gate arrays, Space Heating.

I. INTRODUCTION

NOWADAYS one of the major challenges for utilities is to improve the energy efficiency at all levels so as to meet a growing end-user demand. Significant changes have to be made in the future smart grid context, changes which must be supported by innovative monitoring technologies as well as by advanced control and management strategies [1]–[3].

A key element, at the end user level, is the integration of home energy management systems (HEMS) and demand side management (DSM) strategies, so as to support the power requirements of users while minimizing the stress of the grid [4]–[6]. The implementation of optimal real-time control for energy management requires, as an essential prerequisite, the accurate modeling of the building dynamics [7]–[10]. A complete building modeling for these purposes, DSM or HEMS, should include the main controllable loads, which in Nordic countries are represented by the space and water heating systems. Particularly in Canada such thermostatic loads are responsible for about 80% of residential energy consumption

[11], [12], and are suitable for energy management strategies taking into account the important portion of household load they represent and because of their intrinsic energy storage capability.

The great challenge, in real-time control applications, consist in the rapid execution of building models, whose equations have to be solved inside predefined prediction horizons or time limits. Simulation tools, such as TRNSYS, GridLAB-D, EnergyPlus, or DOE Building benchmarks, are excellent specialized tools to explore widely the behavior of the building system [13]–[16]. However, the computational time and resources requirements are not suitable for control applications needing short sampling periods. As an example, the commercial software TRNSYS computes the Conduction Transfer Function (CTF) coefficients for a time-base which depends on the characteristics of the multi-layer slabs of the building. If the simulation uses a short time step, e.g. 1s, the difference between time step and time-base, which is normally higher, “creates a stair-step effect which becomes more pronounced as the difference increases” [13]; In fact, the CTF-based simulator permits to obtain proper simulated response and energy balance only if the time-step is equal to or higher than the time-base period. Otherwise an interpolation mechanism is employed to obtain the transient response between two valid samples, but this mechanism introduces an undesirable bias in the form of stair-step. This inaccuracy makes inappropriate the utilization of such software solutions in real-time control applications requiring a short sampling period, e.g. demand-side setback strategies typically needing time steps under 1 minute [13].

Usually, simplification strategies are also used to reduce the model order, however the compression of complexity affects the fidelity of the model [8], [13], [17]. Consequently, such strategies would not be adapted, in most cases, for detailed control studies or applications.

It is to be noticed that, for the real-time applications of complex building models, a compromise between fidelity, speed, and complexity must be met. Accordingly, approaches such as semi-physical building modeling based on the thermal-electric analogy, known as RC models, are widely used in the literature [18]–[20]. The reason is that this kind of approach permits representing a building considering different levels on complexity that depend on the defined number of thermal zones and walls layers. Detailed RC models provide high fidelity, and permit to describe complex multi-zone building structures; however, the speed of solution is directly dependent on complexity. Such approaches are thus preferred for their

This work was supported in part by the LTE-Hydro-Québec, and the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada.

C. Guzmán, K. Agbossou and A. Cardenas are with University of Québec at Trois-Rivières, QC, Canada (e-mail: Cristina.guzman, Kodjo.agbossou, Alben.cardenasgonzalez@uqtr.ca).

Manuscript received XX XX, 2017; revised XX XX, 2018.

modularity and their flexibility for control and management purposes [21]–[23]. To fulfill the named characteristics, it must be remarked that the complexity of multi-zone models certainly increases with the number of thermal zones (or rooms), as well as with the number of defined layers of the building elements, and these represent the order of the model [4], [8], [20]. In fact, the order of the model is related to the number of storage elements (or nodes), each one associated to a thermal capacity and a differential equation or state function.

Progress in electronics has permitted the emerging of Very Large Scale Integration (VLSI) technology which represents an interesting option for a complex computation process. Specifically, optimal hardware implementation, using Field Programmable Gate Arrays (FPGA) or Application-Specific Integrated Circuits (ASIC), could meet real-time requirements by exploiting the parallel processing and pipelining features possible in such technologies [24]–[29]. For example, high-performance real-time platforms are nowadays proposed and commercialized for simulation and rapid prototyping, and, lately, are increasingly adopted by industry and academia. Such commercial solutions normally comprise hybrid configurations combining multi-core (CPU) and FPGA processors [30]–[32]. However, their utilization is, in some cases, limited by the cost or by the available resources.

This paper proposes a hardware implementation architecture (HIA) for a multi-zone and a multi-layer description which permits to reproduce the dynamics of any building with a reduction of the burden time or latency and the computational cost represented by the resources utilization. More specifically, the latency of the hardware implementation is reduced by the paralleled disposition of elementary processors (EPs), and the structure of each EP permits to reduce the number of arithmetic blocks necessary to solve the equations of high complex models. The HIA is a low-cost, high-performance solution that, for the rapid and accurate simulation of building models, will certainly contribute to the deployment and implementation of model-based home energy management strategies. The proposed architecture permits the real-time emulation as well as the reconfigurable accelerated simulation of building models including individually their high consuming thermostatic loads, space and water heating systems.

The remainder of this paper is organized as follows: the real-time emulation concept to be applied to residential management system is presented in section II. Section III describes the modeling approach used to represent the residential building including the space and water heating systems. Section IV presents the proposed HIA for the real-time emulation and accelerated simulation. Section V provides experimental results, and a discussion part. The conclusions and perspectives are presented in section VI.

II. REAL-TIME EMULATION OF RESIDENTIAL BUILDINGS

The design of a building emulation system, which is meant to run in real-time with short sampling periods, must consider the characteristics indicated below:

- 1) A dynamic updating of the variables: All variables should be updated dynamically at each time step.
- 2) Transient & Steady State Analysis: The instantaneous and mean values of signals (power, energy, temperature) must be provided at different sampling rates permitting the transient and steady state analysis.
- 3) Evaluation of Classic and Optimal Control: The evaluation of control and management strategies should be available; the iterative execution of the building model should permit the implementation of optimization strategies within a defined time step.
- 4) Interaction with External Devices: The system should be able to interact with external devices e.g. sensors and measurement systems, thermostats, relays, electric loads and communicating devices using different technologies.
- 5) Multi-zone Analysis: The data of multiple zones should be available for analysis and control purposes.

Besides the previously mentioned characteristics, the emulation system should offer the option of evaluation of the aggregated profile of a virtual park of buildings. This feature might allow the analysis of the impact of the local and global profiles on the power grid considering a HEM or DSM context.

As mentioned earlier, the commercial systems proposed for emulation are often based on hybrid configurations with multi-core (CPU) and FPGA processors, and are mostly employed for the emulation of power systems [26], [30], [31]. However, they could be adapted for the emulation of buildings, but their implementation cost, which is usually very high, depends on the definition of the desired performance: which would be associated with the number of nodes or masses (or layers or equations to be solved) and a minimum achievable sample time. As a matter of fact, those hybrid configurations are usually restricted to specialized rapid prototyping laboratories of high-tech manufacturers' facilities. Recent co-simulation platforms integrating different simulation software components have been proposed as a method to achieve real-time emulation [21], [30]. In such cases, the main concern is related to the complexity of the implemented system, where the performance depends mainly on the characteristics of the host processor(s) and the particularities of each software component.

III. MODELING APPROACH

Experience has shown that, in Canadian residences during winter time, space and water heating systems (ESH and EWH) counts for about 60% and 20% respectively of energy consumption [11], [12]. The emulation of those thermostatic loads, mostly controlled by electronic thermostats with 15 or 20 seconds cycles [33], becomes then essential if focusing on the local power or energy management. Consequently, both ESH and EWH with their thermostatic controls are considered as main parts of the proposed emulation system. User-driven loads, e.g. appliances, can be emulated by using statistical approaches [34], or, as in this work, using measurements of loads operation in occupied residential buildings [12].

A. Building Modeling

The national and provincial energy policies and building codes, in Canada as in many other countries, are basic tools

to meet the requirements for the design and construction of new buildings [35]–[38]. In the Canadian context of today, two constraints on building design are of paramount importance: (1) Because of the relatively cold weather, the thermal insulation requirements of buildings are much higher than in other countries. This makes essential the use of a multi-layered description of the walls [20]; and (2) the ever-widening use of electric home-heating, through separate baseboard heating elements in every room, with each element controlled by its own thermostat with its own heating cycle [11], [39]. This obviously demands a multi-zone subdivision, and is the approach used in this paper. Under these conditions, and in order to achieve real-time emulation for control and optimization relevant processes in the HEMS context, a multi-layer and multi-zone modeling nRC approach is developed in this paper. The walls are modeled as a series of nRC sections as represented in Fig. 1. The thermal-electric analogy [8], [16] is used for the dominant wall layers (such as brick, polystyrene rigid insulation, and gypsum board) which have non-negligible resistance or heat capacity.

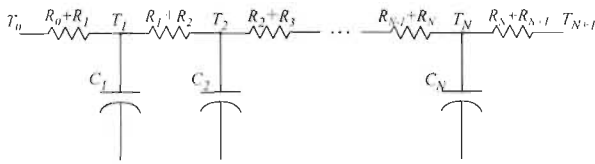


Fig. 1: Basic structure of an equivalent electrical representation of an outer wall with N defined layers.

In this representation, the mean thermal capacity C_i (defined in equation (1)) of each layer i , is computed considering the physical properties of the construction materials (specific mass heat capacity $C_{p,i}$ and density ρ), their thickness L , and their area A .

$$C_i = \rho \cdot C_{p,i} \cdot L \cdot A \quad [\text{kWh} / \text{K}] \quad (1)$$

Also, the mean thermal resistance R_i (K/kW) of each layer i is obtained using the thermal conductivity of materials and the layer dimensions (thickness and area) or, if available, from datasheet specifications. Otherwise, the R_i can be obtained from recommended RSI (metric thermal resistance) limits defined for each building element. Indeed, RSI assignments are usually based on the heating energy needs according to the heating degree day (HDD) for a specific geographic location [35]–[38]. Once the structure of the building and the thermal parameters (C_i and R_i) of each building element are defined, it is possible to formulate the ordinary differential equations (ODE) of the heat balance for each node corresponding to an equivalent thermal mass C_j . In our approach, an equivalent C_i refers to a wall layer or to any thermal mass of the considered building that in fact is one of the nodes of the system. From the ODE formulation, a generic transfer function $H_i(s)$ can be defined by

$$H_i(s) = \frac{T_i(s)}{u_i(s)} = \left(C_i \cdot s + \sum_{j=1}^J \frac{1}{R_{i,j}} \right)^{-1} \quad (2)$$

with the generic input $u_i(s)$ defined by

$$u_i(s) = \sum_{j=1}^J \frac{T_{i,j}}{R_{i,j}} + \dot{Q}_i, \quad \text{with } \dot{Q}_i = \sum_{g=1}^G \dot{Q}_g \quad (3)$$

where $R_{i,j}$ refers to the thermal resistance between the thermal mass i and the adjacent mass j ; $T_{i,j}$ is the temperature of the adjoining zone j ; and \dot{Q}_i represents the total heat gains or losses. This takes into account the gains from the heating systems, solar radiation, equipment and human occupancy, and losses to infiltration (or exfiltration) and ventilation. The discrete form of each transfer function can be obtained using the zero-order hold method (ZOH) and z-transform as follows

$$H_i(z) = \frac{T_i(z)}{u_i(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z \left(\frac{H_i(s)}{s} \right) \quad (4)$$

$$\frac{T_i(z)}{u_i(z)} = \frac{z-1}{z} \cdot Z \left[s \cdot \left(C_i \cdot s + \sum_{j=1}^J \frac{1}{R_{i,j}} \right)^{-1} \right] \quad (5)$$

$$\frac{T_i(z)}{u_i(z)} = R_i \cdot \frac{1-\psi}{z-\psi}, \quad R_i = \left(\sum_{j=1}^J \frac{1}{R_{i,j}} \right)^{-1} \quad (6)$$

$$\psi_i = e^{-\frac{T_i}{\tau_i}}, \quad \tau_i = C_i \cdot R_i \quad (7)$$

With the ZOH method, the input signal is held constant during the time step (sampling interval), and the difference equation describing the temperature of the node i can be written in terms of its previous value and the input $u_i(z)$ as

$$T_i(z) = [\lambda_i \cdot u_i(z) + \psi \cdot T_i(z)] \cdot z^{-1}, \quad \lambda_i = R \cdot (1-\psi) \quad (8)$$

$\lambda_i \cdot u_i(z) = [T_{i,1}(z) T_{i,2}(z) \cdots T_{i,J}(z)] \cdot \Theta + \lambda_i \cdot \dot{Q}_i \quad (9)$

with

$$\Theta = [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \cdots \quad \theta_J]^T = \lambda_i \cdot [R_{i,1}^{-1} \quad R_{i,2}^{-1} \quad \cdots \quad R_{i,J}^{-1}]^T \quad (10)$$

In a multi-layer wall description the number of nodes, and consequently the number of equations, depends on the number of dominant layers. Hence, the number of equations required for the full description of the building increases with the number of defined layers and thermal zones. The discrete formulation can be used to describe the mean temperature of any thermal mass in the building and can be illustrated graphically in Fig. 2. This figure shows that a direct implementation of this

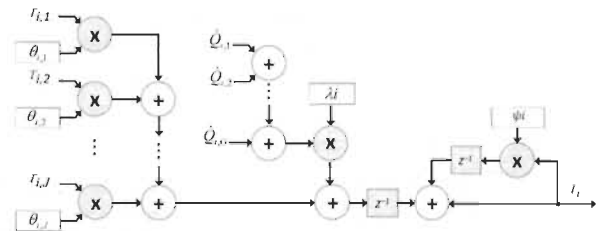


Fig. 2: Graphic representation of the direct implementation of a differences equation for an equivalent thermal mass with J adjoining nodes and G heat sources (or sinks).

formulation would impose M multiplications and A additions, where M and A can be defined depending on the number of adjoining nodes J and the number of heat sources (or sinks) G (11).

$$M = J + 2, \quad A = J + G \quad (11)$$

Thus, the complexity of the described system directly impacts the burden time and/or the implementation cost of the emulation system.

B. Electric Water Heater Modeling

In this paper we privilege the use of a composite two-mass model for the EWH as adopted by GridLAB-D [40], [41]. The reason is that this approach permits a fast computation of the thermal-electric behavior with reasonable accuracy, compared to more sophisticated models based on partial differential equations [42]. Indeed, in the GridLAB-D approach, two different models are employed depending on the state of the tank; the mean temperature of the hot water T_W , using a one-mass model, can be described in the frequency domain using

$$\frac{T_W(s)}{u(s)} = \frac{1}{C_W \cdot s + \dot{m}C_p + UA_{WH}} \quad (12)$$

and

$$u(s) = Q_e + \dot{m}C_p \cdot T_I + UA_{WH} \cdot T_A \quad (13)$$

where C_W is the thermal capacitance of the water in the tank (in kWh/K), \dot{m} is the hot water flow rate (in $kg/hour$), C_p is the specific heat capacity of water (in $kWh/(kgK)$), UA_{WH} is the thermal conductance of the tank (in kW/K). Q_e is the heating capacity of the heating element of the water heater (in kW), T_I and T_A are respectively the inlet water and room temperatures (in K). A two-mass model considers two vertical compartments, one for the hot water and the other for the cold water. This model reproduces the behavior of the water heater's partial depletion stage through the variable h , the height of the hot water in its compartment. h varies from zero to H , where H , the maximum height of hot water.

$$G(s) = \frac{h(s)}{u_h(s)} = \frac{1}{\left(s + \frac{UA_{WH}}{C_W}\right)} \quad (14)$$

$$u_h(s) = \frac{H}{C_W} \left[\frac{Q_e + UA_{WH}(T_A - T_I)}{(T_W - T_I)} - \dot{m}C_p \right] \quad (15)$$

The modeling of the system is done by applying the one-mass model of heat transfer (using (12) and (13)) to the heat transfer through the walls, and switching to the two-mass model (using (14) and (15)) when the hot water starts to flow ($\dot{m} > \dot{m}_{min}$), and is used while the level of hot water h remains below H . When the hot water level reaches H and no more hot water consumption is detected, the simulation is switched back to the one-mass model. Obviously only one model is in use at any moment of time, thus only the differential equation of the working model is updated after each time step.

IV. PROPOSED HARDWARE IMPLEMENTATION ARCHITECTURE FOR REAL-TIME EMULATION

To overcome the drawback of excessive computational resources and burden time just described in the previous sections, we propose an HIA based on paralleled elementary processors (EPs), which are strategically optimized to permit a fast solution of models of high complexity. The proposed HIA employs customized sharing of fixed-point operations and parallelized EPs allowing short burden with low resources utilization. Fig. 3a illustrates the architecture of the proposed EP permitting the solution of multiple differences equations: in this structure, the number of multipliers and adders are respectively

$$M = 2, \quad A = 2r \quad (16)$$

with r the number of difference equations to be solved by the EP. The dynamic inputs vector α_i , and the static coefficients vector ω_i of the thermal zone i are defined as follows:

$$\alpha_i = [T_{i,1} \quad T_{i,2} \quad \cdots \quad T_{i,J} \quad \dot{Q}_{i,1} \quad \dot{Q}_{i,2} \quad \cdots \quad \dot{Q}_{i,G}]^T \quad (17)$$

$$\omega_i = [\theta_{i,1} \quad \theta_{i,2} \quad \cdots \quad \theta_{i,J} \quad \lambda_i \quad \lambda_i \quad \cdots \quad \lambda_i]^T \quad (18)$$

The α_i and ω_i here are column vectors with the same dimension defined by the number of adjoining nodes and heat sources (or sinks) as $J+G$. This way, the reduction of computational resources depends on the multiplexing levels and the desired latency. The synchronization block is responsible for the generation of control signals to correctly address each vector to solve each difference equation. This block is driven by the EP-Clock signal defined by the clocking block according to the mode selected by the user. This characteristic permits a flexible control of the sample time and of the computing time, enabling real-time emulation or even accelerated simulation. In fact, the two mode selection input has been defined as shown in Fig. 3b. This permits choosing between the real-time emulation or the accelerated simulation options, using predefined clocking signals. This feature permits to drive the EP at different rates, without any other changes necessary. It should be noted that the EP can be reproduced as many times as necessary as the modeling detail increases, permitting the solution of building models with very high complexity.

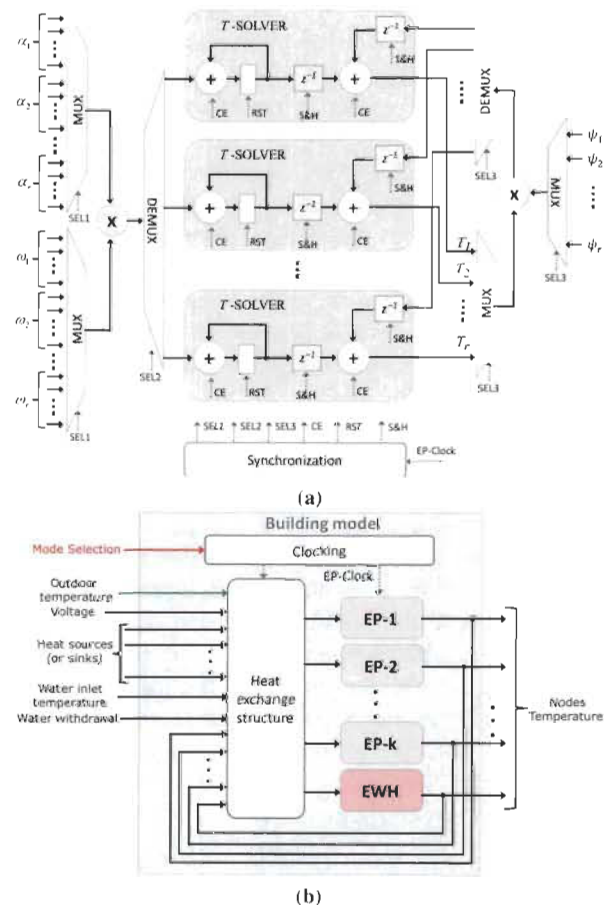


Fig. 3: Simplified diagram (a) of the elementary processor (EP) for the solution of r difference equations; and (b) of the structure with k EP of the proposed architecture and of the EWH model.

For example, the structure illustrated in Fig. 3b permits the solution of up to $r \times k$ differential equations describing the dynamics of a building. This modular architecture is well adapted for the implementation of emulation systems in low cost programmable logic devices.

To illustrate the improvement in terms of computational cost, Fig. 4 compares the need in the number of arithmetic blocks when using the proposed architecture (in blue) to that number required under direct implementation defined by equation 11 (in red). The advantage of using the HIA proposed here is quite apparent, particularly when the limit of resources (the dashed line imposed by using the Xilinx Artix-7 series XC7A100T hardware) is taken into account. A higher multiplexing factor (presently at $r = 4$) would permit even lower numbers of arithmetic blocks (DSP48E1 slices).

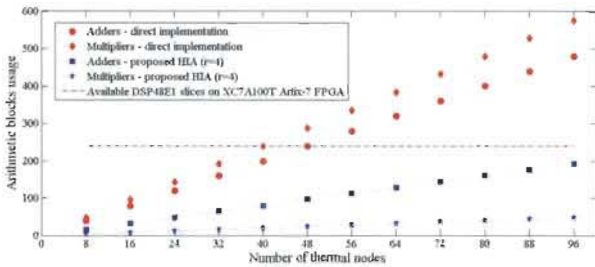


Fig. 4: Comparison of arithmetic blocks usage for direct implementation and the proposed HIA.

The EWH model described in section III has been similarly implemented in hardware, as illustrated in Fig. 3b. Here, the HIA takes into account the interaction, through the heat exchange structure, between the model of the building and the model of the EWH (considering the zone where the EWH is installed).

The description methodology established for the emulation of one or multiple buildings is presented in Fig. 5. As shown, this methodology permits the generation of the generic hardware description (VHDL) and also the bitstream file for the implementation in a specific FPGA device, this from the information of building characteristics. The proposed HIA can also be adapted for the emulation of a virtual park of buildings with different insulation ratings and characteristics. For this purpose, and according to Fig. 5, the definition of parameters must be executed inside a loop as many times as the number of desired buildings, each building having its own individual characteristics. The coefficients (Θ and λ) corresponding to each building and their associated difference equations are also solved inside the loop. Thus, the α_i and ω_i vectors illustrated in Fig. 3a, become the matrices $\alpha_{i,n}$ and $\omega_{i,n}$ respectively referring to the difference equations i of the building n . For this larger context, the only modification needed is the mapping of extra memory to store the values of additional vectors given the number of buildings to emulate.

V. EXPERIMENTAL VALIDATION

The proposed HIA has been used to implement the multi-layer and multi-zone description of a residential building model in a Xilinx Artix-7 (XC7A100T-1CSG324C) FPGA. In this study, MATLAB/Simulink has been employed to edit

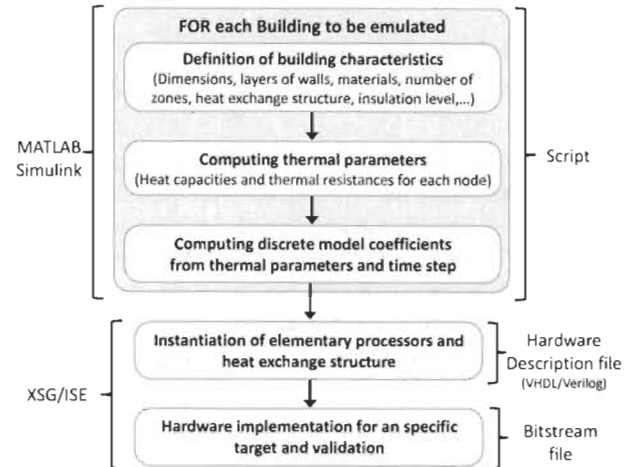


Fig. 5: Simplified diagram of the description methodology established for the emulation of one or multiple buildings using MATLAB and Xilinx XSG/ISE.

and run the script permitting to obtain the coefficients of the discrete model based on the characteristics of the building, and Xilinx System Generator (XSG) and ISE Foundation (ISE) have been employed for the hardware description and the bitstream generation. However, the architecture proposed in this work can be implemented using other tools, depending on the programmable logic device.

The resulting building emulation processor is then used to emulate the thermal-electrical dynamics of the residential building through two different test bed configurations. In the first case permitting the real-time emulation as well as the accelerated simulation mode, and in the second case enabling Hardware-in-the-loop (HIL) real-time emulation.

A. Real-Time Emulation and Accelerated Simulation

The first test bed configuration illustrated in Fig. 6 uses data of occupied buildings, and permitted to validate the proposed system under different scenarios. The tests performed using this configuration corroborate the usefulness of the proposed HIA for the emulation of temperature, power and energy behaviors of occupied buildings.

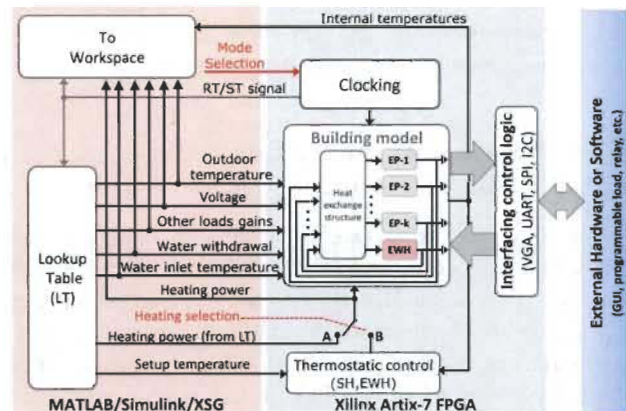


Fig. 6: Block diagram of the test bed of the emulation system. The mode selector switch is set to position A when using measured heating power as input, and to position B when under thermostatic control.

The implemented mode selection, in Fig. 6, permits the solution of the model by *real-time emulation*, imposing

$T_{CLK} = Ts = 100ms$, or by *accelerated simulation*, using clock signals varying from $T_{CLK}=5\mu s$ to Ts . The inputs of the emulation system, stored in lookup tables, correspond to measurements of voltages and powers, internal and outdoor temperatures, the estimated heat gains from appliances and solar radiance, and hot water withdrawal and occupancy. The real-time (RT) or simulation time (ST) signal, generated by the embedded clocking entity, drives the model of the emulated buildings, enables the control of acquisition of the input signals from the lookup table or directly from a measurement system, and also the storage of the output signals. The data of external temperature and solar radiance is acquired from the SIMEB-Hydro-Quebec website [43] and the other signals have been obtained directly from field measurements and observations on occupied residential buildings.

An interfacing control logic makes possible the interaction of the user with the emulation system in different ways: 1) via a graphical user interface (GUI), developed in MATLAB, permitting the monitoring of all or some selected signals; 2) via digital and analog signals of the emulated powers, temperatures and states of thermostats (which are available as outputs) permitting to drive external hardware; and 3) via a serial port interface that permits to receive the information of input signals and to obtain the information of the emulation results from and to custom applications.

1) *First case: Temperature analysis in occupied buildings:* The first study case considers a Canadian residential building, with an occupation of 2 adults and 3 children, defined with the characteristics of Fig. 7 and Table I.

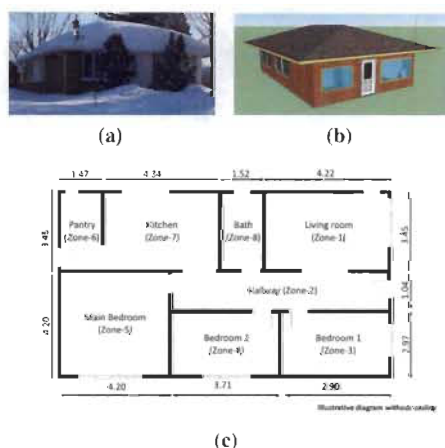


Fig. 7: (a) Real view, (b) SketchUp model for TRNSYS-3D and (c) distribution plan of the building model of the case of study.

The dimensions and construction characteristics are used as the primary information permitting to obtain the coefficients of the discrete model. The power consumption of the loads, the heating power, as well as the indoor temperature have been measured during the winter time and used to estimate the equivalent thermal parameters of the building (heat capacity and thermal resistance). Accordingly, the equivalent mean building thermal losses and heat capacity obtained after the model calibration are: 164W/K and 25kWh/K respectively. These parameters correspond to a bungalow construction with low energy efficiency and high heat capacity. The objective, in

TABLE I: CHARACTERISTICS OF THE HOUSE CASE STUDY

Description	Value	Units
Building characteristics		
Year of construction	1954	
Location	Trois-Rivieres (Canada)	
(Latitude / Longitude)	46.36068 / -72.57298	
Type of windows	Double glazing with air	
Type of doors	Standard with glazing	
Type of external walls	Multilayer(brick, insulation, gypsum)	
Area zone 1- Living room	14.56	m^2
Area zone 2- Hallway	6.87	m^2
Area zone 3- Bedroom 1	8.61	m^2
Area zone 4- Bedroom 2	11.02	m^2
Area zone 5 Main Bedroom	17.64	m^2
Area zone 6- Pantry	5.07	m^2
Area zone 7- Kitchen/dining room	14.97	m^2
Area zone 8- Bathroom	5.24	m^2
Electric Water Heater		
Power of heating element	3	kW
Thermal conductance	1.055×10^{-3}	kW/K
Tank capacity	189.19 (50)	$L (U.S.gal)$
Thermal capacitance	0.220	kWh/K
Height of tank	1.15	m

this case, is to validate the capability of the emulation system to reproduce the behavior of the internal temperature; thus, the measured heating power is imposed as input. Since this is an emulation using measured heating power, the embedded thermostatic control is bypassed by setting the heating selection switch to position **A** as illustrated in Fig. 6.

Fig. 8a shows the outdoor temperature and Fig. 8b the measured, the emulated and the reference signals of the indoor temperature of the hallway, for a week from February 26 to March 5, 2015. It is evident from the results (Fig. 8c), that the emulation system closely reproduces the dynamics of the temperature; and that the Mean Absolute Error (MAE) of temperature for this period is 0.38 °C, which is an acceptable result. It is expected that better results can be obtained if the information of other gains (and losses) were available, e.g. gains by solar radiation and human occupancy, and losses by infiltration and exfiltration of heat. As a matter of fact, only the heat gains from the appliances were considered as “other gains” in this validation.

2) *Second case: power analysis in occupied buildings:* In this second test, the objective is to validate the capability of the emulation system to reproduce the behavior of the heating power while under thermostatic control. The setting of the heating selection switch is therefore in position **B** (Fig. 6), with the thermostatic control set for a reference temperature of 21°C, that being the preferred indoor temperature for Canadian homes during winter time [44]. Data of outdoor temperature and power consumption of occupied residential buildings located in Montreal (Canada) is the point of comparison in this validation. Note that in this case the setup temperature now becomes an input of the model. Fig. 9 shows the plots of the results for a 26-day winter period run. It is to be noted from Fig. 9 that the profile of the emulated total power closely fits the measurements, and for this case the calculated MAE is 0.423kW. This error can be explained by the effects of other heat gains, the source of which was not available and hence not considered.

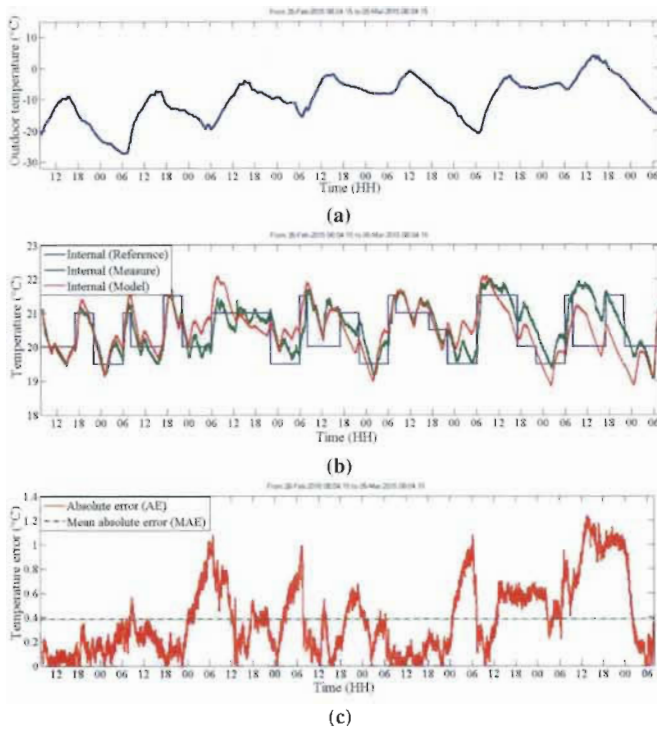


Fig. 8: Results of (a) outdoor temperature, (b) internal temperature of zone 2 and (c) absolute mean error.

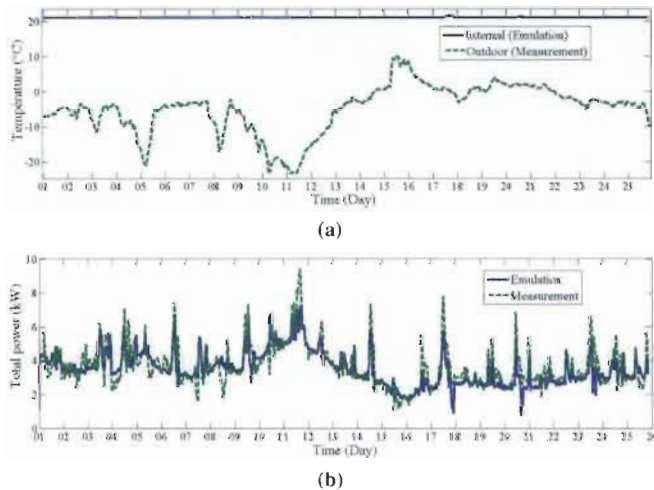


Fig. 9: Results of (a) Internal temperature and external temperature; and (b) absolute and mean error.

3) *Third case: interfacing with external hardware:* The objective of this third validation is to demonstrate the capability of the emulation system to interact with external hardware. A 4-channel 8-bit DAC with SPI device (AD7303) has been used as electronic interface to send to a digital oscilloscope the setup, indoor and outdoor temperature signals, and the emulated total power. Fig. 10 presents some results and the real view of the experimental setup. Plots in Fig. 10a correspond to data received by the GUI, and a snapshot of the four analog signals displayed using the digital oscilloscope is shown in Fig. 10b. It is to be remarked that in this test, the setup temperature is programmed with a setback of 2°C applied during the night and office hours, which is commonly used when electronic programmable thermostats are employed [33].

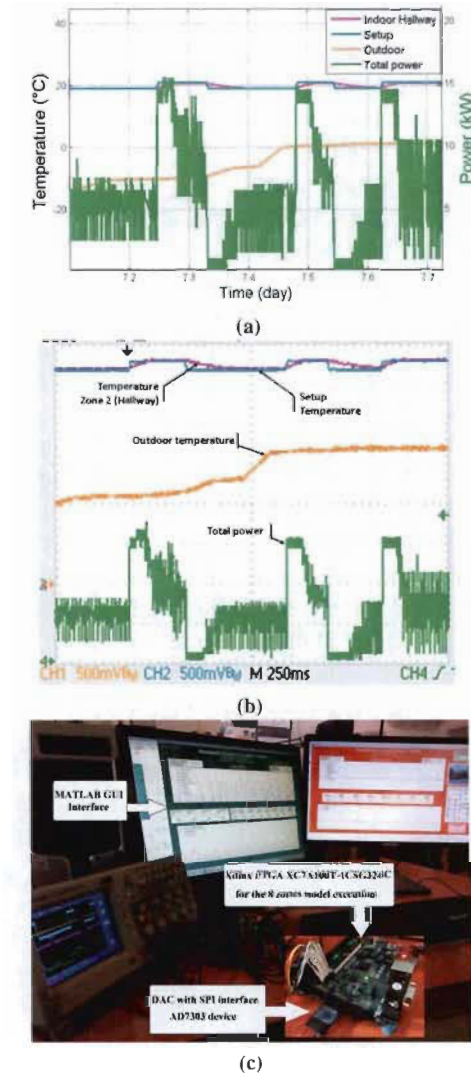


Fig. 10: Results of emulation (a) simulation, (b) analog signals (oscilloscope screenshot) ($T = 64 \frac{V_{MES}}{3.3} - 32^{\circ}\text{C}$ and $P = 32 \frac{V_{MES}}{3.3}$), and (c) real-view of experimental setup with zooming of the SPI DACs and the Xilinx FPGA development board.

To better illustrate the emulation of the instantaneous power of the baseboard controlled by electronic thermostats, Fig. 11 shows the analog signals of the total power of the building, the heating power of the thermal zones 1 and 2 (living room and hallway) and the outdoor temperature. Notice in the oscilloscope screenshot (Fig. 11) that the electronic thermostat cycle of the emulated heating system corresponds well to the 15 seconds as in commercial thermostats. This heating cycle (15s) in accelerated mode, using $T_{CLK}=10\mu\text{s}$ and $T_s=100\text{ms}$, is equivalent to $1500\mu\text{s}$.

4) *Long-term emulation of residential building:* This last validation gives an example of the utilization of the emulation system for power, energy and temperature analysis in residential buildings. Here, a dataset of input vectors has been built based on field measurements and used to validate the emulation system as illustrated in Fig. 12.

In fact, the emulation of the residential building defined in Table I have been repeated for different insulation ratings and indoor temperature settings. As an example, the effect

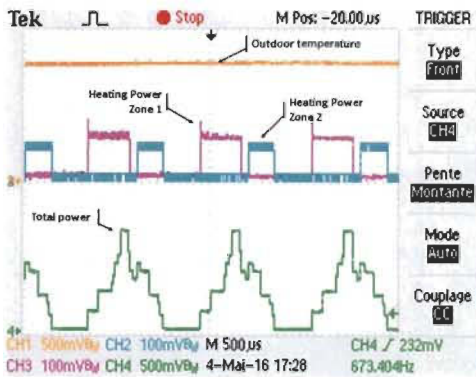


Fig. 11: Analog signals of total power, the heating power of zone 1 and 2 and outdoor temperature obtained by accelerated simulation with $T_{CLK} = 10\mu s$; ($T = 64 \frac{V_{ALES}}{3.3} - 32$ and $P = 32 \frac{V_{ALES}}{3.3}$).

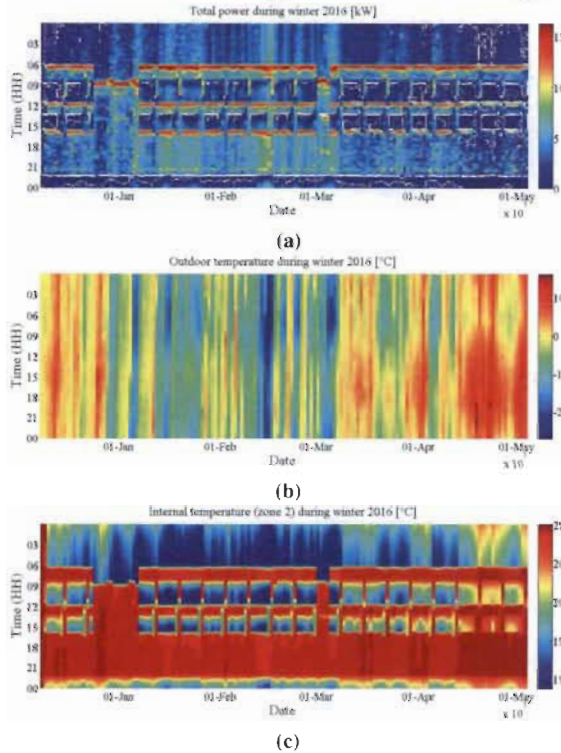


Fig. 12: (a) Total power obtained by emulation, (b) outdoor temperature and (c) internal evolution of temperature in zone 2 during winter - spring 2016.

of outdoor temperature and time of day on the total power consumption and the internal temperature of zone 2 (hallway) during winter and spring 2016 is illustrated in Fig.12. In this emulation, the setup of the internal temperature includes night and office hours setback (Fig. 12c).

B. Hardware-In-the-Loop Real-Time Building Emulation

The second test bed configuration is devoted to Hardware-in-the-loop real-time emulation. For this test we have implemented, in the same low cost Xilinx FPGA, a paralleled embedded configuration of the *Residential Building Emulation* processors proposed in this paper and the *Measurement and Power Analysis* processor proposed in [45]. The structure of the test bench is illustrated in Fig 13. This paralleled implementation enables to take into account real-time measurements in the residential building emulation process. This version of

the proposed emulation system has also been implemented in the laboratory of the Hydrogen Research Institute.

As illustrated, this setup permits to reproduce the behavior of a part of the residential building's power consumption through an electronically-programmable AC load or real baseboard heaters adapted to the Quebec utility voltage (120/240V).

The information from the measurements of voltage and currents is obtained by means of LEM-sensors and analog-to-digital converters (ADCs) interfaced to the measurement and power analysis system via a Serial Peripheral Interface (SPI). These measurements permit to compute in real-time the information of power through the *Measurement and Power Analysis* embedded core. In fact, the customized cores implemented in parallel in the same FPGA device share common information in real-time e.g. voltage, frequency and power. Additionally, each implemented core (MPA and BE) communicates separately with Python-Django applications, the *Measurement Application* and the *Emulation Application* respectively. This by means of Finite State Machines (FSM) which control the data exchange through serial UART/USB dedicated ports.

The *Measurement Application*, running in a Raspberry-pi, consist of a data management function permitting the acquisition and storage of the measurements information in a PostgreSQL database and a web server permitting to access this data remotely through a secured Internet connection.

The *Emulation Application* permits to obtain the information of the outdoor temperature from a public weather web site (<https://www.openweathermap.org/>), this information is

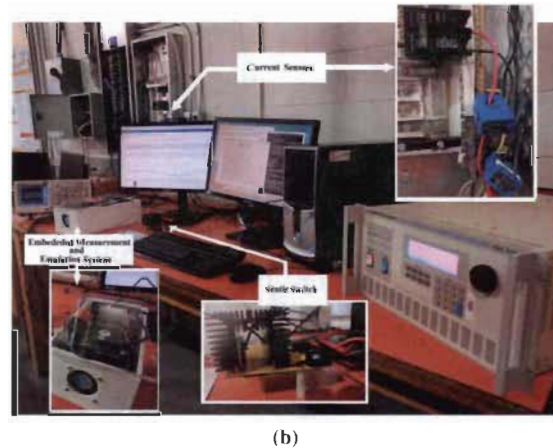
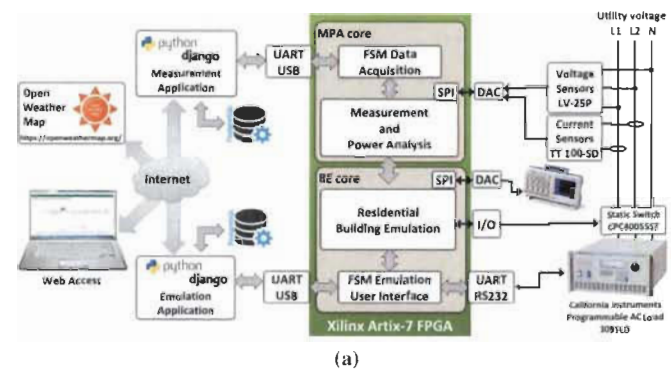


Fig. 13: Hardware-in-the-loop configuration for real-time emulation, (a) simplified diagram and (b) real-view.

used directly as input for the building model running in the embedded emulation core. This application also includes a user interface which permits to modify the setup of temperatures of the electronic thermostats corresponding to each emulated thermal zone of the residential building; this interface also permits to manually emulate the behavior of home appliances. The information of all variables used in or resulting from the emulation process (which include voltages, powers and temperatures) is collected in real-time and stored in the PostgreSQL database, to be available for further analysis.

Several tests have been conducted using the setup of Fig. 13 to emulate the residential building with similar characteristics to the one described in Table I and taking into account the preferred indoor temperature of 21°C. In these tests a 1kW baseboard heater of the building is emulated by means of the electronically programmable AC load.

The plots of the outdoor and indoor temperatures, the power and grid voltage are presented in Fig. 14. These results correspond to HIL real-time emulation tests carried out over a span of 4.5 days in February 2018, and show the effects on the heating power of both the outdoor temperature and the utility voltage. The five-minute plot presented in Fig. 15 permits to verify the proper emulation of the instantaneous baseboard power controlled by electronic thermostat with a heating cycle of 15 seconds.

These results confirm that this HIL structure of the proposed emulation system enables the analysis of power consumption and indoor temperature in real-time and taking into account the real variations of external variables, e.g. weather condition and utility voltage. Consequently, the proposed system is suitable for the real-time evaluation of control strategies under more realistic scenarios than those of common simulation software.

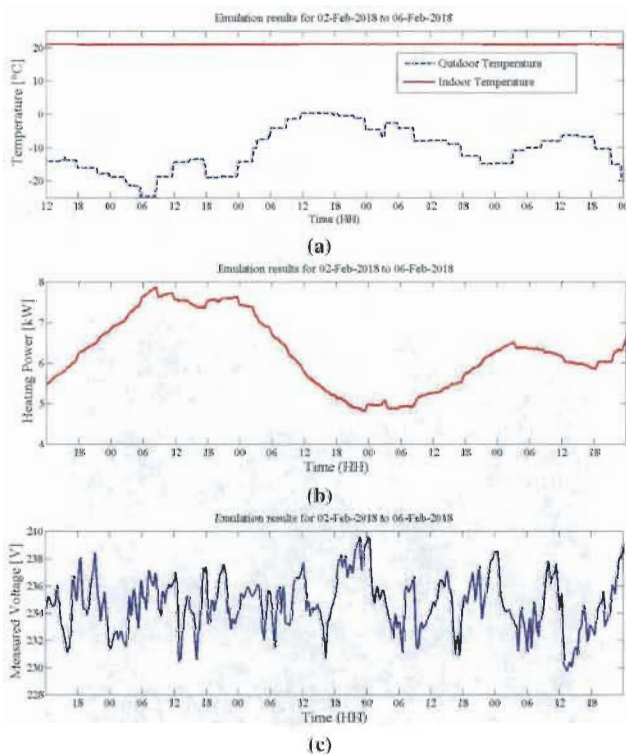


Fig. 14: Hardware In the Loop real-time emulation results, (a) Outdoor and indoor temperature, (b) Heating power, (c) Grid voltage.

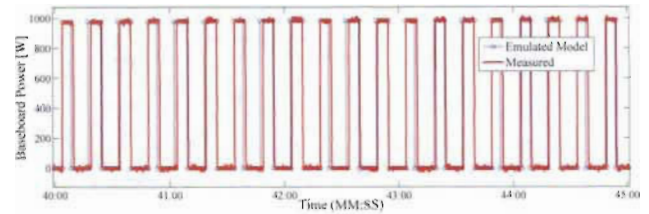


Fig. 15: Measured power of 1kW emulated baseboard heater.

C. Discussion

A comparison with a recognized building simulation software has been carried out to highlight the advantages of the present proposition. Thus, an eight-zones model, such as the one implemented for the emulation, has also been defined in SketchUp (Fig. 7b) and TRNSYS-3D plugin, and simulated using Type 56 of TRNSYS-17, with a time step $T_s=1s$. To have similar characteristics, the emulation system is configured with $T_{CLK}=10\mu s$ and considers the same time step as the commercial software ($T_s=1s$). The results of the comparison of performances demonstrated that the proposed emulation system has a response of about 80 times faster than TRNSYS while keeping the fidelity of that model. For example, and as shown in Fig. 16 over a simulation period of a week (168 hours), the proposed HIA system takes 6.65 seconds compared to the TRNSYS software's 585 seconds. Note that this last was running on a Windows Intel Core i5, 3.2GHz computer, with 16GB of RAM.

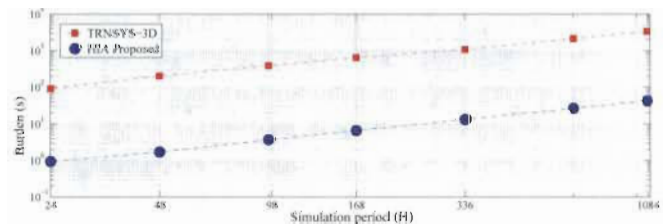


Fig. 16: Comparison of the burden time of TRNSYS and the proposed emulation system (with $T_{CLK}=10\mu s$).

The HIA system, for the model case of study, summarizes 81 thermal nodes corresponding to the same number of equations to be simultaneously solved. This complex model has been implemented in hardware using 20 paralleled EP, some of them solving up to 8 difference equations ($r=8$). Under these conditions, the resulting latency of the EP is defined as 384 cycles of the main clock. Thus, for a 100MHz main clock, it is possible to solve all the equations within $3.84\mu s$.

In the upper half of Table II we present the utilization of the resources of the proposed HIA, using specifically one Xilinx FPGA XC7A100T-1CSG324C. As shown, only 55% of available logic and 67% of DSP blocks have been used for this implementation of the building model, the proportional thermostats (one for each internal thermal zone), the EWH model with its thermostatic control, and the control logic for the DAC circuits. This efficient optimization of resources is obviously very desirable, and reflects the advantage of the method as shown by Fig. 4. This means that to solve a similar

system of equations by direct implementation would need multiple or higher capacity FPGA devices.

As summarized in Table II, the paralleled implementation of the proposed *Building Emulation* (BE) core and the *Measurement and Power Analysis* (MPA) core can be achieved using the same low cost Xilinx FPGA device. This represents a huge advantage in terms of real-time execution of the emulation including real-world variables, e.g. voltages and temperatures.

TABLE II: RESOURCES UTILIZATION FOR A XC7A100T-1CSG324C

Logic Name	Utilization		Available Resources
	BE	BE&MPA	
Occupied Slices	8,874 (55%)	10,767 (67%)	15,850
DSP48E1 blocks	163 (67%)	218 (90%)	240
RAM36E1 blocks	2 (1%)	24 (17%)	135

BE: Building Emulation core. MPA: Measurement and Power Analysis core

VI. CONCLUSION

This paper proposes a Hardware Implementation Architecture (HIA), working as a real-time emulation system, to closely reproduce the thermal-electric dynamics of any residential building. The HIA considers a multi-zone and multi-layer description of the building, and has the advantage of solving the model equations within some microseconds or even in real-time. The proposed emulation system presents many potential applications. Among these the following can be mentioned: the execution of on-line management strategies for multi-zone energy and thermal comfort optimization, the easy integration of external hardware enabling the real-time evaluation of controllers by hardware in the loop (HIL), and the emulation (or accelerated simulation) of a virtual park of buildings. This last characteristic makes possible its use in the context of Home Energy Management as well as in Demand Side Management without the incurred cost if a real residential test building had been used.

The performance of the HIA system has been successfully validated with real measurement data and evaluated under different scenarios of occupied residential buildings using a HIL structure conceived and implemented at the Hydrogen Research Institute Laboratory. The experimental results confirm the potential of the proposition for both accelerated simulation or HIL real-time emulation. Furthermore, the proposed HIA can be easily adapted to any complex system with similar timing requirements and challenging characteristics to be implemented using low cost FPGA development boards or commercial real-time emulation platforms.

REFERENCES

- [1] V. Madani, R. Das, F. Aminifar, J. McDonald, S. S. Venkata, D. Novosel, A. Bose, and M. Shahidehpour, "Distribution automation strategies challenges and opportunities in a changing landscape," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 2157–2165, July 2015.
- [2] Y. Zong, D. Kullmann, A. Thavlov, O. Gehrke, and H. W. Bindner, "Application of model predictive control for active load management in a distributed power system with high wind penetration," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 1055–1062, 2012.
- [3] A.-H. Mohsenian-Rad and A. Leon-garcia, "Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 120–133, 2010.

- [4] M. Manic, D. Wijayasekara, K. Amarasingue, and J. J. Rodriguez-Andina, "Building Energy Management Systems: The Age of Intelligent and Adaptive Buildings," *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 10, no. 1, pp. 25–39, 2016.
- [5] D. Beauvais, S. Wong, A. Prieur, W. Muneer, S. Nazir, and P. Mabilieu, "Delivering More Clean Electricity with Virtual Power Plants," *IEEE Canadian Review*, vol. Smarter Grid Part 2, pp. 26–32, 2015.
- [6] A. I. Dounis and C. Caraiacos, "Advanced control systems engineering for energy and comfort management in a building environment-A review," *Renewable and Sustain. Energy Reviews*, vol. 13, no. 6-7, pp. 1246–1261, 2009.
- [7] M. Gouda, S. Danaher, and C. Underwood, "Building thermal model reduction using nonlinear constrained optimization," *Building and Environment*, vol. 37, no. 12, pp. 1255–1265, dec 2002.
- [8] B. Lehmann, D. Gyalistras, M. Gwerder, K. Wirth, and S. Carl, "Intermediate complexity model for Model Predictive Control of Integrated Room Automation," *Energy and Buildings*, vol. 58, pp. 250–262, 2013.
- [9] J. Ma, S. J. Qin, and T. Salisbury, "Model predictive control of building energy systems with balanced model reduction," in *2012 American Control Conf.*, 2012, pp. 3681–3686.
- [10] Y. Ozturk, D. Senthilkumar, S. Kumar, and G. Lee, "An Intelligent Home Energy Management System to Improve Demand Response," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 694–701, 2013.
- [11] D. Policy and N. R. N. Analysis Division of the Office of Energy Efficiency (OEE) Canada, "Energy Efficiency Trends in Canada 1990 to 2011," Tech. Rep., March, 2013.
- [12] C. Guzman, L. Rueda, G. Romero, S. Biscans, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Enabling winter behavior analysis on electrically heated residential buildings by smart sub-metering," in *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Feb 2018, pp. 1213–1218.
- [13] B. Delcroix, M. Kummert, A. Daoud, and M. D. Hiller, "Improved conduction transfer function coefficients generation in TRNSYS multizone building model," in *13th Conf. of Int. Building Perf. Simulation Assoc., Chambéry, France, Aug. 26-28, 2013*, pp. 2667–2674.
- [14] Z. T. Taylor, K. Gowri, and S. Katipamula, "GridLAB-D Technical Support Document: Residential End-Use Module Version 1.0," Tech. Rep., 2008.
- [15] D. Zhu, T. Hong, and D. Yan, "A Detailed Comparison of Three Building Energy Modeling," *Journal of Building Simulation*, pp. 1–28, 2013.
- [16] R. Yang and L. Wang, "Multi-zone building energy management using intelligent control and optimization," *Sustain. Cities and Society*, vol. 6, pp. 16–21, 2013.
- [17] C. Perfumo, J. H. Braslavsky, and J. K. Ward, "Model-Based Estimation of Energy Savings in Load Control Events for Thermostatically Controlled Loads," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1410–1420, 2014.
- [18] M. Maasoumy and A. Sangiovanni-Vincentelli, "Total and Peak Energy Consumption Minimization of Building HVAC Systems Using Model Predictive Control," *IEEE Design & Test of Computers*, vol. 29, no. 4, pp. 26–35, Oct. 2012.
- [19] A. Pahwa and C. W. Brice, "Modeling and System Identification of Residential Air Conditioning Load," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1418–1425, 1985.
- [20] G. Fraisse, C. Viardot, O. Lafabrie, and G. Achard, "Development of a simplified and accurate building model based on electrical analogy," *Energy and Buildings*, vol. 34, pp. 1017–1031, 2002.
- [21] S. Royer, S. Thil, T. Talbert, and M. Polit, "A procedure for modeling buildings and their thermal zones using co-simulation and system identification," *Energy and Buildings*, vol. 78, pp. 231–237, Aug 2014.
- [22] X. Xu and S. Wang, "Hybrid Model of Existing Buildings for Transient Thermal Performance Estimation," in *Int. Conf. for Enhanced Building Operations (ICEBO 2006)*, vol. V, 2006, pp. 7–12.
- [23] K. Deng, P. Barooah, P. G. Mehta, and S. P. Meyn, "Building Thermal Model Reduction via Aggregation of States," in *2010 American Control Conf.*, 2010, pp. 5118–5123.
- [24] C. Dufour, S. Abourida, and J. Belanger, "Hardware-In-the-Loop Simulation of Power Drives with RT-LAB," *Power Electron. and Drives Syst., PEDS 2005, Int. Conf. on*, vol. 2, pp. 1646–1651, Nov. 28 2005.
- [25] M. Dagbagi, A. Hemdani, L. Idkhajine, M. W. Naouar, E. Monmasson, and I. Slama-Belkhdja, "ADC-Based Embedded Real-Time Simulator of a Power Converter Implemented in a Low-Cost FPGA: Application to a Fault-Tolerant Control of a Grid-Connected Voltage-Source Rectifier," *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 63, no. 2, pp. 1179–1190, 2016.
- [26] A. Hasanzadeh, C. S. Edrington, N. Stroupe, and T. Bevis, "Real-time emulation of a high-speed microturbine permanent-magnet synchronous generator using multiplatform hardware-in-the-loop realization," *IEEE Trans. on Ind. Electron.*, vol. 61, no. 6, pp. 3109–3118, 2014.

- [27] Y. Q. Bao and Y. Li, "FPGA-based design of grid friendly appliance controller," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 924–931, 2014.
- [28] A. Cardenas, C. Guzman, and K. Agbossou, "Development of a FPGA Based Real-Time Power Analysis and Control for Distributed Generation Interface," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1343–1353, Aug 2012.
- [29] C. Guzman, A. Cardenas, and K. Agbossou, "Load Sharing Strategy for Autonomous AC Microgrids Based on FPGA Implementation of ADALINE FLL," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 29, no. 3, pp. 663–672, Sept 2014.
- [30] R. Missaoui, G. Warkozek, S. Bacha, and S. Ploix, "Real Time Validation of an Optimization Building Energy Management Strategy Based on Power-Hardware-in-the-loop Tool," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlin, 2012, pp. 1–7.
- [31] X. Pang, P. Bhattacharya, Z. O'Neill, P. Haves, M. Wetter, and T. Bailey, "Real-Time Building Energy Simulation Using Energyplus and the Building Controls Virtual Test Bed," in *12th Conf. of Internat. Building Perform. Simul. Assoc.*, Sydney, Nov. 14–16, no. i, 2011, pp. 2890–2896.
- [32] M. Wetter, "Co-simulation of building energy and control systems with the Building Controls Virtual Test Bed," *Journal of Building Performance Simulation*, vol. 4, no. 3, pp. 185–203, 2011.
- [33] C. Guzman, K. Agbossou, and A. Cardenas, "Modeling of residential centralized and baseboard space heating systems," in *2016 IEEE 25th Intern. Symp. on Indust. Electron. (ISIE)*, June 2016, pp. 726–731.
- [34] S. Hosseini, S. Kelouani, K. Agbossou, A. Cardenas, and N. Henao, "A semi-synthetic dataset development tool for household energy consumption analysis," in *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT 2017)*, 2017, pp. 564–569.
- [35] G. of Quebec, "Quebec Publications Government of Quebec, Chapitre B1.1-r2 Loi sur le batiment Code de Construction," 2015.
- [36] C. C. publications, "The Canadian Commission on Building and Fire Codes. National building code of Canada (NCB)," 2015.
- [37] USA, "ANSI/ASHRAE/IESINA Standard 90.1 2004 Energy Standard for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings," 2009.
- [38] S. K. Wang, *Handbook of Air Conditioning and Refrigeration*. 2000.
- [39] N. R. Canada, "Energy Use Data Handbook: 1990 to 2010." Tech. Rep., 2013.
- [40] *GridLAB-D Technical Support Document: Residential End-Use Module Version 1.0*.
- [41] R. Diao, S. Lu, M. Elizondo, E. Mayhorn, Y. Zhang, and N. Samaan, "Electric water heater modeling and control strategies for demand response," in *2012 IEEE Power and Energy Soc. Gnrl. Meeting*, July 2012, pp. 1–8.
- [42] Z. Xu, R. Diao, S. Lu, J. Lian, and Y. Zhang, "Modeling of electric water heaters for demand response: A baseline pde model," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2203–2210, Sept 2014.
- [43] Hydro-Quebec, "SIMEB Simulation Energetique des batiments, Metco Data," 2016. [Online]. Available: <https://www.simeb.ca/>
- [44] M. Fournier and M.-A. Leduc, "Study of Electrical Heating Setpoint Modulation Strategies for Residential Demand Response," in *The Canadian Conf. on Building Simul. eSim 2014*, 2014, pp. Ottawa, Canada.
- [45] A. Cardenas, K. Agbossou, and C. Guzman, "Development of real-time admittance analysis system for residential load monitoring," in *2016 IEEE 25th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, June 2016, pp. 696–701.



Cristina Guzman (S10) is an electrical engineer with experience in smart grid, power electronics, and applications of renewable energy and microgrids. She holds a B.A.Sc. (2010) and a M.A.Sc. (2013) degrees in electrical engineering from the University of Quebec in Trois-Rivieres (UQTR).

She is currently a Ph.D. candidate in electrical engineering, and her actual research interests include energy and power management, optimal control, and thermal-electric modeling of buildings and electric loads.

She joined the Hydrogen Research Institute of the UQTR since 2009 as a research assistant; during this time she acquired experience in design and implementation of analog and digital electronic systems for measurement and control applications. Mrs. Guzman has authored and co-authored several papers in recognized international journals and conferences.



Kodjo Agbossou (M'1998, SM2001) received his B.S. (1987), M.S. (1989) and Ph.D. (1992) degrees in Electronic Measurements from the Universit de Nancy I, France. He is now a head of Engineering School of Universit du Qubec Trois-Rivires (UQTR).

He was a post-doctoral researcher (1993–1994) at the Electrical Engineering Department of the UQTR, and was Lecturer (1997–1998) at the same department. From 1998 he has been associate professor and since 2004 he is Full Professor in the Electrical and Computer Engineering Department of UQTR.

He was the head of the Electrical and Computer Engineering Department. He was also the Director of Graduate Studies in Electrical Engineering. His present research activities are in the area of renewable energy, smart grid, integration of hydrogen production, storage and electrical energy generation system, hybrid electrical vehicle, control and measurements. He is a member of Hydrogen Research Institute and Research group GREI of UQTR.

He is member of IEEE Societies: Power & Energy Society, Industry Applications Society, Communications Society, and Industrial Electronics Society Technical Committee on Renewable Energy Systems.

He is the author of more than 180 publications and has 4 patents. Pr. Agbossou is also a former Chair of IEEE Section Saint Maurice, QC, Canada. He is a Professional Engineer and joined the Ordre des Ingnieurs du Qubec in 1998.



Alben Cardenas (S09-M12) received the B.S. degree in electronic engineering from the Antonio Nario University, Villavicencio, Colombia, in 2003, the M.A.Sc. and Ph.D. degrees in electrical engineering from the Universit du Qubec Trois-Rivires (UQTR), Canada, in 2008 and 2012 respectively.

Currently he is researcher at the Hydrogen Research Institute (HRI) and lecturer at the Electrical and Computer Engineering Department of UQTR. His research interests include embedded systems and artificial intelligence applications for smart grids;

renewable energy; distributed generation; power electronics and VLSI technologies for energy conversion and power quality applications.

Dr. Cardenas joined the Ordre des Ingnieurs du Qubec in 2009 and obtained the engineer's permit in 2013. He is also member of the IEEE Power & Energy Society, and the IEEE Industrial Electronics Society.

Bibliographie

- [1] D. Beauvais, S. Wong, A. Prieur, W. Muneer, S. Nazir, and P. Mabillean, “Delivering More Clean Electricity with Virtual Power Plants,” *IEEE Canadian Review*, vol. Smarter Grid Part 2, pp. 26–32, 2015.
- [2] K. Kok and S. Widergren, “A Society of Devices : Integrating Intelligent Distributed Resources with Transactive Energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 14, no. 3, pp. 34–45, 2016.
- [3] T. S. Tadele, T. de Vries, and S. Stramigioli, “The safety of domestic robotics : A survey of various safety-related publications,” *IEEE Robotics Automation Magazine*, vol. 21, no. 3, pp. 134–142, Sept 2014.
- [4] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, “Smart Grid — The New and Improved Power Grid : A Survey,” *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 14, no. 4, pp. 944–980, 2012. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6099519>
- [5] M. E. El-hawary, “The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, no. 3-4, pp. 239–250, 2014. [Online]. Available : <http://dx.doi.org/10.1080/15325008.2013.868558>
- [6] E. Santacana, G. Rackliffe, L. Tang, and X. Feng, “Getting Smart,” *IEEE Power & Energie magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 41–48, 2010.
- [7] W. Saad, Z. Han, H. V. Poor, and T. Basar, “Game-theoretic methods for the smart grid : An overview of microgrid systems, demand-side management, and smart grid communications,” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 29, no. 5, pp. 86–105, Sept 2012.

- [8] M. Manic, D. Wijayasekara, K. Amarasingue, and J. J. Rodriguez-Andina, "Building Energy Management Systems : The Age of Intelligent and Adaptative Buildings," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 10, no. 1, pp. 25–39, 2016.
- [9] Hydro-Québec, "SIMEB Simulation Energetique des batiments, Meteo Data :," 2016. [Online]. Available : <https://www.simeb.ca/>
- [10] P.-o. Pineau, "L'électricité au Québec : Faire entrer le secteur dans le 21e siècle," *Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal*, pp. 1–12, Octobre 2014.
- [11] , "Rapport annuel 2015 - Voir grand avec notre énergie propre- Hydro-Québec," -, Tech. Rep., 2015.
- [12] Natural resources Canada, "Natural resources Canada, Office of Energy Efficiency Energy Efficiency Trends in Canada, 1990 to 2009," Natural resources Canada, Tech. Rep., 2009.
- [13] Hydro-Québec Distribution, "État d'avancement 2015 du plan d 'approvisionnement 2014-2023," Tech. Rep., 2015.
- [14] Hydro-Québec. (2017) Tarifs domestiques secteur résidentiel. [Online]. Available : <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/compte-et-facture/comprendre-facture/tarifs-residentiels-electricite/.htm>
- [15] M. Fournier and M.-A. Leduc, "Study of Electrical Heating Setpoint Modulation Strategies for Residential Demand Response," in *The Canadian Conference on Building Simulation eSim 2014*, 2014, pp. Ottawa,Canada.
- [16] HITACHI, "Infrastructure systems / Energy Management System," url :<http://oee.nrcan.gc.ca/>, [Online ; accessed Oct. 16, 2015].
- [17] Natural resources Canada, "Natural resources Canada 2007 Survey of Household Energy Use (SHEU-2007) – Summary Report," Natural resources Canada, Tech. Rep., 2007.
- [18] N. R. Canada, "Energy Use Data Handbook : 1990 to 2010," Tech. Rep., 2013.
- [19] G. of Quebec, "Quebec Publications – Government of Quebec, Chapter E-1.1,r.1 Regulation respecting energy conservation in new buildings," Dec. 2015.
- [20] —, "Quebec Publications Government of Quebec, Chapitre B1.1-r2 Loi sur le bâtiment –Code de Construction," 2015.
- [21] A. Ipakchi, "Demand side and distributed resource management ; a transactive solution," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2011, pp. 1–8.

- [22] X. Guan, Z. Xu, and Q.-S. Jia, "Energy-Efficient Buildings Facilitated by Microgrid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 243–252, dec 2010. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5628267>
- [23] M. Tasdighi, S. Member, H. Ghasemi, and S. Member, "Residential Microgrid Scheduling Based on Smart Meters Data and Temperature Dependent Thermal Load Modeling," vol. 5, no. 1, pp. 349–357, 2014.
- [24] T. M. Lawrence, M.-C. Boudreau, L. Helsen, G. Henze, J. Mohammadpour, D. Noonan, D. Patteeuw, S. Pless, and R. T. Watson, "Ten questions concerning integrating smart buildings into the smart grid," *Building and Environment*, vol. 108, pp. 273 – 283, 2016.
- [25] C. W. Gellings and P. Clipping, "The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities," in *Proceeding of the IEEE*, no. 10, 1985, pp. 1468–1470.
- [26] G. P. E. Bellarmine, "Load management techniques," in *Southeastcon 2000. Proceedings of the IEEE*, 2000, pp. 139–145.
- [27] S. Aman, Y. Simmhan, V. K. Prasanna, and D. For, "Energy Management Systems : State of the Art and Emerging Trends," *IEEE Communications Magazine*, no. January, pp. 114–119, 2013.
- [28] B. P. Esther and K. S. Kumar, "A survey on residential Demand Side Management architecture, approaches, optimization models and methods," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 342–351, 2016. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115016652>
- [29] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, nov 2008. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779608001272>
- [30] E. Çelebi and J. D. Fuller, "Time-of-use pricing in electricity markets under different market structures," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1170–1181, 2012.
- [31] Z. Wu, S. Zhou, J. Li, and X. P. Zhang, "Real-time scheduling of residential appliances via conditional risk-at-value," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1282–1291, 2014.
- [32] E. Georges, G. Masy, C. Verhelst, V. Lemort, and P. André, "Smart grid energy flexible buildings through the use of heat pumps and building thermal mass as energy storage in the Belgian context," in *International High Performance Buildings Conference*, vol. 4731, no. August, 2015, pp. 800–811.

- [33] P. Du and N. Lu, "Appliance commitment for household load scheduling," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 1–1, may 2012. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6281462>
- [34] A.-H. Mohsenian-Rad and A. Leon-garcia, "Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 120–133, 2010. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5540263>
- [35] B. Moradzadeh and K. Tomsovic, "Two-stage residential energy management considering network operational constraints," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 2339–2346, 2013.
- [36] A.-H. Mohsenian-Rad and A. Leon-garcia, "Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 120–133, 2010.
- [37] M. Boaro, D. Fuselli, F. D. Angelis, D. Liu, Q. Wei, and F. Piazza, "Adaptive Dynamic Programming Algorithm for Renewable Energy Scheduling and Battery Management," *Cognitive Computation*, vol. 5, no. 2, pp. 264–277, 2012. [Online]. Available : [http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84877069560{&}partnerID=tZOtx3yI\\$delimiter"026E30F\\$nhhttp://link.springer.com/10.1007/s12559-012-9191-y](http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84877069560{&}partnerID=tZOtx3yI$delimiter)
- [38] A. Mishra, D. Irwin, P. Shenoy, and J. Kurose, "SmartCharge : Cutting the Electricity Bill in Smart Homes with Energy Storage," in *e-Energy 2012*, 2012, pp. 1–10.
- [39] Y.-s. Son, T. Pulkkinen, K.-d. Moon, and C. Kim, "Home energy management system based on power line communication," *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, vol. 56, no. 3, pp. 1380–1386, aug 2010. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5606273>
- [40] M. Ullah, N. Javaid, I. Khan, a. Mahmood, and M. Farooq, "Residential Energy Consumption Controlling Techniques to Enable Autonomous Demand Side Management in Future Smart Grid Communications," *2013 Eighth International Conference on Broadband and Wireless Computing, Communication and Applications*, pp. 545–550, oct 2013. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6690944>
- [41] Z. Zhao, W. C. Lee, Y. Shin, S. Member, and K.-b. Song, "An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System," *IEEE Transactions On Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1391–1400, 2013.

- [42] M. Pipattanasomporn, M. Kuzlu, and S. Rahman, "An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2166–2173, 2012.
- [43] J. Byun, I. Hong, and S. Park, "Intelligent cloud home energy management system using household appliance priority based scheduling based on prediction of renewable energy capability," *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1194–1201, nov 2012. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6414985>
- [44] R. C. G. Teive and S. H. Vilvert, "Demand side management for residential consumers by using direct control on the loads," in *Power System Management and Control, 2002. Fifth International Conference on (Conf. Publ. No. 488)*, April 2002, pp. 233–237.
- [45] M. Shaad, A. Momeni, C. P. Diduch, M. Kaye, and L. Chang, "Parameter identification of thermal models for domestic electric water heaters in a direct load control program," in *Electrical Computer Engineering (CCECE), 2012 25th IEEE Canadian Conference on*, April 2012, pp. 1–5.
- [46] J. Kondoh, N. Lu, and D. J. Hammerstrom, "An evaluation of the water heater load potential for providing regulation service," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1309–1316, 2011.
- [47] S. K. Vuppala, K. Padmanabh, S. K. Bose, and P. Sanjoy, "Incorporating Fairness within Demand Response Programs in Smart Grid," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES*, 2011, pp. 1–9.
- [48] M. Ali, J. Jokisalo, K. Siren, and M. Lehtonen, "Combining the Demand Response of direct electric space heating and partial thermal storage using LP optimization," Tech. Rep., jan 2014. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779613002277>
- [49] J. A. Short, D. G. Infield, and L. L. Freris, "Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1284–1293, 2007.
- [50] C. Guzman, A. Cardenas, and K. Agbossou, "Load Sharing Strategy for Autonomous AC Microgrids Based on FPGA Implementation of ADALINE&FLL," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 3, pp. 663–672, 2014.
- [51] HITACHI, "Infrastructure systems / Energy Management System," url :<http://www.hitachi.com/>, [Online ; accessed Sept. 4, 2016].

- [52] I. S. C. C. 21, "IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads," pp. 1–126, 2011.
- [53] A. I. Dounis and C. Caraiscos, "Advanced control systems engineering for energy and comfort management in a building environment-A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6-7, pp. 1246–1261, 2009.
- [54] M. Amer, A. Naaman, and N. K. M. Sirdi, "Smart Home Energy Management Systems Survey," *International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)*, pp. 167–173, 2014.
- [55] W. Khamphanchai, A. Saha, K. Rathinavel, M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn, S. Rahman, B. Akyol, and J. Haack, "Conceptual architecture of building energy management open source software (bemoss)," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, Oct 2014, pp. 1–6.
- [56] N. Uribe-Pérez, L. Hernández, D. de la Vega, and I. Angulo, "State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids," *Applied Sciences*, vol. 6, no. 3, pp. 1–24, 2016.
- [57] D. Beauvaist, A. Prieur, and F. Bouffard, "Smart Grid : La contribution des ressources énergétiques distribuées pour équilibrer les énergies renouvelables," Tech. Rep., 2012.
- [58] N. Lu and S. Katipamula, "Control strategies of thermostatically controlled appliances in a competitive electricity market," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, June 2005, pp. 202–207 Vol. 1.
- [59] A. Moreau, "Control Strategy for Domestic Water Heaters during Peak Periods and its Impact on the Demand for Electricity," in *ICSGCE 2011 Energy Procedia*, vol. 12, 2011, pp. 1074–1082. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610211019667>
- [60] C. Y. Leong, A. R. Ramli, and T. Perumal, "A rule-based framework for heterogeneous subsystems management in smart home environment," *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, vol. 55, no. 3, pp. 1208–1213, August 2009.
- [61] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Wehl, "Demand Dispatch : Using Real-Time Control of Demand to Help Balance Generation and Load," *IEEE Power & Energie magazine*, no. june, pp. 20–29, 2010.
- [62] Y. Q. Bao and Y. Li, "FPGA-based design of grid friendly appliance controller," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 924–931, 2014.

- [63] M.-A. Leduc, A. Daoud, and C. Le Bel, "Developing winter residential demand response strategies for electric space heating," *12th Conference of International Building Performance Simulation Association (2011)*, pp. 1111–1118, 2011.
- [64] H.-c. Jo, S. Kim, and S.-k. Joo, "Smart heating and air conditioning scheduling method incorporating customer convenience for home energy management system," *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, vol. 59, no. 2, pp. 316–322, may 2013. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6531112>
- [65] N.-h. Nguyen, Q.-t. Tran, J.-m. Leger, and T.-p. Vuong, "Intelligent energy management in residential buildings with a real-time control & wireless meter-recording system," in *14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, 2010, pp. 672–677.
- [66] P. Chavali, P. Yang, and A. Nehorai, "A distributed algorithm of appliance scheduling for home energy management system," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 282–290, 2014.
- [67] P. Faria, J. Soares, Z. Vale, H. Morais, and T. Sousa, "Modified particle swarm optimization applied to integrated demand response and DG resources scheduling," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 606–616, 2013.
- [68] C. O. Adika and L. Wang, "Autonomous appliance scheduling for household energy management," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 673–682, 2014.
- [69] P. F. MacConnell, C. Sartorius, and D. H. Owens, "Residential environment regulation using intelligent fuzzy control," in *Two Decades of Fuzzy Control - Part 1, IEE Colloquium on*, May 1993, pp. 10/1–10/5.
- [70] J. A. Bernard, "Use of a Rule-Based System for Process Control," *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 8, no. 5, pp. 3–13, 1988.
- [71] M. Maasoumy, M. Razmara, M. Shahbakhti, and A. S. Vincentelli, "Handling model uncertainty in model predictive control for energy efficient buildings," *Energy and Buildings*, vol. 77, pp. 377–392, jul 2014. [Online]. Available : <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778814002771>
- [72] P. D. Moroşan, R. Bourdais, D. Dumur, and J. Buisson, "A distributed MPC strategy based on Benders' decomposition applied to multi-source multi-zone temperature regulation," *Journal of Process Control*, vol. 21, no. 5, pp. 729–737, 2011.
- [73] B. Lehmann, D. Gyalistras, M. Gwerder, K. Wirth, and S. Carl, "Intermediate complexity model for Model Predictive Control of Integrated Room Automation," *Energy and Buildings*, vol. 58, pp. 250–262, 2013. [Online]. Available : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.12.007>

- [74] Y. Zong, D. Kullmann, A. Thavlov, O. Gehrke, and H. W. Bindner, "Application of model predictive control for active load management in a distributed power system with high wind penetration," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 1055–1062, 2012.
- [75] J. Taneja, S. M. Ieee, D. Culler, F. Ieee, and C. Tomlin, "Reducing Transient and Steady State Electricity Consumption in HVAC Using Learning-Based Model-Predictive Control," vol. 100, no. 1, 2012.
- [76] E. R. Stephens, D. B. Smith, and A. Mahanti, "Game theoretic model predictive control for distributed energy demand-side management," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1394–1402, May 2015.
- [77] F. Sossan, A. M. Kosek, S. Martinenas, M. Marinelli, and H. Bindner, "Scheduling of domestic water heater power demand for maximizing PV self-consumption using model predictive control," *IEEE PES ISGT Europe 2013*, pp. 1–5, oct 2013. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6695317>
- [78] M. Maasoumy and A. Sangiovanni-vincentelli, "Optimal Control of Building HVAC Systems in the Presence of Imperfect Predictions," in *ASME 2012 5th Annual Dynamic Systems and Control Conference joint with the JSME 2012 11th Motion and Vibration Conference*, 2014.
- [79] M. Gwerder, D. Gyalistras, C. Sagerschnig, R. S. Smith, and D. Sturzenegger, "Final Report : Use of Weather And Occupancy Forecasts For Optimal Building Climate Control – Part II : Demonstration (OptiControl-II)," Tech. Rep. September, 2013.
- [80] I. A. Hiskens and B. Gong, "Mpc-based load shedding for voltage stability enhancement," 2005.
- [81] F. Oldewurtel, A. Parisio, C. N. Jones, D. Gyalistras, M. Gwerder, V. Stauch, B. Lehmann, and M. Morari, "Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control," *Energy and Buildings*, vol. 45, pp. 15 – 27, 2012. [Online]. Available : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778811004105>
- [82] A. Ercan, "New Paths Toward Energy-Efficient Buildings," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 10, no. 4, pp. 50–66, 2016.
- [83] N. Belanger, "A Canadian Smart Grid in Transition : A Case Study of Heat for Less," Ph.D. dissertation, 2014.
- [84] N. B. P. S. Habits, "Demand Response Management via Real-Time Electricity Price Control in Smart Grids," pp. 1268–1280, 2015.

- [85] H. O. Ontario, “Infrastructure systems / Energy Management System,” url :<http://www.hydroone.com/>, [Online ; accessed Oct. 20, 2016].
- [86] G. P. Henze and M. Krarti, ““ Predictive Optimal Control of Active and Passive Building Thermal Storage Inventory ”,” Tech. Rep., 2005.
- [87] B. Delcroix, M. Kummert, A. Daoud, and M. D. Hiller, “Improved conduction transfer function coefficients generation in TRNSYS multizone building model,” *Proceedings of Building Simulation 2013 :13th Conference of International Building Performance Simulation Association, Chambéry, France, August 26-28*, no. August 2013, pp. 2667–2674, 2013. [Online]. Available : www.ibpsa.org
- [88] Z. T. Taylor, K. Gowri, and S. Katipamula, “GridLAB-D Technical Support Document : Residential End-Use Module Version 1.0,” Tech. Rep. July 2008, 2008.
- [89] D. Zhu, T. Hong, and D. Yan, “A Detailed Comparison of Three Building Energy Modeling,” *Journal of Building Simulation*, pp. 1–28, 2013.
- [90] R. Yang and L. Wang, “Multi-zone building energy management using intelligent control and optimization,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 6, pp. 16–21, 2013.
- [91] E. Pouresmaeil, J. M. Gonzalez, and C. A. Canizares, “Smart residential load simulator (SRLS),” url :<https://uwaterloo.ca/power-energy-systems-group/downloads/smart-residential-load-simulator-srls/>, [Online ; 19-janvier-2013].
- [92] M. Gouda, S. Danaher, and C. Underwood, “Building thermal model reduction using nonlinear constrained optimization,” *Building and Environment*, vol. 37, no. 12, pp. 1255–1265, dec 2002.
- [93] S. Royer, S. Thil, T. Talbert, and M. Polit, “A procedure for modeling buildings and their thermal zones using co-simulation and system identification,” *Energy and Buildings*, vol. 78, pp. 231–237, Aug 2014.
- [94] L. W. Nelson, “Predicting Control Performance of Residential Heating Systems with an Analog Computer,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-10, no. 6, pp. 731–740, 1974.
- [95] X. Xu and S. Wang, “Hybrid Model of Existing Buildings for Transient Thermal Performance Estimation,” in *International Conference for Enhanced Building Operations (ICEBO 2006)*, vol. V, 2006, pp. 7–12.
- [96] M. Maasoumy and A. Sangiovanni-Vincentelli, “Total and Peak Energy Consumption Minimization of Building HVAC Systems Using Model Predictive Control,” *IEEE Design & Test of Computers*, no. October, pp. 26–35, 2012.

- [97] A. Pahwa and C. W. Brice, "Modeling and System Identification of Residential Air Conditioning Load," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1418–1425, 1985.
- [98] K. Deng, P. Barooah, P. G. Mehta, and S. P. Meyn, "Building Thermal Model Reduction via Aggregation of States," in *2010 American Control Conference*, 2010, pp. 5118–5123.
- [99] G. Fraisse, C. Viardot, O. Lafabrie, and G. Achard, "Development of a simplified and accurate building model based on electrical analogy," *Energy and Buildings*, vol. 34, pp. 1017–1031, 2002.
- [100] T. C. Commission, "The Canadian Commission on Building and Fire Codes, Codes Canada publications : National building code of Canada (NCB)," 2015.
- [101] D. Policy and N. R. N. Analysis Division of the Office of Energy Efficiency (OEE) Canada, "Energy Efficiency Trends in Canada 1990 to 2011," Tech. Rep., March, 2013.
- [102] R. Missaoui, G. Warkozek, S. Bacha, and S. Ploix, "Real Time Validation of an Optimization Building Energy Management Strategy Based on Power-Hardware-in-the-loop Tool," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlin, 2012, pp. 1–7.
- [103] X. Pang, P. Bhattacharya, Z. O'Neill, P. Haves, M. Wetter, and T. Bailey, "Real-Time Building Energy Simulation Using Energyplus and the Building Controls Virtual Test Bed," in *12th Conference of International Building Performance Simulation Association*, Sydney, 14-16 November, 2011, pp. 14–16.
- [104] M. Wetter, "Co-simulation of building energy and control systems with the Building Controls Virtual Test Bed," *Journal of Building Performance Simulation*, vol. 4, no. 3, pp. 185–203, 2011.
- [105] A. Hasanzadeh, C. S. Edrington, N. Stroupe, and T. Bevis, "Real-time emulation of a high-speed microturbine permanent-magnet synchronous generator using multiplatform hardware-in-the-loop realization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 6, pp. 3109–3118, 2014.
- [106] F. E. Fleming and C. S. Edrington, "Real time Emulation of Switched Reluctance Machines via Magnetic Equivalent Circuits," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 0046, no. c, pp. 1–1, 2016.
- [107] Y. H. Lin and M. S. Tsai, "An Advanced Home Energy Management System Facilitated by Nonintrusive Load Monitoring With Automated Multiobjective Power Scheduling," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1839–1851, 2015.

- [108] S. K. Wang, *HANDBOOK OF AIR CONDITIONING AND REFRIGERATION*, 2000.
- [109] L. P. Qian, Y. Jun, and A. Zhang, "Demand Response Management via Real-Time Electricity Price Control in Smart Grids," *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 31, no. 7, pp. 1268–1280, 2013.
- [110] A. Aleti, B. Buhnova, L. Grunske, A. Koziolok, and I. Meedeniya, "Software architecture optimization methods : A systematic literature review," *IEEE Transactions on Software Engineering*, vol. 39, no. 5, pp. 658–683, May 2013.
- [111] S. E. D. León-Aldaco, H. Calleja, and J. A. Alquicira, "Metaheuristic optimization methods applied to power converters : A review," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 6791–6803, Dec 2015.
- [112] Z. Michalewicz and M. Schoenauer, "Evolutionary algorithms for constrained parameter optimization problems," *Evolutionary Computation*, vol. 4, no. 1, pp. 1–32, March 1996.
- [113] J. S. Vardakas, N. Zorba, and C. V. Verikoukis, "A survey on demand response programs in smart grids : Pricing methods and optimization algorithms," *IEEE Communications Surveys Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 152–178, Firstquarter 2015.
- [114] T. Sousa, H. Morais, Z. Vale, P. Faria, and J. Soares, "Considering Vehicle-to-Grid : A Simulated Annealing Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 535–542, 2012.
- [115] M. A. A. Pedrasa, S. Member, T. D. Spooner, and I. F. Macgill, "Coordinated Scheduling of Residential Distributed Energy Resources to Optimize Smart Home Energy Services," vol. 1, no. 2, pp. 134–143, 2010.
- [116] N. Lu and S. Katipamula, "Control strategies of thermostatically controlled appliances in a competitive electricity market," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*. Ieee, 2005, pp. 164–169. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1489101>
- [117] A. Roy, S. K. Das, S. Member, and K. Basu, "A Predictive Framework for Location-Aware Resource Management in Smart Homes," vol. 6, no. 11, pp. 1270–1283, 2007.
- [118] N. Javaid, I. Khan, M. Ullah, A. Mahmood, and M. Farooq, "A Survey of Home Energy Management Systems in Future Smart Grid Communications," *2013 Eighth International Conference on Broadband and Wireless Computing, Communication and Applications*, pp. 459–464, oct 2013. [Online]. Available : <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6690929>
- [119] USA, "ANSI/ASHRAE/IESINA Standard 90.1 2004 Energy Standard for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings," 2009.

- [120] RDH Building Engineering Ltd., “Review of Window Energy Rating Procedure in Canada,” Tech. Rep. January, 2013.
- [121] R. du bâtiment du Québec, “Présentation sur le règlement modifiant le code de construction. pour favoriser l’efficacité énergétique,” *Régie du Bâtiment*, pp. 1–119, 9 2012. [Online]. Available : <https://www.rbq.gouv.qc.ca/batiment/la-formation/efficacite-energetique/outils-educatifs.html>
- [122] Transition Énergétique Québec, “Mon habitation, Conseils pratiques, Isolation,” url :<http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/mon-habitation/conseils-pratiques/isolation/>, [Online ; accessed March. 5, 2018].
- [123] “American national standard for electric power systems and equipment - voltage ratings (60 Hertz),” *ANSI Std C84.1–2006*, 2006.
- [124] “IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems,” *IEEE Std 1547.4-2011*, pp. 1–54, July 2011.
- [125] Hydro-Québec Distribution, “Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux moyenne et basse tension d’Hydro-Québec,” Février 2001, Révision Juillet 2016.
- [126] S. Paudyal, C. A. Canizares, and K. Bhattacharya, “Optimal operation of distribution feeders in smart grids,” *IEEE Trans. on Indus. Electron.*, vol. 58, no. 10, pp. 4495–4503, Oct 2011.
- [127] R.-H. Liang and C.-K. Cheng, “Dispatch of main transformer ultc and capacitors in a distribution system,” *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 16, no. 4, pp. 625–630, Oct 2001.
- [128] A. Ulinuha, M. A. S. Masoum, and S. M. Islam, “Optimal scheduling of LTCs and shunt capacitors in large distorted distribution systems using evolutionary-based algorithms,” *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 434–441, Jan 2008.
- [129] “Ieee standard requirements for tap changers,” *IEEE Std C57.131-2012 (Revision of IEEE Std C57.131-1995)*, pp. 1–73, May 2012.
- [130] “Ieee guide for paralleling regulating transformers,” *IEEE Std C57.153-2015*, pp. 1–107, April 2015.
- [131] B. McFetridge, “How to reduce operations on load tap changers at distribution substation transformers,” in *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*, April 2014, pp. 1–5.
- [132] F. Monette, P. Cadieux, A. Moreau, S. Jasmin, and P. Trudel, “Using smart loads to improve frequency response at hydro-québec and enhance renewable energy integration,” 11 2016.

- [133] K. Y. Huang and K. s. Fu, “Decision-theoretic approach for classification of ricker wavelets and detection of seismic anomalies,” *IEEE Trans. on Geosci. and Remote Sens.*, vol. GE-25, no. 2, pp. 118–123, March 1987.
- [134] A. D. Bakhshi, S. Bashir, A. Loan, and M. A. Maud, “Application of continuous-time wavelet entropy for detection of cardiac repolarisation alternans,” *IET Signal Processing*, vol. 7, no. 8, pp. 783–790, October 2013.
- [135] J. LIN and L. QU, “Feature extraction based on morlet wavelet and its application for mechanical fault diagnosis,” *Journal of Sound and Vibration*, vol. 234, no. 1, pp. 135 – 148, 2000.
- [136] Hydro-Québec Distribution, “C.22-03, Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d’Hydro-Québec, & C.22-03A-1 Juin 2013 Addenda no 1 à la norme C.22-03,” Juin 2013.
- [137] Statistics Canada, “Energy Statistics Handbook - Fourth Quarter 2009,” Minister of Industry - Canada, Tech. Rep., 2009.
- [138] —, “Energy Statistics Handbook - First quarter 2011,” Minister of Industry - Canada, Tech. Rep., 2011.
- [139] —, “Energy Statistics Handbook - First quarter 2012,” Minister of Industry - Canada, Tech. Rep., 2012.
- [140] B. W. Olesen, *Evaluation of Moderate Thermal Environments*, 1982.
- [141] A. K. Panda, P. Rajput, and B. Shukla, “FPGA Implementation of 8, 16 and 32 Bit LFSR with Maximum Length Feedback Polynomial Using VHDL,” in *2012 International Conference on Communication Systems and Network Technologies*, May 2012, pp. 769–773.
- [142] Y. Chen, P. B. Luh, C. Guan, Y. Zhao, L. D. Michel, M. A. Coolbeth, P. B. Friedland, and S. J. Rourke, “Short-term load forecasting : Similar day-based wavelet neural networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 322–330, Feb 2010.
- [143] Y. Zhang, M. Beaudin, R. Taheri, H. Zareipour, and D. Wood, “Day-ahead power output forecasting for small-scale solar photovoltaic electricity generators,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2253–2262, Sept 2015.
- [144] X. Zhang, B. Jiang, X. Zhang, F. Fang, Z. Gao, and T. Feng, “Solar photovoltaic power prediction based on similar day approach,” in *2017 36th Chinese Control Conference (CCC)*, July 2017, pp. 10 634–10 639.
- [145] P. in Switzerland, “Ergonomics of the thermal environment - Analytical determination and interpretation of thermal comfort using calculation of the PMV and PPD indices and local thermal comfort criteria,” pp. 1–64, 2006.

- [146] M. Jamil, X.-S. Yang, and H.-J. Zepernick, “8 - test functions for global optimization : A comprehensive survey,” in *Swarm Intelligence and Bio-Inspired Computation*, X.-S. Yang, Z. Cui, R. Xiao, A. H. Gandomi, and M. Karamanoglu, Eds. Oxford : Elsevier, 2013, pp. 193 – 222.
- [147] J. J. Liang, P. N. Suganthan, and K. Deb, “Novel composition test functions for numerical global optimization,” in *Proceedings 2005 IEEE Swarm Intelligence Symposium, 2005. SIS 2005.*, June 2005, pp. 68–75.
- [148] M. Molga and C. Smutnicki, “Test functions for optimization needs. ,” *kwietnia*, vol. 3, 2005.