

Titre: Utilisation du potentiel de stockage thermique des chauffe-eau
électriques pour combler une production variable d'énergie
renouvelable
Title:

Auteur: Alexandre Prieur
Author:

Date: 2013

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Prieur, A. (2013). Utilisation du potentiel de stockage thermique des chauffe-eau
électriques pour combler une production variable d'énergie renouvelable
Citation: [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.
<https://publications.polymtl.ca/1108/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie:
PolyPublie URL: <https://publications.polymtl.ca/1108/>

**Directeurs de
recherche:** Michel Bernier
Advisors:

Programme: Génie mécanique
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

UTILISATION DU POTENTIEL DE STOCKAGE THERMIQUE DES
CHAUFFE-EAU ÉLECTRIQUES POUR COMBLER UNE PRODUCTION
VARIABLE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

ALEXANDRE PRIEUR

DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE MÉCANIQUE)

AVRIL 2013

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé:

UTILISATION DU POTENTIEL DE STOCKAGE THERMIQUE DES
CHAUFFE-EAU ÉLECTRIQUES POUR COMBLER UNE PRODUCTION
VARIABLE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

présenté par : PRIEUR Alexandre

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. KUMMERT Michaël , Ph.D., président

M. BERNIER Michel , Ph.D., membre et directeur de recherche

M. SIROIS Frédéric , Ph.D., membre

DÉDICACE

À mes enfants qui n'ont pas encore de limite pour imaginer l'avenir.

REMERCIEMENTS

Mes sincères remerciements à mon directeur de recherche *M. Michel Bernier*, pour son expertise dans le domaine des simulations énergétiques, son soutien et sa rigueur qui m'ont permis de m'améliorer.

Mes remerciements à mon ami et collègue *David Beauvais*, d'avoir partagé et discuté de nombreuses fois au sujet de cette recherche.

Mes remerciements à *Lisa Dignard* de m'avoir encouragé à poursuivre ce processus.

Mes remerciements à mes collègues de CanmetÉNERGIE qui m'ont poussé, encouragé, questionné et même remis en question. Parmi ceux-ci, *Meli Stylianou, Véronique Delisle, Sophie Pelland, Dave Turcotte, Steven Wong, Tarek El-Fouli, Salman Nazir, Wajid Muneer, Arsène Sabas, Jean-Luc Victor, Yves Poissant, Parham Eslami-Nejab, Antoine Langlois, François Aubé, Farah Shérif*.

Mes remerciements à CanmetÉNERGIE et Ressources naturelles Canada de soutenir la recherche dans le domaine du Smart Grid.

Mes remerciements à *Michel Prieur* et *Véronique Cloutier* qui m'ont pointé certaines erreurs.

Mes remerciements à ma famille et amis pour leur soutien et leur compréhension pour les heures passées à la réalisation de cette recherche.

Par-dessus tout, merci Marie!

RÉSUMÉ

Les chauffe-eau électriques ont un potentiel de stockage qui peut être exploité de façon à compenser les variations de production électrique intermittentes comme celles de panneaux photovoltaïques. La puissance produite par un panneau solaire photovoltaïque peut varier de 50% en 90 secondes (NERC). Cette variabilité constitue un frein à l'augmentation de la quantité d'énergie renouvelable pouvant être ajoutée sur les réseaux électriques. Ce mémoire propose d'utiliser le contrôle d'une population de chauffe-eau électriques afin de compenser cette variabilité. Plus spécifiquement, ce mémoire présente un cas de coopération entre des chauffe-eau et de la production photovoltaïque intermittente afin de compenser en partie les variations de production photovoltaïque.

La méthode proposée repose d'abord sur le calcul d'une moyenne mobile sur la production passée. Cette moyenne peut être évaluée selon différentes fenêtres d'observation ou intervalles de temps. À un instant donné, immédiatement après le calcul de la moyenne mobile, la production photovoltaïque peut être représentée par cette moyenne mobile plus ou moins les variations soudaines de production se produisant à cet instant. Dans la méthode proposée, il est supposé que la portion associée à la moyenne mobile est fournie normalement sur le réseau électrique local, alors que les variations soudaines sont compensées en modulant, à la hausse ou à la baisse, la puissance des éléments chauffants situés au bas de chauffe-eau électriques.

En terme énergétique, l'analyse de la production photovoltaïque annuelle d'un site montre qu'en utilisant le concept de moyenne mobile, les chauffe-eau devront compenser 19.5% de l'énergie de la production photovoltaïque annuelle pour une fenêtre d'observation de 30 minutes. En utilisant un cas conservateur avec une consommation d'énergie pour le chauffage de l'eau chaude de 14 kWh par jour et des variations soudaines de puissances importantes se produisant moins de 0.3% des minutes de l'année, la production photovoltaïque à mettre en coopération avec 3650 chauffe-eau est de 3.1 MW afin de compenser les variations basées sur une fenêtre d'observation de 30 minutes. Ce qui veut donc dire que 3650 maisons résidentielles contenant des chauffe-eau à proximité d'une centrale de production photovoltaïque de 3.1 MW pourraient coopérer comme présenté dans ce mémoire et ainsi diminuer les variations de puissances photovoltaïques vues par le réseau électrique.

ABSTRACT

The electric water heaters have a storage potential that can be exploited to compensate for variations in intermittent power generation such as photovoltaic panels. The power produced by a solar panel can vary by 50% in 90 seconds (NERC). This variability is an obstacle to increasing the amount of renewable energy that can be added to the grids. This thesis proposes to use an electric water heater population to add flexibility to loads and compensate this variability. More specifically, it presents a case of cooperation between water heaters and intermittent photovoltaic production to partially compensate for the intra-hour photovoltaic power variability.

The proposed method is based on the calculation of a moving average of past production. This average can be evaluated according to different observation windows or time intervals. At any given time, immediately after the calculation of the moving average, the photovoltaic generation can be represented by the moving average and sudden negative or positive changes in output occurring at this time. In the proposed method, it is assumed that the portion associated with the moving average is normally provided on the local power grid while sudden changes in power are compensated by modulating, up or down, the power of the heating elements at the bottom of electric water heaters.

The energy analysis of an annual photovoltaic production from a site shows that when using the concept of moving average with a 30 minutes observation window, water heaters have to offset 19.5% of the annual photovoltaic energy production. A conservative case with 14 kWh per day of energy consumption for heating hot water and with high sudden changes in power levels, occurring less than 0.3% of the minutes of the year, shows that the photovoltaic generation needed to cooperate with 3650 water heaters is 3.1 MW. This would compensate the photovoltaic variations based on an observation window of 30 minutes. This means that 3650 residential houses containing water heater near a 3.1 MW photovoltaic power plant could cooperate, as presented in this thesis, and thus reduce photovoltaic power variability seen on the electrical grid.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE.....	III
REMERCIEMENTS	IV
RÉSUMÉ.....	V
ABSTRACT	VI
TABLE DES MATIÈRES	VII
LISTE DES TABLEAUX.....	X
LISTE DES FIGURES.....	XI
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XV
LISTE DES ANNEXES.....	XIX
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	6
1.1 Introduction	6
1.2 Réduction de pointe.....	7
1.3 Flexibilité des charges.....	8
CHAPITRE 2 CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES.....	14
2.1 Les chauffe-eau au Québec	14
2.2 Concept d'utilisation des charges dans un contexte variable	17
2.3 Problématiques et particularités des chauffe-eau comme charges flexibles	24
CHAPITRE 3 MODÉLISATION DES CHAUFFE-EAU	32
3.1 Introduction	32
3.2 Modélisation et simulation d'un chauffe-eau dans TRNSYS	32
3.3 Caractéristiques du chauffe-eau de référence.....	34
3.4 Effet du pas de temps	35

3.5	Validation et comparaison du modèle avec le scénario de Bouthillier et Bernier (1995)	38
3.6	Impact de l'indépendance du maillage	41
3.7	Bilan énergétique sur le chauffe-eau	44
3.8	Résumé	45
CHAPITRE 4 TRAITEMENT DES DONNÉES VARIABLES		46
4.1	Introduction	46
4.2	Traitement des données variables de puissance photovoltaïque	46
4.2.1	Traitement des données de production photovoltaïque pour une période de 7 jours	48
4.2.2	Utilisation de la moyenne mobile et des prévisions de persistance	55
4.2.3	Analyse de la quantité d'énergie à compenser	58
4.2.4	Évaluation du nombre de chauffe-eau requis pour compenser les variations de production photovoltaïque	60
4.3	Étude des données variables de production photovoltaïque d'une année	61
4.4	Détermination des profils de consommation d'eau chaude	64
4.5	Résumé	70
CHAPITRE 5 COMPENSATION DES VARIATIONS DE PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC LES CHAUFFE-EAU		72
5.1	Méthode pour moduler la puissance des chauffe-eau	72
5.2	Simulation d'un cas de modulation de puissance	79
5.3	Méthode pour obtenir le rapport entre la puissance compensée par chauffe-eau et la production solaire	84
5.4	Impact de la compensation sur la température de l'eau chaude domestique	90
5.5	Impact de la durée de la fenêtre d'observation	91

5.6	Effet de la diminution de consommation d'eau chaude sur la compensation de puissance	94
5.7	Analyses supplémentaires des résultats.....	97
5.8	Résumé.....	99
CONCLUSION		101
BIBLIOGRAPHIE		106
ANNEXES		111

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1: Positionnement des éléments pour le test d'indépendance du maillage.....	42
Tableau 3.2: Bilan énergétique du cas de référence avec l'assemblage proposé.....	45
Tableau 4.1 Production énergétique journalière au cours de la période de 7 jours montrées à la Figure 4.3	49
Tableau 4.2 : Pourcentage de variation de production pour 3 jours différents pour des fenêtres de 1, 5, 15 et 30 min.....	50
Tableau 4.3 Production réelle et énergie à compenser en utilisant deux approches pour une fenêtre de 10 minutes	59
Tableau 4.4 Variation annuelle à compenser en comparaison de l'énergie produite.....	62
Tableau 5.1 Résultat de simulation en fonction de fenêtres d'observations de 10, 30 et 60 minutes	93
Tableau 5.2 Résultat de simulation en fonction de différents profils de consommation d'eau chaude menant à des consommations d'énergie de 14, 17 et 20.5 kWh.....	96

LISTE DES FIGURES

Figure 0.1: Principe d'équilibrage de production variable avec variation de production	1
Figure 0.2: Principe d'équilibrage d'une partie de la production variable avec des charges	3
Figure 0.3: Exemple de production variable équilibrée par des chauffe-eau par bloc de 10 minutes	4
Figure 2.1 : Demande électrique typique en Ontario et profil électrique chauffe-eau d'Hydro-Québec	15
Figure 2.2 : Données à la minute de 7 jours de production électrique d'un panneau photovoltaïque de puissance nominale de 90 W	16
Figure 2.3 : Puissance diversifiée de 75 chauffe-eau et production photovoltaïque	17
Figure 2.4 : Concept de production photovoltaïque variable et moyenne mobile	19
Figure 2.5 : Concept de variation de production photovoltaïque à compenser	20
Figure 2.6 : Concept de compensation de variation de production photovoltaïque appliquée à une population de chauffe-eau	21
Figure 2.7 : Principe de production variable compensée avec des charges variables	23
Figure 2.8 : Composantes incluses dans les simulations de compensation des variations de production	24
Figure 2.9 : Schéma de la stratification et du volume d'eau chaude disponible à l'intérieur d'un chauffe-eau	26
Figure 2.10 : Graphique de la puissance d'un cas de délestage de l'élément du bas de 7h00 à 12h00 et de 17h00 à 23h00 avec 3650 CE	28
Figure 2.11 : Nombre de chauffe-eau dont un des deux éléments est en fonction lors d'un délestage de l'élément du bas de 7h00 à 12h00 et de 17h00 à 23h00 de 3650 chauffe-eau ..	29
Figure 2.12 : Puissance instantanée nécessaire pour chauffer l'eau de 3650 chauffe-eau	31
Figure 3.1 : Assemblage de base pour la simulation des chauffe-eau dans TRNSYS	33
Figure 3.2 : Demande en eau par heure selon le profil Perlman et Mills	35

Figure 3.3 : Température des nœuds issues du Type 534 avec pas de temps de 1 heure.....	36
Figure 3.4 : Température des nœuds issues du Type 534 avec un pas de temps de 1 minute	37
Figure 3.5 : Température du nœud 10 pour quatre jours consécutifs.....	38
Figure 3.6 : Comparaison entre la demande électrique de l'assemblage proposé et les résultats de Bouthillier et Bernier (1995).....	39
Figure 3.7 : Comparaison de la consommation cumulative pour des coefficients de déperdition thermique de 1.05 et 0.67 W/m ² K et le cas de référence de Bouthillier et Bernier(1995).....	40
Figure 3.8 : Comparaison de la demande électrique pour les cas de référence et de délestage pour l'assemblage proposé et l'étude de Bouthillier et Bernier (1995).....	41
Figure 3.9: Consommation énergétique journalière en fonction du nombre de nœuds	42
Figure 3.10 : Différence relative par rapport à une consommation de 17.7 kWh pour 100 nœuds	43
Figure 3.11 : Comparaison de la consommation cumulative en fonction de l'indépendance du maillage	44
Figure 4.1 : Schéma du concept de compensation de la variation de production photovoltaïque à l'aide de chauffe-eau électriques.....	46
Figure 4.2 : Représentation schématique des différents niveaux de puissance.....	47
Figure 4.3 : Puissance mesurée d'un panneau photovoltaïque d'une puissance nominale de 90 W au cours d'une période de 7 jours.....	48
Figure 4.4 : Nombre d'événements d'une minute selon le pourcentage de variation de la puissance photovoltaïque installée en fonction de différentes fenêtres d'observation.	53
Figure 4.5 : Courbe extraite d'un rapport de l'IEA (IEA, 2011) présentant le nombre d'événements selon le pourcentage de variation de la puissance pour des fenêtres d'observation de 1, 6, et 36 heures.....	55
Figure 4.6 : Comparaison entre la production photovoltaïque réelle ($P(t)$), la puissance obtenue à partir de la moyenne mobile ($P_{moy}(t)$), et la puissance attendue ($P_{attendue}(t)$)	57
Figure 4.7 : Valeurs de $P_{Var}(t)$ calculées selon deux approches.....	58

Figure 4.8 : Pourcentage de variation à compenser en fonction du nombre d'événements pour des fenêtres de 1 à 60 minutes pour une installation de 4.7 kW située à Varennes	63
Figure 4.9 : Profil de consommation d'eau chaude pendant 8 jours (pas de temps de 1 minute)..	64
Figure 4.10 Schéma illustrant les 3650 jours de simulation utilisés pour générer un profil de demande équivalent à 3650 CE dans la même journée.....	67
Figure 4.11 Puissance diversifiée pour 1, 10, 410, et 3650 chauffe-eau.....	68
Figure 4.12 Profil moyen de consommation d'eau chaude des 3650 jours.....	68
Figure 4.13 Profil de puissance 3650 chauffe-eau avec et sans délestage	70
Figure 5.1 Représentation schématique des différents niveaux de puissance – modulation de la puissance d'une population de chauffe-eau	72
Figure 5.2 Représentation schématique de la modulation de puissance des chauffe-eau	73
Figure 5.3 Définition des échelles des différentes puissances utilisées dans la simulation	74
Figure 5.4 Rapport entre la puissance photovoltaïque et la puissance nominale des chauffe-eau.	76
Figure 5.5 Rapport entre le maximum et minimum de variations de puissance à compenser et le coefficient de modulation de puissance pour des fenêtres d'observation de 5 à 60 minutes .	78
Figure 5.6 Production photovoltaïque, moyenne mobile et puissance à compenser avec le contrôle d'une population de chauffe-eau.	79
Figure 5.7 Puissance de référence de la population de 3650 chauffe-eau pour des puissances d'éléments chauffant de 3 et 2.25 kW.....	81
Figure 5.8 Puissance de chauffage d'un chauffe-eau et puissance modulée de l'élément du bas..	82
Figure 5.9 Puissance de chauffage d'un chauffe-eau et puissance modulée de l'élément du bas..	83
Figure 5.10 Comparaison de la puissance de la population de 3650 chauffe-eau avec et sans compensation des variations de la production photovoltaïque.....	84
Figure 5.11 Relations entre les différentes puissances utilisées pour déterminer la capacité de l'installation photovoltaïque compensée	86
Figure 5.12 Exemple des résultats de simulation des différentes puissances utilisées	87

Figure 5.13 Différence entre la puissance compensée $P_{VarCTL}(t)$ et la puissance photovoltaïque variable à compenser $P_{Var}(t)$ multiplié par $K_{PDiv/PVar}$	88
Figure 5.14 Puissance à compenser pour des fenêtres d'observation de 10, 30 et 60 minutes	91
Figure 5.15 Puissance à compenser dimensionnée et puissance compensée pour la fenêtre d'observation de 10 minutes	92
Figure 5.16 Puissance à compenser dimensionnée et puissance compensée pour la fenêtre d'observation de 30 minutes	92
Figure 5.17 Puissance à compenser dimensionnée et puissance compensée pour la fenêtre d'observation de 60 minutes	92
Figure 5.18 Puissance de chauffe-eau diversifiée pour des consommations d'énergie totale journalière de 14, 17 et 20.5 kWh	95

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

CE	Chauffe-eau
NERC	North-American Electric Reliability Corporation
PV	Photovoltaïque
RMSE	Root mean square error
TRNSYS	<i>Transient System Simulation</i> (Logiciel de simulation)
$P(t)$	Puissance photovoltaïque réelle au temps t (W)
Δt	Pas de temps (minute)
t	Temps présent (minute)
n	Nombre de pas de temps considéré dans la moyenne mobile (détermine la fenêtre d'observation)
$P_{moy}(t)$	Puissance photovoltaïque moyenne mobile calculée au temps t (W)
$P_{attendue}(t)$	Puissance photovoltaïque attendue selon les prévisions au temps t (W)
$P_{Var}(t)$	Puissance photovoltaïque variable à compenser. Parfois nommée puissance à compenser (W)
$P_{CE}(t)$	Puissance de référence de la population de chauffe-eau à l'instant t sans compensation des variations de puissance photovoltaïque (W)
$P_{CEVar}(t)$	Puissance demandée par la population de chauffe-eau suite à la modulation pour compenser les variations de puissance photovoltaïque (W)
$P_{VarCTL}(t)$	Puissance compensée par les chauffe-eau. Il s'agit de la différence entre $P_{CE}(t)$ et $P_{CEVar}(t)$, et qui peut être nommée puissance compensée (W)
$Q_{Fournie}$	Énergie fournie à l'eau d'un chauffe-eau (Wh)

Q_{Pertes}	Total des pertes de chaleur d'un chauffe-eau (Wh)
Q_{acc}	Énergie accumulée dans le réservoir d'un chauffe-eau (Wh)
Q_{aux}	Énergie fournie par les éléments chauffants d'un chauffe-eau (Wh)
P_{VarMax}	Variation maximale de puissance exprimée en pourcentage dans la fenêtre sous observation entre l'instant t et le début de la fenêtre à $t - \Delta t \times n$ (%)
P_{VarMoy}	Moyenne des variations maximales de puissance exprimée en pourcentage (%)
P_{max}	Puissance maximale produite par un panneau photovoltaïque (W)
T_1	Minute de la journée où la production photovoltaïque devient non-nulle suite au lever du soleil (minute)
T_2	Minute de la journée où la production photovoltaïque devient nulle suite au coucher du soleil (minute)
$Nbvar[Var]$	Nombre de variations (i.e. d'événements) au-dessus du pourcentage de variation défini par Var (-)
Var	Pourcentage de variation désiré (%)
E	Énergie (Wh)
E_P	Somme de l'énergie produite par l'installation photovoltaïque pour une période donnée (Wh)
$E_{P_{Var}}$	Somme de l'énergie à compenser (calculée avec les valeurs absolues de $P_{Var}(t)$) pour une période donnée (Wh)
$E_{P_{VarCTL}}$	Somme de l'énergie compensée (calculée avec les valeurs absolues de $P_{VarCTL}(t)$) pour une période donnée (Wh)
P_{Total_3650}	Vecteurs contenant la somme des puissances des 3650 chauffe-eau pour chacune des minutes du jour de la période simulée. Le résultat est un vecteur des 1440 minutes du jour (W)
P_{Sim}	Puissance requise du chauffe-eau simulé. Ce résultat contient une valeur de puissance pour chaque minute simulée (W)

$P_{Mod}(t)$	Puissance modulée au temps t de l'élément du bas des chauffe-eau selon les variations de puissance photovoltaïque à compenser pour chaque minute de la journée (W)
P_{NomCE}	Puissance nominale de l'élément du bas des chauffe-eau (W)
C_{PMod}	Coefficient de modulation de puissance (-)
$P_{VarMaxJour}$	Puissance photovoltaïque variable à compenser maximale durant la journée solaire à l'étude (W)
$P_{VarMinJour}$	Puissance photovoltaïque variable à compenser minimale durant la journée solaire à l'étude (W)
$K_{PDiv/PVar}$	Rapport entre les résultats de puissance compensée diversifiée et les variations de puissances photovoltaïques à compenser pour un nombre de chauffe-eau donné $NbCE$ (-)
$NbCE$	Nombre de chauffe-eau considérés (-)
$P_{VarCTLMax}$	Puissance photovoltaïque variable compensée maximale durant la journée solaire à l'étude pour un nombre de chauffe-eau (W)
P_{mod}	Puissance nominale des chauffe-eau sans modulation (W)
$P_{PV_DivComp}$	Capacité de l'installation photovoltaïque compensée pour un nombre de chauffe-eau (W)
P_{NomPV}	Puissance nominale des panneaux photovoltaïques dont les données mesurées sont utilisées (W)

Indices

<i>Jour</i>	Valeur journalière
<i>Annuel</i>	Valeur annuelle
<i>MaxJour</i>	Valeur journalière maximale
<i>MinJour</i>	Valeur journalière minimale
<i>Max</i>	Valeur maximale
<i>Min</i>	Valeur minimale
<i>410</i>	Valeur pour une population de 410 chauffe-eau
<i>3650</i>	Valeur pour une population de 3650 chauffe-eau

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 – Paramètres de simulation du chauffe-eau.....	111
ANNEXE 2 – Impact de la compensation sur la température de l’eau chaude.....	114
ANNEXE 3 – Résultats pour une production PV de 5.96 kW.....	116
ANNEXE 4 – Design d’une compensation des variations photovoltaïques à partir de chauffe-eau.....	119

INTRODUCTION

L'effet de la production électrique d'origine renouvelable sur les réseaux électriques et surtout sur le maximum que les réseaux électriques pourront supporter est sujet à multiples débats. Cependant un fait demeure : la production variable doit être compensée ou équilibrée en partie par une autre source de production traditionnelle.

La Figure 0.1 est une représentation schématique du concept de production variable pour laquelle une prédiction de production est faite pour des périodes de temps définies. Ces prédictions peuvent être réalisées en se basant sur la vitesse du vent, pour un système éolien, ou sur le niveau d'ensoleillement, pour un système solaire, dans les minutes précédant le temps présent et peuvent s'appliquer pour une période donnée (10 prochaines minutes par exemple). La puissance résultant de cette prédiction devient la puissance attendue. Elle est représentée par des plateaux entre les temps 0 et 1, et 1 et 2 sur la Figure 0.1. En réalité, tel qu'indiqué sur la Figure 0.1, la production réelle d'origine renouvelable est variable et la partie hachurée représente la différence entre la production attendue, provenant d'une prévision quelconque, et la production réelle. Actuellement, une capacité de production électrique à réponse rapide comme des centrales thermiques à gaz ou des barrages hydroélectriques doit être réservée, lors de l'érection d'un parc éolien par exemple, pour pallier en partie aux variations de production.

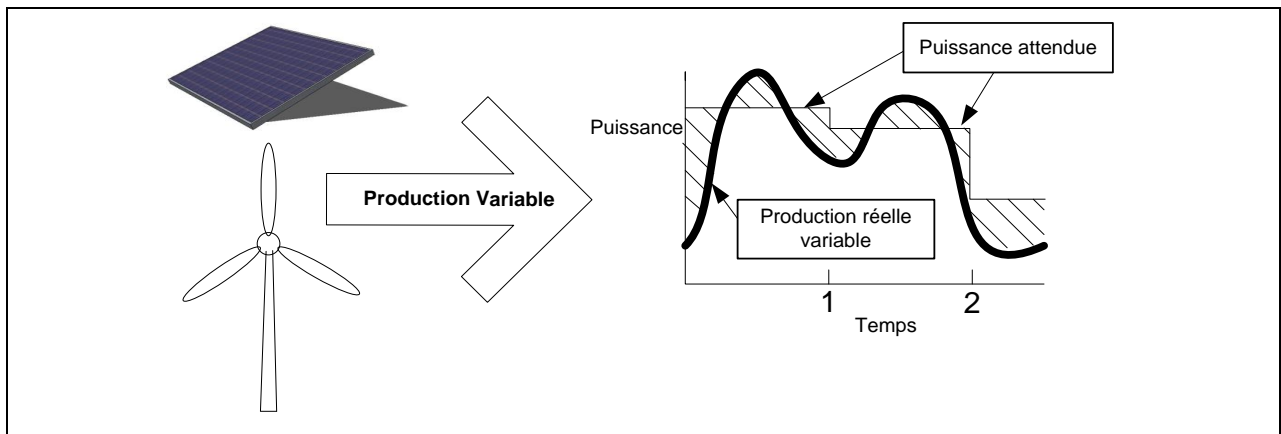


Figure 0.1: Principe d'équilibrage de production variable avec variation de production

Dans ce travail, une autre façon de compenser ces variations est proposée. En effet, ce mémoire examine le potentiel de stockage thermique des chauffe-eau électriques pour compenser la différence entre la production attendue et la production réelle. Il s'agit en quelque sorte de se

servir du stockage thermique des chauffe-eau électriques comme un générateur de puissance virtuel.

Il y a en effet un potentiel intéressant de stockage thermique dans les chauffe-eau car ceux-ci sont nombreux notamment au Québec où on en comptait environ 2.7 millions en 2001 (Laperrière et al., 2009). La demande de pointe simultanée de l'ensemble des chauffe-eau du Québec est de l'ordre de 3000 MW; soit environ 1 kW par chauffe-eau à la pointe. Cela représente environ 8% de la capacité de production d'Hydro-Québec. Le potentiel de stockage thermique des chauffe-eau est important puisqu'une variation de température de 10 °C représente environ 3.2 kWh d'énergie par chauffe-eau. Ce potentiel est flexible puisqu'il peut être utilisé à tout moment sans affecter de façon significative la température de sortie de l'eau chaude.

L'objectif de ce rapport est donc d'étudier des façons d'utiliser le potentiel et la flexibilité du stockage thermique offert par les chauffe-eau pour compenser des variations de production. Plus précisément, ce mémoire présente un cas de production photovoltaïque avec compensation des variations de courte durée en modulant la puissance d'une population de chauffe-eau. Ce principe implique une « coopération » entre la charge et la production comme illustré à la Figure 0.2. Cette figure représente une zone qui peut-être un micro-réseau, un campus ou une région délimitée. Le nom « domaine » sera utilisé pour représenter cet ensemble. Une certaine quantité de production électrique traditionnelle est disponible dans cet ensemble. Cette production peut faire partie de l'ensemble ou provenir de l'extérieur de celui-ci. Si la production photovoltaïque est suffisamment élevée, elle peut être utilisée directement avec la production traditionnelle afin de combler la demande. Les variations de production photovoltaïque vont ajouter de la variabilité à la puissance produite. Cela engendre un besoin en production traditionnelle supplémentaire afin de compenser ces variations. De plus, cette production doit pouvoir varier sa puissance rapidement. La Figure 0.2 présente l'approche proposée qui consiste à contrôler une population de chauffe-eau pour compenser les variations de courte durée (en dessous de 10 minutes dans cet exemple).

Domaine (Micro-réseau, Campus, Zone, Région, etc)

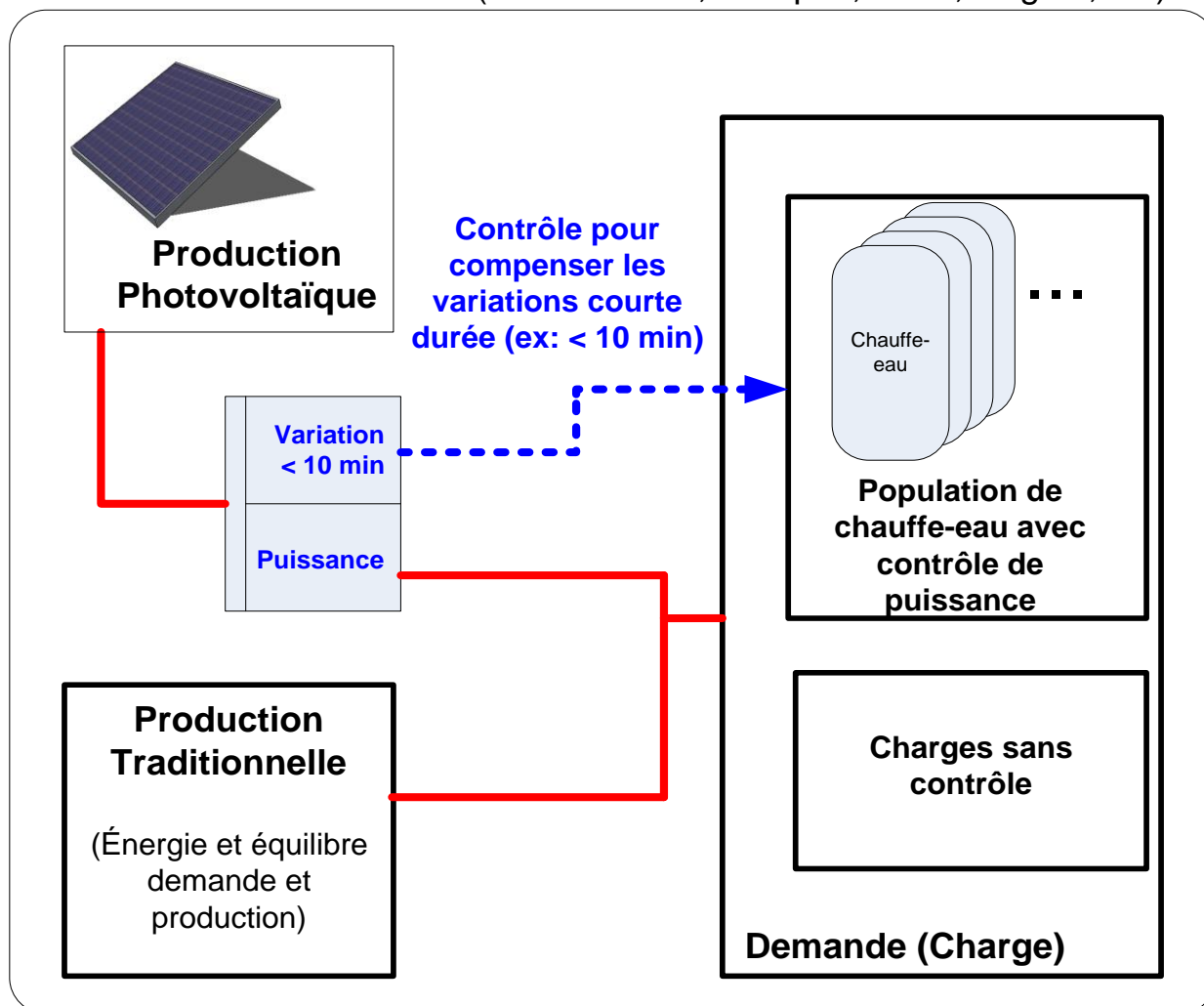


Figure 0.2: Principe d'équilibrage d'une partie de la production variable avec des charges

Il s'agit donc, comme le présente la Figure 0.3, de compenser les variations de production photovoltaïque en variant la demande. Dans cette figure, une courbe de production photovoltaïque réelle est présentée. Il s'agit d'un échantillon de la production d'un seul panneau photovoltaïque mesuré à chaque minute pendant 100 minutes. Tel qu'anticipé, la courbe de production photovoltaïque a des variations importantes de production. La deuxième courbe, intitulée « production stable 10 min » est le résultat d'une prédiction basée sur la production précédente qui est supposée stable pendant 10 minutes. La partie ombragée sur la figure montre la différence entre la production photovoltaïque instantanée et la puissance issue d'une prédiction (ou puissance attendue tel que montré à la Figure 0.1). Les variations de demande proposées

dans ce mémoire ont pour but de compenser la partie ombragée. Il s'agit de contrôler un ensemble de chauffe-eau de façon à ce que la production variable et la variation de la demande soit perçue comme une production stable (sur 10 minutes dans l'exemple présenté ici) par le réseau. Cette stabilité sur 10 minutes est plus facile à maîtriser pour un réseau que si ce dernier devait s'ajuster à la production variable des panneaux photovoltaïque en temps réel.

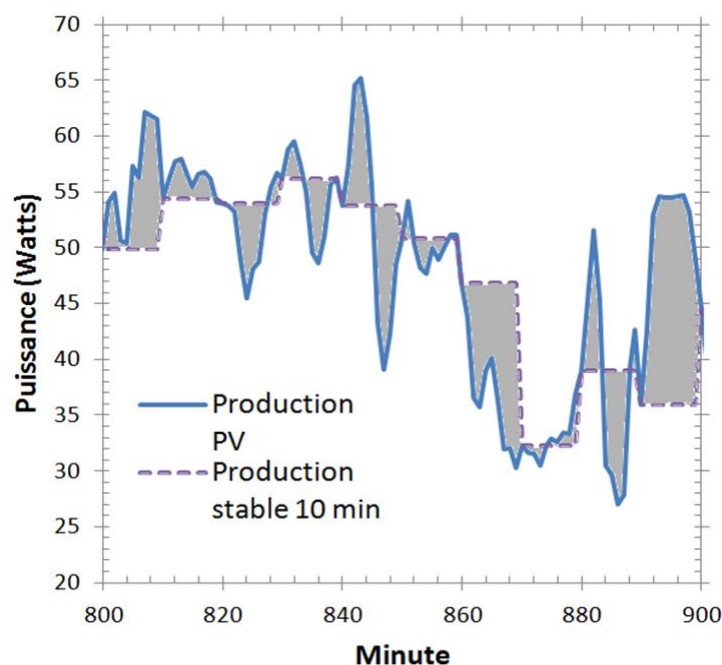


Figure 0.3: Exemple de production variable équilibrée par des chauffe-eau par bloc de 10 minutes

L'objectif principal de ce travail est de montrer, au moyen de simulations avec le logiciel TRNSYS, que le potentiel et la flexibilité du stockage thermique des chauffe-eau peuvent être utilisés pour compenser la variabilité d'une production photovoltaïque.

Pour réaliser cet objectif, ce travail est scindé en plusieurs chapitres. Tout d'abord, la revue de littérature permet de présenter le contexte et d'établir la problématique. Le chapitre deux concerne les chauffe-eau électriques. On y présente les différentes caractéristiques des chauffe-eau tout en examinant le potentiel de stockage des chauffe-eau. Le concept de compensation des charges y est défini. Le chapitre suivant présente le modèle de chauffe-eau utilisé dans TRNSYS. Celui-ci est analysé et testé afin de rencontrer les besoins de cette recherche. Ce modèle est utilisé dans toutes les étapes ultérieures contenant des simulations avec des chauffe-eau. Un cas de référence permet d'établir une base de comparaison avec les scénarios de contrôle.

Les variations de production photovoltaïque sont analysées au chapitre quatre. Plusieurs scénarios de moyenne mobile sont examinés de façon à déterminer quel est l'effet de la durée de la période de prédiction. L'analyse des variations de production photovoltaïque détermine le signal de commande représentatif de la variation à compenser à partir de données mesurées de production photovoltaïque. Puisqu'une population de chauffe-eau est nécessaire afin de compenser des variations de production, la diversité des chauffe-eau est également étudiée. L'objectif est d'obtenir une simulation d'une population de chauffe-eau qui représente un profil de consommation diversifiée réaliste.

L'étape suivante est d'identifier et de valider les alternatives de contrôle des chauffe-eau pour compenser les variations de production photovoltaïque avec une population de chauffe-eau. Il y a plusieurs possibilités pour effectuer du contrôle sur les chauffe-eau. Sans être toutes testées dans le cadre de cette recherche, certaines font l'objet d'une validation plus approfondie. C'est notamment le cas de la variation de la puissance de l'élément du bas des chauffe-eau qui produit une modulation de la puissance en fonction d'un signal d'entrée. La simulation de la modulation de la puissance des chauffe-eau permet de déterminer une méthode de contrôle adéquate pour varier la puissance des chauffe-eau.

Un dernier chapitre présente des cas incluant les résultats des sections précédentes afin de démontrer l'effet de la compensation de la variation de production photovoltaïque sur une population de chauffe-eau. Suite aux simulations, une méthode afin d'évaluer le rapport entre le nombre de chauffe-eau contrôlés et la production photovoltaïque correspondante est établie. Finalement, une méthode d'évaluation de la performance permettant de quantifier le potentiel de compensation est proposée sommairement.

CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Introduction

Dans un futur plus ou moins proche, de nombreuses charges pourront faire partie d'une dynamique de réseau électrique déjà complexe. La demande électrique est constituée de l'ensemble des éléments qui consomment de l'électricité sur un réseau. C'est donc la somme de toutes les charges sur un réseau. Cette somme de puissance varie de façon continue et les réseaux électriques doivent garder un équilibre entre la production et la demande. En conséquence, la production d'électricité doit être ajustée en tout temps afin de suivre la demande électrique des clients. Pour le moment, l'équilibre du réseau est fait en utilisant une gamme de services avec des horizons de temps différents pour répondre aux différentes fluctuations du réseau. Il s'agit, entre autres, des services auxiliaires, de la prévision de la demande et de programmes de réponse à la demande (Hughes, 2010). Pour chaque centrale, la production doit être répartie (dispatch en anglais) de façon optimale en fonction de plusieurs caractéristiques et contraintes (Beauvais et al., 2012). La dynamique des réseaux électriques est différente selon les régions et le type de réseaux. Par contre, sur tous les réseaux, les nouvelles productions d'énergies renouvelables sont majoritairement fluctuantes et leurs proportions sur les réseaux sont en croissance. Selon un récent rapport (North-american Electric Reliability Corporation, 2009), la production d'une centrale photovoltaïque peut varier de 50% en 90 secondes et jusqu'à 75% en 5 minutes.

Dans le cas de production variable ou intermittente, elle doit être équilibrée en utilisant des centrales de production électrique qui sont réservées pour compenser les variations. La façon dont cela est accompli sur les réseaux électriques est en augmentant le besoin de réserve lorsque de la production variable est présente sur un réseau. La production de réserve doit pouvoir varier sa puissance rapidement et requiert de la production ayant une capacité de réponse rapide pour compenser les variations (comme des centrales thermiques à gaz ou des barrages hydroélectriques). Dans un rapport sur l'intégration de l'éolien, Gil et al. (2006) affirment que même si la production éolienne était prévisible, les variations naturelles de production impliquent l'utilisation de centrales de production supplémentaires pour compenser les variations à court terme de la production éolienne. Comme l'explique Denholm et al. (2010), plus une production électrique est variable et incertaine, plus l'incertitude pour satisfaire l'équilibre entre la

production et la demande augmente. Cela occasionne des coûts supplémentaires. Toujours selon leur rapport, la majorité des coûts supplémentaires de l'intégration des parcs éoliens est le résultat de l'incertitude entourant les prévisions. Ceci produit une erreur de planification de capacité (Unit Commitment en anglais) avec trop ou pas assez de capacité en direct (online en anglais). Gil et al. (2006) présentent les coûts pour l'équilibrage de l'éolien au Québec. Ils sont d'environ 0.9 ¢/kWh produit, selon le premier appel d'offre public d'Hydro-Québec. Les coûts pour le deuxième appel d'offre étaient de 0.5 ¢/kWh pour l'équilibrage auquel s'ajoutait une pénalité de 1 ¢/kWh pour toute déviation de la production par rapport à la prévision (qui doit être fournie jusqu'à 4 heures avant la période de production). Ce surcoût pour chaque kWh sert à garder une capacité de production électrique avec réponse (ou rampe) rapide en attente afin de compenser les variations de la production éolienne. Ce coût par kWh permet, comme une police d'assurance, de garder des ressources de production disponibles pour compenser les différences de productions par rapport à la prévision. Par contre, il est important de préciser que le coût de cette mesure ne sert pas à compenser uniquement les variations de puissance en bas d'une heure (intra-horaires), mais bien l'ensemble des variations de production.

Dans une étude de Curtright et Apt (2007) sur la puissance produite par des installations de production photovoltaïque, un cas de 4 sites dispersés sur une distance d'environ 280 km ne diminue pas assez l'intermittence du photovoltaïque pour éliminer le besoin substantiel de puissance garantie ou de réponse à la demande répartie (Dispatchable demand response en anglais).

Ce mémoire propose une alternative complémentaire aux façons traditionnelles de contrôler les réseaux électriques afin de compenser l'intermittence des productions fluctuantes; cette alternative utilise des charges, en l'occurrence les chauffe-eau, pour faire varier la demande.

1.2 Réduction de pointe

Afin d'arriver à réduire la pointe électrique, plusieurs mécanismes et méthodes sont utilisés (Newsham et Bowker, 2010). Parmi ceux-ci on retrouve la tarification différenciée dans le temps, le prix de pointe critique, la tarification en temps réel, les rabais en période de pointe et le contrôle direct de charge. Certaines de ces méthodes pourraient être utiles comme complément aux sources de production électrique variables. Parmi les études ayant examiné la réduction de la pointe électrique, citons les études de Bouthillier et Bernier (1995), Lacroix (1999), Ericson

(2009), Sepulveda et al. (2010), Moreau (2011) et Saele et Grande (2011). Par ailleurs, des applications commerciales sont déjà déployées; par exemple, la compagnie de production Hydro-Sherbrooke possède des installations réelles de délestage de 3500 chauffe-eau (Hydro-Sherbrooke, 2010). La réduction de pointe avec des chauffe-eau est un sujet déjà amplement étudié.

Ce mémoire s'inspire de travaux précédents en réponse à la demande, mais aborde un domaine où les charges ne sont plus seulement utilisées pour répondre à une demande, mais plutôt une réponse à la demande répartie de façon plus dynamique que ce qui est fait présentement. Une récente étude (Vanthournout et al., 2012) présente un chauffe-eau intelligent comme un tampon permettant d'offrir des services aux réseaux électriques dans le but d'intégrer une plus grande proportion d'énergies renouvelables fluctuantes. Il s'agit de recherches qui vont au-delà de la réponse à la demande traditionnelle qui permet de faire de la réduction de pointe. Ce mémoire étudie une autre façon d'exploiter la flexibilité présente dans les charges et la prochaine section est dédiée au concept de flexibilité des charges.

1.3 Flexibilité des charges

Les études utilisant le potentiel de flexibilité des charges sont regroupées dans un rapport de CanmetÉNERGIE (Beauvais, Prieur & Bouffard, 2012). Dans ce rapport, les études dont le sujet traite de la réponse à la demande de pointe traditionnelle ont été délaissées volontairement. Cela s'explique par le domaine à l'étude qui est la « participation active et dynamique des charges sur les réseaux électriques » et non simplement une réponse à une demande de pointe du réseau. Ce document contient une liste de 85 références toutes reliées au domaine des Smart Grid et à l'utilisation des ressources énergétiques distribuées, dont les charges font parties. Il s'agit d'une revue pertinente auquel le présent auteur a été associé qui n'est pas reproduite intégralement dans ce mémoire.

L'utilisation du potentiel de flexibilité des charges avec des sources de production électrique variables est à l'étude à plusieurs endroits dans le monde. Par exemple, à l'Université du Nouveau-Mexique (Barsun et al. , 2010), les systèmes de ventilation du campus universitaire sont asservis à la production locale d'électricité photovoltaïque. Ainsi, la flexibilité dans l'opération des ventilateurs permet de compenser des variations de productions photovoltaïques. Il s'agit d'un cas de réponse à la demande rapide (high-speed demand response en anglais) utilisée pour

lisser l'intermittence de la production photovoltaïque distribuée qui est causée par les nuages. Ce cas est présenté en détails dans l'article de Mammoli et al. (2012). Dans cette étude, des variations de production photovoltaïque entre 10 à 100 secondes sont compensées. La modélisation de la compensation est réalisée dans TRNSYS et quelques résultats expérimentaux sont présentés.

Un autre exemple est le projet de démonstration PowerShift dans les provinces maritimes canadiennes, qui établira une liaison entre la production d'un parc éolien et des bâtiments qui utilisent le contrôle de charge (Ressources naturelles Canada, 2010). Dans ce cas, il s'agit d'une centrale électrique virtuelle (Virtual Power Plant). Celle-ci a pour but d'utiliser efficacement des charges chez les clients pour équilibrer les variations de production d'énergie renouvelable. Parmi les charges incluses dans ce projet, il y a des chauffe-eau, des unités de stockage thermique, des charges situées dans des bâtiments commerciaux et des charges industrielles.

Afin d'utiliser les charges pour offrir des services aux réseaux électriques, un grand nombre de problèmes d'optimisation peuvent être envisagés. Il est possible de trouver différents problèmes d'optimisation qui ont des critères d'optimisation semblables à ceux requis pour un groupe de chauffe-eau et une production variable. Par exemple, Sepulveda et al. (2010) présentent une méthode d'optimisation de chauffe-eau résidentiels pour minimiser la pointe de puissance et maximiser la température dans les chauffe-eau en utilisant l'optimisation par essais particuliers (particle swarm optimization en anglais).

Récemment, certaines études qui présentent le potentiel des chauffe-eau résidentiels pour fournir un service de régulation, ont été réalisées. Dans l'étude de Kondoh et al. (2010), l'élément du bas d'un chauffe-eau résidentiel est contrôlé en simulation avec un signal de régulation d'un opérateur de réseau. Dans ce scénario, les chauffe-eau sont utilisés pour fournir un service au réseau électrique comme élément dynamique disponible. Le service présenté dans cet article est similaire à ce qui est proposé dans ce mémoire puisque les deux utilisent l'élément du bas des chauffe-eau. Cependant, l'intervalle de temps est différent et sert à compenser un autre type de variation des réseaux électriques. De plus, cette dernière étude est basée sur le contrôle de l'élément du bas du chauffe-eau avec un relai qui permet seulement de mettre l'élément actif ou inactif. Dans ce mémoire, le contrôle s'effectue par modulation de la puissance.

Un rapport technique de la compagnie Steffes (Steffes, 2010) présente des chauffe-eau qui s'intègrent au réseau pour équilibrer les énergies renouvelables. Ce sont principalement les valeurs environnementale et économique du concept qui sont présentées. Dans cette étude, un chauffe-eau de 440 litres (105 gallons) est vu comme l'équivalent thermique d'une batterie de 26 kWh. Il est possible d'utiliser cet « accumulateur » de multiples façons et des simulations qui incluent les comportements thermique et électrique des chauffe-eau sont nécessaires. Une autre étude de Boëda, Verneau & Roye (2007) présente des concepts généraux de contrôle de charge pour équilibrer les productions fluctuantes. Les charges sont vues du réseau par un modèle électrique qui varie en fonction de la fréquence et de la tension. Cette étude utilise différents algorithmes pour varier la puissance de charge dans le but d'équilibrer de la production intermittente en utilisant la flexibilité de la demande. Une récente étude de Taylor, Callaway & Poolla (2012) présente un scénario de « coopération » entre du stockage indépendant, tel que des charges, et un producteur d'énergie intermittente. Cette étude compare une coopération directe ou à travers un futur marché de l'électricité plus ouvert aux petites charges. Dans ce mémoire, des cas de coopération directe entre une capacité de production photovoltaïque et des chauffe-eau sont simulés.

La production variable est présentement vue comme de la variation de demande dans certains réseaux électriques. Par exemple, la production photovoltaïque est considérée comme une variation de la demande électrique et s'ajoute au profil de demande pour donner la charge nette. Par contre, ce n'est pas toujours le cas pour l'énergie éolienne puisque la proportion d'énergie provenant d'éoliennes sur les réseaux a grandement augmenté depuis quelques années. Il y a maintenant des mécanismes spécifiques pour compenser les variations de l'éolien qui ont été mis en place dans certaines régions. Tel que présenté dans le rapport de l'Association américaine de physique sur l'intégration de l'énergie renouvelable aux États-Unis, « La capacité d'accroître rapidement les ressources de production électrique contrôlable (dispatchable en anglais) - comme les turbines à gaz naturel ou l'énergie hydroélectrique pour suivre la variabilité de la production d'énergie renouvelable - vers le haut ou vers le bas, est un facteur important pour effectivement intégrer les ressources renouvelables » (American Physics Society, 2010).

Une récente étude de l'IEA (International Energy Agency, 2011) explique que la variabilité et l'incertitude sont des aspects familiers des réseaux électriques et que l'utilisation de ressources flexibles est déjà intégrée dans les réseaux électriques. Une des questions soulevées est de savoir

si l'utilisation des ressources flexibles peut être améliorée de façon à balancer l'augmentation de variabilité provenant de l'augmentation d'énergies renouvelables variables.

Une autre étude du Lawrence Berkeley National Laboratory présente les défis d'intégration de la production éolienne et photovoltaïque en Californie (Kiliccote et al. , 2010). Les principaux problèmes sont le lissage des variations intra-horaires (smoothing intra hour variability en anglais), l'absorption de l'excès d'énergie renouvelable et les périodes d'augmentation et de diminution de production du matin et du soir.

Parmi les conclusions d'une autre étude du National Renewable Energy Laboratory (NREL), il est nécessaire de viser des nouveaux programmes de réponse à la demande pour augmenter la participation de la demande (load participation) afin d'accommoder l'augmentation de variabilité et d'incertitude des énergies renouvelables (Lew, et al., 2010). Parmi les ressources flexibles, la gestion dynamique de la demande est une des options pouvant aider à gérer les variations. Pour aider à l'équilibre des réseaux électriques, les façons d'utiliser l'énergie chez les clients pourront tenir compte de la production dans le futur. Ainsi les charges pourront varier leur puissance dans le but de suivre de la capacité de production électrique fluctuante. Ce genre de scénario implique une coopération entre de la production variable et un parc de charge prêt à réagir selon les commandes envoyées à ceux-ci. Ce lien peut être fait sous la forme d'agrégation de charge, de centrale virtuelle ou de lien direct sous forme de coopération entre production et charge.

Dans un projet de démonstration comme celui de PowerShift cité plus tôt, le lien est fait à travers une centrale virtuelle sous contrôle de l'opérateur du système des provinces maritimes (New-Brunswick System Operator). La production éolienne est suivie par l'opérateur et l'utilisation des charges tient compte de la production éolienne, mais aussi d'autres contraintes de l'opération du réseau. Par exemple, une variation rapide de la production éolienne au moment d'un accroissement de la demande matinale ne sera pas compensée automatiquement avec les charges si cette variation aide le réseau électrique en diminuant le besoin de capacité pour suivre cet accroissement de demande.

Un jour, les charges pourront être directement reliées à une capacité de production qui fluctue dans le temps afin de changer la forme de la demande des charges en fonction de la production. Contrairement à une architecture de réseau électrique centralisée, des zones interactives pourront s'autogérer sans intervention humaine et en utilisant les charges pour suivre la production. Ce

type de coopération entre charge et production commence à faire son apparition dans des micro-réseaux avec ou sans énergies renouvelables variables. Certains projets comme le projet pilote de contrôle de charge du village de Hartley Bay (Wrinch, EL-Fouly & Wong, 2011) utilise les charges de façon plus dynamique pour optimiser la production. Il s'agit de changer la forme du profil de consommation des clients pour suivre la production en utilisant du « Load Shaping ». Un grand nombre d'équipements avec contrôle thermostatique (accumulateur thermique, chauffage électrique, chauffe-eau, thermopompe, etc.) pourront être utilisés dans le futur pour changer la forme de la demande électrique (Callaway & Hiskens, 2011). La grande majorité des équipements électriques peuvent être utilisés dans un contexte plus variable puisque différents horizons de temps sont requis (fraction de seconde à plusieurs heures). Contrairement aux attentes, les charges avec le moins d'inertie thermique (comme un bâtiment avec peu de masse thermique) peuvent même être de meilleurs candidats selon l'intervalle de temps nécessaire pour les différents services (Callaway, 2009). Cet article étudie la compensation des variations de production d'électricité éolienne avec des charges. Ce sont les déviations de production par rapport à une moyenne mobile de 4 heures qui sont compensées en variant des consignes de thermostat. Il s'agit d'un concept très similaire à ce qui est proposé dans ce mémoire. Par contre, ce mémoire étudie des variations de production photovoltaïque en dessous d'une heure et une approche différente, basée sur des modulations de puissances, est utilisée pour varier la puissance des chauffe-eau.

Les règles de marché qui entourent la production variable et la réponse à la demande sont différentes selon les divers marchés d'électricité. Un sommaire des services auxiliaires est présenté dans le rapport de Beauvais et al. (2012). La dynamique actuelle des réseaux électriques prend en charge les variations avec les mécanismes déjà présents pour équilibrer le réseau électrique. L'utilisation des charges comme proposé dans ce mémoire suppose des services qui font appel à des charges dans le réseau de distribution et non des ressources de production et transport, comme c'est le cas pour les services auxiliaires actuels.

Beaucoup de débats sur l'ampleur véritable des problèmes associés aux énergies renouvelables ont lieu présentement; l'effet de ceux-ci sur les réseaux électriques et le maximum que les réseaux électriques pourront supporter sont des sujets continuellement étudiés et qui progressent rapidement. Par contre, un principe reste toujours le même, i.e. la production variable doit être compensée ou équilibrée par une autre source. Même si le sujet est abordé dans ce mémoire, le

but n'est pas de faire la démonstration du besoin de l'utilisation de la demande pour combler la variation, mais plutôt d'envisager des façons de varier la demande afin de diminuer les effets de la variation de la production. L'utilisation des charges n'est pas la seule solution pour combler la variation, mais plutôt une des futures options qui est à l'étude dans ce mémoire.

CHAPITRE 2 CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES

Quelques considérations préliminaires sont abordées dans ce chapitre. Une première section présente la situation des chauffe-eau au Québec et illustre comment tirer parti du potentiel de stockage des chauffe-eau. Ensuite, le concept d'utilisation des charges dans un contexte de production variable est présenté. Finalement, la troisième section présente les problématiques et particularités des chauffe-eau comme charge variable.

2.1 Les chauffe-eau au Québec

En 2001, le Québec comptait 2 700 000 chauffe-eau électriques (Laperrière et al., 2009). Les réservoirs de 182 litres (40 gallons) et 273 litres (60 gallons) représentent, respectivement, 44.8% et 49.3% de ce total. On retrouve généralement 2 éléments chauffants d'une puissance variant entre 3 et 4.5 kW. Ces éléments n'opèrent jamais ensemble; la priorité est accordée à l'élément du haut selon une logique maître-esclave. Le point de consigne des aquastats est généralement de l'ordre de 60 °C avec une bande morte typique de 5 °C.

La demande de puissance diversifiée (ou charge diversifiée) des chauffe-eau est d'environ 1 kW pendant la période de pointe (Laperrière et al., 2009). Il ne s'agit pas du maximum de puissance d'un chauffe-eau, mais bien de la puissance moyenne par chauffe-eau vue par le réseau électrique une fois qu'un grand nombre de chauffe-eau sont regroupés ensemble. En d'autres termes, même si les chauffe-eau électriques de 273 litres ont une puissance maximale de 4.5 kW, leur impact dans une population est équivalent à une charge de 1 kW lors de la pointe du réseau. Dans le cas du Québec, la puissance totale des chauffe-eau à la pointe représente donc environ 3000 MW. Pour mettre ce chiffre en perspective, il représente environ 7.8% de la pointe de demande électrique de 38 286 MW enregistrée au Québec le 24 janvier 2011 (Hydro-Québec, 2011). Lors de cette pointe, et suite à un appel public durant la pointe pour diminuer la consommation, Hydro-Québec évalue la réduction de puissance des clients à 300 MW. Cela représente 10% de la demande de pointe des chauffe-eau. Typiquement, les chauffe-eau sont utilisés en délestage de pointe puisque la pointe des chauffe-eau se produit généralement en même temps que la pointe des réseaux électriques. Ceci est illustré à la Figure 2.1 qui présente la demande électrique pour la province de l'Ontario (Independent Electricity System Operator, 2011) provenant de données

disponibles au public, en comparaison avec la puissance diversifiée de chauffe-eau provenant d'une population réelle de 75 chauffe-eau de clients d'Hydro-Québec. (Laperrière et al., 2009).

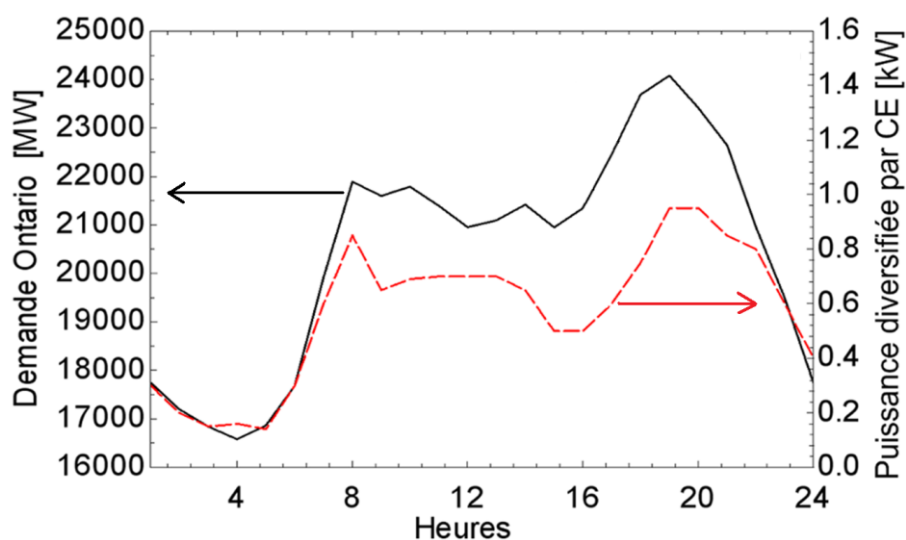


Figure 2.1 : Demande électrique typique en Ontario et profil électrique chauffe-eau d'Hydro-Québec

Cette figure permet également de constater que les chauffe-eau sont principalement utilisés le jour. Ainsi, la puissance diversifiée oscille autour de 0.8 kW entre 8h et 22h alors qu'elle est nettement plus basse pendant la nuit.

La production photovoltaïque est présente et variable uniquement pendant les heures d'ensoleillement. Par exemple, la production mesurée d'un panneau photovoltaïque est présentée dans la Figure 2.2 pour une semaine. Il est possible de constater que dans une journée les variations de courte durée peuvent être relativement importantes.

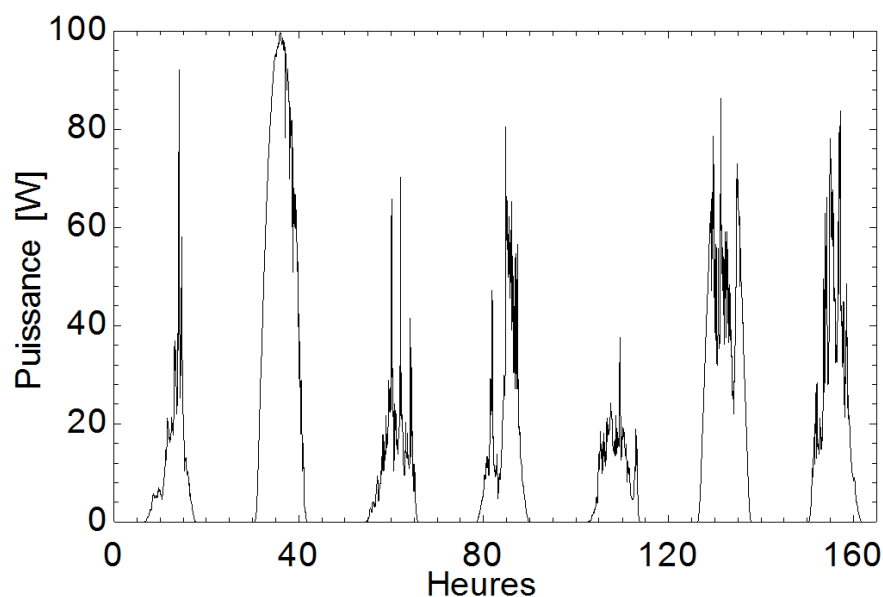


Figure 2.2 : Données à la minute de 7 jours de production électrique d'un panneau photovoltaïque de puissance nominale de 90 W

Puisque les chauffe-eau ont une courbe de demande en puissance principalement le jour et que cette demande coïncide avec la production solaire, le potentiel de variation du profil de puissance pour compenser la variation de production photovoltaïque est intéressant. La « coopération » entre la production photovoltaïque et la charge des chauffe-eau est avantageuse par rapport à de la production éolienne qui nécessite 24 h de disponibilité de variation de charge. La Figure 2.3 présente la courbe de puissance de chauffe-eau en relation avec la production photovoltaïque. Il s'agit d'une journée de production photovoltaïque avec peu de nuages et, par conséquent, peu de variations. Cette figure permet de visualiser la correspondance entre la demande des chauffe-eau et la puissance produite par une installation photovoltaïque. Cela démontre l'avantage d'une coopération chauffe-eau et production photovoltaïque.

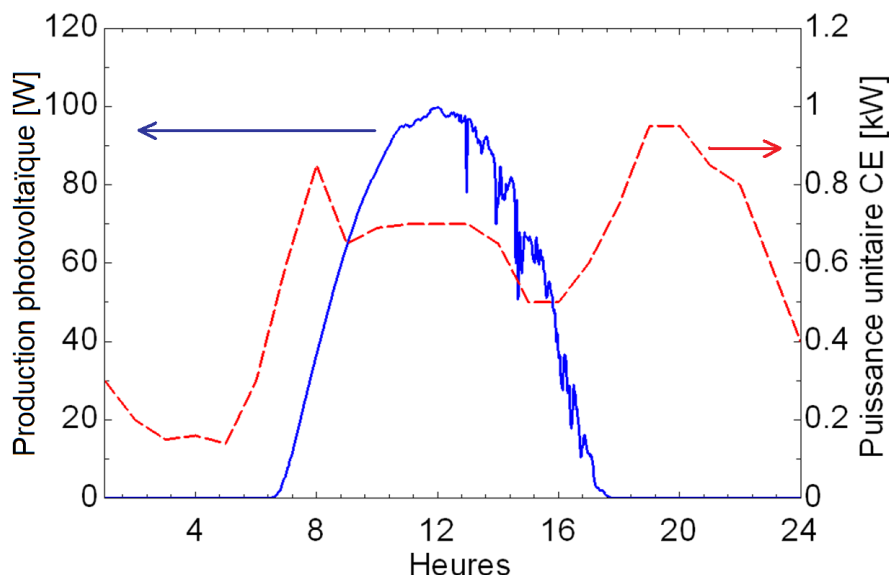


Figure 2.3 : Puissance diversifiée de 75 chauffe-eau et production photovoltaïque

Afin de quantifier le potentiel théorique de stockage des chauffe-eau, certaines hypothèses sont avancées dans cette section. D'un point de vue énergétique, l'énergie accumulée dans l'eau par °C d'élévation en température est de 317 Wh pour un chauffe-eau de 273 litres. Par exemple, lorsque l'eau est chauffée de 10 °C, cela représente 3.17 kWh d'énergie thermique. Donc, au Québec, pour 2 700 000 chauffe-eau, il s'agit d'un potentiel total de 8.6 GWh. Pour fin de comparaison, la production éolienne (selon les appels d'offres lancés par Hydro-Québec) sera de 4000 MW en 2015 si tous les projets vont de l'avant. Avec un facteur d'utilisation de 35% et 8760 heures par année, c'est environ 12 TWh qui seront produits annuellement. En supposant un contrôle parfait qui permettrait que la totalité des 3.17 kWh de stockage soient utilisés à chaque jour de l'année pour chacun des 2 700 000 chauffe-eau, cette quantité d'énergie représente environ 25% de la production annuelle totale du parc de 4000 MW prévue pour 2015. Il s'agit donc d'une quantité importante de stockage sous forme d'énergie thermique qui peut être disponible dans les chauffe-eau.

2.2 Concept d'utilisation des charges dans un contexte variable

Le concept d'utilisation des charges comme celles des chauffe-eau, dans un contexte variable, implique de changer le profil de demande d'une charge en fonction d'un besoin provenant du réseau électrique. Comme discuté précédemment, de nombreuses possibilités vont être

envisagées dans les réseaux électriques pour régler les problèmes de variations de la production. Parmi celles-ci, on retrouve l'amélioration des prévisions de production d'énergie renouvelable, l'ouverture des marchés à des tarifications en temps réel et l'ajout de stockage dans les réseaux de distribution. La présente étude propose plutôt un scénario où les variations de production photovoltaïque sont compensées en modulant la puissance des chauffe-eau. Il s'agit d'un cas qui n'existe pas encore sur les réseaux électriques, mais qui peut maintenant être envisagé avec l'avènement des réseaux intelligents et de chauffe-eau évolués (Whirlpool Corporation, 2012).

L'objectif est de faire suivre le profil de demande électrique d'une population de chauffe-eau en fonction d'un signal d'entrée variable provenant, dans ce cas-ci, de production photovoltaïque. Ce concept est illustré dans la Figure 2.4. La courbe bleue présente une production photovoltaïque idéale lors d'une journée sans nuages alors que le profil de production électrique suit l'ensoleillement et n'a pas de variation importante durant la journée. Il est donc prévisible et stable. En réalité, la production photovoltaïque durant la journée a des variations plus importantes qui dépendent des conditions d'ensoleillement. La courbe de production photovoltaïque réelle montrée à la Figure 2.4 présente un exemple de journée avec des variations importantes de production électrique photovoltaïque. Afin de compenser ces variations avec des charges comme des chauffe-eau, il est utile de générer un signal plus stable. Ainsi, il est possible d'utiliser une moyenne mobile pour générer une courbe de production photovoltaïque sans les variations importantes. Par exemple, la courbe en rouge à la Figure 2.4 présente la moyenne mobile des 10 dernières minutes. Il en résulte un signal de production photovoltaïque plus stable sans les variations rapides de production électrique.

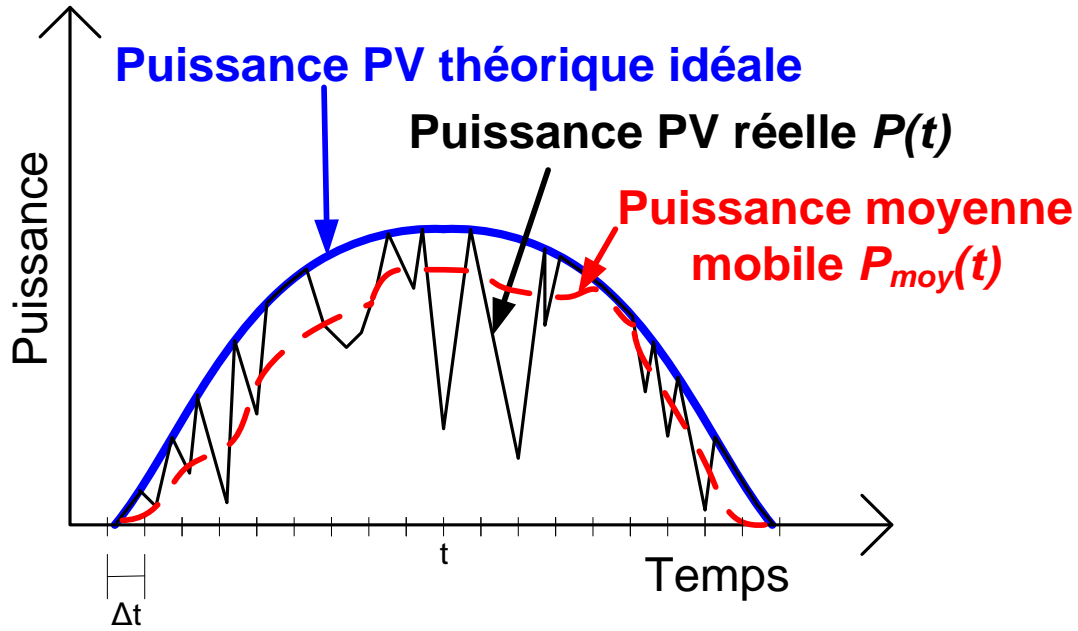


Figure 2.4 : Concept de production photovoltaïque variable et moyenne mobile

La moyenne mobile de la puissance est définie de la façon suivante :

$$P_{moy}(t) = \frac{\sum_{(t-(\Delta t \times n))}^t P(t)}{n} \quad (2.1)$$

où :

$P_{moy}(t)$: Puissance moyenne mobile calculée au temps t .

Δt : Pas de temps.

t : Temps présent.

n : Nombre de pas de temps considérés dans la moyenne.

$P(t)$: Puissance au temps t .

A partir du calcul de la puissance moyenne mobile, il est nécessaire de calculer la puissance photovoltaïque variable à compenser. Tel qu'illustré à la Figure 0.2 la puissance photovoltaïque variable à compenser devra moduler la puissance des chauffe-eau alors que la puissance moyenne

mobile est simplement absorbée par le réseau électrique normal (sans compensation). La puissance photovoltaïque variable à compenser est simplement la différence entre la puissance photovoltaïque réelle et la puissance calculée avec la moyenne mobile. Cette différence est illustrée en vert dans la Figure 2.5 et c'est cette puissance qui sera compensée par une modulation de la puissance des chauffe-eau.

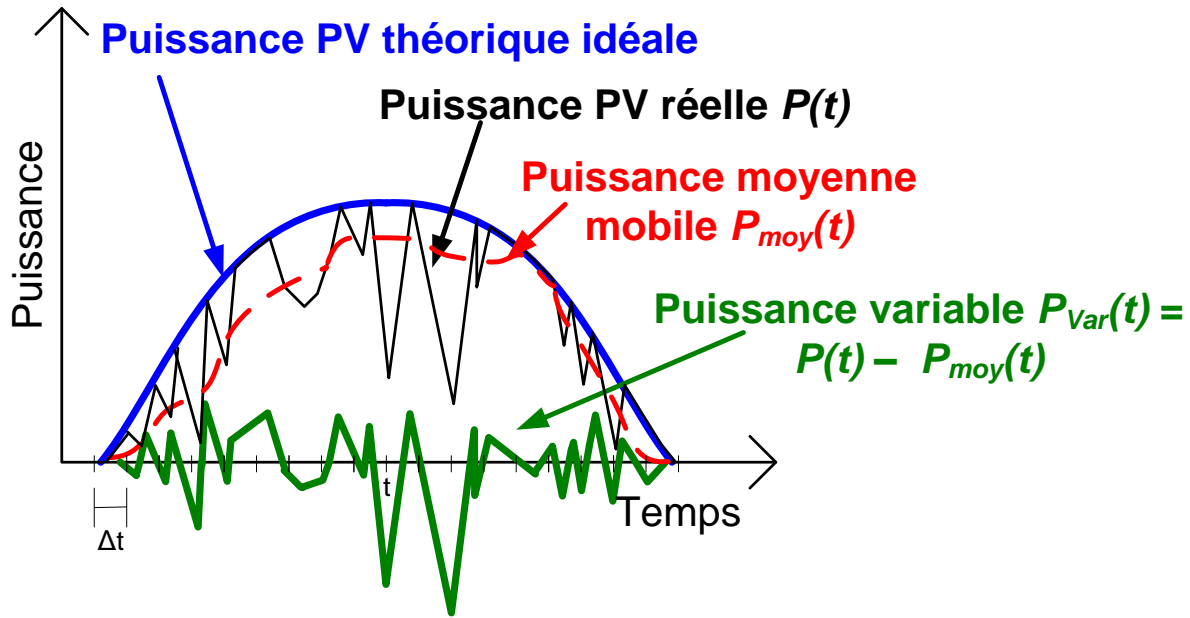


Figure 2.5 : Concept de variation de production photovoltaïque à compenser

La variation de puissance à compenser est obtenue avec l'équation suivante :

$$P_{Var}(t) = P(t) - P_{moy}(t) = P(t) - \frac{\sum_{(t-(\Delta t \cdot n))}^t P(t)}{n} \quad (2.2)$$

où :

$P_{Var}(t)$: Puissance variable à compenser. Elle peut être positive ou négative selon les variations de puissance.

$P_{moy}(t)$: Puissance moyenne mobile calculée au temps t .

$P(t)$: Puissance au temps t .

Dans la méthode proposée ici, la variation de production photovoltaïque doit être additionnée ou soustraite au profil électrique de l'ensemble des chauffe-eau. La Figure 2.6 présente le schéma du concept de variation du profil de puissance électrique de chauffe-eau pour compenser les variations de production photovoltaïque. Il s'agit donc d'avoir un mécanisme de contrôle permettant de faire varier la puissance des chauffe-eau autour de la puissance normalement utilisée, i.e. la puissance de référence de la population de chauffe-eau nommée $P_{CE}(t)$.

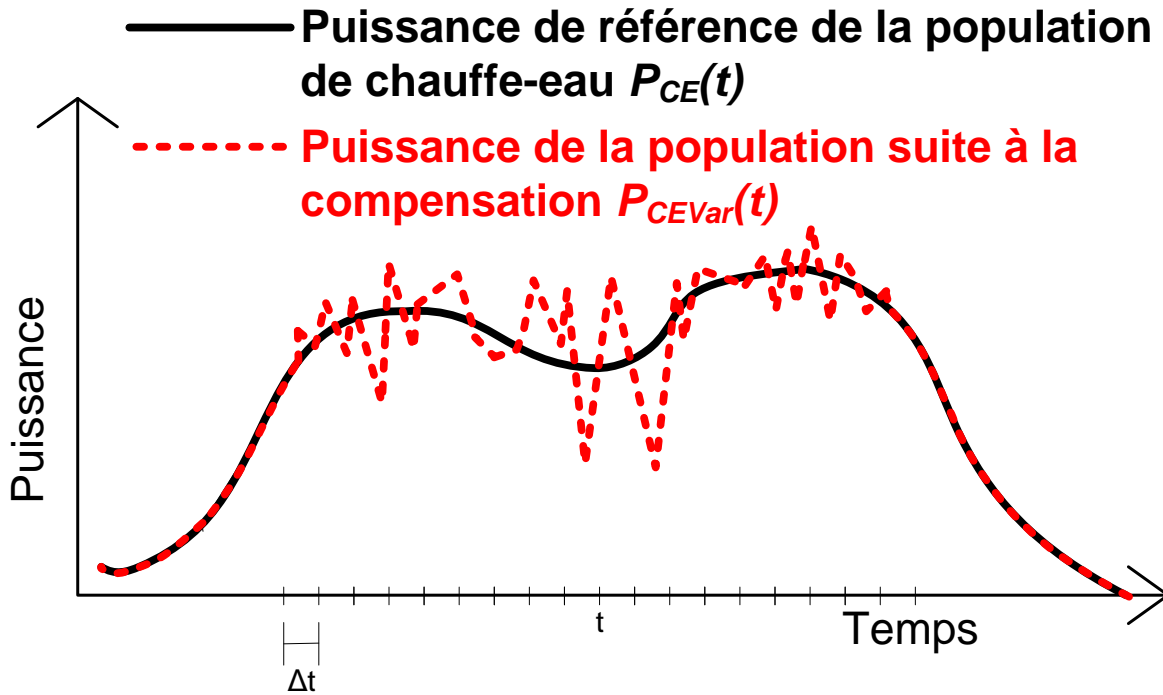


Figure 2.6 : Concept de compensation de variation de production photovoltaïque appliquée à une population de chauffe-eau

La puissance demandée par la population de chauffe-eau suite à la modulation pour compenser les variations est obtenue avec l'équation suivante :

$$P_{CEVar}(t) = P_{CE}(t) + P_{Var}(t) \quad (2.3)$$

où :

$P_{CEVar}(t)$: Puissance demandée par la population de chauffe-eau suite à la modulation pour compenser les variations

$P_{CE}(t)$: Puissance de référence de la population de chauffe-eau à l'instant t sans compensation des variations. Il s'agit du cas de référence

$P_{var}(t)$: Puissance variable à compenser.

Ce concept utilise le potentiel de stockage des chauffe-eau pour compenser des variations de production. Ainsi lorsque $P_{var}(t)$ est positif, la puissance consommée par le chauffe-eau est supérieure à ce qu'elle serait sans modulation. Inversement, lorsque $P_{var}(t)$ est négatif, la puissance consommée par le chauffe-eau est inférieure à ce qu'elle serait sans modulation.

Avec le calcul de moyenne mobile, la puissance en partie compensée sera la différence entre la moyenne mobile et la puissance au temps t . Le chapitre 4 présente une comparaison de la puissance à compenser dans deux cas : i) avec moyenne mobile et ii) avec des prévisions de production photovoltaïque attendue pour chaque intervalle de temps. Le résultat est semblable, mais requiert dans le cas de prévision, une valeur fixe pour chaque intervalle de temps des prévisions (qui doit être supérieure à celui du contrôle). Par exemple, dans le cas de la production éolienne, ces prévisions peuvent être réalisées pour des intervalles de 5 minutes à plusieurs heures tandis que la compensation de puissance avec les chauffe-eau a un pas de temps d'une minute dans ce mémoire. La Figure 2.7 présente le résultat tel que vu par la production dans un cas avec prédiction de production photovoltaïque attendue. Dans cette figure, le cas de production variable avec prévision est présenté dans le graphique de gauche. À chaque intervalle de temps, une puissance est attendue en fonction des prévisions et cette puissance est stable pour l'intervalle de temps des prévisions. Par contre, la puissance photovoltaïque réelle varie. C'est la différence entre la puissance attendue et la production actuelle qui peut être compensée avec des variations de charge. Dans le graphique de droite, les bâtonnets représentent la modulation de puissance des chauffe-eau afin de compenser les variations de la puissance photovoltaïque. Pour chaque intervalle de temps de la compensation (inférieur à celui des prévisions) la modulation des chauffe-eau compense la différence entre la production réelle et la production attendue. La compensation avec les chauffe-eau est représentée dans la Figure 2.7 par les bâtonnets dans la portion de droite.

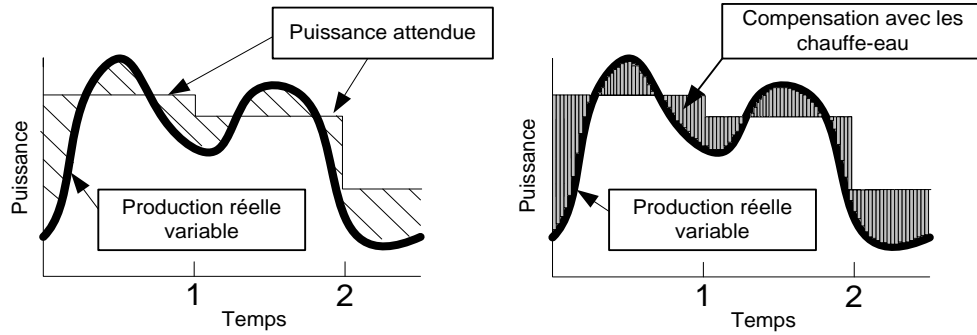


Figure 2.7 : Principe de production variable compensée avec des charges variables.

Dans l'éventualité où des prévisions de production photovoltaïque seraient disponibles, le signal à compenser devient simplement la différence entre la puissance au temps t et la prévision de puissance attendue.

La variation à compenser avec prévision est obtenue avec l'équation suivante :

$$P_{Var}(t) = P(t) - P_{attendue}(t) \quad (2.4)$$

où :

$P_{Var}(t)$: Puissance variable à compenser. Elle peut être positive ou négative selon les variations de puissance.

$P_{attendue}(t)$: Puissance attendue selon les prévisions au temps t .

$P(t)$: Puissance réelle au temps t .

La Figure 2.8 présente les différentes étapes de calcul utilisées pour les simulations. Des données de production photovoltaïque devront être utilisées pour faire le calcul de moyenne mobile ou déterminer une production attendue et permettre de calculer la puissance à compenser $P_{Var}(t)$. Ensuite, la différence de puissance à compenser est envoyée aux contrôles des chauffe-eau. Ceux-ci doivent avoir des profils de consommation d'eau qui représentent une population afin d'obtenir la simulation du cas de référence $P_{CE}(t)$. Le résultat est la puissance de la population de chauffe-eau suite à la compensation des variations $P_{CEVar}(t)$. Cette puissance doit être comparée à la puissance de référence de la population sans compensation et la différence entre les deux est la puissance compensée par les chauffe-eau $P_{VarCTL}(t)$.

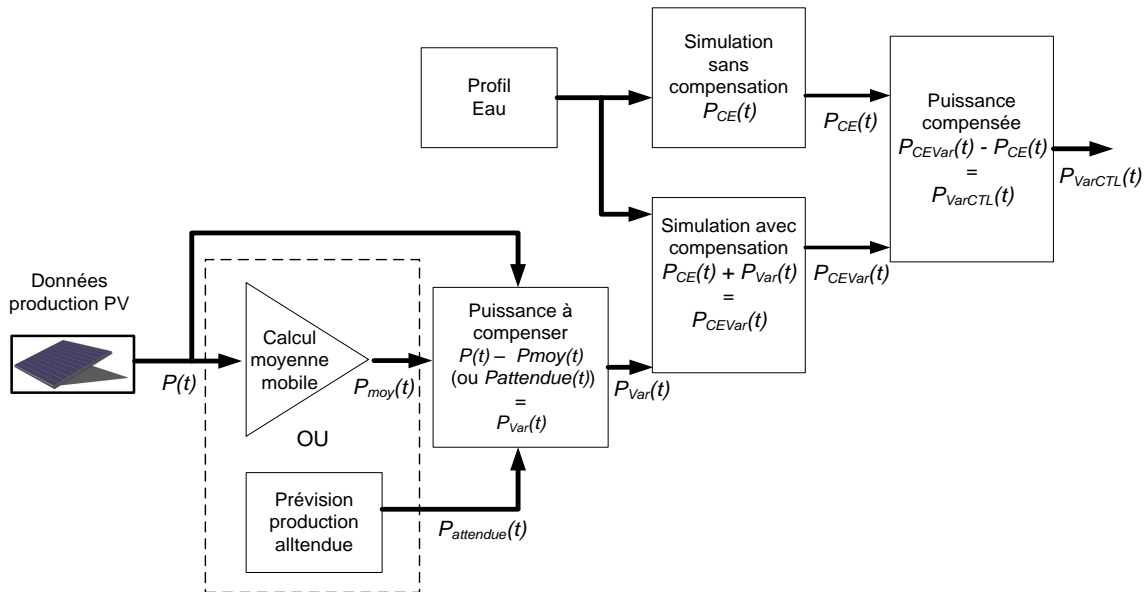


Figure 2.8 : Composantes incluses dans les simulations de compensation des variations de production.

2.3 Problématiques et particularités des chauffe-eau comme charges flexibles

L'utilisation de la flexibilité dans les charges pour offrir des services aux réseaux électriques nécessite une utilisation du potentiel qui respecte l'utilisation de la charge. L'étude de CanmetÉNERGIE (Beauvais et al., 2012) explique que « la possibilité ou non d'agir sur le fonctionnement normal d'un équipement relève autant des préférences de son utilisateur, de l'incitatif offert et des coûts de son intégration intelligente, que du seul défi technique ». Dans le cas des chauffe-eau, différentes ententes peuvent être prises avec les clients et faire varier grandement le potentiel. L'aspect économique, les incitatifs financiers éventuels et l'intégration dans les marchés ne sont pas couverts en profondeur dans cette recherche puisque c'est la faisabilité technique qui est à l'étude. L'étude de ces sujets demande des recherches supplémentaires en dehors du cadre actuel. Un des défis lié à l'utilisation du potentiel de stockage des chauffe-eau est de proposer une méthode qui n'affecte pas l'utilisateur.

La puissance des chauffe-eau résidentiels ne permet pas de les utiliser comme chauffe-eau instantanés lorsque la capacité de stockage est épuisée. Ainsi, un chauffe-eau muni d'un élément d'une puissance de 4500 W, comme dans les chauffe-eau de 60 gallons, permet de chauffer en continu 1.4 l/min d'eau d'une température de 10 °C à 55 °C. Ce débit est nettement insuffisant pour une utilisation en temps réel. C'est pourquoi les chauffe-eau électriques ont une assez

grande réserve d'eau permettant de fournir de l'eau suffisamment chaude en période de pointe. De plus, la température à l'intérieur des chauffe-eau n'est pas uniforme et stable. La bande morte des aquastats peut varier de 5 °C pour l'élément du haut et de 10 °C pour l'élément du bas, ce qui entraîne des variations de température de l'eau du même ordre. Il s'agit donc d'un potentiel de flexibilité qui est déjà présent dans l'opération normale des chauffe-eau et qui peut être exploité par une modulation adéquate. C'est dans ce contexte que le terme charge flexible est utilisé: une exploitation du stockage afin d'offrir de la flexibilité sur le profil de puissance et modifier la demande dynamiquement. Les programmes de réponse à la demande de pointe sont un premier pas dans cette direction, mais ils ne sont pas très dynamiques.

En supposant une température d'entrée d'eau de 10 °C, il faut donc élever la température de l'eau de 50 °C pour atteindre la température de consigne généralement employée, soit 60 °C. Cette dernière température étant un compromis pour éviter les problèmes de maladie du légionnaire et limiter le risque de brûlure (Bernardo et al., 2012) tout en maintenant un bon potentiel de stockage. Cette élévation de 50 °C de la température de l'eau correspond à une consommation d'énergie de 10.6 et 15.8 kWh pour les réservoirs de 182 et 273 litres, respectivement. Il est à noter que ces valeurs varient durant l'année puisque la température de l'eau de l'aqueduc varie. Par exemple, à Montréal, la température d'eau de l'aqueduc varie de 2 à 23 °C durant l'année (Marcoux et Dumas, 2004). La puissance des éléments chauffants des chauffe-eau de 182 et 273 litres sont en général 3.0 et 4.5 kW. La consommation d'énergie maximale par jour si l'élément fonctionne en tout temps à puissance maximale est de 72 et 108 kWh pour les chauffe-eau de 182 et 273 litres. En supposant une consommation d'environ 17 kWh par jour, un des éléments des chauffe-eau est actif environ 16% du temps pour un chauffe-eau de 273 litres et 24% du temps pour un de 182 litres.

Il n'est pas possible d'utiliser tout le volume de stockage d'un chauffe-eau de façon flexible. La Figure 2.9 présente un chauffe-eau de 182 litres qui mesure typiquement 1.08 mètre de hauteur. Comme présenté dans la Figure 2.9, le volume du chauffe-eau peut-être divisé en différentes sections délimitées par la présence des éléments chauffants. Comme le montre la figure, les trois volumes sont arbitrairement nommés X, Y et Z, avec le volume X dans le bas du chauffe-eau et Z dans le haut. La stratification à l'intérieur des chauffe-eau a pour effet de créer une région appelée thermocline qui a un fort gradient de température entre le bas et le haut des chauffe-eau (Atabaki et Bernier, 2005). La portion de gauche de la Figure 2.9 présente un chauffe-eau

complètement chargé avec une très faible consommation d'eau chaude. À l'exception de la portion dans le bas du chauffe-eau, la température de l'eau a atteint le point de consigne (60 °C) au-dessus des deux éléments chauffants. La portion de droite présente un chauffe-eau avec une forte consommation d'eau chaude et une température d'entrée d'eau de 5 °C. L'entrée d'eau froide fait monter la thermocline dans le chauffe-eau. Il y a donc une région avec l'eau à 60 °C représentée par les zones hachurées qui est le stockage disponible pour utilisation par l'utilisateur. Même si le volume d'eau chaude disponible dans un chauffe-eau baisse comme dans le schéma de droite, l'utilisateur reçoit toujours de l'eau à 60 °C. Dans le cas de la figure de droite, l'élément du bas est activé puisque la température lue par l'aquastat est inférieure à 60 °C à cet endroit et que la température lue à l'élément du haut est de 60 °C. L'eau chaude produite à la surface de l'élément chauffant du bas a tendance à monter rapidement vers le sommet du réservoir dû au fait que sa densité est plus faible que l'eau froide avoisinante. Si la consommation d'eau est importante, la thermocline va atteindre l'élément du haut. À ce moment l'élément du haut est activé et l'élément du bas est désactivé tel que dicté par la logique maître/esclave.

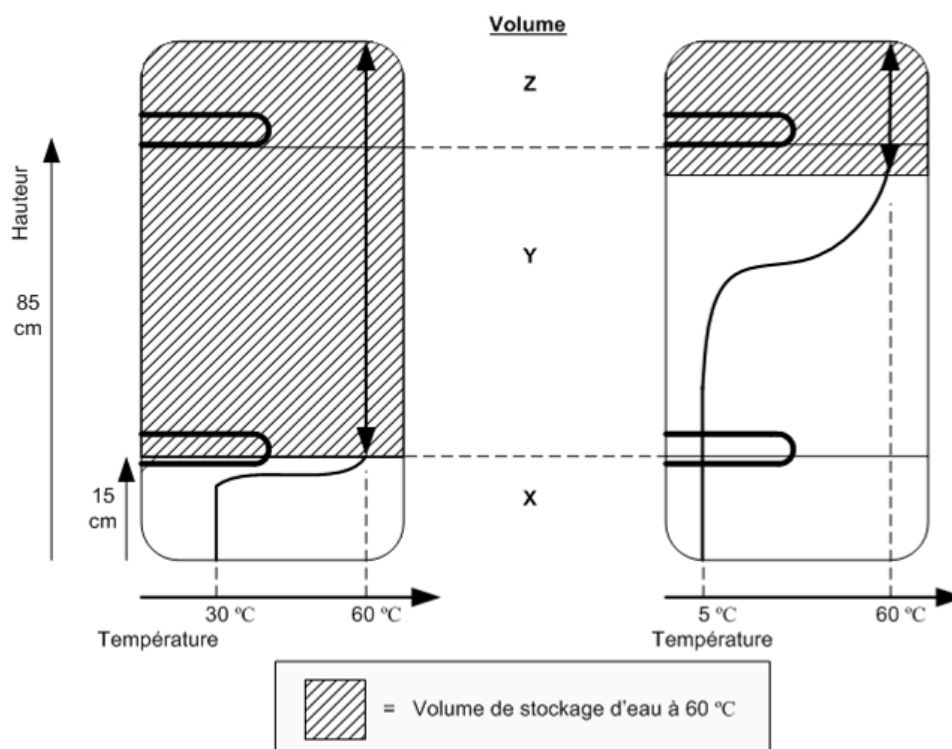


Figure 2.9 : Schéma de la stratification et du volume d'eau chaude disponible à l'intérieur d'un chauffe-eau

La température du volume X est généralement sous 60 °C en permanence. La température de ce volume dépend beaucoup de l'entrée d'eau puisque celle-ci est située dans le bas du chauffe-eau.

Dans le passé, il était difficile et coûteux de réaliser des installations de contrôle de chauffe-eau qui tiennent compte du potentiel individuel (en température par exemple) de chacun des chauffe-eau. Mais dorénavant, avec des chauffe-eau intelligents dotés de microprocesseurs et de communication, des scénarios de contrôle plus complexes sont envisageables (Lui et al., 2010). Avec des mesures de la température de l'eau dans les chauffe-eau, il devient possible de varier le volume d'eau chaude disponible et d'utiliser ces valeurs pour varier la puissance d'une population de chauffe-eau. Il ne s'agit plus du contrôle d'un seul chauffe-eau, mais plutôt d'avoir des volumes de stockage variables dans une population de chauffe-eau.

Certains exemples, comme un cas de délestage de chauffe-eau, peuvent être utilisés pour démontrer le potentiel de stockage supplémentaire disponible pour des chauffe-eau contrôlés individuellement tout en tenant compte de l'état de la population de chauffe-eau. Dans un cas de délestage de l'élément du bas durant la pointe du réseau électrique, la température de sortie de l'eau chaude chez les usagers est peu affectée puisque l'élément du haut prend la relève au besoin. Par contre, le volume d'eau chaude disponible est moindre puisque la région Y (Figure 2.9) n'est pas chauffée. La Figure 2.10 présente les résultats d'un cas de délestage de 3650 chauffe-eau. Celui-ci provient de simulations présentées dans ce mémoire afin de reproduire les travaux de Bouthillier et Bernier (1995). Ce sont 3650 chauffe-eau avec des profils d'eau à la minute qui sont simulés dans ce cas et qui n'ont pas la permission de chauffer avec l'élément du bas de 7h00 à 12h00 et de 17h00 à 23h00. Le point important dans ces résultats est que le délestage se fait sur l'élément du bas seulement. Les chauffe-eau ont la permission de chauffer avec l'élément du haut au besoin. Le signal de délestage des chauffe-eau est envoyé de façon simultanée à tous les chauffe-eau comme fait dans les programmes de délestage de chauffe-eau actuels. Puisque seulement l'élément du haut peut chauffer, toute augmentation de puissance pendant un événement de délestage indique que les volumes X et Y sont descendus en dessous de la température de consigne de 60 °C. Il faut aussi préciser que ce cas est fait avec des chauffe-eau de 182 litres (40 gallons), donc avec moins de potentiel de stockage que les chauffe-eau de 273 litres (60 gallons). Lors du retour de la permission de chauffage de l'élément du bas, ce sont tous les chauffe-eau qui s'activent en même temps pour chauffer le volume Y qui a servi de stockage. La puissance maximale est donc de 10950 kW (3650 CE x 3 kW).

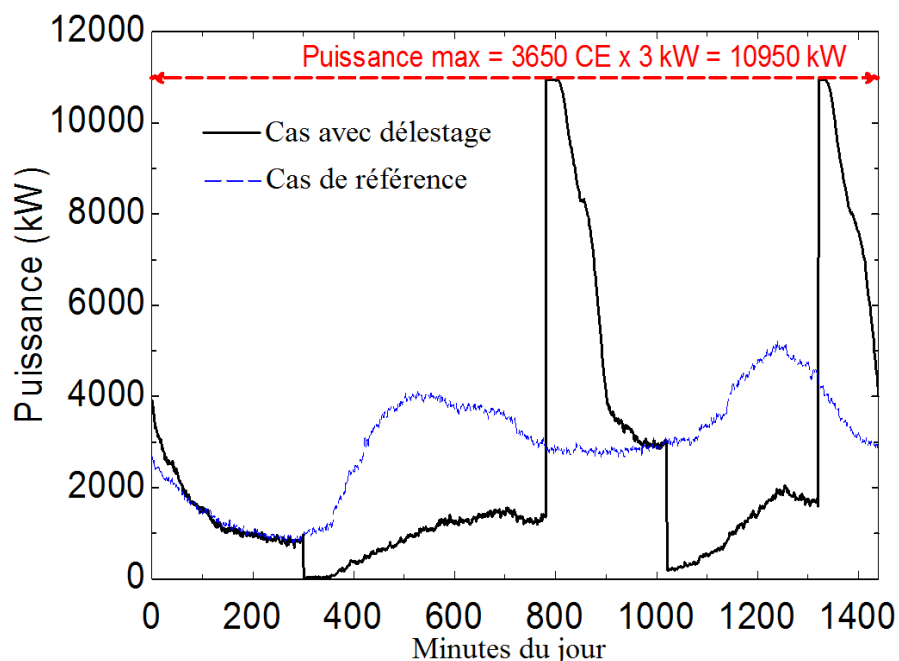


Figure 2.10 : Graphique de la puissance d'un cas de délestage de l'élément du bas de 7h00 à 12h00 et de 17h00 à 23h00 avec 3650 CE

Les mêmes résultats sont présentés en nombre de chauffe-eau dans la Figure 2.11. Il est possible de constater qu'au moment du retour de la permission de chauffage pendant le délestage, il y n'a que 450 chauffe-eau où le volume Z (haut) a un besoin de chauffage comparativement à 960 chauffe-eau pour le cas de référence. Il est donc possible de conclure que comparativement au cas de référence, il y a encore environ 510 chauffe-eau où le volume Y (milieu) est encore assez chaud pour éviter le démarrage de l'élément du haut. Il y a donc encore assez de stockage thermique dans la population de chauffe-eau malgré le délestage. De plus, pendant les événements de délestage, on peut observer que l'augmentation de puissance n'est pas constante, mais suit plutôt la courbe de demande originale. Ainsi pour $t = 700$ et 1250 min. on observe même une baisse du nombre de chauffe-eau ayant besoin de chauffage à partir de l'élément du haut.

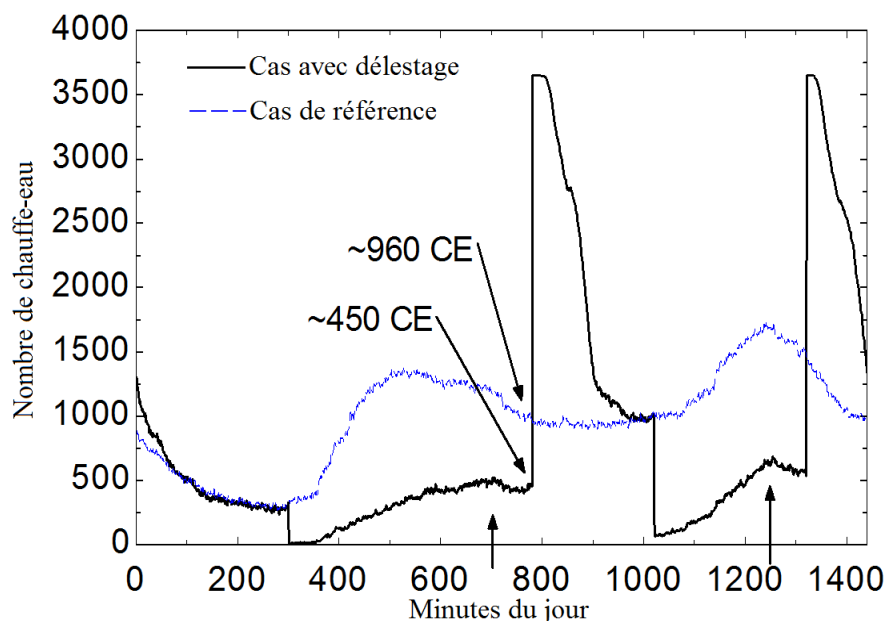


Figure 2.11 : Nombre de chauffe-eau dont un des deux éléments est en fonction lors d'un délestage de l'élément du bas de 7h00 à 12h00 et de 17h00 à 23h00 de 3650 chauffe-eau

Dans ce cas de délestage, si 53 % ($510 / 960$) des chauffe-eau ont encore du stockage dans le volume Y, il n'est pas nécessaire de faire un retour simultané de tous les chauffe-eau, mais un scénario de retour progressif de permission de chauffer permettrait d'obtenir de meilleurs résultats et d'éviter la pointe à 3 kW. Il y a donc un potentiel de stockage inutilisé dans un cas de délestage sans contrôle individuel sur chacun chauffe-eau. En d'autres termes, il s'agit de considérer le volume de stockage d'eau chaude comme flexible et disponible pour optimisation. Ce potentiel de stockage est de la flexibilité dans l'opération de la charge qui peut être mise au service des réseaux électriques.

Il est important de préciser que les chauffe-eau qui étaient sur le marché dans le passé ne permettent pas de faire ce genre de contrôle qui tient compte d'un volume de stockage variable. Afin d'obtenir ce genre de contrôle, des mesures de température dans les chauffe-eau doivent être disponibles en plus d'un contrôle avec rétroaction selon les températures. Des applications commerciales comme les chauffe-eau intelligents de Whirlpool (Whirlpool Corporation, 2012) utilisent ce potentiel de stockage. Les chauffe-eau « Energy Smart » de Whirlpool ont des algorithmes de contrôle plus complexes que les chauffe-eau traditionnels. Par exemple, la température de consigne des chauffe-eau est variable et les limites sont définies par l'utilisateur (ex :

46 °C à 65 °C). Ensuite, à chaque fois que l'élément du bas est activé plusieurs fois d'affilée, la consigne diminue puisqu'il y a faible consommation d'eau. Lorsque l'élément du haut est activé suite à une grande consommation d'eau, la température de consigne augmente. Il s'agit d'un exemple d'opération flexible qui peut éventuellement servir pour offrir des services sur les réseaux électriques. Ce même chauffe-eau possède déjà un port de communication pour prendre avantage des futurs programmes de réponse à la demande et pour des applications de type « thermostat à distance ».

La Figure 2.12 présente les courbes du profil de référence des 3650 chauffe-eau, le cas de délestage et un cas donnant la puissance nécessaire pour le chauffage instantané de l'eau pour fournir les mêmes 3650 chauffe-eau. Le cas de puissance instantanée utilise les valeurs des profils d'eau de la section 4, soit les données provenant de travaux précédents (Eslami-Nejab & Bernier, 2009). À partir des données de débit de la population de chauffe-eau pour chacune des minutes, la puissance instantanée nécessaire pour fournir ce débit a été calculée. Dans cette figure, on voit que malgré le stockage des chauffe-eau, les courbes de référence et de puissance instantanée ont sensiblement le même profil. Individuellement, fournir le débit d'eau d'un chauffe-eau demande des puissances instantanées beaucoup plus élevées. Par contre, pour une population, le résultat avec des chauffe-eau instantanés est semblable aux résultats avec stockage. Le stockage permet d'atténuer l'impact des variations rapides de débit et diminuer les pointes de demande électrique. Les trois profils de demande présentés dans la Figure 2.12 démontrent qu'il est possible de varier grandement la puissance des chauffe-eau avec un minimum d'impact pour les clients. Un cas extrême comme le délestage de chauffe-eau permet d'illustrer cette flexibilité puisqu'il s'agit d'un scénario avec des résultats de demande de puissance très différents du besoin pour satisfaire la demande en eau chaude. Dans ce mémoire, les cas présentés dans les chapitres ultérieurs utilisent cette flexibilité.

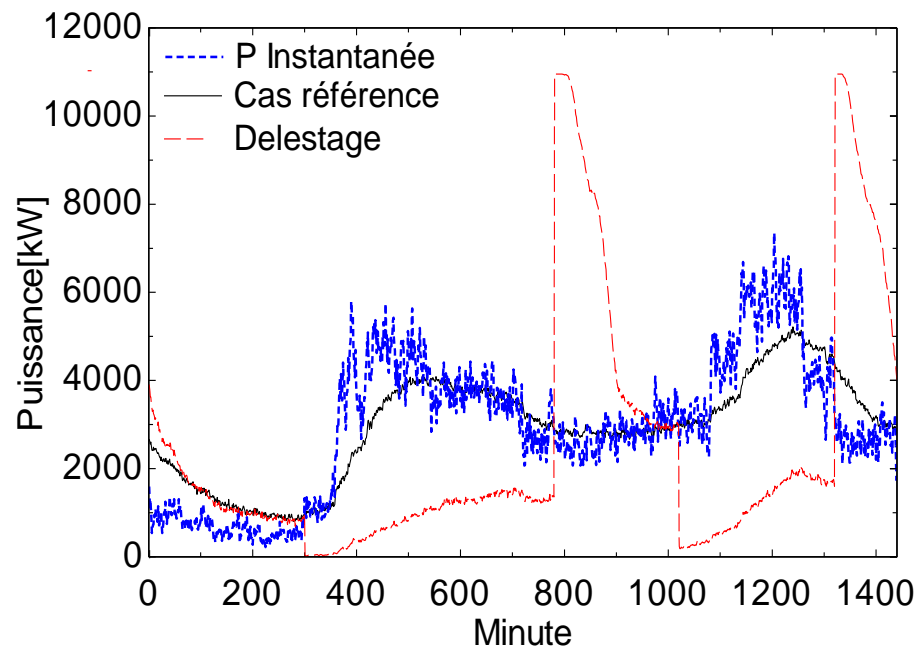


Figure 2.12 : Puissance instantanée nécessaire pour chauffer l'eau de 3650 chauffe-eau

CHAPITRE 3 MODÉLISATION DES CHAUFFE-EAU

3.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la modélisation des chauffe-eau. La modélisation des chauffe-eau est réalisée en utilisant le TYPE 534 de TRNSYS (version 16) jumelé au TYPE 2270 pour permettre la simulation de l'opération des éléments chauffants. La première partie de ce chapitre est consacrée à la description sommaire de ces modèles et du mécanisme de régulation. Un cas de référence, basé sur une étude antérieure de Bouthillier et Bernier (1995), est d'abord présenté. Ensuite plusieurs essais sont réalisés pour déterminer le nombre de nœuds ainsi que le pas de temps requis pour obtenir une simulation réaliste tout en ayant un temps de calcul raisonnable. Un bilan d'énergie est également réalisé pour vérifier l'exactitude des résultats. Finalement, l'assemblage complet est vérifié en comparant les résultats avec une étude utilisant différents scénarios de délestage.

3.2 Modélisation et simulation d'un chauffe-eau dans TRNSYS

Une revue des caractéristiques des chauffe-eau est disponible dans le mémoire de Atabaki (2001). Afin de simuler les chauffe-eau dans TRNSYS, il est nécessaire d'utiliser un modèle. Il existe plusieurs modèles, codés sous la forme de « TYPE » dans TRNSYS, permettant de simuler des chauffe-eau. Ces modèles ont été passés en revue par Allard et al. (2011) qui concluent que le TYPE 534 offre le meilleur compromis entre l'exactitude des résultats et la flexibilité. Il s'agit d'un modèle numérique permettant de simuler un chauffe-eau avec une approche nœud qui tient compte de la stratification de l'eau. Le nombre de nœud est un paramètre du modèle et les nœuds ont tous le même volume d'eau. Les équations gouvernantes de ce modèle sont disponibles dans la documentation de la librairie de Thermal Energy System Specialist (TESS, 2010).

La Figure 3.1 présente l'assemblage de base pour la simulation des chauffe-eau dans TRNSYS à l'aide du TYPE 534. Le TYPE 534 peut avoir plusieurs ports d'entrées et de sorties. Dans la présente étude, il n'y a qu'un port d'entrée et un port de sortie. Le TYPE 534 ne permet pas le contrôle des éléments chauffants avec la logique « maître-esclave » des éléments du haut et du bas. Pour contourner ce problème, le TYPE 2270 est utilisé. Ce dernier permet d'appliquer une certaine puissance à des nœuds particuliers dans le chauffe-eau tout en respectant la logique

maître-esclave qui exige qu'un seul élément fonctionne à la fois avec priorité à l'élément du haut. L'utilisation du TYPE 2270 permet également de simuler des contrôles plus complexes qui seront abordés plus loin dans ce mémoire.

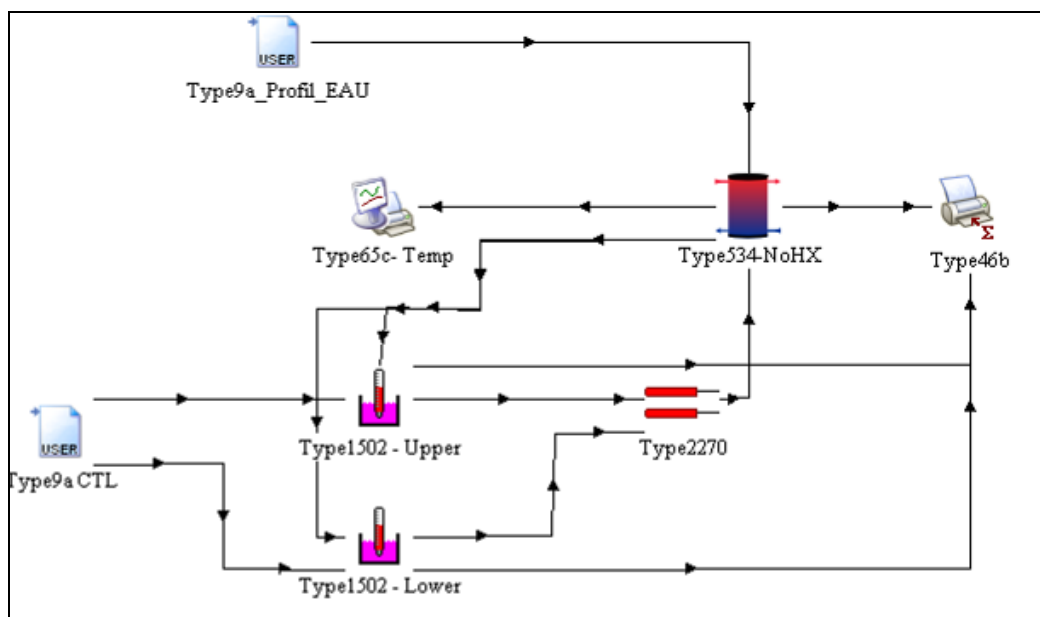


Figure 3.1 : Assemblage de base pour la simulation des chauffe-eau dans TRNSYS

L'opération des éléments chauffants, par l'intermédiaire du TYPE 2270, est réalisée au moyen de deux aquastats simulés dans TRNSYS à l'aide du TYPE 1502. Ce dernier permet de fixer une température de consigne en fonction d'une température provenant d'une entrée au TYPE 1502. De plus, un signal permet d'ajouter une logique de contrôle (lockout signal) qui peut permettre de faire du délestage par exemple. Dans le cas de la Figure 3.1, le signal de contrôle pour le délestage provient d'un fichier texte, identifié par Type9aCTL.

3.3 Caractéristiques du chauffe-eau de référence

Le chauffe-eau utilisé dans ce chapitre est un chauffe-eau de 175 L dont les caractéristiques sont données au Tableau 3.1.

Tableau 3.1 Paramètres du chauffe-eau de référence

Paramètres	Valeur	Unités
Hauteur (sans l'isolant)	1.08	m
Diamètre (sans l'isolant)	0.45	m
Position des éléments du haut et du bas. Puissance des éléments est de 3 kW	Nœud 3 : 0.77 à 0.88	m
	Nœud 9 : 0.11 à 0.22	m
Position des aquastats	Nœud 3 : 0.77 à 0.88	m
	Nœud 9 : 0.11 à 0.22	m
Conductivité thermique effective de l'eau	2.48	W/m ² K
Coefficient de déperdition thermique	1.05	W/m ² K

Une température de consigne de 60°C est généralement utilisée avec une bande-morte de 2°C. Cette valeur est issue des travaux de Bouthillier & Bernier (1995). Toutefois, selon Allard et al. (2011), les bandes mortes peuvent atteindre 5°C pour l'élément du haut et de 10°C pour l'élément du bas. Dans ce mémoire, la bande morte de 2°C est utilisée pour les simulations et celle-ci est un paramètre du TYPE 1502. C'est donc un effet d'hystérésis de ± 1 °C autour de la consigne qui est utilisé dans cette recherche.

Tel que montré au Tableau 3.1, le coefficient de déperdition thermique est de $1.05 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$. Selon Allard et al. (2011), cette valeur est considérée typique et acceptable pour obtenir une représentation de l'ensemble du parc des chauffe-eau. Toujours selon Allard et al. (2011), la diffusion de la chaleur dans l'eau doit être ajustée pour tenir compte de la conduction dans la paroi du réservoir. Cet ajustement est réalisé en utilisant une conductivité thermique effective de l'eau. Cette valeur est égale à $2.25 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ pour un chauffe-eau de 270 L. Dans le cas d'un chauffe-eau de 175 L, l'aire de la section en coupe transversale est de 0.162 m^2 comparativement à 0.185 m^2 pour un chauffe-eau de 270 L. En appliquant la méthodologie proposée par Allard et al. (2011), la conductivité thermique effective est égale à $2.48 \text{ W/m}\cdot\text{K}$. Cette valeur comprend donc la conduction dans la paroi et la conduction dans l'eau.

La Figure 3.2 montre le profil de consommation utilisé dans ce chapitre. Il s'agit du profil de Perlman et Mills (1985) qui donne la consommation horaire pour une journée typique. C'est le même profil que celui utilisé par Bouthillier et Bernier (1995).

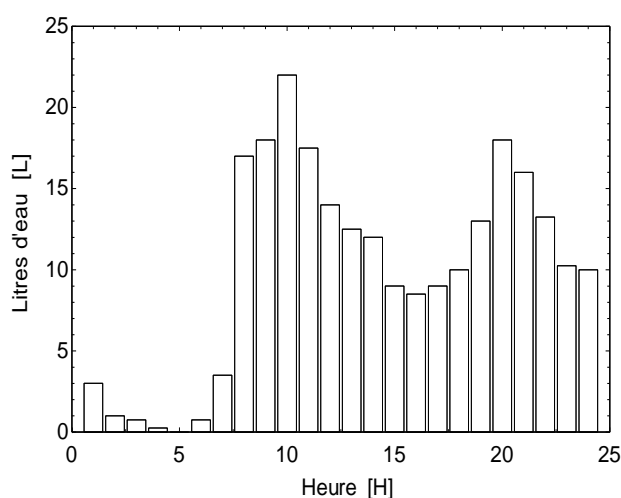


Figure 3.2 : Demande en eau par heure selon le profil Perlman et Mills

3.4 Effet du pas de temps

L'effet du choix du pas de temps de la simulation est examiné dans cette section. Ces simulations ont été réalisées avec un maillage équidistant de 10 nœuds dans le chauffe-eau. Le nœud 1 est situé au haut du chauffe-eau et les éléments chauffants sont localisés dans les nœuds 3 et 9. Cela signifie que l'élément du bas (nœud 9) est dans le nœud qui occupe le volume se situant entre

0.11 à 0.22 m (à partir du fond du réservoir) et que l'élément du haut est dans le nœud qui occupe le volume se situant entre 0.77 et 0.88 m. Les températures des nœuds 3 et 9, situés dans les mêmes nœuds que les éléments chauffants, sont envoyées aux aquastats (TYPES 1502) qui envoient un signal au TYPE 2270 pour actionner les éléments chauffants. La puissance fournie par l'intermédiaire du TYPE 2270 est injectée dans le volume occupé par les nœuds 3 et 9. Ensuite le modèle se charge de répartir la chaleur injectée dans le chauffe-eau.

La Figure 3.3 présente les résultats de simulation montrant les températures aux nœuds 1, 3, 9 et 10 avec un pas de temps d'une heure. Le graphique montre que la température atteint des valeurs irréalistes qui oscillent beaucoup. Par exemple, la température au nœud 1 atteint environ 95°C à l'heure 6, bien que le point de consigne soit de 60 °C. Cette valeur est due au fait que le pas de temps est d'une heure. Ainsi, l'élément chauffant est en opération pendant toute l'heure ce qui, combiné à un faible débit, conduit à une augmentation importante de température. Même si la température dans le haut du chauffe-eau atteint 80°C à 5h00, l'élément du bas continue de chauffer puisque la température du nœud 9 est légèrement en dessous de 60°C.

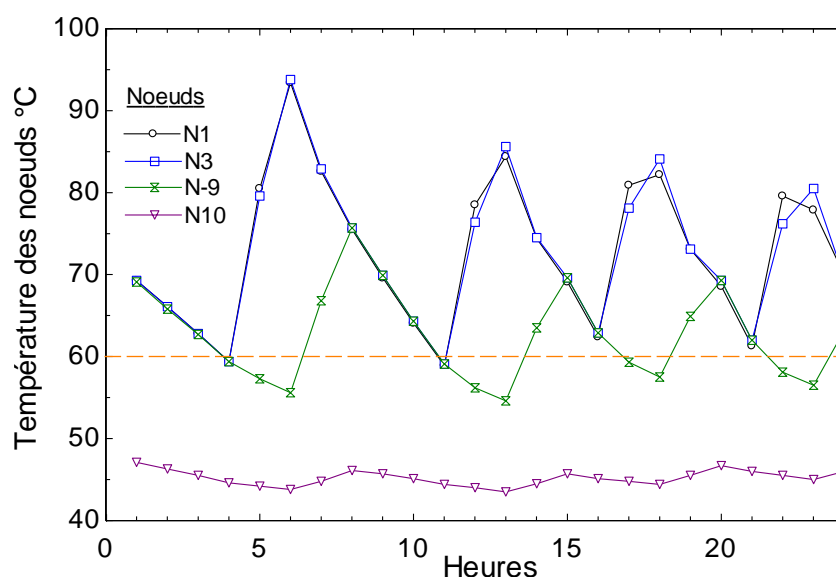


Figure 3.3 : Température des nœuds issues du Type 534 avec pas de temps de 1 heure

La Figure 3.4 montre les résultats obtenus avec un pas de temps de 1 minute. Les résultats de température sont beaucoup plus conformes à la réalité avec une température oscillant autour de 60°C au sommet du réservoir. La température du nœud 10, situé au bas du chauffe-eau, est plus froide que le point de consigne pour toute la durée de la simulation. Il s'agit d'un comportement

normal puisque le nœud est situé en dessous de l'élément chauffant et que l'entrée d'eau est dans le bas du chauffe-eau. Donc, ce nœud n'est chauffé que par conduction dans l'eau et non par la convection engendrée par le panache montant au-dessus des éléments chauffants.

Suite à ces résultats de simulation de chauffe-eau et au requis provenant de la méthode servant à compenser les variations de puissance photovoltaïque en bas d'une heure, il a été décidé d'utiliser un pas de temps d'une minute pour simuler les chauffe-eau dans la présente étude.

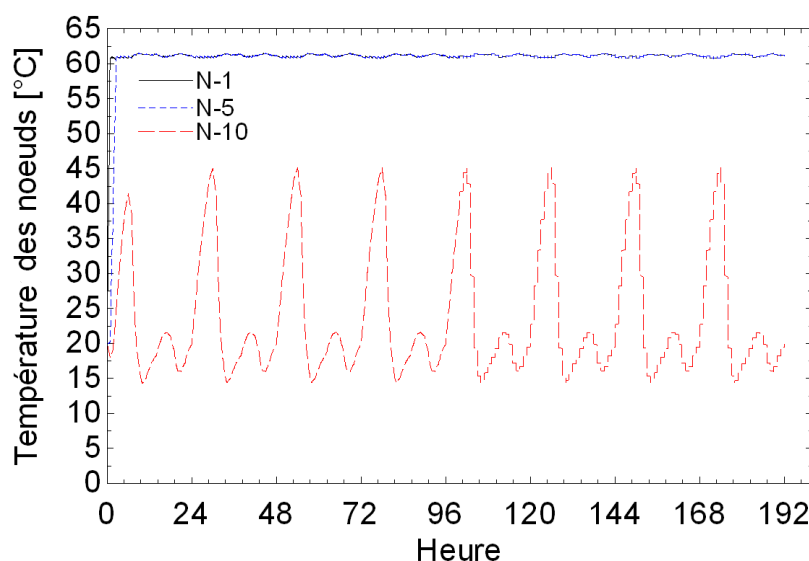


Figure 3.4 : Température des nœuds issues du Type 534 avec un pas de temps de 1 minute

Lorsque le même profil de consommation d'eau est utilisé de jour en jour, il est utile de connaître le temps requis pour que les résultats ne soient plus affectés par les conditions initiales. La Figure 3.5 montre l'évolution de la température du nœud 10 pour quatre jours consécutifs pendant lesquels le profil de consommation est identique de jour en jour. Les différences majeures dues aux conditions initiales sont déjà grandement diminuées après quelques heures seulement. Ainsi il est possible de remarquer que les températures à 7 h au jour 1 et au jour 2 sont semblables, ce qui indique qu'après 7 heures d'utilisation, les effets des conditions initiales sont minimes. Les courbes de température pour les jours 3 et 4 sont pratiquement identiques avec des différences inférieures à 0.1 °C. Cela explique que les courbes des jours 2, 3 et 4 sont superposées dans la Figure 3.5. Dans ce qui suit, une semaine de simulation est utilisée avant d'examiner la journée à l'étude. Ceci devrait être amplement suffisant pour que les résultats ne soient pas affectés par les conditions initiales.

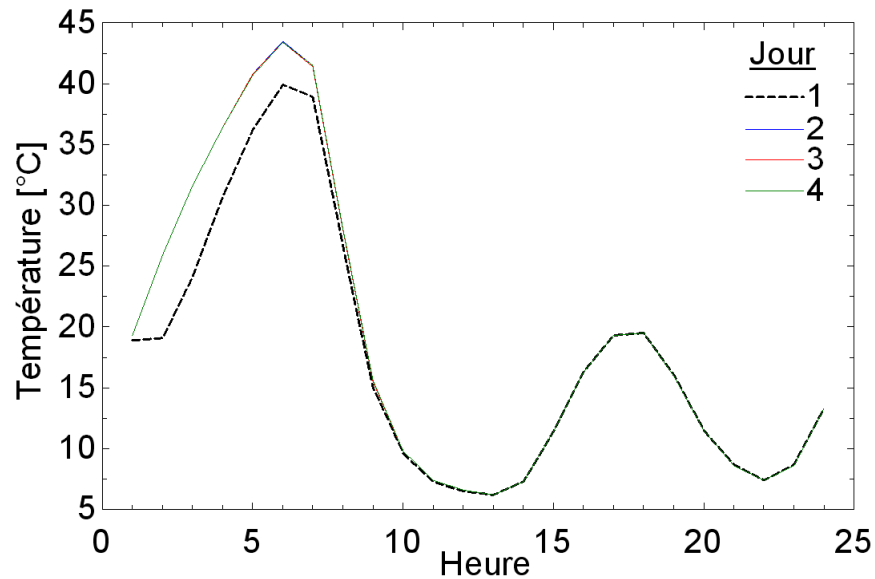


Figure 3.5 : Température du nœud 10 pour quatre jours consécutifs.

3.5 Validation et comparaison du modèle avec le scénario de Bouthillier et Bernier (1995)

Afin de vérifier le modèle avec des résultats connus, une comparaison avec les résultats de Bouthillier et Bernier (1995) est présentée dans cette section. Tout d'abord, la demande électrique sur 24 heures est simulée. Ensuite, des essais avec différentes valeurs du coefficient de déperdition thermique sont présentés. Finalement, le scénario de contrôle de l'élément du bas pour faire du délestage de puissance est reproduit avec l'assemblage actuel.

La Figure 3.6 présente les résultats de la comparaison entre les simulations réalisées avec l'assemblage de la Figure 3.1 et les résultats de Bouthillier et Bernier (1995). Le profil de Perlman et Mills est utilisé pendant huit jours consécutifs; les résultats montrés à la Figure 3.5 sont pour la huitième journée. Il s'agit de la puissance intégrée sur une heure. Les résultats de la demande électrique montrent que l'assemblage TRNSYS donne des résultats comparables à ceux de Bouthillier et Bernier (1995) qui ont utilisé un modèle différent basé sur la méthode des volumes finis et utilisés dans un environnement de calcul différent de celui de TRNSYS.

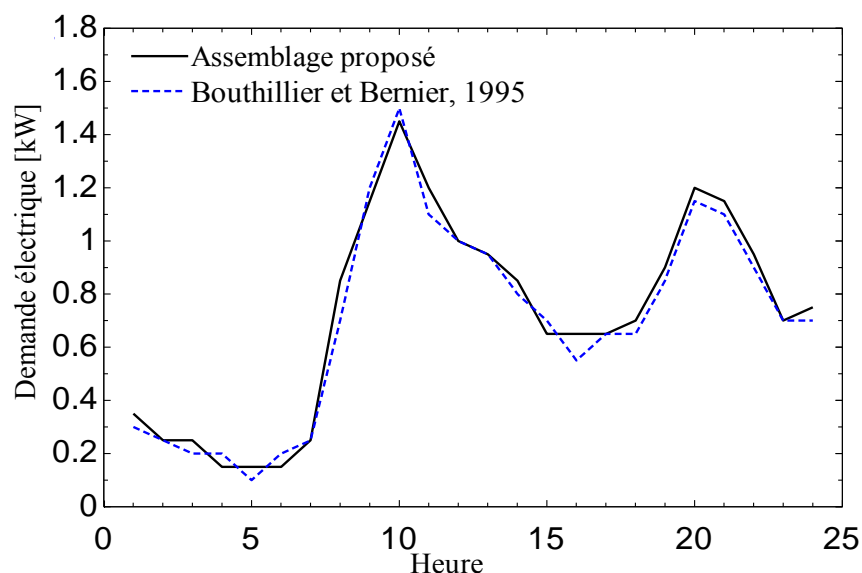


Figure 3.6 : Comparaison entre la demande électrique de l'assemblage proposé et les résultats de Bouthillier et Bernier (1995).

La Figure 3.7 présente les mêmes résultats mais sous la forme d'une consommation cumulative. À la fin de la journée, il existe une différence de 0.6 kWh sur la consommation cumulative lorsqu'un coefficient de déperdition thermique de $1.05 \text{ W/m}^2\text{K}$ est utilisé pour l'ensemble des parois du chauffe-eau. En ajustant le coefficient de déperdition thermique à $0.67 \text{ W/m}^2\text{K}$, il est possible d'obtenir des résultats similaires à ceux de Bouthillier et Bernier (1995). Cependant, ces derniers ont utilisé des valeurs de $1.21 \text{ W/m}^2\text{K}$ pour les parois verticales et $1.143 \text{ W/m}^2\text{K}$ pour le dessous et le dessus du chauffe-eau. Il existe donc une légère différence entre les résultats issus de l'assemblage TRNSYS et les résultats de Bouthillier et Bernier (1995). Cette différence peut être expliquée par le fait que le nombre de nœuds est différent. La section 3.6 présente une évaluation de l'effet du nombre de nœuds.

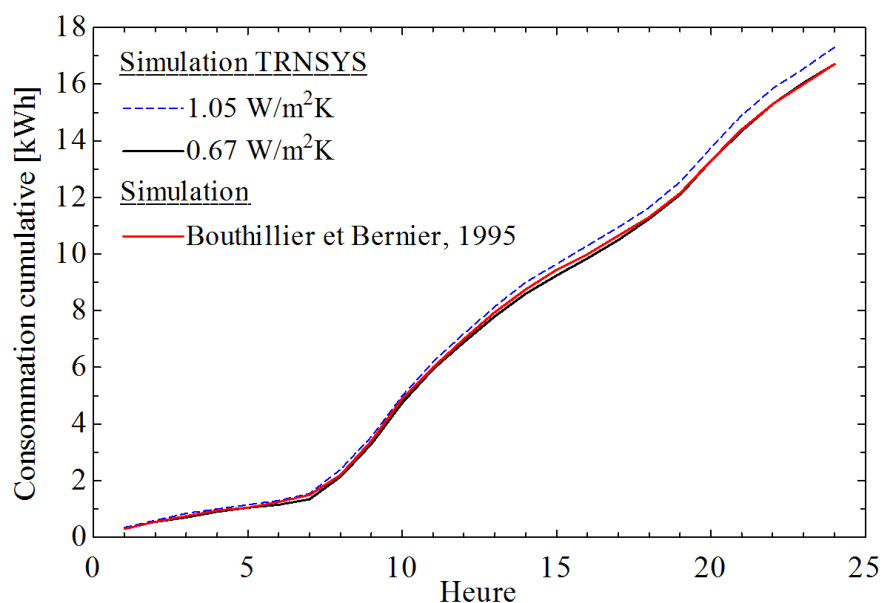


Figure 3.7 : Comparaison de la consommation cumulative pour des coefficients de déperdition thermique de 1.05 et $0.67 \text{ W/m}^2\text{K}$ et le cas de référence de Bouthillier et Bernier(1995).

Dans le scénario de délestage de l'article de Bouthillier & Bernier (1995), c'est l'élément du bas qui est délesté pendant deux périodes de la journée. En délestant l'élément du bas du chauffe-eau pendant ces périodes, le profil de demande électrique change complètement. La Figure 3.8 présente les résultats de quatre courbes de puissance. Deux de ces courbes sont les cas de références de l'assemblage proposé et celui de Bouthillier et Bernier (1995). Les deux autres courbes sont celles avec le délestage. Il y a une différence dans les horaires de délestage entre les 2 cas. Avec l'assemblage proposé, qui a été simulé avec un pas de temps d'une heure, l'élément du bas n'a pas la permission de chauffer de 7h00 à 12h00 et de 17h00 à 23h00. Dans le cas de délestage de Bouthillier et Bernier (1995), l'heure d'arrêt du délestage durant la période du matin était de 12h30. Cela produit une différence de 30 min sur la première période de délestage. Malgré ces différences sur les courbes de délestage, les résultats montrent que la simulation d'un délestage avec l'assemblage proposé est adéquate lorsque comparée aux résultats présentés par Bouthillier et Bernier (1995). La simulation des cas de référence sans délestage produit pratiquement le même profil de demande que pour les cas de délestage.

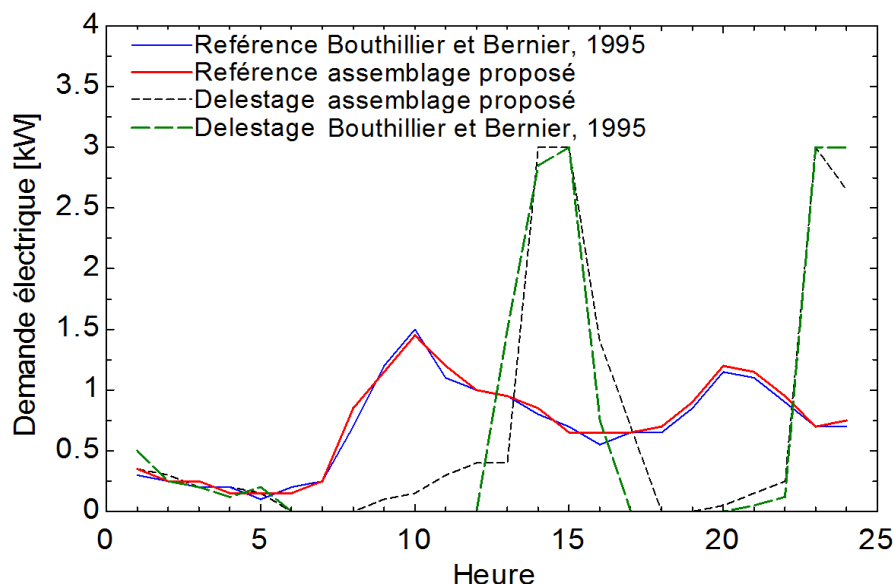


Figure 3.8 : Comparaison de la demande électrique pour les cas de référence et de délestage pour l'assemblage proposé et l'étude de Bouthillier et Bernier (1995).

3.6 Impact de l'indépendance du maillage

Lors de simulations avec un modèle numérique de chauffe-eau, le nombre de nœuds utilisé dans le modèle affecte les résultats finaux. Par exemple, il est possible de mettre seulement 1 nœud dans le modèle T534, ce qui engendre une température uniforme dans tout le réservoir. En réalité, la température de l'eau dans le chauffe-eau change en fonction de la hauteur, de la position des éléments chauffants, de la position de l'entrée d'eau, etc. L'augmentation du nombre de nœuds ajoute de la précision au modèle et permet d'obtenir des résultats plus près de la réalité. Cette section présente donc les résultats de tests d'indépendance du maillage pour évaluer le nombre de nœuds requis et l'impact de ce choix sur les simulations.

En général, les études qui simulent un grand nombre de chauffe-eau utilisent des modèles simples avec peu de nœuds car le temps de simulation devient rapidement problématique. Des stratégies de modèles pour reproduire une demande agrégée ont été développées depuis plusieurs années (Laurent et Malhame, 1994). L'étude de Kondho et al. (2012), utilise un modèle à 2 couches à volume fixe et l'étude de Sepulveda et al. (2010) est basée sur une équation différentielle qui représente un seul volume. Dans le cas des essais présentés ici, des scénarios de 5 à 100 nœuds ont été simulés. Le Tableau 3.1 présente les paramètres des différents cas simulés.

Tableau 3.1: Positionnement des éléments pour le test d'indépendance du maillage.

Positionnement des éléments en fonction du nombre de nœuds												
Nombre de nœuds total		5	8	10	15	20	30	40	50	70	80	100
Hauteur de chaque nœud (m)		0.22	0.14	0.11	0.07	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01
Élément Haut (Typique = 0.85 m)	Nœud	2	2	3	4	5	7	9	11	15	17	21
	Haut du nœud (m)	0.86	0.95	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86
	Bas du nœud (m)	0.65	0.81	0.76	0.79	0.81	0.83	0.84	0.84	0.85	0.85	0.85
Élément Bas (Typique = 0.15 m)	Nœud	5	7	9	13	18	26	35	44	60	69	86
	Haut du nœud (m)	0.22	0.27	0.22	0.22	0.16	0.18	0.16	0.15	0.17	0.16	0.16
	Bas du nœud (m)	0.00	0.14	0.11	0.14	0.11	0.14	0.14	0.13	0.15	0.15	0.15

Les résultats de la Figure 3.9 démontrent qu'au-dessus de 8 nœuds, la consommation d'énergie augmente avec le nombre de nœuds jusqu'à atteindre un plateau. Dans le cas de l'article de Bouthillier & Bernier (1995), le nombre de nœuds était de 1000 (environ 1 mm par nœud). Par contre, avec le modèle T534, l'asymptote est déjà atteinte à 100 nœuds.

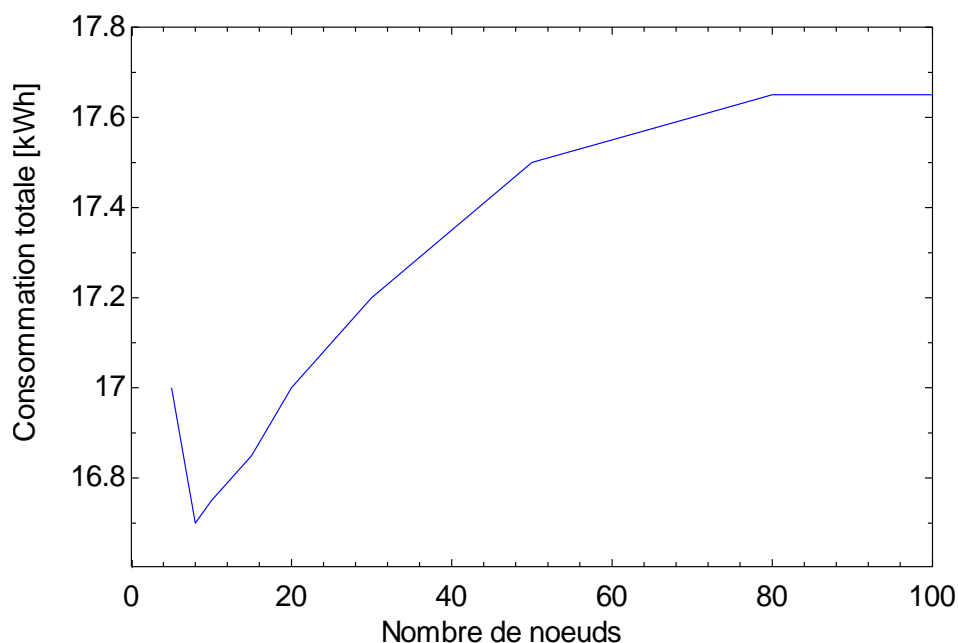


Figure 3.9: Consommation énergétique journalière en fonction du nombre de nœuds

La Figure 3.10 présente la différence relative par rapport à la consommation obtenue pour 100 nœuds. La différence est de l'ordre de 5% pour 10 nœuds alors que 50 nœuds sont requis pour limiter la différence à moins de 1%. Avec 50 nœuds et un pas de temps de 1 min, le temps de simulation d'une population de 3650 chauffe-eau sur un ordinateur performant dédié aux simulations informatiques est d'environ 110 minutes afin d'obtenir une journée de résultats. Dans le cas de 10 nœuds, ce temps baisse à 20 minutes. De plus, sur un ordinateur standard de bureau, ces temps doivent être multipliés par 7.

Pour limiter le temps de calcul et obtenir un minimum d'information utile sur la stratification de l'eau dans le chauffe-eau, 10 nœuds seront utilisés à moins d'indication contraire. À la lueur de ces résultats, cette décision engendre une erreur d'environ 5 % par rapport à une simulation de 100 nœuds. Par contre, les résultats de variations de la demande de population de chauffe-eau qui seront étudiées plus tard ne vont pas utiliser des valeurs absolues de puissance, mais plutôt des différences entre un cas de référence et un cas avec compensation des variations de puissance photovoltaïque. Donc, l'impact d'une erreur de 5 % devrait être minime sur cette différence.

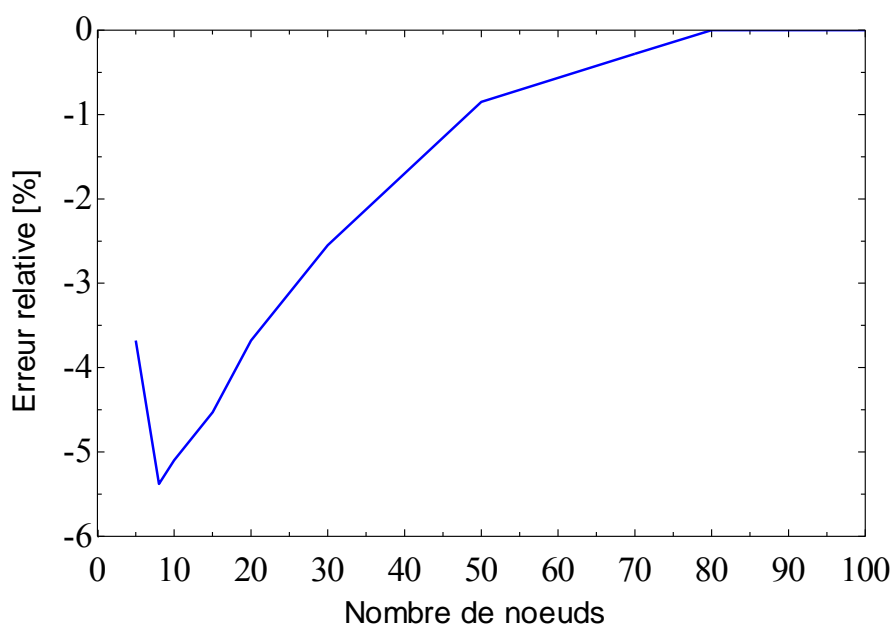


Figure 3.10 : Différence relative par rapport à une consommation de 17.7 kWh pour 100 nœuds

La Figure 3.11 présente la comparaison de la consommation cumulative selon le nombre de nœuds. Les courbes sont en ordre d'apparition dans la légende. Tel que vu dans les résultats précédents, l'écart entre les courbes diminue plus le nombre de nœuds augmente. Étant donné

que le nombre de nœud des simulations et le modèle de Bouthillier et Bernier (1995) sont différents de ce qui est utilisé dans l'assemblage proposé, il est normal d'observer de légères variations de consommation par rapport aux résultats de la Figure 3.7. Les simulations pour vérifier l'indépendance du maillage montrent une augmentation de la consommation cumulative avec l'augmentation du nombre de nœuds. De la recherche supplémentaire serait nécessaire afin de déterminer les causes exactes de cette différence et de comparer celle-ci à des résultats expérimentaux.

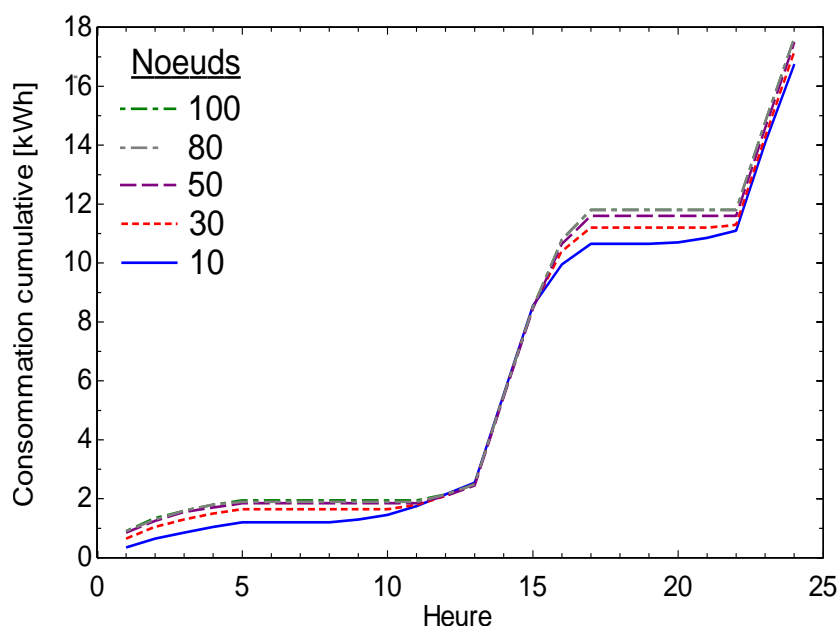


Figure 3.11 : Comparaison de la consommation cumulative en fonction de l'indépendance du maillage

3.7 Bilan énergétique sur le chauffe-eau

Un bilan d'énergie est effectué dans cette section afin de s'assurer de la validité des résultats présentés sur l'assemblage TRNSYS proposé à la Figure 3.1 avec un TYPE 534 muni de 10 nœuds. Le bilan d'énergie tient compte de l'énergie fournie, des pertes de chaleur, de l'énergie ajoutée par le chauffage auxiliaire (élément électrique) et de l'énergie accumulée dans le réservoir. Ce bilan est présenté au Tableau 3.2 pour une simulation d'une semaine. Les résultats montrent que le bilan est vérifié avec une différence négligeable de 0.00003 kWh.

Tableau 3.2: Bilan énergétique du cas de référence avec l'assemblage proposé

Énergie fournie à l'eau ($Q_{Fournie}$)	125.20	kWh
Pertes de chaleur - Dessus	1.34	kWh
Pertes de chaleur - Côté	11.50	kWh
Pertes de chaleur - Dessous	0.12	kWh
Total des pertes de chaleur (Q_{Pertes})	12.96	kWh
Énergie accumulée dans le réservoir (Q_{acc})	7.49	kWh
Chauffage auxiliaire (Q_{aux})	145.65	kWh
Bilan = ($Q_{Fournie}$) + (Q_{Perte}) + (Q_{acc}) - (Q_{aux})	0.00003	kWh

3.8 Résumé

Ce chapitre montre l'assemblage proposé dans TRNSYS permettant de simuler le comportement d'un chauffe-eau. Suite à une étude sur l'effet de l'indépendance du maillage, le nombre de nœuds est fixé à 10 même si ce choix peut produire une erreur de 5% sur les valeurs absolues des résultats. Le pas de temps des simulations des chauffe-eau est fixé à une minute afin de permettre d'obtenir des températures réalistes. Finalement, l'assemblage TRNSYS a été vérifié en effectuant un bilan d'énergie sur le chauffe-eau pour une semaine d'utilisation.

CHAPITRE 4 TRAITEMENT DES DONNÉES VARIABLES

4.1 Introduction

Afin de réaliser cette étude il est nécessaire de traiter des données variables. Ainsi, les aspects reliés à la variabilité de la production photovoltaïque sont présentés dans la première section de ce chapitre. Ensuite, il y a une analyse où des profils de consommation d'eau chaude sont traités. Finalement, la méthode utilisée afin d'obtenir la diversité d'une population de chauffe-eau est présentée.

4.2 Traitement des données variables de puissance photovoltaïque

L'objectif de la présente étude est de moduler le profil de demande électrique des chauffe-eau en fonction d'un signal d'entrée variable tel qu'illustré dans la Figure 4-1. Le signal de variation provient de la production photovoltaïque et doit faire l'objet d'un traitement pour être utilisé comme signal d'entrée pour le contrôle des chauffe-eau. C'est donc la partie encadrée en rouge dans la Figure 4-1 qui est à l'étude dans cette section.

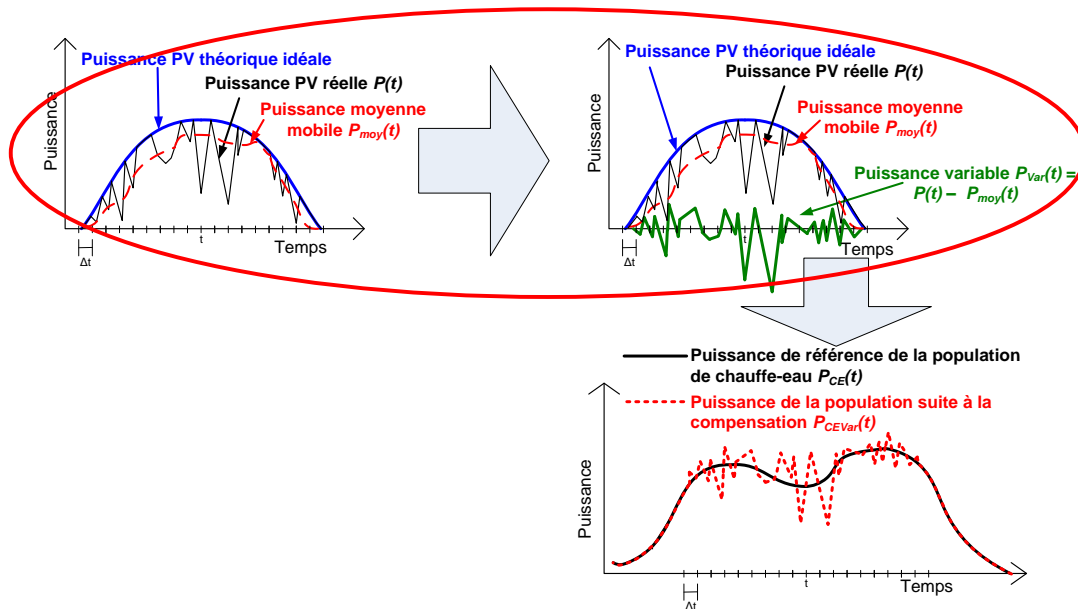


Figure 4.1 : Schéma du concept de compensation de la variation de production photovoltaïque à l'aide de chauffe-eau électriques

La Figure 4.2 présente de façon plus détaillée l'analyse qui sera réalisée. Il s'agit d'analyser les données de production photovoltaïque $P(t)$ et d'obtenir la puissance photovoltaïque variable à compenser $P_{Var}(t)$. Tel que défini au chapitre 2, celle-ci est la différence entre la puissance photovoltaïque réelle $P(t)$ et la puissance photovoltaïque obtenue à partir d'une moyenne mobile $P_{moy}(t)$ (ou de la puissance photovoltaïque attendue $P_{attendue}(t)$ dans le cas où des prévisions sont utilisées). Le terme « puissance à compenser » est utilisé pour représenter la puissance photovoltaïque variable à compenser ($P_{Var}(t)$).

$P_{CE}(t)$ est la puissance de référence de la population de chauffe-eau à l'instant t sans compensation des variations, tandis que $P_{CEVar}(t)$ est la puissance de la population de chauffe-eau suite à la compensation.

Le terme « puissance compensée » ($P_{VarCTL}(t)$ dans la Figure 4.2) est utilisé pour désigner la différence entre la puissance de référence $P_{CE}(t)$ et la puissance de la population de chauffe-eau suite à la compensation $P_{CEVar}(t)$. Dans le cas théorique idéal, la puissance à compenser et la puissance compensée devraient être identiques, i.e. que $P_{VarCTL}(t) = P_{Var}(t)$.

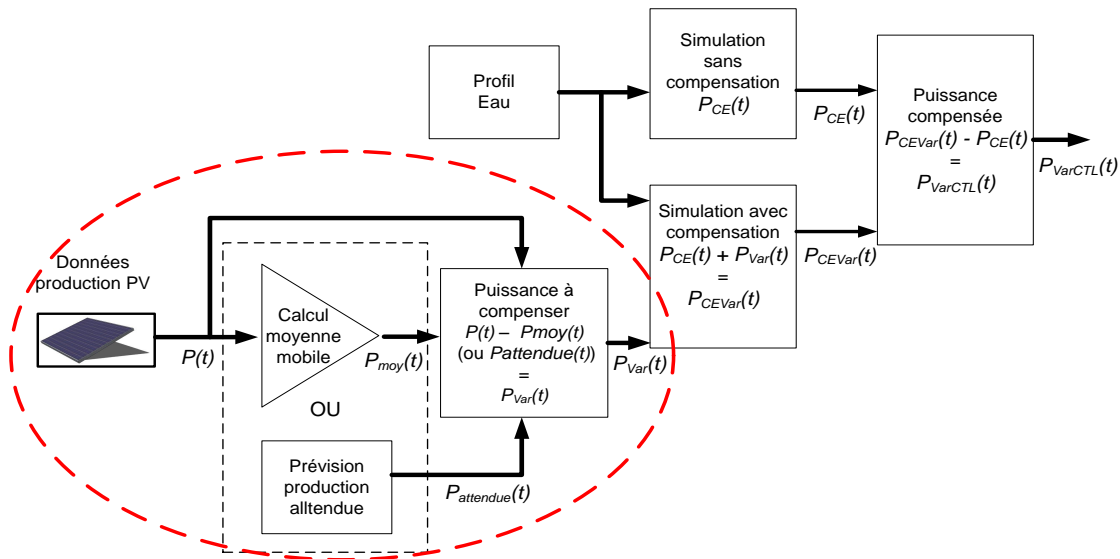


Figure 4.2 : Représentation schématique des différents niveaux de puissance

La présente section est divisée en quatre parties. Premièrement, des données de production photovoltaïque sur une période de 7 jours sont analysées pour obtenir l'énergie produite et évaluer la magnitude des variations à compenser. Ensuite, une analyse des variations de la

puissance photovoltaïque est présentée. Une méthode utilisant les moyennes mobiles et des prévisions de persistance basées sur celle-ci est proposée. De plus, afin d'éviter le prétraitement des variations à compenser, une méthode pour produire la moyenne mobile directement dans TRNSYS est testée. Pour terminer, la méthodologie utilisée pour évaluer le nombre de chauffe-eau requis pour compenser des variations de production est présentée. Cette méthodologie est appliquée aux données de production photovoltaïque sur une période de 7 jours.

4.2.1 Traitement des données de production photovoltaïque pour une période de 7 jours

La Figure 4.3 présente les données d'une production photovoltaïque réelle sur une période de 7 jours. Cette relativement courte période a été initialement choisie pour faciliter l'analyse et permettre de dégager des tendances. Une analyse annuelle est présentée plus loin dans ce chapitre. Ces données ont été recueillies avec un pas de temps d'une minute à partir d'un panneau photovoltaïque d'une puissance nominale de 90 W installé au laboratoire de CanmetÉNERGIE à Varennes.

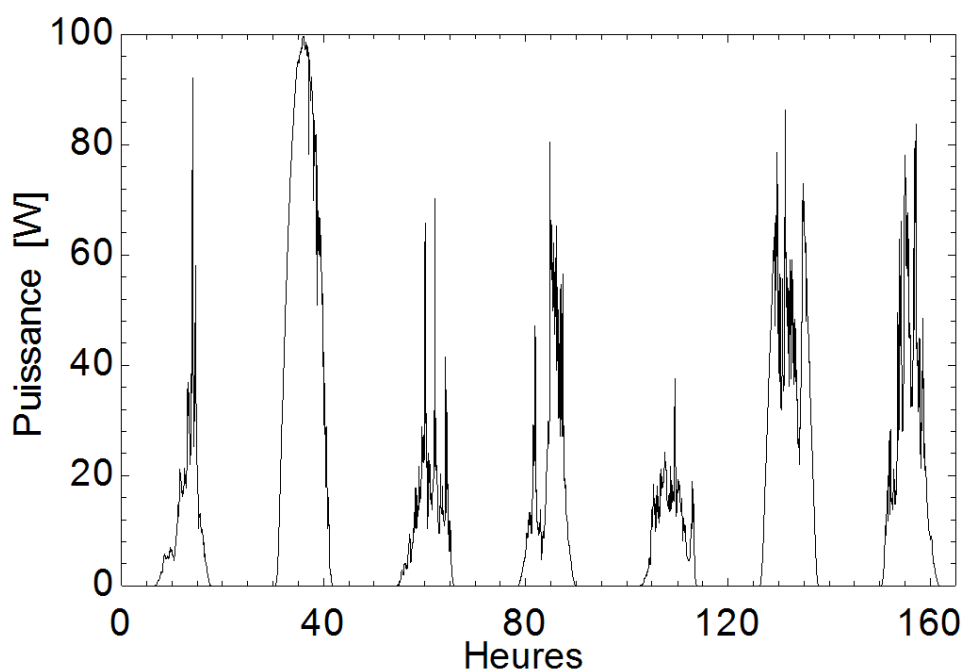


Figure 4.3 : Puissance mesurée d'un panneau photovoltaïque d'une puissance nominale de 90 W au cours d'une période de 7 jours.

Le Tableau 4.1 résume les données de production énergétique journalière du même panneau. Les résultats confirment que la variation de la production d'une journée à l'autre est relativement grande.

Tableau 4.1 Production énergétique journalière au cours de la période de 7 jours montrées à la Figure 4.3

Jour	1	2	3	4	5	6	7
Énergie produite (Wh)	145	679	152	231	130	446	312

La première analyse porte sur les valeurs maximales et moyennes des variations de production pour un intervalle (ou fenêtre d'observation) donné. La même nomenclature que celle présentée à l'Équation 2.2 est utilisée ici. Les données sont analysées à chaque minute ($\Delta t = 1$ min). Le nombre de pas de temps, n , est varié de façon à analyser des fenêtres de 1, 5, 15 et 30 minutes. Le Tableau 4.2 présente les variations obtenues pour trois jours sélectionnés parmi les sept jours présentés à la Figure 4.3. Il s'agit des variations pour les jours 1, 5 et 6, respectivement.

Tableau 4.2 : Pourcentage de variation de production pour 3 jours différents pour des fenêtres de 1, 5, 15 et 30 min

		Fenêtres d'observation des variations (minutes)			
		1	5	15	30
Jour 1	P_{VarMax} (%)	36.1	45.6	66.8	70.2
	P_{VarMoy} (%)	0.6	1.7	5.3	8.9
Jour 5	P_{VarMax} (%)	4.6	9.8	24.3	25.0
	P_{VarMoy} (%)	0.4	1.2	4.0	6.4
Jour 6	P_{VarMax} (%)	16.8	30.6	36.9	51.0
	P_{VarMoy} (%)	1.4	3.6	11.0	17.9

Ce tableau donne, pour chacun des jours, le maximum et la moyenne des maximums de variations observées en fonction de fenêtres de 1, 5, 15 et 30 minutes. L'Équation 4.1 a été utilisée pour obtenir les valeurs du maximum de variation.

$$P_{VarMax}(t) = \left(\frac{Max(P(t, \dots, t - \Delta t \times n)) - Min(P(t, \dots, t - \Delta t \times n))}{P_{max}} \right) \times 100 \quad (4.1)$$

où :

$P_{VarMax}(t)$: Variation maximale de puissance dans la fenêtre sous observation soit entre l'instant t et le début de la fenêtre à $t - \Delta t \times n$.

$Max(P(t, \dots, t - \Delta t \times n))$: Puissance maximale mesurée dans la fenêtre sous observation.

$Min(P(t, \dots, t - \Delta t \times n))$: Puissance minimale mesurée dans la fenêtre sous observation.

P_{max} : Puissance maximale du panneau. Une valeur de 100 Watts a été choisie.

Par exemple, la valeur de P_{VarMax} à $t = 13h$ pour une fenêtre d'observation de 5 minutes est obtenue à partir des valeurs maximales et minimales des cinq valeurs mesurées de $P(t)$ dans l'intervalle de 12h55 à 13h. La valeur de P_{VarMax} à $t = 13h01$ pour une fenêtre d'observation de 5 minutes est obtenue de façon similaire dans l'intervalle de 12h56 à 13h01.

La moyenne des variations maximales d'une journée, $P_{VarMoy}(t)$, est calculée à partir de l'ensemble des variations maximales des 1440 minutes de chaque journée mais uniquement lors de la période d'ensoleillement. Ainsi, toutes les valeurs nulles de variation de production mesurées avant le lever du jour et après le coucher du soleil ne sont pas incluses dans le calcul de la moyenne des variations. L'Équation 4.2 présente le détail du calcul de la moyenne des variations maximales d'une journée.

$$P_{VarMoy}(t) = \left(\frac{\sum_{T_1}^{T_2} P_{VarMax}(t)}{T_2 - T_1} \right) \div P_{max} \times 100 \quad (4.2)$$

où :

$P_{VarMoy}(t)$: Moyenne des maximums des variations d'une journée. Seule la période où la production photovoltaïque est non-nulle est considérée.

$P_{VarMax}(t)$: Variation maximale de puissance dans la fenêtre sous observation tel que définie à l'Équation 4.1.

T_1 : Minute de la journée où la production photovoltaïque devient non-nulle suite au lever du soleil.

T_2 : Minute de la journée où la production photovoltaïque devient nulle suite au coucher du soleil.

Les données du Tableau 4.2 portant sur une fenêtre d'observation de 5 minutes seront maintenant examinées. Durant les trois jours analysés, la production photovoltaïque a eu des variations

maximales (P_{VarMax}) de 45.6%, 9.8% et 30.6% au cours des jours 1, 5, et 6, respectivement, alors que les moyennes des variations maximales correspondantes sont de 1.7%, 1.2% et 3.8%. Cet exemple illustre le fait qu'il y a des différences relativement importantes dans les variations maximales d'une journée à l'autre alors que la moyenne des variations représente des valeurs plus faibles.

En utilisant ces données, il est possible de produire une courbe du nombre d'événements pour une période donnée (une journée par exemple). Pour produire cette courbe, il s'agit de compiler le nombre de minutes durant la journée, pendant lesquelles un certain pourcentage des variations maximales est observé. La courbe du nombre d'événements a été produite pour la première journée de l'échantillon de données de production photovoltaïque. La courbe est obtenue avec l'Équation 4.3.

$$Nb\ var[Var] = Nombre.Si(P_{VarMax}[MinJour], >Var) \quad (4.3)$$

où :

$Nbvar[Var]$: Nombre de variations (i.e. d'événements) au dessus du pourcentage de variation défini par Var .

$P_{VarMax}[MinJour]$: Vecteur contenant les variations maximales de puissance dans la fenêtre observée pour chacune des 1440 minutes du jour.

Var : Pourcentage de variation désiré.

$Nombre.Si$ (Vecteur, Critère): Fonction Excel qui permet d'obtenir le nombre d'événements dans le vecteur spécifié en fonction du critère spécifié comme deuxième argument.

La Figure 4.4 présente le pourcentage de variation maximale en fonction du nombre d'événements d'une minute pour des fenêtres d'observations de 1, 5, 15 et 30 minutes. Ces courbes sont tracées avec un minimum de 6 points par fenêtre et chacun des points est relié par une droite. Les courbes de la Figure 4.4 donnent une indication sur le nombre d'événements à compenser et l'amplitude de la modulation de puissance des chauffe-eau nécessaire. Par exemple, pour la fenêtre de 30 minutes, la journée observée a 40 événements (d'un pas de temps d'une minute) avec des variations maximales supérieures à 36%. En appliquant cette courbe à la

modulation des chauffe-eau au moyen d'un signal de contrôle variant à chaque minute, il serait nécessaire durant cette journée de compenser 40 événements avec des variations de puissance photovoltaïque au-dessus de 36% si on se base sur l'observation des 30 minutes précédentes. À la limite, lorsque le nombre d'évènements tend vers zéro, la valeur maximale de variation pour une fenêtre de 30 minutes est de 70%. Bien que cette méthode soit utile, la méthode retenue dans cette étude utilise un calcul avec moyenne mobile, et non directement les variations maximales de puissance, pour compenser les variations.

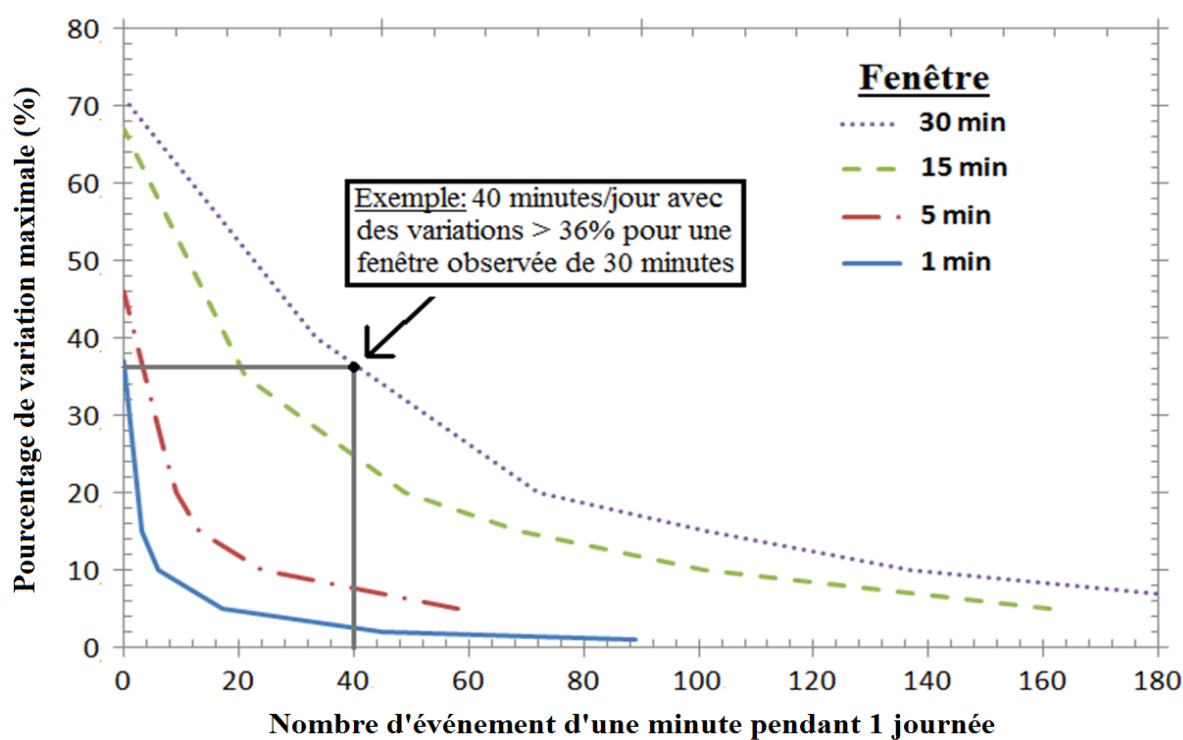


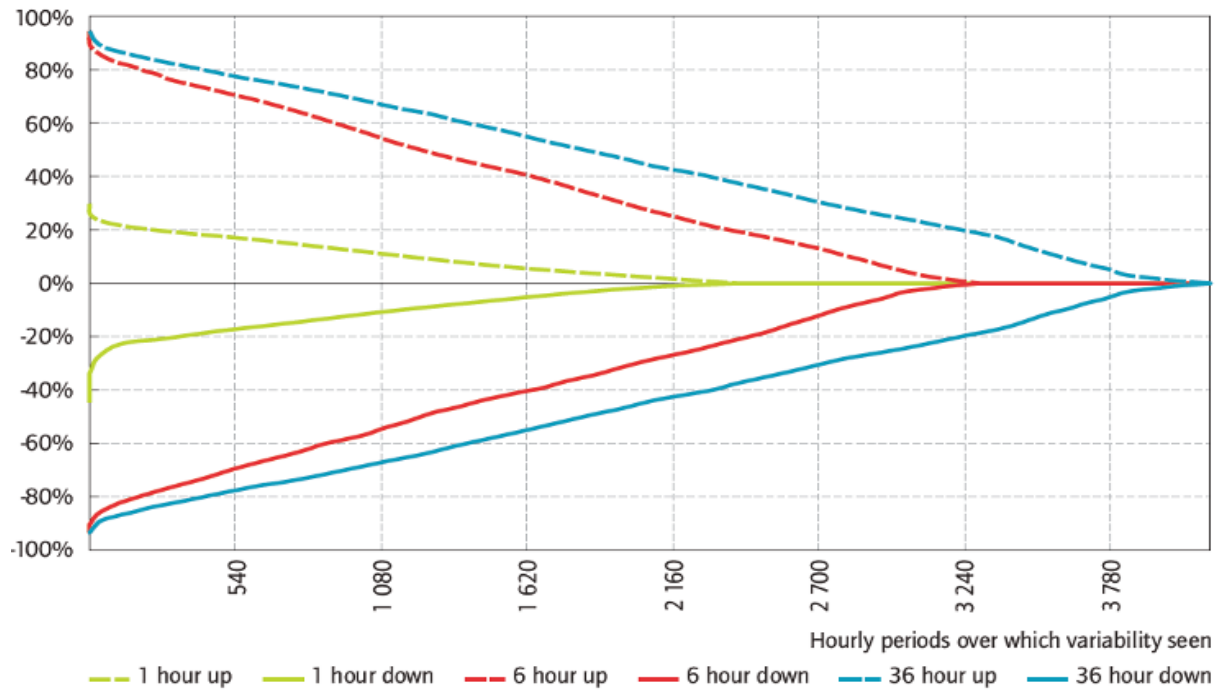
Figure 4.4 : Nombre d'événements d'une minute selon le pourcentage de variation de la puissance photovoltaïque installée en fonction de différentes fenêtres d'observation.

Il est intéressant de comparer ces résultats avec une étude de l'IEA (2011) qui examine des données de production photovoltaïque sur une base horaire. Une figure de cette étude est reproduite à la Figure 4.5. Cette figure présente les données de production photovoltaïque de 8 sites en Californie avec des fenêtres d'observation de 1, 6 et 36 heures. Dans l'étude de l'IEA, une distinction est faite entre les variations négatives et positives alors que les courbes de la Figure 4.4 sont basées sur les valeurs absolues des variations. En examinant ces résultats, il est possible de conclure que les variations de production photovoltaïque augmentent avec la durée de la fenêtre d'observation. Par exemple, selon les résultats de la Figure 4.5, il y a environ 540

heures avec des augmentations de puissance de 18% par rapport à l'heure précédente (fenêtre d'observation d'une heure). En retenant 540 heures comme référence du nombre d'événements, les augmentations de la puissance sont de 70% de la puissance nominale lorsque comparées avec les 6 heures précédentes (fenêtre d'observation de 6 heures). La Figure 4.5 présente des événements basés sur des données horaires; il n'y a donc aucun détail sur les variations en dessous d'une heure telles que présentées dans ce mémoire.

En comparant les figures du nombre d'événements, il est possible d'observer que les variations présentées à la Figure 4.4 sont supérieures aux variations présentées à la Figure 4.5. Ainsi, la valeur maximale de variation pour une fenêtre d'une heure est d'environ 45% selon les données de l'IEA (2011) tandis qu'elle est de 70% pour une fenêtre de 30 minutes comme présenté à la Figure 4.4. Parmi les causes pouvant expliquer cette différence, on note l'augmentation du nombre de sites, ce qui augmente la dispersion géographique et peut diminuer la variation (Mills, 2010). De plus, si la variation est calculée avec la moyenne horaire de production, un effet de filtration des variations en bas d'une heure va affecter les résultats. Il est donc hasardeux de déterminer la correspondance entre les Figures 4.4 et 4.5 puisqu'elles étudient des horizons de temps différents.

Variability of solar PV output over 8 sites in California.



Source: Data used in the preparation of GE Energy 2010.

Key point • As with wind, the extent of ramps and the amount of the year over which they are seen increases in longer time frames.

Figure 4.5 : Courbe extraite d'un rapport de l'IEA (IEA, 2011) présentant le nombre d'événements selon le pourcentage de variation de la puissance pour des fenêtres d'observation de 1, 6, et 36 heures.

4.2.2 Utilisation de la moyenne mobile et des prévisions de persistance

Un autre aspect important pour évaluer le potentiel de compensation des chauffe-eau, est la quantité d'énergie à compenser avec la modulation de puissance des éléments. Pour faire cette analyse, il est nécessaire de comparer la quantité d'énergie à compenser avec la quantité d'énergie produite. Ceci est réalisé ici en utilisant la différence entre la puissance photovoltaïque réelle et la moyenne mobile de cette puissance photovoltaïque. Cette différence, $P_{Var}(t)$ sur la Figure 4.2, est utilisée dans la présente étude pour la modulation de la puissance des chauffe-eau.

Toujours en utilisant les données de l'échantillon de production photovoltaïque de la Figure 4.3, la puissance à compenser ($P_{Var}(t)$) a été calculée avec l'Équation 2.2. De plus, comme le présente l'Équation 2.4, dans un cas avec prévision, il est nécessaire d'avoir une valeur fixe de puissance attendue pour chaque intervalle de temps. Dans la présente étude, la moyenne mobile de

puissance photovoltaïque sera utilisée afin d'obtenir un équivalent de puissance attendue. Il s'agit d'une méthode qui se nomme prévision de persistance (persistence forecast en anglais) et qui est utilisée par les opérateurs des réseaux électriques (Porter et Rogers, 2012). La prévision de persistance est parfois utilisée directement à partir des valeurs de puissance mesurées, mais pour la présente étude, ce sont les valeurs de moyenne mobile qui sont utilisées pour déterminer la prévision. La Figure 4.6 présente ces deux façons d'obtenir la puissance à compenser ($P_{Var}(t)$). Dans cet exemple, portant sur la période entre 13 et 15 h, la puissance réelle ($P(t)$) provient de la production du panneau photovoltaïque. Une moyenne mobile avec une fenêtre d'observation de 10 minutes ($P_{moy}(t)$) est calculée et à partir de cette valeur, une prévision de puissance attendue ($P_{attendue}(t)$) est faite pour des intervalles de 10 minutes. La valeur de la puissance attendue reste fixe pendant 10 minutes et est réévaluée à toutes les 10 minutes. Comme montré à la Figure 4-6, les valeurs de puissance attendue et de moyenne mobile sont les mêmes au début de chaque période de 10 minutes. Le nombre de prévisions est donc de 144 par jour. Cette figure permet de comparer la valeur de la moyenne mobile calculée à chaque minute avec les valeurs de prévisions de puissance attendue (valeur fixe pour 10 minutes et issue d'une moyenne mobile) et la puissance réelle. Comme noté plus tôt, le réseau électrique devra être en mesure de s'ajuster de façon à utiliser la production photovoltaïque variable, i.e. $P_{moy}(t)$ ou $P_{attendue}(t)$ selon l'approche utilisée. Par contre, les variations instantanées importantes, i.e. $(P(t) - P_{moy}(t))$ ou $(P(t) - P_{attendue}(t))$ selon la méthode, sont plus difficilement compensables par le réseau. Cependant, lorsqu'elles sont jumelées à la régulation des chauffe-eau, il est alors possible de gérer les importantes variations instantanées.

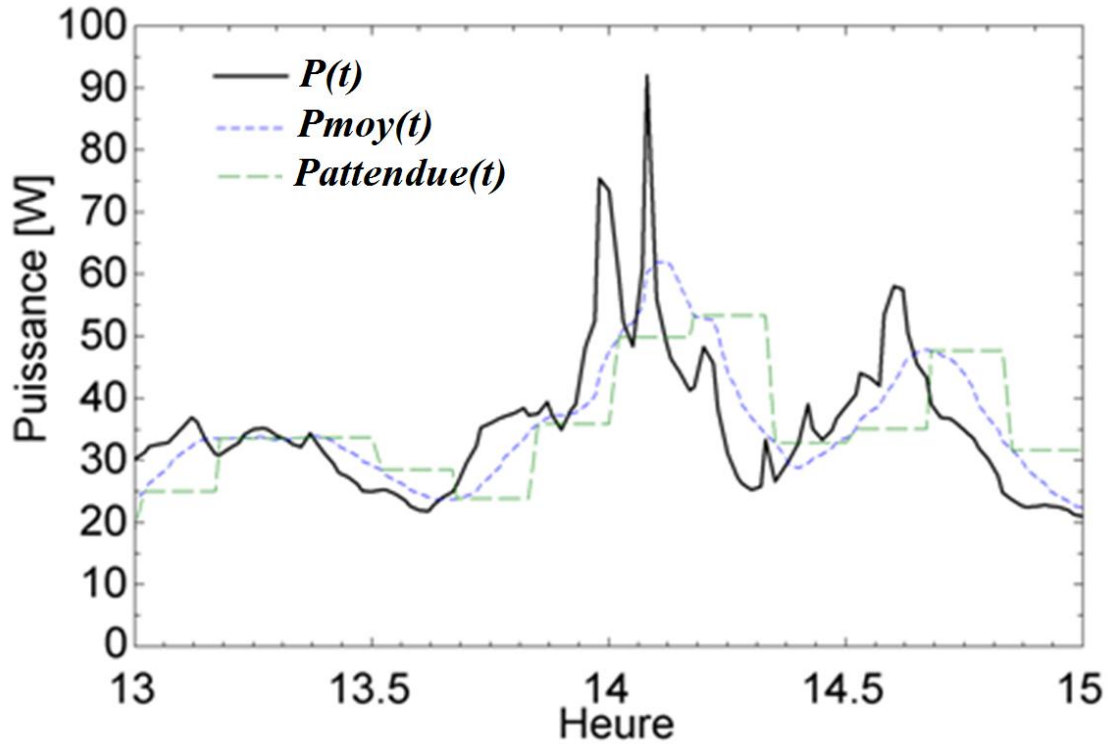


Figure 4.6 : Comparaison entre la production photovoltaïque réelle ($P(t)$), la puissance obtenue à partir de la moyenne mobile ($P_{moy}(t)$), et la puissance attendue ($P_{attendue}(t)$)

La Figure 4.7 présente les valeurs de $P_{Var}(t)$ obtenues selon les deux approches. Dans la première approche, la puissance attendue est soustraite de la puissance réelle (Équation 2.4) alors que dans la seconde c'est la puissance mobile en continu qui est soustraite (Équation 2.2). Comme le montre la Figure 4.7, la puissance à compenser est généralement supérieure lorsque la prévision est basée sur la puissance attendue, puisque la puissance reste fixe sur des intervalles de temps de 10 minutes.

La section suivante présente l'énergie à compenser en fonction de l'approche utilisée.

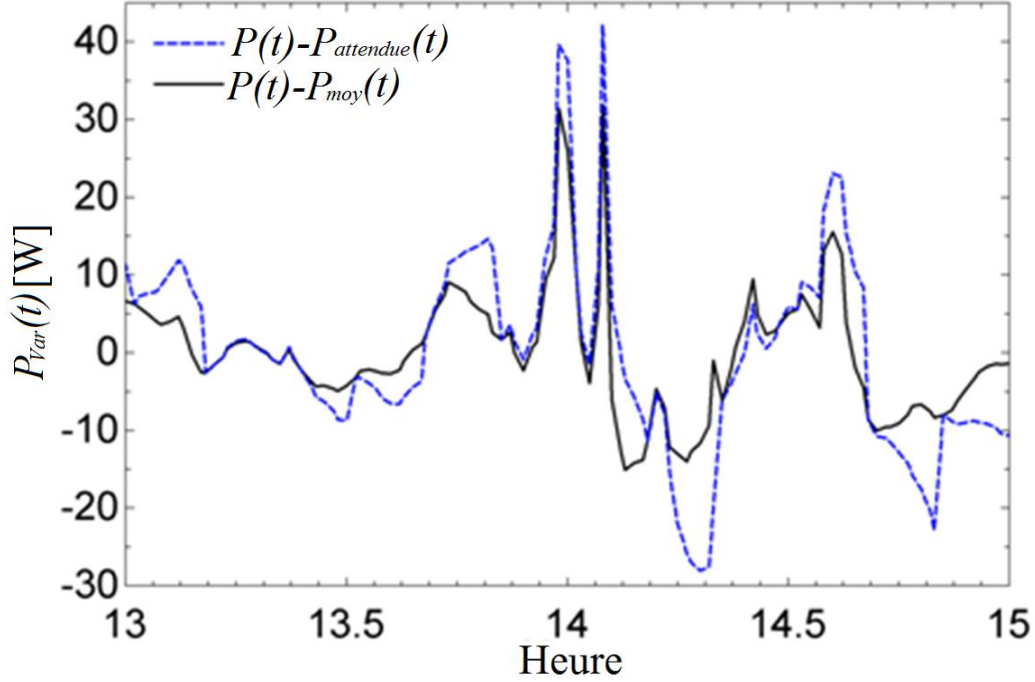


Figure 4.7 : Valeurs de $P_{Var}(t)$ calculées selon deux approches

4.2.3 Analyse de la quantité d'énergie à compenser

En utilisant les résultats précédents, il est possible d'obtenir la quantité d'énergie à compenser. L'Équation 4.4 présente la somme des puissances à compenser ($P_{Var}(t)$) qui permet d'obtenir l'énergie à compenser par jour. Cette équation est basée sur des mesures à chaque minute ($\Delta t=1$ min.), ce qui explique la sommation sur les 1440 minutes de la journée et la division par 60 pour obtenir des unités de puissance en Wh.

$$E_{P_{Var_Jour}} = \frac{\sum_{t=0}^{t=1440} (|P_{Var}(t)| \times \Delta t)}{60} \quad (4.4)$$

où :

$E_{P_{Var_Jour}}$: Somme de l'énergie à compenser pour une journée en (Wh).

$P_{Var}(t)$: Puissance variable à compenser. Elle peut être positive ou négative selon les variations de puissance.

Dans ce cas, les valeurs de puissance à compenser sont toujours en valeur absolue pour obtenir la somme d'énergie totale durant la journée indépendamment de la direction des variations. Cela va permettre de faire une comparaison avec le potentiel de stockage théorique des chauffe-eau et ainsi déterminer le nombre de chauffe-eau nécessaires pour compenser une variation donnée. Il est aussi possible de séparer les variations positives et négatives en les traitants séparément.

La quantité d'énergie à compenser lors des 7 jours présentés à la Figure 4.3 est donnée au Tableau 4.3 selon les deux approches présentées ci-dessus. La production photovoltaïque de cette installation est de 2094 Wh pour l'ensemble des 7 jours. La quantité d'énergie associée à $P_{var}(t)$ avec une moyenne mobile de 10 minutes évaluée à toutes les minutes (i.e. $P(t) - P_{moy}(t)$ sur la Figure 4.7) est de 180 Wh. Ceci représente 8.6% (180/ 2094) de la production totale qui doit être compensée. Dans le cas où une prévision de puissance attendue constante aux 10 minutes est utilisée, (i.e. en utilisant $P(t) - P_{attendu}(t)$ sur la Figure 4.7), cette valeur augmente à 14% (294 / 2094). Il est intéressant de noter que les variations positives et négatives sur 7 jours sont presque identiques (la différence est inférieure à 1 Wh). Ceci est le résultat de l'utilisation d'une moyenne mobile qui s'ajuste en tout temps à la hausse ou à la baisse de la production photovoltaïque. Sur de longues périodes, il est normal que les variations positives et négatives soient identiques.

Tableau 4.3 Production réelle et énergie à compenser en utilisant deux approches pour une fenêtre de 10 minutes

	Puissance réelle 7 jours $P(t)$	Énergie à compenser en utilisant $P_{var}(t)$ basée sur $P(t) - P_{moy}(t)$	Énergie à compenser en utilisant $P_{var}(t)$ basée sur $P(t) - P_{attendu}(t)$
Énergie (Wh)	2094	180	294
% de l'énergie totale	100%	8.6%	14.0%
Variations positives (Wh)	-	90	147
Variations négatives (Wh)	-	-90	-147

4.2.4 Évaluation du nombre de chauffe-eau requis pour compenser les variations de production photovoltaïque

En utilisant les résultats présentés au Tableau 4.3, il est possible d'estimer le nombre de chauffe-eau requis pour compenser les variations de production photovoltaïque. En utilisant $P_{Var}(t)$ basée sur $P(t) - P_{moy}(t)$, il est nécessaire de compenser 8.6% de la production d'énergie photovoltaïque pour combler les variations de production photovoltaïque lorsque la moyenne mobile des 10 dernières minutes est utilisée.

Une estimation des variations de température possibles dans un chauffe-eau doit être réalisée pour déterminer le potentiel de stockage. Dans la présente étude, il est estimé qu'une variation de 10 °C, par exemple de 50 à 60 °C, est satisfaisante. Comme mentionné au chapitre 2, ceci représente 3.2 kWh de stockage thermique disponible par chauffe-eau. Compte-tenu que la consommation journalière typique pour un chauffe-eau est de l'ordre de 15-20 kWh, il est raisonnable de supposer un potentiel de stockage de 3.2 kWh par jour.

Dans le cas d'un contrôle parfait, il existe donc un potentiel de 3.2 kWh pour compenser 8.6% de la production photovoltaïque. Étant donné qu'il y a des variations positives et négatives dans la production photovoltaïque, ce potentiel doit être perçu comme si on chauffait l'eau de 55 à 60 °C pour 1.6 kWh lorsqu'il y a des variations de puissance positive et qu'on laissait l'eau se refroidir de 5 °C (de 55 à 50 °C) lorsqu'il y a des variations de puissance négative.

Selon les hypothèses précédentes, basées sur des mesures sur 7 jours, il faut une production photovoltaïque journalière de 37 kWh pour obtenir 3.2 kWh de variations de puissance photovoltaïque. Cela représente une valeur de $P_{Var}(t)$ de 3.2 kWh de production photovoltaïque compensée par jour avec 1 seul chauffe-eau. La moyenne journalière de production du panneau photovoltaïque de 90 W présenté précédemment est de 0.3 kWh. Ainsi, un seul chauffe-eau peut potentiellement compenser les variations de l'équivalent de la production de 123 panneaux de 90 W (soit une puissance installée de 11.1 kW) en considérant une fenêtre d'observation de 10 minutes et $P_{Var}(t)$ basée sur $P(t) - P_{moy}(t)$. Il s'agit d'une valeur approximative basée sur 7 jours d'observations, mais cela constitue un ordre de grandeur du potentiel théorique de compensation lorsque celui-ci est calculé avec la moyenne journalière de production photovoltaïque.

L'approche utilisant la moyenne mobile pour déterminer $P_{Var}(t)$ sera utilisée dans la suite de la présente étude. Le Type 84 est utilisé dans TRNSYS pour calculer la moyenne mobile. À partir de la moyenne mobile calculée par TRNSYS, la puissance à compenser ($P_{Var}(t)$) est obtenue à l'aide de l'Équation 2.2 en soustrayant la moyenne mobile de la production instantanée. Les résultats de $P_{Var}(t)$ calculés par TRNSYS ont été comparés à ceux obtenus avec la méthode présentée aux paragraphes précédents. Les résultats obtenus sont les mêmes à l'exception de différences d'arrondis qui produisent des variations négligeables.

4.3 Étude des données variables de production photovoltaïque d'une année

Une étude sur des données annuelles de production PV est présentée dans cette section. Il s'agit de données provenant de plusieurs panneaux photovoltaïques installés sur la toiture du centre de recherche CanmetÉNERGIE à Varennes. La puissance maximale mesurée de cette installation est 4.7 kW et la puissance installée est de 5.96 kW. L'énergie produite par cette installation en 2011, calculée à partir des mesures de puissance à chaque minute et nommée E_{P_annuel} , a été de 4784 kWh, soit 944 kWh par kW de puissance installée. Ce résultat est comparable au potentiel annuel de production photovoltaïque dans la région de Montréal, qui s'établit à 1185 kWh par kW de puissance installée (Ressources naturelles Canada, 2007). Puisqu'il s'agit d'une installation de production photovoltaïque datant de 1992, il est normal d'avoir une énergie produite plus basse que le potentiel photovoltaïque.

Les données sont celles de l'an 2011 et elles ont été recueillies à toutes les minutes. L'Équation 2.2 a été utilisée pour obtenir les puissances à compenser ($P_{Var}(t)$) avec des moyennes mobiles basées sur des fenêtres de 1, 5, 10, 30 et 60 minutes. Par la suite, l'Équation 4.5 a été utilisée pour faire la somme de l'énergie annuelle à compenser pour chacune des fenêtres.

$$E_{P_{Var_Annuel}} [Wh] = \frac{\sum_{t=0}^{t=525600} (|P_{Var}(t)| \times \Delta t)}{60} \quad (4.5)$$

où :

$E_{P_{Var_Annuel}}$: Somme de l'énergie à compenser pour une année en Watts-heure.

$P_{Var}(t)$: Puissance variable à compenser. Elle peut être positive ou négative selon les variations de puissance.

Le Tableau 4.4 présente les résultats de puissance à compenser en fonction des fenêtres de 1, 5, 10, 30 et 60 minutes.

Tableau 4.4 Variation annuelle à compenser en comparaison de l'énergie produite

		Énergie à compenser selon les fenêtres d'observations données $E_{P_{Var_Annuel}}$				
	Puissance réelle E_{P_Annuel}	1 min	5 min	10 min	30 min	1h
Énergie (kWh)	4 784	356	504	629	933	1 297
Pourcentage de l'énergie produite à compenser	-	7.4%	10.5%	13.2%	19.5%	27.1%

Pour fin de comparaison, l'échantillon de 7 jours présenté à la section précédente avait 8.6 % d'énergie produite à compenser pour une fenêtre de 10 minutes. Avec des données annuelles, c'est 13.2% de l'énergie produite qui doit être compensée pour une fenêtre de 10 minutes. Cette valeur est plus typique puisqu'elle est obtenue sur une plus longue période.

Le nombre d'événements selon l'amplitude de la compensation de puissance est maintenant déterminé avec les données annuelles de production photovoltaïque. Pour compiler le nombre d'événements, l'Équation 4.6 a été utilisée. Celle-ci est basée sur $P_{Var}(t)$, comme défini par l'Équation 2.2, et non sur les variations maximales de puissance comme précédemment.

$$Nb\ var(Var) = Nombre.Si\left(\left(\frac{P_{Var}[Annuel]}{P_{Max}} \times 100\right), >Var\right) \quad (4.6)$$

où :

$Nbvar(Var)$: Nombre de variation au-dessus du pourcentage de variation défini par Var .

$P_{Var}[Annuel]$: Vecteur contenant les variations de puissances à compenser pour chacune des minutes de l'année, soit 525600 valeurs. Les valeurs de $P_{Var}(t)$ sont calculées avec l'Équation 2.2.

Var : Pourcentage de variation.

Nombre.Si (Vecteur, Critère): Fonction Excel qui permet d'obtenir le nombre d'événements dans le vecteur spécifié comme premier argument en fonction du critère spécifié comme deuxième argument.

La Figure 4.8 présente le pourcentage de variation à compenser en fonction du nombre d'événements d'une minute pour l'ensemble des données annuelles. Cette figure présente les courbes pour des fenêtres d'observation de 1, 5, 15, 30 et 60 minutes. Par exemple, pour une fenêtre d'observation de 10 minutes, on peut s'attendre à devoir compenser plus de 19% de la puissance photovoltaïque pendant environ 10 000 minutes sur 525 600 (environ 2% des minutes de l'année). Cet exemple indique que 10 000 fois par année et durant 1 minute à chaque fois, la puissance demandée par la population des chauffe-eau devra être modulée d'une valeur supérieure à 19% de la puissance photovoltaïque maximale produite pour compenser les variations instantanées de production photovoltaïque.

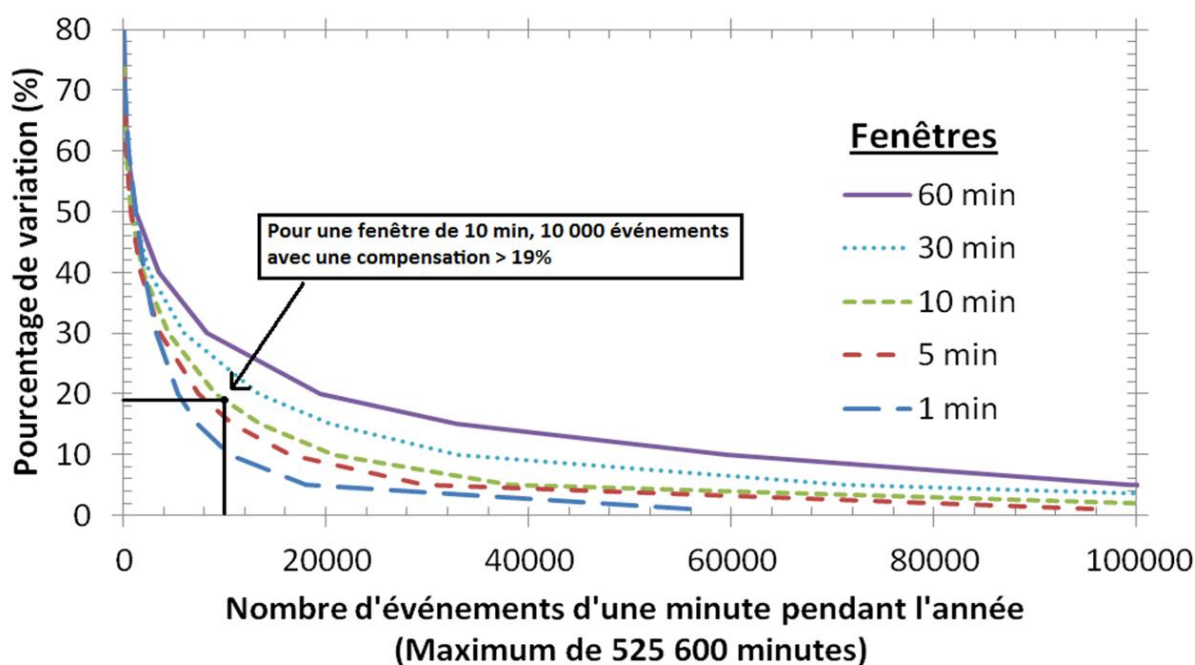


Figure 4.8 : Pourcentage de variation à compenser en fonction du nombre d'événements pour des fenêtres de 1 à 60 minutes pour une installation de 4.7 kW située à Varennes

4.4 Détermination des profils de consommation d'eau chaude

L'objectif de cette section est de déterminer une méthodologie permettant de cumuler une multitude de profils de consommation d'eau chaude différents afin d'obtenir une demande en puissance diversifiée représentative d'une population de chauffe-eau.

À la base, des profils de consommation d'eau chaude à la minute seront utilisés. Ces profils sont ceux d'Eslami-Nejad et Bernier (2009). Il s'agit de 10 profils de consommation d'eau chaude domestique pour une année complète. Ils ont été développés en utilisant les outils provenant de la tâche 26 de l'IEA. Ce sont des profils synthétiques (i.e. non mesurés). Les profils ont été générés en utilisant le logiciel DHW-Calc. Plus d'information sur la production de ces profils est disponible dans les articles d'Eslami-Nejad et Bernier (2009) et Picard et al. (2006).

La Figure 4.9 présente les données de consommation d'eau d'un seul profil pour une période de 8 jours. Il est possible de constater que le profil synthétique génère un profil aléatoire réaliste avec de fortes pointes de consommation et des périodes prolongées de non-consommation.

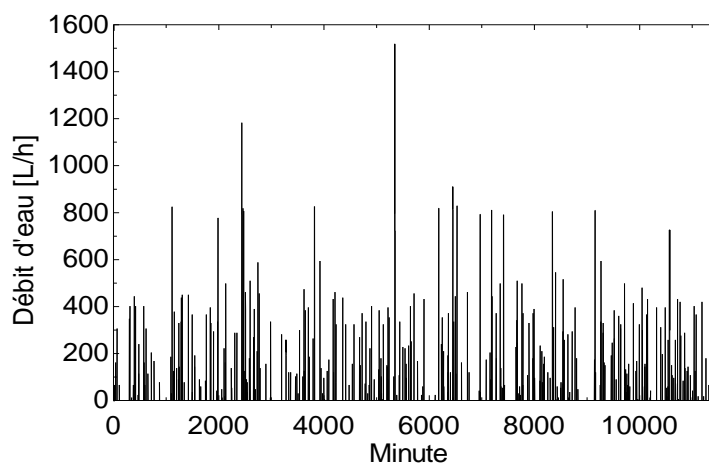


Figure 4.9 : Profil de consommation d'eau chaude pendant 8 jours (pas de temps de 1 minute)

La puissance individuelle des chauffe-eau est soit nulle ou égale à 100% de la puissance des éléments. Cela a pour effet de rendre le profil de puissance cumulé des chauffe-eau très variable et difficile à comparer. Pour pouvoir faire des comparaisons valides, il est nécessaire de comparer la puissance d'une population. Dans l'article de Kondoh et al. (2010), les résultats de simulations de 10, 100, 1000 et 10000 chauffe-eau sont comparés à des valeurs moyennes de puissances

mesurées d'une population de chauffe-eau. Pour obtenir une courbe de chauffe-eau pleinement diversifiée avec peu de variation causée par les contrôles on-off des éléments chauffants, il est nécessaire d'avoir entre 1000 et 10000 chauffe-eau.

Puisque Eslami-Nejab et Bernier (2009) n'ont produit que 10 profils annuels, il est nécessaire de visualiser les résultats en combinant un grand nombre de journées simulées dans une seule journée tel que fait par Eslami-Nejab et Bernier (2009). Dans leurs cas, même si seulement 10 profils de consommation d'eau ont été utilisés, les données présentées sont la moyenne horaire de 7 mois de simulation; soit 2100 jours ($7 \text{ mois} \times 30 \text{ jours} \times 10 \text{ profils}$).

Cette méthode est aussi utilisée dans une récente étude de Moreau (2011). Celui-ci utilise 8160 chauffe-eau afin de simuler une demande diversifiée sur 24 heures. Pour obtenir les profils de consommation d'eau, les mesures d'utilisation d'eau chaude de 51 clients d'Hydro-Québec pour 160 jours ont été utilisées; soit l'équivalent de 8160 profils journaliers. Il s'agit donc d'additionner les résultats de simulation de différentes journées provenant de données d'un nombre restreint de profils d'eau afin d'ajouter de la diversité aux résultats d'une seule journée. Dans le présent mémoire, la même stratégie est utilisée pour simuler une population de chauffe-eau.

La méthode utilisée pour obtenir des simulations avec un grand nombre de chauffe-eau dans TRNSYS est présentée dans la Figure 4.10. Il s'agit du concept utilisé pour obtenir un profil de consommation électrique équivalent d'une population de 3650 chauffe-eau (CE). La méthode consiste à simuler un seul chauffe-eau pendant 10 ans. Les 10 profils annuels de consommation d'eau présentés sont mis un à la suite de l'autre pour obtenir 3650 journées avec des profils de consommation d'eau chaude différents. La température d'entrée de l'eau froide est la même pour toutes les journées simulées. De cette façon, chaque simulation de chauffe-eau exécutée, que ce soit avec ou sans compensation de la production photovoltaïque, reçoit la même consommation d'eau chaude en entrée.

À partir des résultats de simulation obtenus sur 3650 jours, il est nécessaire de faire la somme des puissances simulées pour chacune des minutes de chaque jour. La somme de toutes les minutes du jour est contenue dans un vecteur contenant 1440 termes (soit 1440 minutes) calculé en utilisant l'Équation 4.7

$$P_{Total_3650}[MinJour] = \sum_{MinJour=0}^{1439} \left(\sum_{Jour=1}^{3650} P_{Sim}(Jour, MinJour) \right) \quad (4.7)$$

où :

$P_{Total_3650}[MinJour]$: Vecteurs contenant la somme des puissances pour chacune des minutes du jour de la période simulée. Le résultat est un vecteur des 1440 minutes du jour.
 $MinJour$: Nombre de minutes dans une journée, soit 1440. Une somme doit être produite pour chaque minute du jour.

$P_{Sim}(Jour, MinJour)$: Puissance requise du chauffe-eau simulé. Ce résultat contient une valeur de puissance pour chaque minute simulée: t varie de 1 à 5 256 000 (1440 minutes × 3650 jours). Cette somme peut être réalisée dans le cas d'une évaluation de la puissance d'une population suite à la compensation (i.e. $P_{CEVar}(t)$) ou pour une puissance de référence d'une population sans compensation (i.e. $P_{CE}(t)$).

$Jour$: La valeur du jour (début au premier jour et se termine à 3650).

La demande diversifiée moyenne par chauffe-eau à chaque minute peut également être obtenue en divisant la somme des puissances par 3650.

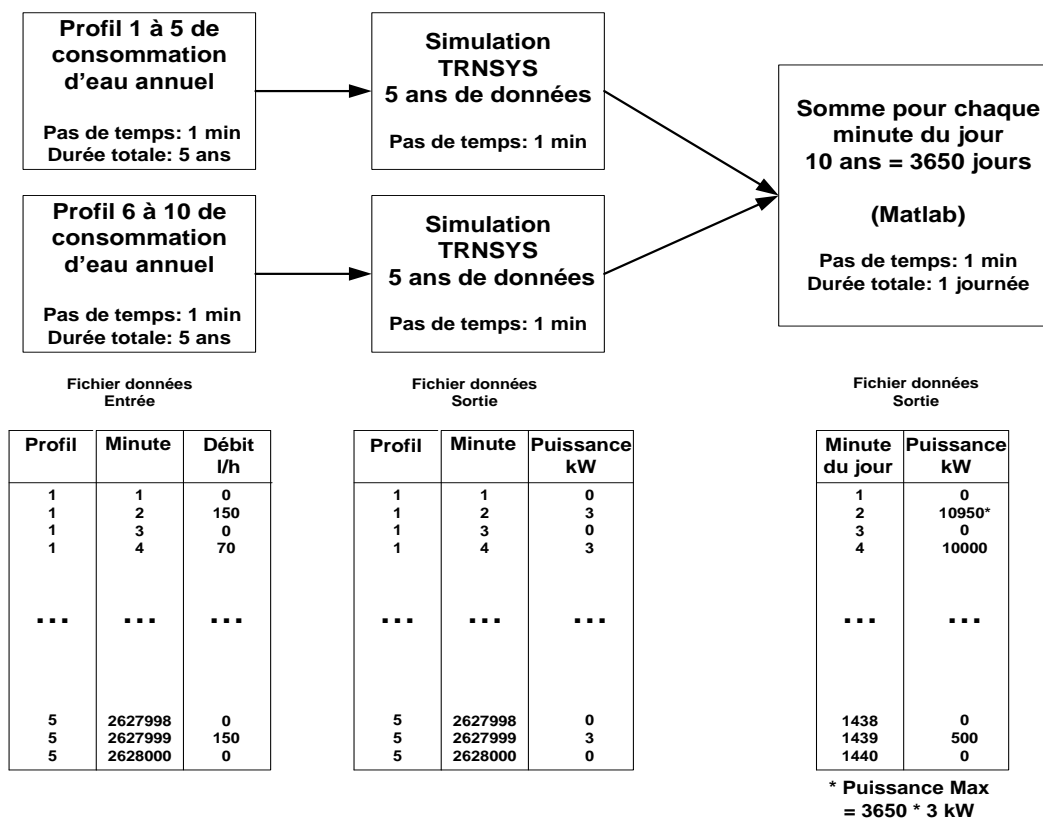


Figure 4.10 Schéma illustrant les 3650 jours de simulation utilisés pour générer un profil de demande équivalent à 3650 CE dans la même journée.

Dans la suite de ce mémoire, lorsque les résultats sont présentés en utilisant l'Équation 4.7, ceux-ci sont identifiés avec le nom de la puissance utilisée dans la somme et le suffixe du nombre de chauffe-eau. Par exemple, le résultat d'une population de 3650 chauffe-eau sans compensation sera $P_{CE_3650}(t)$ et celui d'une population de 3650 chauffe-eau avec compensation sera $P_{CEVar_3650}(t)$.

La Figure 4.11 présente les résultats du profil de puissance moyenne d'un nombre croissant de chauffe-eau. Les résultats pour 1, 10, 410 et 3650 chauffe-eau sont présentés. Il s'agit du résultat de puissance de référence $P_{CE}(t)$ sans compensation des variations photovoltaïques. Ces résultats confirment qu'il est nécessaire d'avoir un nombre élevé de chauffe-eau pour obtenir une puissance diversifiée sans trop de « bruit ». L'effet de la diversité sur la puissance des chauffe-eau est bien visible dans cette figure; les courbes de 1 et 10 chauffe-eau ont une valeur de puissance maximale de 3 kW alors que pour 3650 chauffe-eau celle-ci est de 1.4 kW, ce qui

s'approche de la valeur présentée au chapitre 2 (Figure 2.1). Les résultats obtenus pour 3650 chauffe-eau sont donc satisfaisants pour utiliser comme référence afin de comparer avec des scénarios de compensation des variations photovoltaïques.

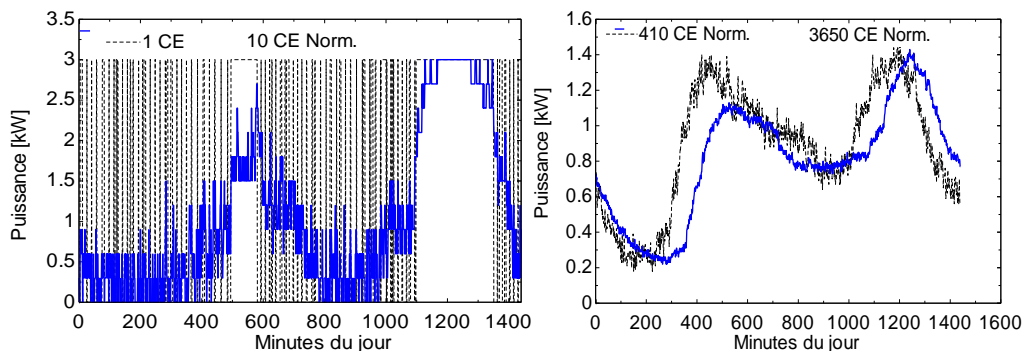


Figure 4.11 Puissance diversifiée pour 1, 10, 410, et 3650 chauffe-eau.

La Figure 4.12 présente la moyenne des débits d'eau chaude des profils 1 à 10. La moyenne de consommation d'eau d'une journée est la somme des données de débit d'eau à la minute divisée par le nombre de minutes. Cette valeur est de 307 litres par jour.

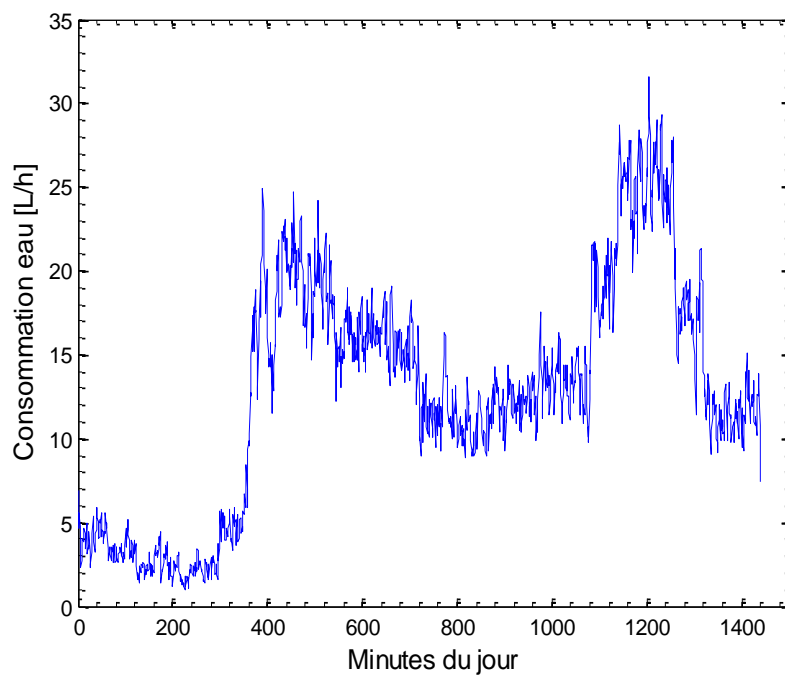


Figure 4.12 Profil moyen de consommation d'eau chaude des 3650 jours

La simulation du cas de référence sans compensation utilisant l'assemblage proposé dans le chapitre 3 a été exécutée à partir des profils de consommation d'eau chaude des 3650 jours. Ce cas permet de produire la puissance de référence des chauffe-eau d'une population de 3650 chauffe-eau ($P_{CE_3650}(t)$). Le profil de la puissance de référence est montré dans la Figure 4.11.

La consommation d'énergie moyenne par chauffe-eau est de 21 kWh par jour. Il s'agit d'une consommation élevée pour une journée lorsque comparée aux différents profils présentés précédemment. Dans les mêmes conditions, le profil d'eau de Perlman et Mills (1985) utilisé au chapitre 3 mène à une consommation journalière de près de 17 kWh par jour. Étant donné qu'il est nécessaire d'avoir un profil de consommation d'eau avec un pas de temps d'une minute et que les résultats sont comparés entre le cas de référence sans compensation et le cas avec compensation de puissance, la valeur absolue de la consommation d'énergie n'a pas, a priori, d'impact important. Dans ce qui suit, à moins d'indication contraire, la population de chauffe-eau simulée a donc une consommation journalière d'énergie de 21 kWh par jour. Une analyse de l'impact de la consommation journalière sur la compensation des variations de production photovoltaïque est présentée au chapitre 5.

La comparaison des méthodes de compensation des variations de production photovoltaïque utilise la somme des puissances plutôt que la moyenne des 3650 chauffe-eau. Ceci permet de mieux distinguer les variations de puissance sur le profil de demande de la population de chauffe-eau plutôt que l'effet moyen par chauffe-eau atténué par l'effet de la moyenne. La Figure 4.13 présente la puissance de référence des 3650 chauffe-eau ($P_{CE_3650}(t)$) utilisée dans le prochain chapitre. De plus, le cas avec délestage de l'élément du bas présenté au chapitre 3 est présenté à nouveau, mais avec 3650 chauffe-eau. Ceci est une vérification supplémentaire de la méthodologie avec puissance diversifiée, mais qui utilise une population de chauffe-eau délestée pendant 2 périodes durant la journée. Le cas de délestage utilise les mêmes données de tirage d'eau que le cas de référence. La suite de ce mémoire va utiliser la même méthodologie pour comparer des résultats de compensation de puissance photovoltaïque avec la puissance du cas de référence comme présenté dans la Figure 4.13 pour le cas de délestage.

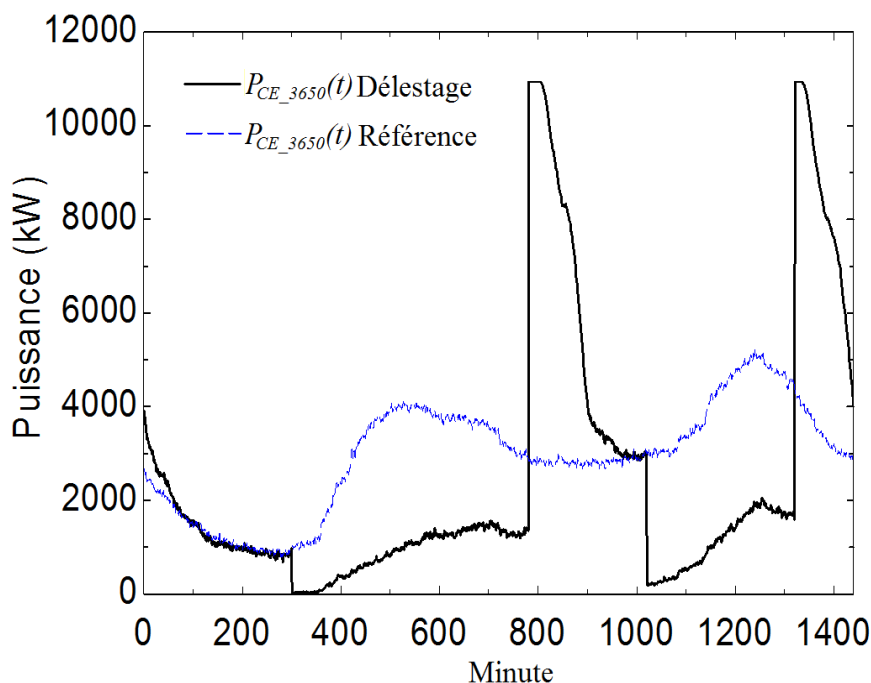


Figure 4.13 Profil de puissance 3650 chauffe-eau avec et sans délestage

4.5 Résumé

Ce chapitre analyse les données variables issues de deux productions photovoltaïques et présente comment les profils de consommation d'eau chaude sont utilisés pour obtenir la puissance d'une population de 3650 chauffe-eau. Les données de production photovoltaïque sur une période de 7 jours sont analysées pour obtenir l'énergie produite et évaluer l'amplitude des variations à compenser. Cela a permis de déterminer la méthode pour l'analyse des données annuelles présentées dans ce chapitre. Ainsi, comme montré à la Figure 4.4, l'analyse de données de production photovoltaïque d'une journée révèle qu'il serait nécessaire durant cette journée de compenser 40 événements avec des variations de puissance photovoltaïque au-dessus de 36% si on se base sur une fenêtre d'observation des 30 minutes précédentes.

L'analyse des données annuelles a permis de produire des courbes de fréquences des variations de puissance photovoltaïque selon l'amplitude des variations. Cela permet de comparer les cas présentés dans ce mémoire par rapport aux variations observées sur une année. Comme montré à la Figure 4.8, l'analyse de données de production photovoltaïque annuelle révèle le nombre d'événements avec des variations de puissance photovoltaïque au-dessus d'un pourcentage pour

une fenêtre d'observation donnée qu'il serait nécessaire de compenser. Par exemple, pour une fenêtre d'observation de 10 minutes, on peut s'attendre à devoir compenser plus de 19% de la puissance photovoltaïque pendant environ 10 000 minutes sur 525 600 (environ 2% des minutes de l'année). L'utilisation d'une moyenne mobile est ensuite analysée. La Figure 4.7 présente les valeurs de la puissance photovoltaïque à compenser obtenues selon deux approches. Dans la première approche, la puissance attendue est soustraite de la puissance réelle alors que dans la seconde c'est la puissance mobile en continu qui est soustraite. La puissance à compenser est généralement supérieure lorsque la prévision est basée sur la puissance attendue, puisque la puissance reste fixe sur des intervalles de temps de 10 minutes. En terme énergétique, l'analyse de la production photovoltaïque montre qu'en utilisant le concept de moyenne mobile, les chauffe-eau devront compenser 8.6% et 13.2% de la production photovoltaïque pour des horizons de 7 jours et 1 an, respectivement et pour des fenêtres d'observation de 10 minutes. A partir de l'analyse annuelle, il est montré que cette valeur augmente à 19.5% et 27.1% de l'énergie produite à compenser pour des fenêtres d'observations de 30 et 60 minutes, respectivement. Il s'agit donc d'une quantité d'énergie relativement importante (au-dessus de 19.5%) qui varie soudainement avec de la production photovoltaïque. De plus, il est démontré que l'énergie compensée se balance automatiquement dans les chauffe-eau car les variations positives et négatives de puissance s'annulent sur des périodes plus longues (24h).

La méthode utilisée pour obtenir des simulations dans TRNSYS avec un grand nombre de chauffe-eau est ensuite présentée dans ce chapitre. La méthode consiste à simuler un seul chauffe-eau pendant 10 ans. Ainsi, 10 profils annuels de consommation d'eau, issus d'une autre étude, sont mis un à la suite de l'autre pour obtenir 3650 journées avec des profils de consommation d'eau chaude différents. De cette façon, chaque simulation de chauffe-eau exécutée, que ce soit avec ou sans compensation de la production photovoltaïque, reçoit la même consommation d'eau chaude en entrée. Ensuite, ces résultats font l'objet d'un post-traitement permettant de ramener les 3650 jours de simulations en un profil diversifié d'une journée. Ainsi, ce profil est équivalent à l'opération de 3650 chauffe-eau pendant une journée. Comme montré à la Figure 4.11, le profil journalier résultant s'apparente au profil diversifié montré à la Figure 2.1.

CHAPITRE 5 COMPENSATION DES VARIATIONS DE PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC LES CHAUFFE-EAU

Ce chapitre s'appuie sur les notions présentées aux chapitres précédents sur les variations de production photovoltaïques à compenser, la production des profils d'eau chaude, et la diversité d'une population de chauffe-eau. L'objectif est de proposer une méthode relativement simple de compensation des variations de production photovoltaïque en modulant la capacité de l'élément du bas des chauffe-eau électriques. Comme illustré à la Figure 5.1, l'impact sur le profil de puissance de la population de chauffe-eau sera évalué en comparant les résultats de puissance demandée de la population de chauffe-eau avec compensation ($P_{CEVar}(t)$) et sans compensation ($P_{CE}(t)$). Cette évaluation sera réalisée au moyen de simulations TRNSYS d'une population de chauffe-eau. De plus, l'analyse de certains cas de simulation va permettre de cerner les limites de cette méthode.

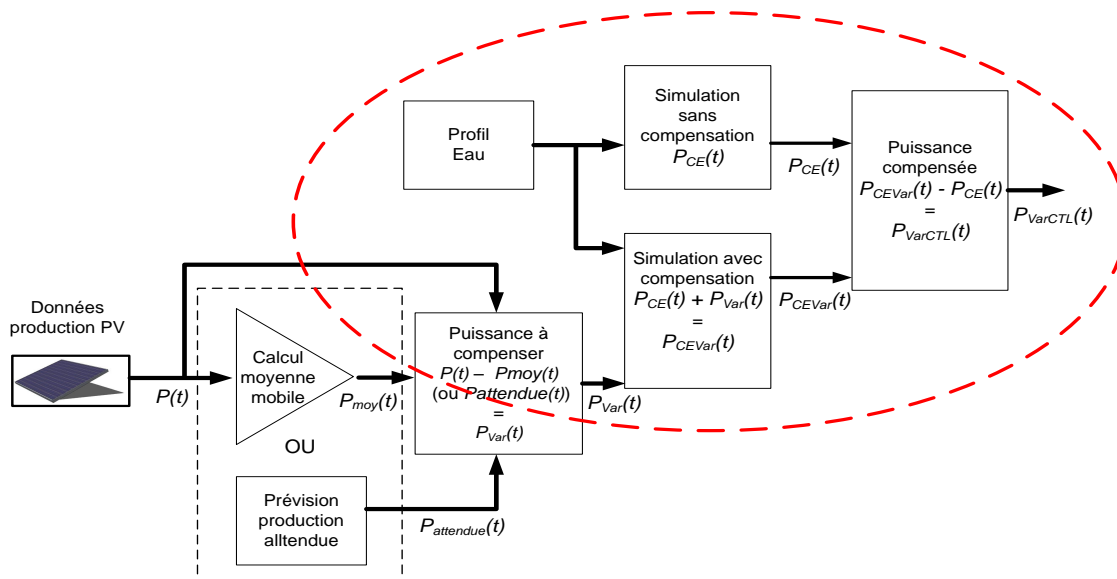


Figure 5.1 Représentation schématique des différents niveaux de puissance – modulation de la puissance d'une population de chauffe-eau

5.1 Méthode pour moduler la puissance des chauffe-eau

La modulation de la puissance des chauffe-eau pour compenser les variations de puissances photovoltaïques nécessite un changement dans l'opération des chauffe-eau. La Figure 5.2 montre

une représentation schématique de la modulation de puissance des chauffe-eau utilisée ici. La modulation de puissance est effectuée seulement sur l'élément chauffant situé dans le bas du chauffe-eau. Cela permet d'utiliser le potentiel de stockage thermique essentiellement sous l'élément du haut du chauffe-eau comme présenté au chapitre 2. La régulation de température des chauffe-eau basée sur la température de consigne n'est pas modifiée par cette solution. Ainsi, l'élément du haut est activé en priorité lorsque requis. Lorsque la régulation maître/esclave fait basculer le chauffage à l'élément du bas, la puissance alimentée est variable et est dictée par un contrôleur qui utilise le calcul basé sur $P_{Var}(t)$. Le type de contrôleur à utiliser n'est pas abordé dans cette recherche, mais il pourrait s'agir, par exemple, d'une modulation de largeur d'impulsion. En utilisant cette modulation de puissance, la logique de contrôle des chauffe-eau présentée dans l'assemblage TRNSYS pour simulation dans le chapitre 3 n'est pas affectée, seulement la puissance de l'élément du bas peut varier.

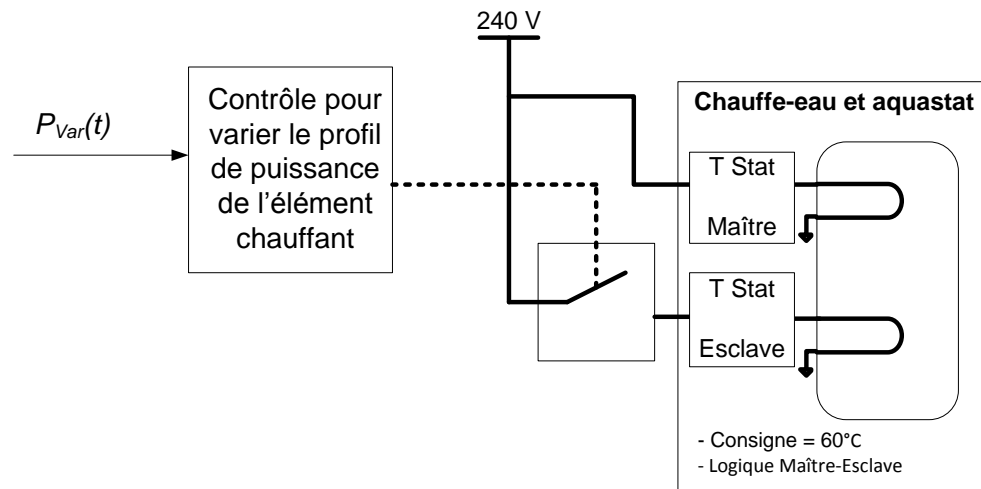


Figure 5.2 Représentation schématique de la modulation de puissance des chauffe-eau

Afin de vérifier l'impact d'un tel scénario au moyen de simulations, il est nécessaire de varier la puissance d'une population de chauffe-eau en fonction de la puissance à compenser. Les données de production photovoltaïque et la taille de la population de chauffe-eau sont déterminées séparément selon des contraintes indépendantes et il est nécessaire de les ramener sur des échelles de puissance semblables. La Figure 5.3 présente le rapport entre la puissance photovoltaïque, la puissance nominale des chauffe-eau et la puissance diversifiée d'une population de chauffe-eau. Afin de déterminer le rapport entre ces échelles de puissance, les valeurs journalières maximale et minimale sont définies pour chacune des puissances.

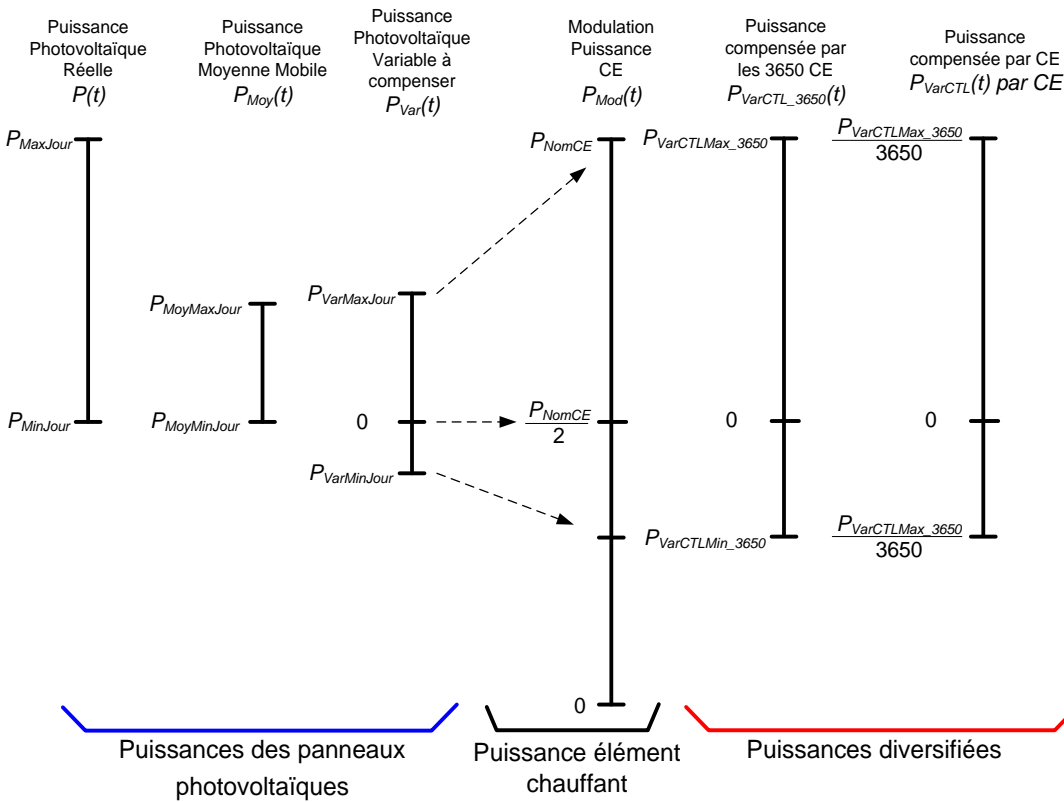


Figure 5.3 Définition des échelles des différentes puissances utilisées dans la simulation

Dans le cas de la puissance des panneaux photovoltaïques, trois puissances sont utilisées et présentées dans cette figure; soit la puissance photovoltaïque réelle $P(t)$, la puissance photovoltaïque moyenne mobile, $P_{Moy}(t)$, et la puissance photovoltaïque variable à compenser, $P_{Var}(t)$. Dans chacun des cas, les valeurs journalières maximale et minimale sont également représentées. Par exemple, la puissance photovoltaïque variable à compenser maximale durant une journée solaire est donnée par $P_{VarMaxJour}$.

La puissance de l'élément chauffant des chauffe-eau se retrouve dans la portion centrale de la Figure 5.3. Celle-ci est basée sur la puissance nominale des chauffe-eau, P_{NomCE} , et doit ensuite être modulée selon les variations de puissance photovoltaïque à compenser. La méthode choisie pour dimensionner la modulation de puissance est présentée plus loin.

Ensuite, la portion de droite de la Figure 5.3 présente les puissances diversifiées exemptes de « bruit ». La taille de la population de chauffe-eau est basée sur le nombre de chauffe-eau nécessaire (3650) pour obtenir une courbe de puissance diversifiée comme présenté au chapitre 4. Les variations de puissance $P_{VarCTL_3650}(t)$ ont donc une valeur de puissance maximale relative au nombre de chauffe-eau, $P_{VarCTLMax_3650}$. La puissance diversifiée peut être présentée pour l'ensemble de la population ou divisée par le nombre de chauffe-eau pour obtenir la puissance compensée par chauffe-eau. Le rapport entre la puissance diversifiée et la puissance photovoltaïque réelle est l'indicateur qui va permettre de comparer le nombre de chauffe-eau requis pour compenser les variations de puissance photovoltaïque des cas présentés. L'analyse de cet indicateur et le rapport entre la taille des puissances sont présentés plus loin dans ce chapitre.

Selon la méthode préconisée ici, la puissance des éléments du bas doit varier en fonction de la puissance photovoltaïque variable à compenser $P_{Var}(t)$. La puissance des éléments du bas doit donc être choisie judicieusement. Tout d'abord, les chauffe-eau de 182 litres comme celui simulé ici ont typiquement une puissance nominale, P_{NomCE} , de 3 kW. Afin de permettre une plus grande modulation de puissance, il est proposé d'augmenter la puissance nominale de l'élément du bas jusqu'à une valeur de 4.5 kW, soit la valeur typique des éléments d'un chauffe-eau de 270 litres. La Figure 5.4 présente une partie de la Figure 5.3. Sur cette figure, seulement la portion des puissances des panneaux photovoltaïques et de la puissance de l'élément chauffant est présentée afin d'expliquer le coefficient de modulation de puissance, C_{PMod} . Il s'agit du coefficient de modulation de la puissance qui va permettre d'obtenir la puissance modulée $P_{Mod}(t)$ comme présenté à l'Équation 5.1. La méthode pour déterminer ce coefficient a pour but de produire le maximum de variation de puissance sur la population de chauffe-eau diversifiée $P_{CEVar}(t)$ selon les variations à compenser $P_{Var}(t)$.

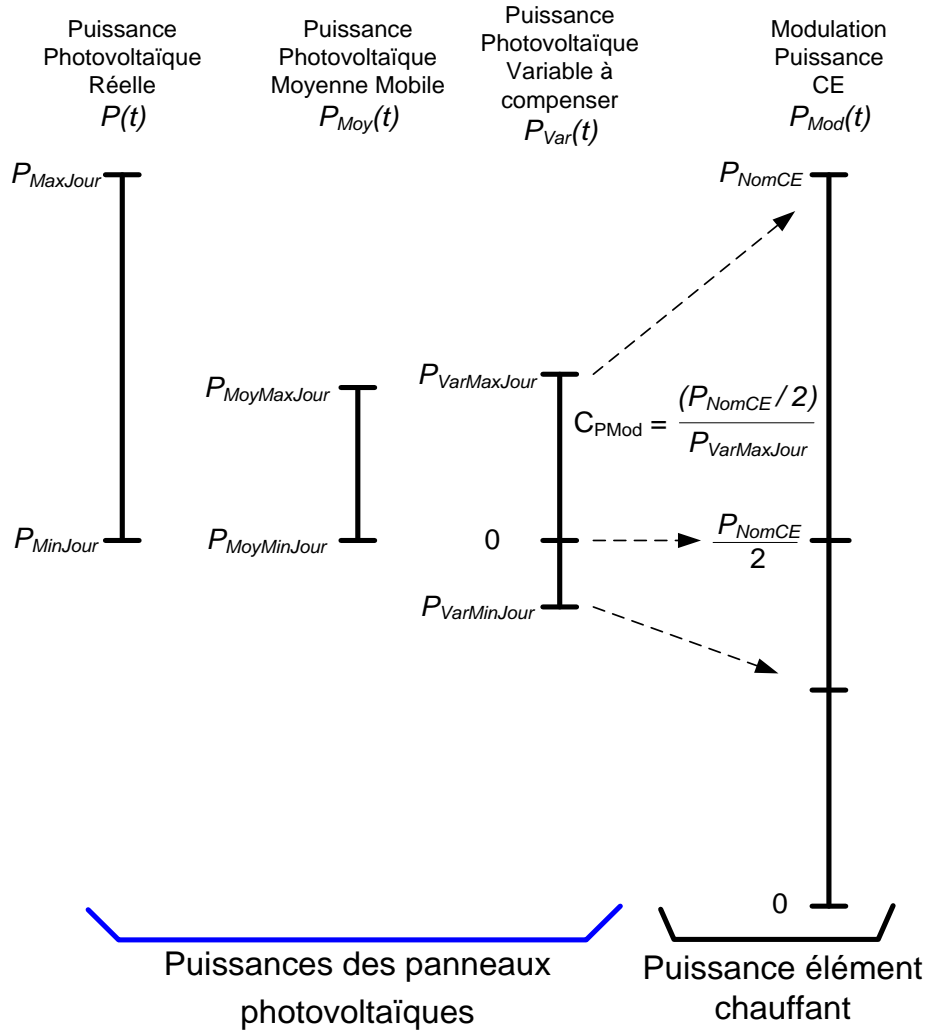


Figure 5.4 Rapport entre la puissance photovoltaïque et la puissance nominale des chauffe-eau

Étant donné qu'il est nécessaire de varier la puissance des chauffe-eau à la hausse et à la baisse pour compenser les variations, la modulation sera faite autour d'une puissance nominale de 2.25 kW. Il s'agit tout simplement de la puissance nominale divisée par 2 ($P_{NomCE}/2$). Des variations négatives et positives de la puissance de l'élément chauffant du bas des chauffe-eau d'un maximum de 2.25 kW sont donc permises. Cette puissance devient la puissance de référence et c'est cette puissance qui est utilisée lorsqu'il n'y a pas de variations photovoltaïques à compenser. Lorsqu'il y a des variations photovoltaïques à compenser, la modulation de puissance est obtenue en calculant $P_{Mod}(t)$ avec modulation en fonction des variations de $P_{Var}(t)$ avec l'Équation 5.1.

$$P_{Mod}(t) = \frac{P_{NomCE}}{2} + (C_{PMod} \times P_{Var}(t))$$

$$C_{PMod} = \frac{(P_{NomCE}/2)}{P_{VarMaxJour}} \quad (5.1)$$

où :

$P_{Mod}(t)$: Puissance modulée de l'élément du bas des chauffe-eau selon les variations de puissance photovoltaïque à compenser pour chaque minute de la journée.

P_{NomCE} : Puissance nominale de l'élément du bas des chauffe-eau, i.e 4.5 kW.

C_{PMod} : Coefficient de modulation de puissance.

$P_{Var}(t)$: Puissance photovoltaïque variable à compenser.

$P_{VarMaxJour}$: Puissance photovoltaïque variable à compenser maximale durant la journée solaire à l'étude

Cette façon de régler la modulation de puissance en utilisant un coefficient pour obtenir $P_{Mod}(t)$ en fonction de la puissance photovoltaïque variable à compenser maximale durant la journée représente une limite de cette méthode. En effet, contrairement au cas présenté ici basé sur des données de production photovoltaïque mesurées, il n'est pas possible de connaître la variation maximale à compenser future pour une opération en temps réel.

Puisque le coefficient de modulation de puissance C_{PMod} est basé sur $P_{VarMaxJour}$, celui-ci varie dans le temps selon la journée solaire à compenser et la fenêtre d'observation pour calculer la moyenne mobile. Plus les variations à compenser sont grandes, plus le nombre de chauffe-eau nécessaires pour compenser les variations photovoltaïques augmente. C'est pourquoi une journée avec des grandes variations de puissance photovoltaïque nécessite un nombre de chauffe-eau supérieur puisque la variation maximale journalière sera plus grande. L'analyse permettant de déterminer le nombre de chauffe-eau nécessaires pour compenser les variations de production photovoltaïque est présentée plus loin dans ce chapitre.

En se basant sur les données solaires du jour 1 présentées au chapitre 4, la Figure 5.5 présente le rapport entre le coefficient de modulation de puissance C_{PMod} , ainsi que les puissances à compenser maximale $P_{VarMaxJour}$ et minimale $P_{VarMinJour}$ en fonction de fenêtres d'observations

pour le calcul de la moyenne mobile de 5 à 60 minutes. Dans ce cas, C_{PMod} est toujours déterminé en utilisant $P_{VarMaxJour}$ puisque celle-ci est toujours supérieure à $P_{VarMinJour}$ pour la journée solaire sélectionnée. Il est intéressant de noter que C_{PMod} est inversement proportionnel à $P_{VarMaxJour}$. En analysant $P_{VarMaxJour}$ de cette journée solaire, il est possible de constater que cette valeur maximale ne fait qu'augmenter en fonction de fenêtres d'observation croissantes. Par contre, ce n'est pas le cas pour $P_{VarMinJour}$ qui a une valeur minimale de -24 W pour une fenêtre d'observation de 20 minutes alors que toutes les autres fenêtres d'observation ont des valeurs plus élevées.

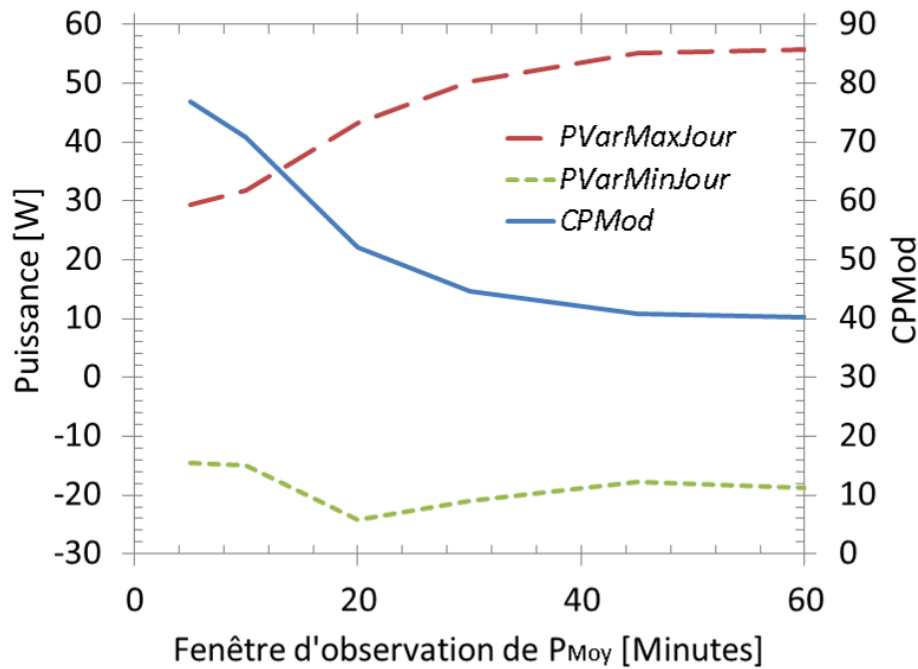


Figure 5.5 Rapport entre le maximum et minimum de variations de puissance à compenser et le coefficient de modulation de puissance pour des fenêtres d'observation de 5 à 60 minutes

Dans les simulations de ce mémoire, c'est la plus grande valeur (en valeur absolue) entre $P_{VarMaxJour}$ ou $P_{VarMinJour}$ qui est utilisée pour obtenir C_{PMod} . Ce choix de la valeur maximale journalière permet d'obtenir de meilleurs résultats que si le coefficient était basé sur des valeurs annuelles de variations maximales comme présenté au chapitre 4. Par exemple, la variation maximale annuelle pour la fenêtre d'observation de 30 minutes serait d'environ 68 W ($\sim 75\% \times 90\text{W}$) et aurait pour effet de réduire la compensation. Pour obtenir des résultats encore meilleurs, une méthode où le calcul de C_{PMod} serait adapté aux données mesurées de puissances photovoltaïques en temps réel pourrait être envisagée. La méthode actuelle utilise un seul

coefficient par jour pour dimensionner $P_{Mod}(t)$ alors qu'il ne serait pas nécessaire de se limiter à un seul coefficient. Par exemple, ce coefficient pourrait changer dans le temps et tenir compte du maximum de variations d'un intervalle plus court. Ceci n'est pas abordé dans le cadre de ce mémoire.

5.2 Simulation d'un cas de modulation de puissance

Afin d'illustrer la compensation des variations photovoltaïques, $P_{Var}(t)$, en modulant la puissance de l'élément du bas des chauffe-eau, une journée solaire sera étudiée. Ce cas est basé sur la journée solaire 1 présentée au chapitre 4. Il s'agit d'une journée avec une production photovoltaïque de 145 Wh. La compensation des variations de puissance photovoltaïque de ce cas est basée sur une fenêtre d'observation de 30 minutes. La Figure 5.6 présente la production photovoltaïque $P(t)$, la moyenne mobile avec fenêtre d'observation de 30 minutes, $P_{moy}(t)$, et la puissance photovoltaïque variable à compenser, $P_{Var}(t)$. La valeur absolue des quantités d'énergie (positives et négatives) à compenser $E_{P_{Var_Jour}}$ est de 33 Wh, soit 23% de l'énergie photovoltaïque produite E_{P_Jour} durant cette journée.

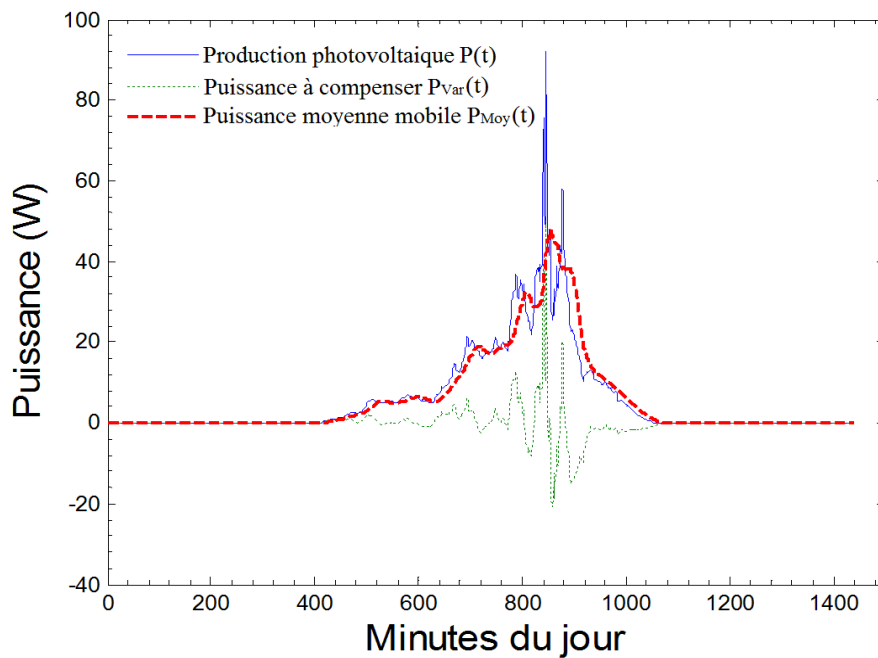


Figure 5.6 Production photovoltaïque, moyenne mobile et puissance à compenser avec le contrôle d'une population de chauffe-eau.

En comparant ce cas à l'analyse des données annuelles du chapitre 4, il est possible de situer l'ampleur des variations de production photovoltaïque de cette journée par rapport aux moyennes annuelles. En se référant au chapitre 4 sur les données annuelles de la production photovoltaïque de CanmetÉNERGIE, une fenêtre d'observation de 30 minutes mène à une variation moyenne de l'énergie à compenser équivalente à 19,5%. Une journée avec 23% de variation d'énergie comme le cas sélectionné n'est donc pas le pire cas observé, mais est au-delà de la moyenne annuelle pour une fenêtre d'observation de 30 minutes et bien au-delà de l'énergie à compenser pour des fenêtres d'observation plus courtes, comme présenté dans le Tableau 4.4. Puisque cette journée a une forte variation positive ($P_{Var}(t) > 0$), les variations à compenser sont inversées dans les prochaines simulations afin d'obtenir une forte modulation négative sur le profil de demande des chauffe-eau.

La procédure pour effectuer la simulation d'un cas de compensation des variations de puissance photovoltaïque est basée sur les méthodologies et équations présentées dans les chapitres précédents. Les étapes principales sont les suivantes :

1. Choix de la journée de production photovoltaïque à compenser afin de préparer le fichier d'entrée de production photovoltaïque pour TRNSYS.
2. Simulation avec les mêmes profils d'eau 1 à 10 pour les cas avec et sans compensation des variations photovoltaïques.
3. Analyse des données pour additionner les minutes des jours comme expliqué à la section 4.4.
4. Comparaison entre la puissance de référence de la population sans compensation $P_{CE}(t)$ et la puissance de la population suite à la compensation $P_{CEVar}(t)$ afin d'obtenir la puissance compensée par les chauffe-eau, soit $P_{VarCTL}(t)$

Suite à des simulations préliminaires, il appert que le cas de référence $P_{CE}(t)$ n'est plus le même qu'au chapitre 4. Cela est dû au changement de puissance de l'élément chauffant qui passe de 3 kW à 2.25 kW et qui engendre une consommation d'énergie journalière plus basse. La Figure 5.7 présente les résultats de puissance du cas de référence $P_{CE_3650}(t)$ avec des puissances de l'élément chauffant du bas des chauffe-eau de 3 kW et 2.25 kW. Dans ce qui suit, il est donc nécessaire d'utiliser la puissance de référence avec l'élément chauffant de 2.25 kW afin de comparer la puissance d'une population suite à la compensation, i.e. $P_{CEVar}(t)$.

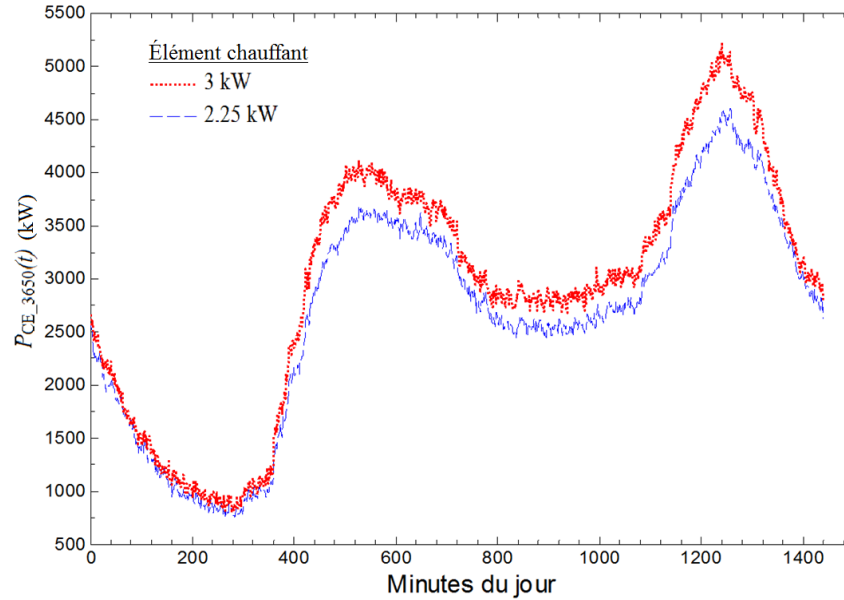


Figure 5.7 Puissance de référence de la population de 3650 chauffe-eau pour des puissances d'éléments chauffant de 3 et 2.25 kW

La Figure 5.8 présente les résultats de la puissance avec modulation pour un seul chauffe-eau $P_{CEVar}(t)$ et la puissance de modulation $P_{Mod}(t)$ pendant une journée. Durant les premières minutes de la journée (soit la partie encadrée et portant le numéro 1 dans la figure), c'est l'élément du haut du chauffe-eau avec une puissance nominale de 3 kW qui chauffe l'eau; ce cas survient lorsque la température près de l'élément du haut est en dessous de la consigne de 60 °C. Le reste du temps, lorsque la température de consigne de l'élément du haut du chauffe-eau est satisfaite et lorsqu'il n'y a pas de puissance à compenser (soit $P_{Var}(t)$ nulle), la puissance de l'élément chauffant du bas est de 2.25 kW puisque la modulation se fait autour de cette valeur. Par contre, lorsque le signal de puissance à compenser $P_{Var}(t)$ n'est pas nul, la puissance de l'élément chauffant du bas est modulée en fonction de la variation de puissance à compenser. La portion encadrée et portant le numéro 2 à la Figure 5.8 permet d'illustrer la modulation de puissance.

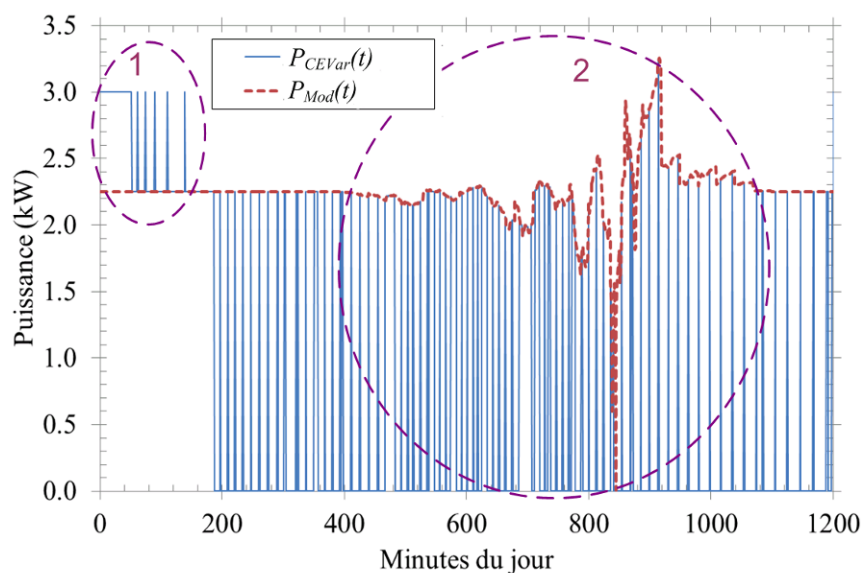


Figure 5.8 Puissance de chauffage d'un chauffe-eau et puissance modulée de l'élément du bas.

La Figure 5.9 est un agrandissement d'une portion de la Figure 5.8 afin de voir clairement la modulation de puissance entre les minutes 700 et 950. Celle-ci permet de distinguer la modulation de puissance lorsqu'un besoin en chauffage est demandé par l'élément du bas du chauffe-eau. Les deux portions encadrées de la figure sont des cas où le chauffage de l'eau par l'élément du bas persiste pendant plusieurs minutes. Ceci montre que la puissance fournie par l'élément chauffant suit la puissance à compenser puisque les deux courbes sont superposées. Le reste du temps, lorsque $P_{CEVar}(t)$ est égal à zéro, la température de l'eau a atteint la consigne et par conséquent, il n'y a pas de chauffage de l'eau.

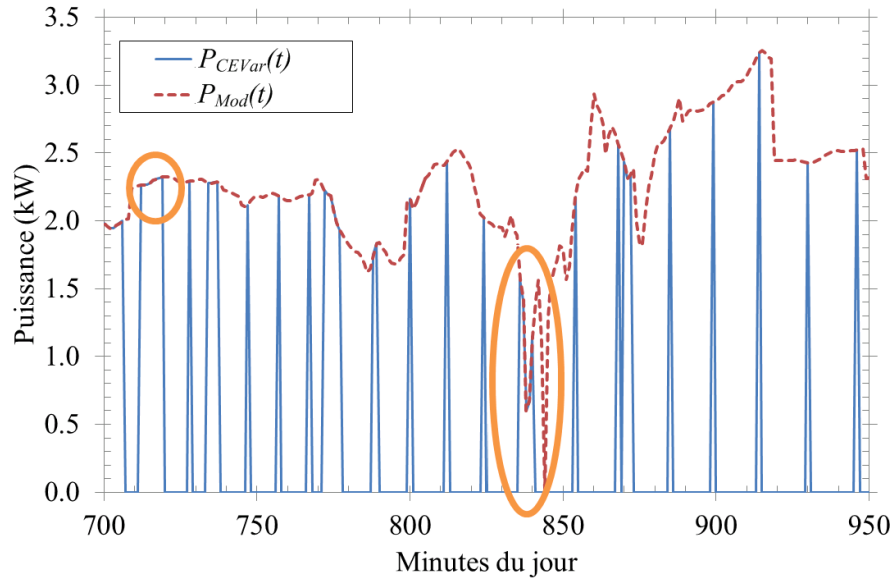


Figure 5.9 Puissance de chauffage d'un chauffe-eau et puissance modulée de l'élément du bas.

Alors que les Figures 5.7 à 5.9 portaient sur des résultats pour un seul chauffe-eau, la Figure 5.10 présente les résultats pour une population de 3650 chauffe-eau. Cette figure présente la puissance de référence (sans compensation) pour une population de 3650 chauffe-eau $P_{CE_3650}(t)$ et la puissance de la population avec la modulation $P_{CEVar_3650}(t)$.

Il s'agit du résultat souhaité présenté comme concept à la Figure 2.6. Ainsi, la puissance à compenser $P_{Var}(t)$ est superposée au profil de puissance de référence d'une population de chauffe-eau. Lorsqu'il n'y a pas de variation de production photovoltaïque à compenser, soit pour $t < 400$ et $t > 1100$ min, les courbes de $P_{CE_3650}(t)$ et $P_{CEVar_3650}(t)$ sont presque identiques car c'est la demande d'eau chaude qui détermine cette courbe. Durant la portion où la puissance à compenser $P_{Var}(t)$ n'est pas nulle, soit entre $400 < t < 1100$ min, la courbe avec compensation varie d'une quantité équivalente à la puissance compensée et cela autour de la puissance de référence sans compensation. Par exemple, la puissance compensée maximale se situe autour de $t = 840$ min et la Figure 5.10 montre bien cette modulation de puissance maximale au même moment. C'est l'effet de la modulation qui fait dévier la courbe avec compensation du profil de référence.

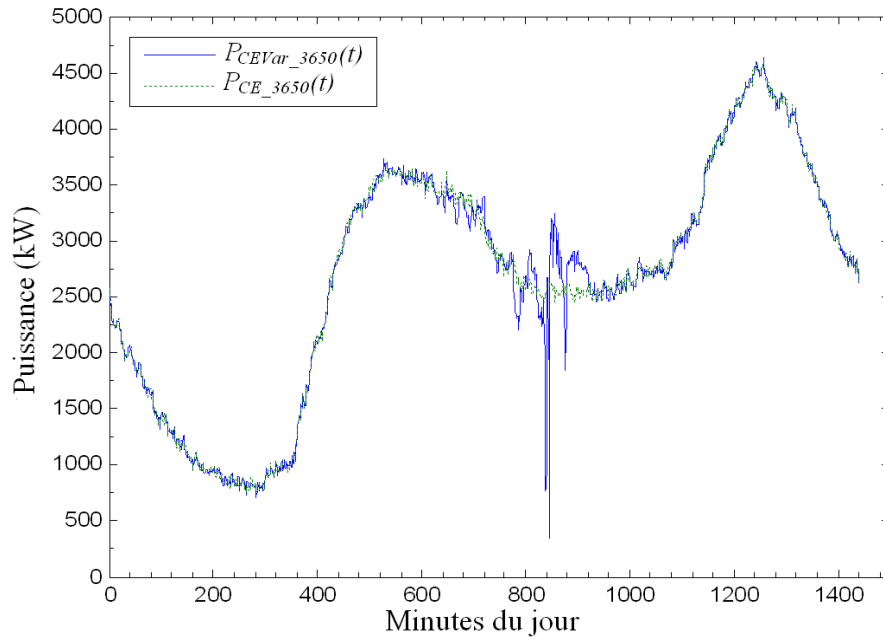


Figure 5.10 Comparaison de la puissance de la population de 3650 chauffe-eau avec et sans compensation des variations de la production photovoltaïque

5.3 Méthode pour obtenir le rapport entre la puissance compensée par chauffe-eau et la production solaire

Lors d'une simulation d'un cas avec compensation, le résultat final est une puissance diversifiée qui varie selon la compensation de puissance. La taille de la population de chauffe-eau simulée est basée sur le nombre de chauffe-eau nécessaire pour obtenir une courbe de puissance diversifiée alors que les données photovoltaïques proviennent d'une installation fixe d'une taille déterminée. La Figure 5.3 présente les différentes échelles de puissance entre la production photovoltaïque, la puissance de l'élément chauffant et la puissance diversifiée. Le coefficient de modulation de puissance présenté précédemment permet de faire le lien entre la puissance à compenser et la puissance de l'élément chauffant. Dans cette section, c'est le rapport entre la puissance compensée par chauffe-eau et la production solaire qui est présenté.

À partir des résultats de puissance avec compensation des variations photovoltaïques, il est nécessaire de déterminer la puissance compensée par les chauffe-eau $P_{VarCTL}(t)$. Comme le présente la Figure 5.1, $P_{VarCTL}(t)$ est obtenue en effectuant la différence entre la puissance du cas de référence sans compensation, $P_{CE}(t)$, et la puissance du cas avec compensation, $P_{CEVar}(t)$. Celle-ci doit être comparée à la puissance à compenser $P_{Var}(t)$ afin de déterminer le nombre de

panneaux solaires pouvant être compensés par modulation des chauffe-eau. Un coefficient entre la puissance compensée diversifiée par chauffe-eau, soit $P_{VarCTL_3650}/3650$, et les variations de puissances photovoltaïques à compenser $P_{Var}(t)$ est nécessaire. Ce rapport, nommé $K_{PDiv/PVar}$, est défini à l'Équation 5.2. Il est à noter qu'il est basé sur les valeurs maximales journalières de P_{VarCTL_3650} et de $P_{VarMaxJour}$.

$$K_{PDiv/PVar_NbCE} = \frac{\left(P_{VarCTLMax_NbCE} / [NbCE] \right)}{P_{VarMaxJour}} \quad (5.2)$$

où :

$K_{PDiv/PVar_NbCE}$: Rapport entre les résultats de puissance compensée diversifiée et les variations de puissances photovoltaïques à compenser pour un nombre de chauffe-eau donné $NbCE$.

$NbCE$: Nombre de chauffe-eau considéré dans le rapport.

$P_{VarCTLMax_NbCE}$: Puissance photovoltaïque variable compensée maximale durant la journée solaire à l'étude pour un nombre de chauffe-eau.

$P_{VarMaxJour}$: Puissance photovoltaïque variable à compenser maximale durant la journée solaire à l'étude.

Comme le montre l'Équation 5.3, la capacité de l'installation photovoltaïque compensée, nommée ici $P_{PV_DivComp}$, est donnée par le produit entre $K_{PDiv/PVar}$ et la puissance nominale des panneaux PV. Cette capacité sera utilisée en fonction d'un nombre défini de chauffe-eau afin de comparer différentes simulations.

$$P_{PV_DivComp} = K_{PDiv/PVar} \times P_{NomPV} \quad (5.3)$$

où :

$P_{PV_DivComp}$: Capacité de l'installation photovoltaïque compensée pour un nombre de chauffe-eau. Ce nombre de chauffe-eau est $NbCE$.

P_{NomPV} : Puissance nominale des panneaux photovoltaïques dont les données mesurées sont utilisées.

La Figure 5.11 illustre les relations entre les différentes puissances utilisées pour déterminer la capacité de l'installation photovoltaïque compensée telles que définies par les Équations 5.2 et 5.3. Il est important de noter que ces résultats doivent toujours être associés à un nombre de chauffe-eau et sont conditionnels à l'ensemble des hypothèses sous-jacentes.

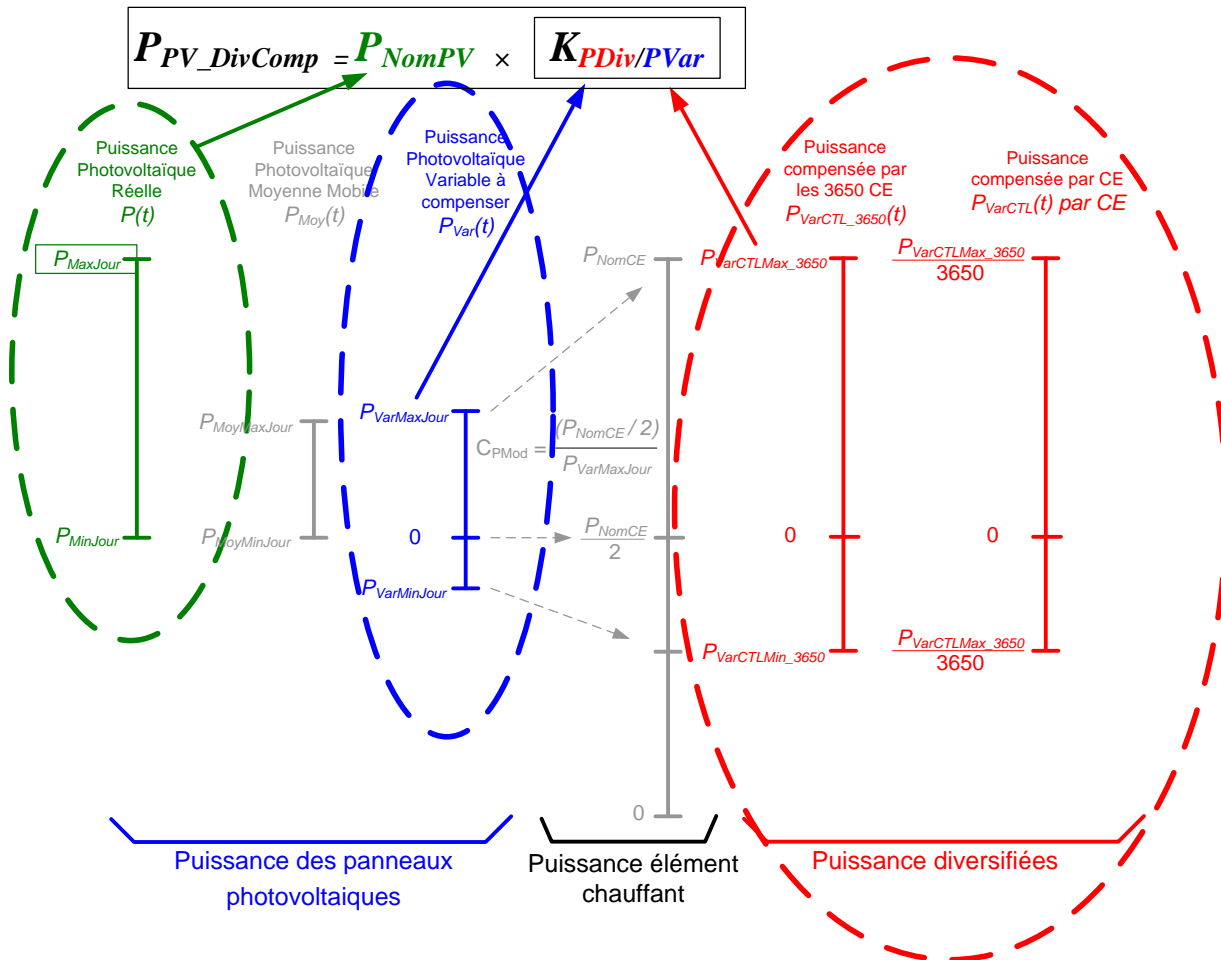


Figure 5.11 Relations entre les différentes puissances utilisées pour déterminer la capacité de l'installation photovoltaïque compensée

La Figure 5.12 présente un exemple des différentes valeurs de puissance discutées précédemment avec les résultats de simulation du cas de la section 5.2. La puissance journalière maximale de $P_{Var}(t)$ de ce cas est de 50 W. La puissance journalière maximale compensée par les 3650 CE $P_{VarCTLMax_3650}$ (valeur maximale de $P_{CE}(t) - P_{VarCE}(t)$) obtenue est de 2527 kW et la puissance

journalière maximale compensée par chauffe-eau $P_{VarCTLMax}$ est de 692 W (2527 kW /3650 CE). Ceci permet de déterminer $K_{PDiv/PVar}$ qui est de 13.84 (692W / 50W). Dans certain cas où il peut être utile de comparer les résultats pour la population entière, il suffit de calculer ce rapport pour les 3650 chauffe-eau. Dans ce cas, le rapport pour 3650 chauffe-eau est plutôt de 50540 (2527 kW / 50W). Dans les 2 cas, c'est la même correspondance avec $P_{Var}(t)$ qui est obtenue mais pour un nombre de chauffe-eau différent.

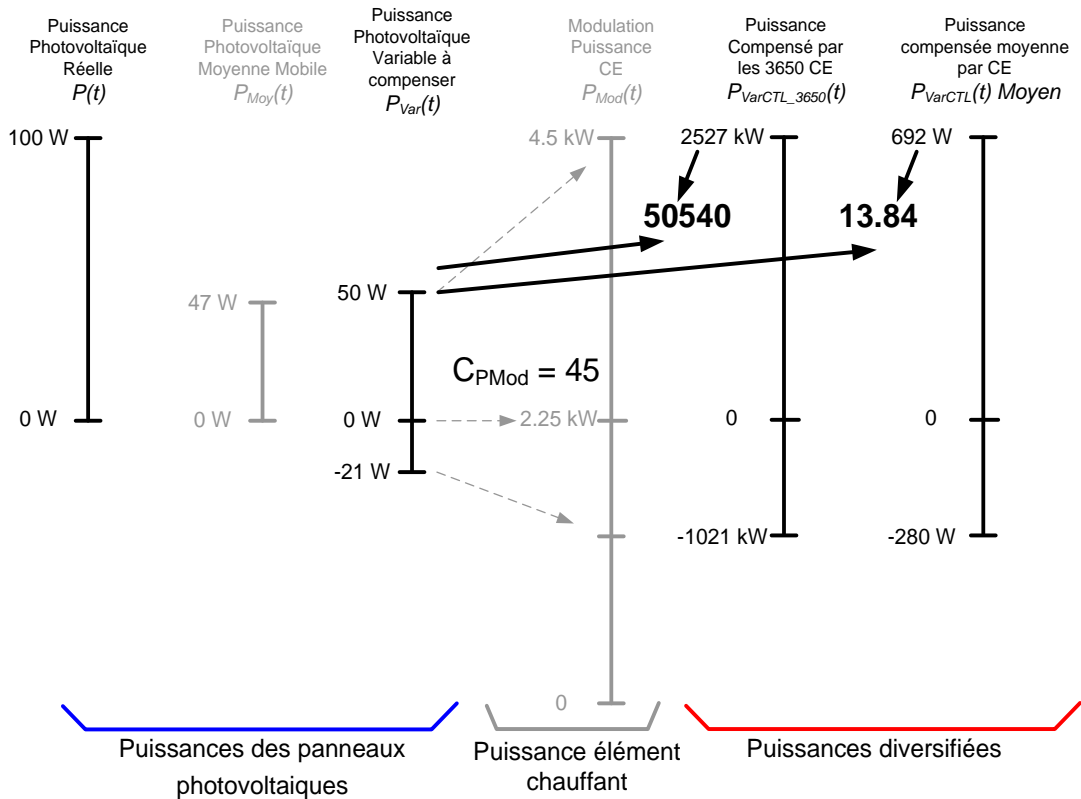


Figure 5.12 Exemple des résultats de simulation des différentes puissances utilisées

Maintenant que tous les rapports entre les différentes puissances sont établis, il est nécessaire de comparer la « qualité » de la compensation de puissance. Pour ce faire, il faut comparer la puissance à compenser $P_{Var}(t)$ et la puissance réellement compensée $P_{VarCTL}(t)$. En plus de la capacité de l'installation photovoltaïque compensée pour un nombre de chauffe-eau, il est possible d'examiner d'autres indicateurs de la qualité de la compensation. La correspondance entre les deux courbes et la quantité d'énergie compensée est utilisée dans ce qui suit. La correspondance entre deux courbes peut être déterminée au moyen de différentes méthodes

statistiques, mais les limites acceptables de correspondance devront faire partie d'études plus exhaustives sur le potentiel annuel d'une telle méthode. Il en est de même pour la quantité d'énergie compensée.

La Figure 5.13 présente la puissance compensée $P_{VarCTL}(t)$ et la puissance photovoltaïque variable à compenser $P_{Var}(t)$ multiplié par $K_{PDiv/PVar}$ (pour être sur la même échelle) pour les minutes 450 à 1050 de la journée. Celles-ci proviennent du cas présenté à la section 5.2. Malgré une tendance similaire, il faut noter que les 2 courbes ne sont pas identiques. Ceci s'explique entre autres par la réponse des chauffe-eau à un changement de puissance qui est affectée par l'utilisation d'eau chaude et par le déplacement d'énergie équivalent à la modulation de puissance. À chaque instant, les compensations de puissance précédentes ont un effet cumulatif sur la puissance actuelle des chauffe-eau.

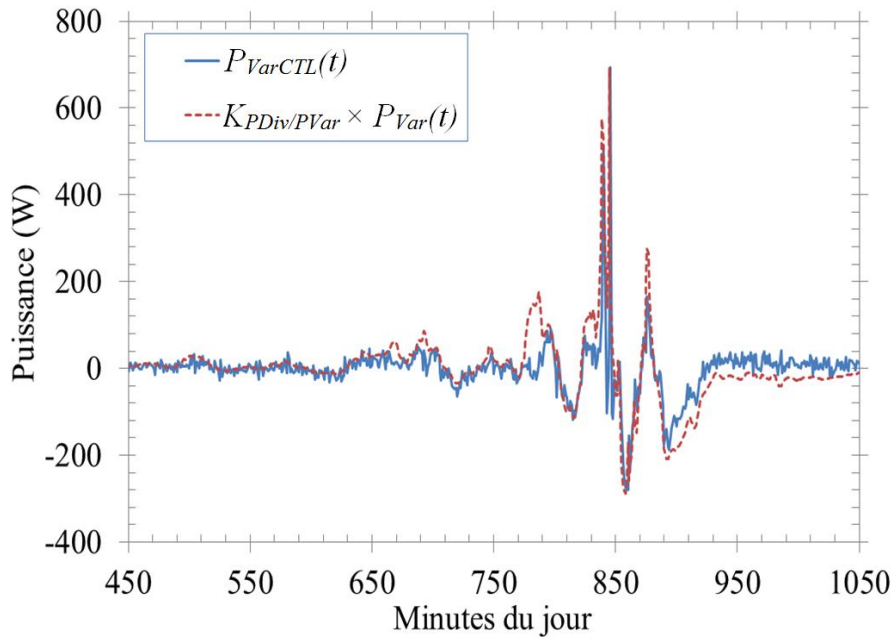


Figure 5.13 Différence entre la puissance compensée $P_{VarCTL}(t)$ et la puissance photovoltaïque variable à compenser $P_{Var}(t)$ multiplié par $K_{PDiv/PVar}$

La quantité d'énergie contenue dans la puissance photovoltaïque à compenser $E_{P_{Var}}$ et la puissance compensée par les chauffe-eau $E_{P_{VarCTL}}$ doit également être comparée. Une fois $P_{Var}(t)$ multiplié par $K_{PDiv/PVar}$ afin d'être dans l'échelle appropriée, la quantité d'énergie à compenser durant la journée est de 460 Wh. En contrepartie, l'énergie contenue dans la puissance

compensée par chauffe-eau, $E_{P_{Var}CTL}$, est de 324 Wh en moyenne. En d'autres termes, chaque chauffe-eau doit compenser en moyenne 324 Wh, soit 70% des variations de production photovoltaïque pour une fenêtre d'observation de 30 minutes. Comme expliqué précédemment, la limite minimale acceptable reste à déterminer. Cette quantité d'énergie est presque négligeable par rapport à la quantité d'énergie consommée par les chauffe-eau durant une journée (environ 15-20 kWh). Il faut aussi noter qu'il s'agit du total d'énergie des compensations positives et négatives. Comme présenté au chapitre 4, les variations négatives et positives s'équilibrent automatiquement sur une période d'une journée et diminuent ainsi l'impact du déplacement de consommation d'énergie causée par la modulation de puissance.

Selon les résultats de compensation obtenue, la valeur maximale de compensation de puissance positive de ce cas est d'environ 2527 kW. Il s'agit donc de 0.692 kW par chauffe-eau de compensation positive (2527 kW / 3650 CE). Pour la compensation de puissance négative, c'est -1021 kW de compensation qui est obtenue et qui donne 0.280 kW par chauffe-eau (1021kW / 3650 CE). Dans l'étude de Moffet et al.(2011), c'est une puissance de 150 W d'équilibrage positif ou négatif sur une période de 6 heures qui a été obtenue. Dans leur cas, cette valeur beaucoup plus basse est causée par l'utilisation du stockage sur 6 heures; cela ne permet pas des variations de puissance aussi élevées que pour une période de 30 minutes comme dans le cas présenté dans ce mémoire.

Connaissant la puissance nominale du panneau photovoltaïque, il est possible d'établir la capacité de l'installation photovoltaïque compensée pour un nombre de chauffe-eau, $P_{PV_DivComp}$. La puissance nominale du panneau P_{NomPV} étant de 90 W et le coefficient $K_{P_{Div}/P_{Var}}$ de 13.84 on obtient 1245.6 W de production photovoltaïque compensée par chauffe-eau. Rapporté à 1 MW de production photovoltaïque afin de comparer avec d'autres résultats d'études, ce serait donc 803 chauffe-eau (1000 kW / (1.245 kW/CE)) qui seraient nécessaires pour compenser 70 % des variations de production photovoltaïque de moins de 30 min pour ce cas. Ce résultat est bien différent des 10 000 chauffe-eau requis pour fournir 1 MW de régulation selon les résultats de Kondoh et al (2011). Par contre, les 2 études ne comparent pas les mêmes types de services offerts à un réseau électrique et ont probablement des potentiels en énergie très différents. Par exemple, un service de régulation requiert une puissance disponible 24h sur 24. De plus, un service de régulation de 1 MW doit obtenir une variation de puissance des charges équivalente à 1 MW alors que la compensation comme présenté dans ce mémoire est calculée selon les

variations de puissance photovoltaïque qui sont inférieures à la capacité de production photovoltaïque compensée comme le montre la Figure 5.3.

5.4 Impact de la compensation sur la température de l'eau chaude domestique

L'impact de la compensation des variations photovoltaïques sur la température de l'eau chaude est évalué dans cette section. Pour déterminer si le confort de l'utilisateur du chauffe-eau est affecté, les températures de sortie de l'eau chaude sont analysées. Une limite inférieure de 50 °C est sélectionnée comme température de sortie du chauffe-eau afin d'obtenir un élément de comparaison. À partir des résultats de simulation, des statistiques sur la température de sortie ont été compilées pour différents cas avec et sans compensation.

Une première constatation est que l'opération normale (sans compensation) d'un chauffe-eau de 175 litres engendre des températures de sortie sous 50 °C à l'occasion. Ces événements se produisent lorsqu'il y a une grande demande d'eau. Ainsi, pour le cas de référence (sans compensation), la température de sortie des chauffe-eau descend sous 50 °C pendant l'équivalent de 0.67% des 1440 minutes de la journée à l'étude pour les 3650 chauffe-eau (donc pour 5 256 000 minutes différentes). Tel qu'expliqué précédemment, la méthode choisie pour faire la compensation en modulant l'élément du bas des chauffe-eau nécessite un changement de puissance nominale de l'élément. Avec une puissance centrée autour de 2.25 kW, le nombre de minutes avec des températures en dessous de 50 °C augmente à 0.87%. Ces pourcentages sont relativement faibles, mais ils indiquent tout de même qu'il y a un accroissement du risque de produire de l'eau chaude sous 50°C en diminuant la puissance de l'élément du bas des chauffe-eau.

Dans le cas avec compensation des variations photovoltaïques avec la modulation de puissance, le nombre de minutes avec de l'eau sous 50°C reste inchangé pour ce cas-ci, soit 0.87%. Ceci indique que ce n'est pas la compensation qui affecte légèrement la température de sortie, mais plutôt la diminution de la puissance nominale de l'élément du bas. Ce résultat a été confirmé par plusieurs cas simulés qui sont résumés dans un tableau dans l'Annexe 2.

5.5 Impact de la durée de la fenêtre d'observation

Cette section étudie l'impact de la durée de la fenêtre d'observation sur la variation de la capacité de l'installation photovoltaïque compensée pour un nombre de chauffe-eau $P_{PV_DivComp}$. Comme démontré au chapitre 4, plus la fenêtre d'observation augmente, plus la quantité d'énergie et l'amplitude des compensations augmentent. Dans cette section, le même cas avec la journée 1 de production photovoltaïque est présenté, mais avec des fenêtres d'observation de 10, 30 et 60 minutes. Cela permet de révéler l'impact de la durée de la fenêtre d'observation et d'obtenir, au final, un élément de comparaison qui permet d'établir des limites de la méthode proposée. Pour débiter, les résultats de simulations sont présentés pour ensuite être synthétisés dans un tableau de résultats. Celui-ci est analysé en partie dans cette section, mais aussi dans la discussion à la fin de ce chapitre.

La Figure 5.13 présente les puissances photovoltaïques variables à compenser pour des fenêtres d'observation de 10, 30 et 60 minutes. Étant basée sur une moyenne mobile de plus en plus longue, les variations de puissance à compenser sont de plus en plus grandes. Il faut aussi noter que l'augmentation de la fenêtre d'observation change aussi le profil de $P_{Var}(t)$ puisque ce n'est pas simplement une multiplication de la puissance photovoltaïque variable à compenser, mais plutôt un nouveau calcul à chaque fois basé sur une puissance moyenne $P_{Moy}(t)$ différente.

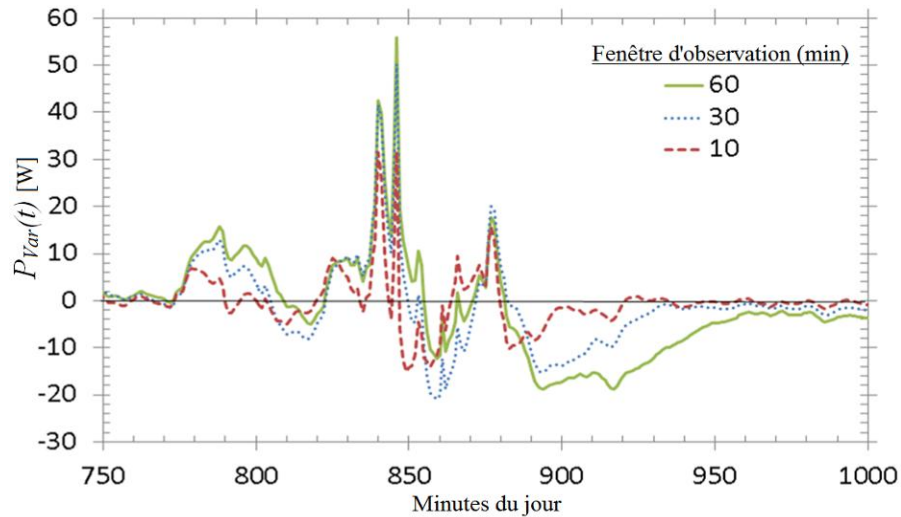


Figure 5.14 Puissance à compenser pour des fenêtres d'observation de 10, 30 et 60 minutes

Les Figures 5.15, 5.16 et 5.17 présentent les résultats de puissance à compenser multipliés par le coefficient $K_{PDiv/PVar}$ afin de mettre la puissance à compenser dans une échelle correspondant à la

puissance compensée par chauffe-eau, comme présenté à la section 5.3. Ces trois cas démontrent bien que la méthode peut fonctionner avec des signaux très différents tout en donnant des résultats intéressants.

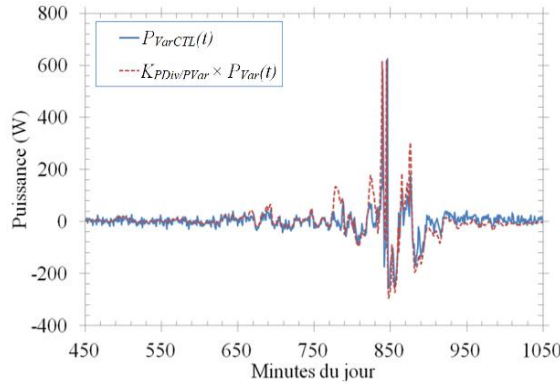


Figure 5.15 Puissance à compenser dimensionnée et puissance compensée pour la fenêtre d'observation de 10 minutes

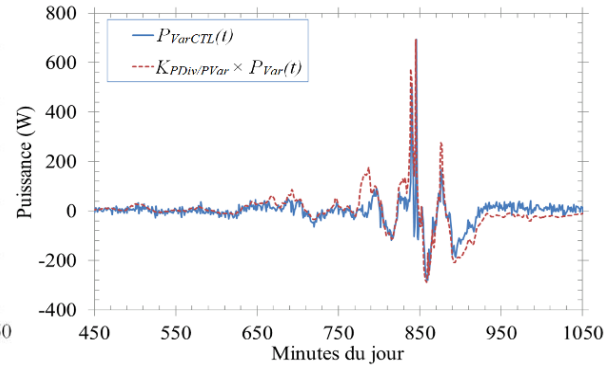


Figure 5.16 Puissance à compenser dimensionnée et puissance compensée pour la fenêtre d'observation de 30 minutes

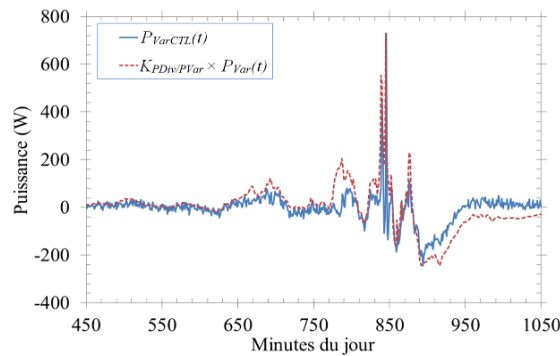


Figure 5.17 Puissance à compenser dimensionnée et puissance compensée pour la fenêtre d'observation de 60 minutes

Le Tableau 5.1 présente les résultats de ces trois scénarios. La première ligne présente les pourcentages de l'énergie produite à compenser qui sont respectivement de 12, 23 et 32% pour les fenêtres d'observation de 10, 30 et 60 minutes. Il s'agit du rapport entre la somme des valeurs absolues de $P_{Var}(t)$ et la somme des valeurs absolues de $P(t)$. Celles-ci sont présentées en Watts-heure aux lignes 2 et 3 et représentent la somme de l'énergie à compenser et la somme de l'énergie produite par l'installation photovoltaïque (nommée $E_{P_{Var}}$ et E_P dans le tableau). La

deuxième portion du tableau présente la puissance photovoltaïque variable à compenser maximale $P_{VarMaxJour}$ et le pourcentage que cette puissance représente par rapport à la puissance nominale des panneaux photovoltaïques P_{NomPV} . Ces valeurs sont de 36, 56 et 62 %. En prenant le pourcentage de 62% à titre d'exemple, cela indique que dans la journée observée, la variation maximale à compenser est de 62% de la valeur nominale de la puissance photovoltaïque installée. En se référant à la Figure 4.8, il est possible de constater qu'une variation d'une telle ampleur se produit moins de 2000 minutes par année, soit moins de 0.3% du temps (2000/525600).

Tableau 5.1 Résultat de simulation en fonction de fenêtres d'observations de 10, 30 et 60 minutes

	Unité	Fenêtre d'observation (minutes)		
		10	30	60
% de l'énergie produite à compenser	%	12	23	32
$E_{P_{Var}(t)}$	Wh	17	33	47
$E_{P(t)}$	Wh	145	145	145
$P_{VarMaxJour}$	W	32	50	56
% $P_{VarMaxJour} / P_{NomPV}$	%	36	56	62
$P_{VarCTLMaxJour}$ par CE	W	624	692	730
$P_{VarMaxJour}$	W	32	50	56
$K_{PDiv/PVar}$	-	20	14	13
$P_{PV_DivComp}$	W	1755	1239	1174
$E_{P_{VarCTL}(t)}$ Journée solaire seulement	Wh	282	324	379
$E_{(P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar})}$	Wh	335	461	613
% $E_{P_{VarCTL}(t)} / E_{(P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar})}$	%	84	70	62
Erreur quadratique moyenne entre $(P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar})$ et $(P_{VarCTL}(t))$ par chauffe-eau	W	26.0	31.1	39.8

Ensuite, la troisième portion du tableau présente les résultats des simulations avec compensation des variations photovoltaïques afin d'établir le ratio $K_{PDiv/PVar}$ qui permet de comparer les méthodes en obtenant $P_{PV_DivComp}$. La puissance compensée diversifiée maximale de la journée par chauffe-eau $P_{VarCTLMaxJour}$ est présentée dans la première ligne. Ensuite, celle-ci est divisée par

$P_{VarMaxJour}$ pour obtenir la capacité de l'installation photovoltaïque compensée pour un nombre de chauffe-eau $P_{PV_DivComp}$. Celle-ci est présentée dans la ligne suivante du tableau. Pour la même journée solaire, en changeant la fenêtre d'observation de 10 à 60 minutes, la capacité de l'installation photovoltaïque compensée pour un nombre de chauffe-eau $P_{PV_DivComp}$ est de 1755 W pour 10 minutes et baisse à 1174 W pour 60 minutes. Ceci s'explique facilement par l'augmentation de l'énergie à compenser qui passe de 12 à 32% et l'augmentation de la puissance maximale à compenser de 36 à 62%.

En plus de $P_{PV_DivComp}$, deux autres indicateurs de la qualité de la compensation sont présentés dans le Tableau 5.1. Le premier est la somme des puissances compensées par les chauffe-eau durant la journée solaire nommée $E_{P_{VarCTL}}$ comparée avec la somme des puissances à compenser $E_{P_{Var}}$. Pour faire correspondre dans la même échelle ces deux valeurs, le coefficient $K_{P_{Div}/P_{Var}}$ est utilisé tel que présenté précédemment. Ces résultats indiquent que le pourcentage d'énergie compensée sur l'énergie à compenser baisse de 84 à 62 % lorsque la fenêtre d'observation passe de 10 à 60 minutes. Cela indique que la méthode est moins efficace lorsque l'énergie à compenser augmente. Puisqu'il s'agit d'une méthode sans boucle de rétroaction, il est normal d'observer ce genre d'effet puisque la compensation ne tient pas compte du potentiel disponible dans chacun des chauffe-eau.

Le deuxième indicateur utilise l'erreur quadratique moyenne (Root Mean Square Error en anglais) afin de voir la différence entre la puissance compensée et la puissance à compenser pour les différents cas. L'utilisation de l'erreur quadratique moyenne permet de tenir compte des différences positives et négatives entre les deux courbes. Pour 10, 30 et 60 minutes, les résultats sont de 26.0, 31.1 et 39.8 W, respectivement. Ces résultats indiquent que la qualité de la compensation diminue avec l'augmentation de la fenêtre d'observation même si visuellement, les courbes ont toujours une tendance similaire à la compensation demandée.

5.6 Effet de la diminution de consommation d'eau chaude sur la compensation de puissance

La variation de consommation d'eau chaude domestique fait aussi varier le nombre de chauffe-eau nécessaires pour compenser les variations de puissance photovoltaïque. La Figure 5.18 présente les résultats de simulation pour deux scénarios supplémentaires permettant de présenter

l'effet de la diminution de consommation d'eau chaude domestique. Le premier cas présenté précédemment avec la journée solaire 1 a une consommation d'eau chaude domestique journalière menant à une consommation d'énergie de 20.5 kWh. Cette valeur est la valeur de référence et correspond à $P_{CE}(t)$ dans la Figure 5.18. Les deux autres cas sont pour des consommations journalières d'énergie pour chauffer l'eau de 17 et 14 kWh obtenus en variant la température d'entrée d'eau froide des chauffe-eau afin de simuler les variations saisonnières de température d'eau de l'aqueduc. La même méthode que précédemment a été utilisée pour produire la modulation. Cette dernière est basée sur la même puissance photovoltaïque variable à compenser $P_{Var}(t)$ calculée pour une fenêtre d'observation de 30 minutes.

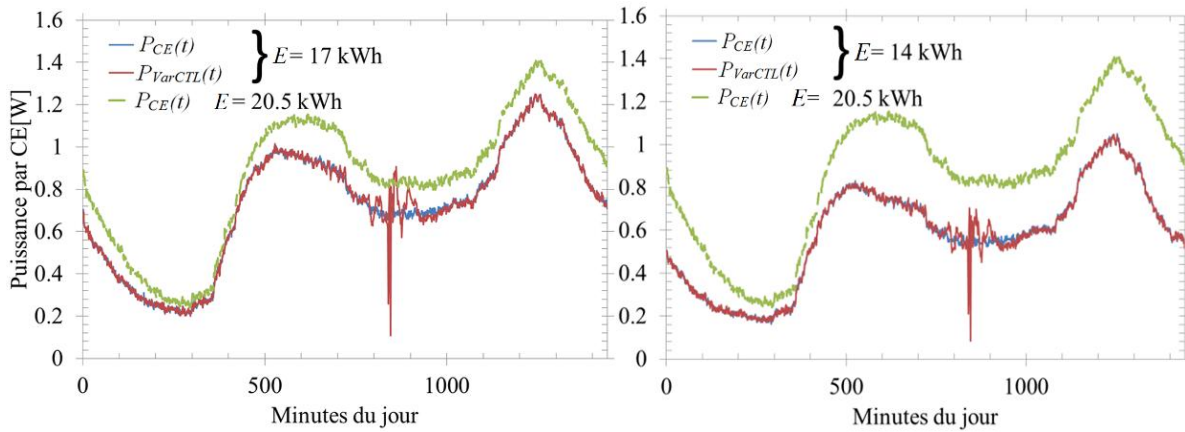


Figure 5.18 Puissance de chauffe-eau diversifiée pour des consommations d'énergie totale journalière de 14, 17 et 20.5 kWh

Le Tableau 5.2 présente la synthèse des résultats des simulations de la Figure 5.18. Le tableau contient les mêmes éléments que le Tableau 5.1. Tel qu'attendu, la réponse de la population de chauffe-eau pour compenser des variations de puissance photovoltaïque est affectée par une population ayant une consommation d'eau plus faible. La valeur de la puissance compensée maximale $P_{VarCTLMaxJour}$ par chauffe-eau passe de 692 W à 473 W lorsque la consommation journalière passe de 20.5 à 14 kWh. Il s'agit d'une diminution de 219 W causée par la diminution de la puissance diversifiée de l'ensemble de la population. Comme toute réponse à la demande utilisant des charges, plus la puissance est élevée, plus il est possible de diminuer celle-ci. Dans un cas réel, il serait possible de sélectionner les populations de chauffe-eau selon leur profil de consommation afin d'optimiser la compensation. La capacité de l'installation photovoltaïque

pouvant être compensée par chauffe-eau $P_{PV_DivComp}$ passe de 1239 W à 851 W. Ceci est un impact qui devrait être considéré si une application semblable voit le jour. Cette différence affecte la quantité totale de puissance solaire qui pourrait être compensée. Par contre, l'impact sur le pourcentage d'énergie compensée et l'erreur quadratique moyenne sont semblables dans les trois cas. Les pourcentages d'énergie compensée par rapport à l'énergie à compenser sont de 70, 75 et 70%. L'erreur quadratique moyenne varie entre 30.1 et 32.4 W. Ces différences ne sont pas assez significatives pour indiquer une réelle différence ou dégradation de la méthode contrairement aux variations de fenêtres d'observations qui ont un impact plus important. L'impact est donc limité à l'effet sur la capacité de l'installation photovoltaïque pouvant être compensée. Plus d'informations et d'analyses sur cet impact sont présentées dans la discussion sur les résultats finaux de ce chapitre.

Tableau 5.2 Résultat de simulation en fonction de différents profils de consommation d'eau chaude menant à des consommations d'énergie de 14, 17 et 20.5 kWh.

	Unité	Énergie journalière – eau chaude domestique (kWh)		
		20.5	17	14
% de l'énergie produite à compenser	%	23		
$E_{P_{Var}(t)}$	Wh	33		
$E_{P(t)}$	Wh	145		
$P_{VarMaxJour}$	W	50		
% $P_{VarMaxJour} / P_{NomPV}$	%	56		
$P_{VarCTLMaxJour}$ par CE	W	692	610	473
$P_{VarMaxJour}$	W	50	50	50
$K_{PDiv/PVar}$	-	14	12	9
$P_{PV_DivComp}$	W	1239	1099	851
$E_{P_{VarCTL}(t)}$ Journée solaire seulement	Wh	324	273	222
$E_{-(P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar})}$	Wh	461	365	316
% $E_{P_{VarCTL}(t)} / E_{-(P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar})}$	%	70	75	70
Erreur quadratique moyenne entre ($P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar}$) et ($P_{VarCTL}(t)$) par chauffe-eau	W	31.1	32.4	30.1

5.7 Analyses supplémentaires des résultats

Les simulations de modulation de puissance des chauffe-eau afin de compenser les variations de puissances photovoltaïques démontrent qu'il est possible d'envisager une certaine forme de coopération entre les côtés « charge » et « production ». En utilisant les méthodes présentées ici, il est possible d'établir des scénarios appliqués au nombre de chauffe-eau disponibles dans une province. Par exemple, en prenant un cas conservateur avec de grandes variations de puissance photovoltaïque durant la portion de la journée où la puissance des chauffe-eau est la plus basse et une faible consommation d'eau chaude domestique journalière équivalant à une consommation d'énergie de 14 kWh par jour, le résultat de $P_{PV_DivComp}$ est de 851 W compensée par chauffe-eau. En utilisant ce résultat, avec environ 2 700 000 chauffe-eau électriques au Québec et pour une fenêtre d'observation de 30 minutes, il pourrait être possible de compenser 2.29 GW de production photovoltaïque. Cette méthode de compensation assez simple pourra être utilisée dans le futur avec des chauffe-eau intelligents. Les étapes de base nécessaires pour mettre en place la méthode de compensation de ce mémoire sont présentées dans l'Annexe 4.

Afin d'augmenter la capacité photovoltaïque pouvant être compensée, il serait intéressant d'avoir une représentation des résultats en fonction de paramètres variables dans le temps car il peut y avoir de grandes différences durant la journée. Le potentiel de compensation d'une population de chauffe-eau est différent à chaque minute de la journée et est affecté aussi par les variations saisonnières, qui font varier l'énergie journalière nécessaire pour chauffer l'eau. Pour illustrer comment la capacité de l'installation photovoltaïque pouvant être compensée peut varier, un cas présenté dans l'Annexe 3 d'une autre journée ayant des variations à compenser importantes durant les pointes de puissance des chauffe-eau a produit un résultat de $P_{PV_DivComp}$ jusqu'à 2038 W compensé par chauffe-eau. Ce cas est aussi pour une moyenne mobile de 30 minutes. Avec cet exemple, ce serait plutôt 5.5 GW de production photovoltaïque qui pourrait être compensée au Québec.

De plus, tel que présenté dans ce chapitre, l'utilisation d'une valeur de C_{PMod} basée sur la valeur maximale de variation de la journée diminue le potentiel d'une telle méthode. Une possibilité serait d'avoir un dimensionnement variable dans le temps; c'est-à-dire que le maximum de variation serait remis à zéro au début de chaque journée et augmenterait avec toute nouvelle

valeur maximale de variation de puissance photovoltaïque à compenser. Cette approche a comme désavantage de compliquer l'analyse des résultats et d'offrir un potentiel de compensation variable. Il y a certainement des compromis envisageables pour couvrir un grand pourcentage des variations de puissances photovoltaïques annuelles en laissant de côté certains extrêmes qui saperaient le potentiel annuel, si ceux-ci sont inclus dans la conception d'une telle solution.

Les cas simulés dans ce mémoire n'utilisent pas de boucle de rétroaction. Il s'agit donc d'une modulation directe de la puissance des chauffe-eau sans tenir compte de l'état des charges. Lorsque qu'une variation de puissance est appliquée à la population de chauffe-eau et que le résultat de celle-ci est comparé à une référence, il y a un effet de retour de puissance (payback en anglais) qui n'est pas contrôlé et affecte les résultats. Avec une solution de contrôle plus avancée, il pourrait être possible de contrôler plus précisément les variations de puissance de la population de chauffe-eau tout en limitant le retour de puissance comme présenté au chapitre 2.

Il est important de noter que l'effet de la méthode présentée sur la température de sortie des chauffe-eau n'est pas significatif. Cela est dû au fait que les variations de puissances négatives et positives se balancent presque parfaitement sur une journée. C'est le potentiel de stockage du bas des chauffe-eau qui sert de tampon pour les variations de puissance photovoltaïque.

Un autre aspect de la méthode présentée dans ce mémoire est qu'elle ne peut servir sans un nombre minimal de chauffe-eau de façon à obtenir une diversité des charges. Le résultat de capacité de l'installation photovoltaïque compensée $P_{PV_DivComp}$ est non valide pour un seul chauffe-eau. Il y a donc une taille minimale de la population à respecter (qui n'est pas nécessairement de 3650 chauffe-eau comme celle utilisée ici). En utilisant les mêmes résultats que le cas conservateur avec une consommation d'eau chaude domestique de 14 kWh par jour, il est possible de calculer que la production photovoltaïque à mettre en coopération avec 3650 chauffe-eau serait de 3.1 MW afin de compenser les variations de moins de 30 minutes (basé sur $P_{PV_DivComp} = 851 \text{ W} \times 3650 \text{ CE}$). Ce qui veut donc dire que 3650 maisons résidentielles contenant des chauffe-eau à proximité d'une centrale de production photovoltaïque de 3.1 MW pourraient coopérer, comme présenté dans ce mémoire et ainsi diminuer les variations de puissance photovoltaïque en bas de 30 minutes. En prenant un des cas de ce mémoire avec des variations de puissance moins extrêmes, cette valeur de production photovoltaïque à mettre en

coopération avec 3650 chauffe-eau augmente à 7.4 MW afin de compenser les variations de moins de 30 minutes (basée sur $P_{PV_DivComp} = 2038 \text{ W} \times 3650 \text{ CE}$).

5.8 Résumé

Ce chapitre présente une série de simulations de la population de 3650 chauffe-eau avec et sans compensation des variations soudaines de production photovoltaïque. La modulation de puissance est effectuée seulement sur l'élément chauffant situé dans le bas du chauffe-eau. La régulation de température des chauffe-eau basée sur la température de consigne n'est pas modifiée par cette solution. Ainsi, l'élément du haut est activé en priorité au besoin. Lorsque la régulation maître/esclave fait basculer le chauffage à l'élément du bas, la puissance alimentée est variable (de 0 à 4.5 kW) et est dictée par un contrôleur qui utilise le calcul basé sur la puissance photovoltaïque variable à compenser.

La Figure 5.10 montre la puissance d'une population de 3650 chauffe-eau avec et sans compensation de la production photovoltaïque. La courbe avec compensation a une variation équivalente à la puissance compensée, et cela autour de la puissance de référence sans compensation. C'est ce genre de résultat qui était voulu au départ, comme montré à la Figure 2.6. En terme énergétique, il est montré que pour plusieurs cas, l'énergie contenue dans la puissance compensée représente environ 70% des variations de production photovoltaïque d'une journée pour une fenêtre d'observation de 10 à 60 minutes. Cette énergie varie de 222 Wh à 379 Wh par chauffe-eau et est peu importante en comparaison de l'énergie journalière consommée pour chauffer l'eau (15-20 kWh). La durée de la fenêtre d'observation de la moyenne mobile a une influence sur la capacité de compensation. Ainsi, le pourcentage de 70% évoqué ci-dessus passe à 84% lorsque la fenêtre d'observation de la moyenne mobile est de 10 minutes et diminue à 62% pour une fenêtre d'observation de 60 minutes.

Le choix de diminuer la puissance nominale de l'élément du bas a un impact de 0.2% d'augmentation du nombre de minutes avec de l'eau sous 50 °C par rapport au cas de référence. Les quelques cas simulés ont également montré que la compensation des chauffe-eau avait très peu d'influence sur la température de l'eau en sortie. Ainsi, la température de l'eau à la sortie est inférieure à 50 °C environ 0.87% du temps, soit le même pourcentage qu'observé sans compensation. Finalement, en utilisant un cas conservateur avec une consommation d'énergie pour le chauffage de l'eau chaude de 14 kWh par jour et des variations soudaines de puissances

importantes se produisant moins de 0.3% des minutes de l'année, la production photovoltaïque à mettre en coopération avec 3650 chauffe-eau est de 3.1 MW afin de compenser les variations basées sur une fenêtre d'observation de 30 minutes. Ce qui veut donc dire que 3650 maisons résidentielles contenant des chauffe-eau à proximité d'une centrale de production photovoltaïque de 3.1 MW pourraient coopérer comme présenté dans ce mémoire et ainsi diminuer les variations de puissance photovoltaïque. Cette capacité de production photovoltaïque peut grandement augmenter si les variations de très grandes amplitudes sont retirées comme le montre le cas présenté dans l'Annexe 3 qui pourrait jumeler 3650 chauffe-eau avec 7.4 MW de production photovoltaïque.

CONCLUSION

Ce mémoire présente une étude sur une nouvelle façon d'utiliser le potentiel et la flexibilité du stockage thermique offert par les chauffe-eau électriques. Cette approche met en coopération des charges avec de la production d'électricité fluctuante provenant de panneaux photovoltaïques. La méthode proposée repose d'abord sur le calcul d'une moyenne mobile sur la production passée. Cette moyenne peut être évaluée selon différentes fenêtres d'observation ou intervalles de temps; par exemple, la moyenne de la production des dix dernières minutes. À un instant donné, immédiatement après le calcul de la moyenne mobile, la production photovoltaïque peut être représentée par cette moyenne mobile plus ou moins les variations soudaines de production se produisant à cet instant. Dans la méthode proposée, il est supposé que la portion associée à la moyenne mobile est fournie normalement sur le réseau électrique local alors que les variations soudaines sont compensées en modulant, à la hausse ou à la baisse, la puissance des éléments chauffants situés au bas des chauffe-eau électriques.

L'objectif principal de ce travail est de montrer, au moyen de simulations avec le logiciel TRNSYS, que le potentiel et la flexibilité du stockage thermique des chauffe-eau peuvent être utilisés pour compenser les variations soudaines d'une production photovoltaïque. Cet objectif est représenté à la Figure 2.6 à la page 21 qui montre que l'effet recherché est d'obtenir une puissance d'une population de chauffe-eau suite à la compensation qui oscille autour de la puissance sans compensation de la même population.

Contribution de la présente étude

La modélisation des chauffe-eau est à la base de ce travail et le chapitre 3 y est consacré. Ce chapitre montre l'assemblage proposé dans TRNSYS permettant de simuler le comportement d'un chauffe-eau. Les résultats de simulations ont été comparés à des simulations provenant d'une étude antérieure. Suite à une étude d'indépendance du maillage, le nombre de nœuds est fixé à 10 même si ce choix peut produire une erreur de 5% sur les valeurs absolues des résultats par rapport à une simulation de 100 nœuds. Le pas de temps des simulations des chauffe-eau est fixé à une minute afin de permettre d'obtenir des températures réalistes. Finalement,

l'assemblage TRNSYS a été vérifié en effectuant un bilan d'énergie sur le chauffe-eau pour une semaine d'utilisation.

Le chapitre 4 analyse les données variables issues de deux productions photovoltaïques et présente comment les profils de consommation d'eau chaude sont utilisés pour obtenir la puissance d'une population de 3650 chauffe-eau. Les données de deux productions photovoltaïques sur une période de 7 jours et une année sont analysées pour obtenir l'énergie produite et évaluer l'amplitude des variations à compenser. Ainsi, comme montré à la Figure 4.8 à la page 63, l'analyse de données annuelles de production photovoltaïque révèle le nombre d'événements qu'il serait nécessaire de compenser avec des variations de puissance photovoltaïque au-dessus d'un pourcentage, si on se base sur une fenêtre d'observation donnée. Par exemple, pour une fenêtre d'observation de 10 minutes, on peut s'attendre à devoir compenser plus de 19% de la puissance photovoltaïque pendant environ 10 000 minutes sur 525 600 (environ 2% des minutes de l'année). L'utilisation d'une moyenne mobile est ensuite analysée. La Figure 4.7 à la page 58 présente les valeurs de la puissance photovoltaïque à compenser obtenues selon deux approches. Dans la première approche, la puissance attendue est soustraite de la puissance réelle alors que dans la seconde c'est la puissance mobile en continu qui est soustraite. La puissance à compenser est généralement supérieure lorsque la prévision est basée sur la puissance attendue, puisque la puissance reste fixe sur des intervalles de temps de 10 minutes.

En terme énergétique, l'analyse de la production photovoltaïque montre qu'en utilisant le concept de moyenne mobile, les chauffe-eau devront compenser 13.2% et 19.5% de la production photovoltaïque annuelle pour des fenêtres d'observation de 10 et 30 minutes, respectivement.

La méthode utilisée pour obtenir des simulations dans TRNSYS avec un grand nombre de chauffe-eau est ensuite présentée au chapitre 4. La méthode consiste à simuler un seul chauffe-eau pendant 10 ans. Ainsi, 10 profils annuels de consommation d'eau, issus d'une autre étude, sont mis un à la suite de l'autre pour obtenir 3650 journées avec des profils de consommation d'eau chaude différents. De cette façon, chaque simulation de chauffe-eau exécutée, que ce soit avec ou sans compensation de la production photovoltaïque, reçoit la même consommation d'eau chaude en entrée. Ensuite, ces résultats font l'objet d'un post-traitement permettant de ramener les 3650 jours de simulations en un profil diversifié d'une journée. Ainsi, ce profil est équivalent

à l'opération de 3650 chauffe-eau pendant une journée. Comme montré à la Figure 4.11 à la page 68, le profil journalier résultant s'apparente au profil diversifié montré à la Figure 2.1 à la page 15.

Le chapitre 5 présente une série de simulations des 3650 chauffe-eau avec et sans compensation des variations soudaines de production photovoltaïque. La modulation de puissance est effectuée seulement sur l'élément chauffant situé dans le bas du chauffe-eau. La régulation de température des chauffe-eau basée sur la température de consigne n'est pas modifiée par cette solution. Ainsi, l'élément du haut est activé en priorité au besoin. Lorsque la régulation maître/esclave fait basculer le chauffage à l'élément du bas, la puissance alimentée est variable (de 0 à 4.5 kW) et est dictée par un contrôleur qui utilise le calcul basé sur la puissance photovoltaïque variable à compenser. Un des résultats les plus représentatifs se trouve à la Figure 5.10 à la page 84 qui montre la puissance d'une population de 3650 chauffe-eau avec et sans compensation de la production photovoltaïque. La courbe avec compensation varie d'une quantité équivalente à la puissance compensée et cela autour de la puissance de référence sans compensation et c'est ce genre de résultat qui était voulu au départ comme montré à la Figure 2.6 à la page 21. En terme énergétique, il est montré que l'énergie contenue dans la puissance compensée est entre 222 Wh et 324 Wh par chauffe-eau, ce qui représente environ 70% des variations de production photovoltaïque d'une journée pour une fenêtre d'observation de 30 minutes. La durée de la fenêtre d'observation de la moyenne mobile a une influence sur la capacité de compensation. Ainsi, le pourcentage de 70% évoqué ci-dessus passe à 84% lorsque la fenêtre d'observation de la moyenne mobile est de 10 minutes et diminue à 62% pour une fenêtre d'observation de 60 minutes. Les quelques cas simulés ont également montré que la compensation des chauffe-eau avait très peu d'influence sur la température de l'eau en sortie. Ainsi, la température de l'eau à la sortie est inférieure à 50 °C environ 0.87% du temps, soit le même pourcentage qu'observé sans compensation.

Finalement, en utilisant un cas conservateur avec une consommation d'énergie pour le chauffage de l'eau chaude de 14 kWh par jour et des variations soudaines de puissances importantes se produisant moins de 0.3% des minutes de l'année, la production photovoltaïque à mettre en coopération avec 3650 chauffe-eau est de 3.1 MW afin de compenser les variations basées sur une fenêtre d'observation de 30 minutes. Ce qui veut donc dire que 3650 maisons résidentielles, contenant des chauffe-eau, et situés à proximité d'une centrale de production photovoltaïque de

3.1 MW pourraient coopérer comme présenté dans ce mémoire et ainsi diminuer les variations de puissances photovoltaïques vues par le réseau électrique.

Recommandations

La première recommandation est de poursuivre la recherche afin d'obtenir des résultats pouvant être généralisés. C'est-à-dire que l'utilisation du potentiel de flexibilité des chauffe-eau doit être comparé et maximisé en fonction des différents services qu'il est possible d'offrir au réseau électrique, sans se limiter aux services existants. Pour le cas de modulation des charges pour compenser des variations de puissance photovoltaïque de courte durée, il serait nécessaire de faire une revue complète, et possiblement, de la recherche supplémentaire sur la variabilité de la production photovoltaïque. Par exemple, la dispersion géographique a un effet de réduction des variations de production photovoltaïque et pourrait permettre d'augmenter la quantité de variations pouvant être compensées par chauffe-eau. Ensuite, des simulations d'un grand nombre de scénarios pourraient permettre de généraliser les cas présentés dans ce mémoire. Pour y arriver, il sera nécessaire d'envisager des stratégies de compilation des données pendant les simulations pour éviter le post traitement complexe des résultats. Il faudra déterminer quels sont les meilleurs outils de simulation permettant à la fois d'obtenir des résultats pour la portion thermique des charges et des résultats sur la portion électrique des réseaux.

Dans ce mémoire, seulement des chauffe-eau ont été simulés, mais les principes présentés peuvent facilement être transposés à un grand nombre de charges autres que les chauffe-eau. Toutes les formes de stockage peuvent potentiellement être contrôlées de façon similaire. De plus, le couplage de charges hétérogènes avec des profils de consommation différents pourrait possiblement permettre d'obtenir de meilleurs résultats. D'autres charges comme les véhicules électriques ont probablement encore plus de potentiel que les chauffe-eau. La compensation des variations d'une production photovoltaïque n'est qu'un cas précis dans un contexte restreint. Les variations compensées dans ce mémoire proviennent d'une production photovoltaïque, mais pourraient dans le futur provenir de plusieurs sources différentes ou faire partie d'une dynamique d'opération de réseau électrique. Sans essayer de faire la démonstration complète du besoin et de l'aspect économique, cette recherche présente la possibilité de diminuer des variations de production avec des charges. En fait, c'est une utilisation de la flexibilité des charges qui est

démontrée dans ce mémoire. La dynamique des réseaux électriques étant complexe, des concepts semblables servant d'alternatives à la production d'électricité traditionnelle pourront dans le futur être utilisés afin d'augmenter la flexibilité des réseaux électriques et de mieux exploiter l'infrastructure des réseaux électriques existants.

BIBLIOGRAPHIE

- Allard, Y., Kummert, M., Bernier, M., & Moreau, A. (2011). Intermodel Comparison and Experimental Validation of Electrical Water Heater Models in TRNSYS. Building Simulation 2011, Sydney, Australia. Tiré de http://www.ibpsa.org/proceedings/BS2011/P_1310.pdf
- American Physics Society. (2010). Integrating Renewable Electricity on the Grid. APS Panel on Public Affairs. Consulté le 7 septembre 2012, tiré de <http://www.aps.org/policy/reports/popa-reports/upload/integratingelec.pdf>
- Atabaki, N. (2001). Études expérimentales et numériques sur le comportement thermique des chauffe-eau électriques (Mémoire de maîtrise, École polytechnique).
- Atabaki, N., & Bernier, M. (2005). A Semi-Empirical Model for Residential Electric Hot Water Tanks. ASHRAE Transactions, 111(1), 159-168.
- Barsun, H., Burnett, R. & Mammoli, A. (2010). Batteries? We don't need no stinking batteries! Using building HVAC components to support distributed PV generation, Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Poster Conference at, University of New Mexico.
- Beauvais, D., Prieur, A. & Bouffard, F. (2012). Le smart grid pour équilibrer les énergies renouvelables – La contribution des ressources énergétiques distribuées. 2012-177 (RP-TEC) 411-FLEXIN , 64 pages.
- Bernardo, L. R., Davidsson, H., & Karlsson, B. (2012). Retrofitting Domestic Hot Water Heaters for Solar Water Heating Systems in Single-Family Houses in a Cold Climate: A Theoretical Analysis. Energies, 5(10), 4110-4131.
- Boëda D., Verneau G. & Roye D. (2007). Load control to balance limited or intermittent production. Paper presented at CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna
- Bouthillier, P. & Bernier, M. (1995). A new model to simulate the thermal performance of electric water heaters. Canadian Electrical Association: End-Use Technologies – Residential.

- Callaway, D.S. (2009). Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy. *Energy Conversion and Management*, vol. 50, pp. 1389-1400.
- Callaway, D. S., & Hiskens, I. A. (2011). Achieving Controllability of Electric Loads. *Proceedings of the IEEE*, 99(1), 184 -199. doi:10.1109/JPROC.2010.2081652
- Curtright, A. E., & Apt, J. (2007). The character of power output from utility scale photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaic: Research and Applications*, 16(3), 241-247.
- Denholm, P., Ela, E., Kirby, B. & Milligan, M. (2010). The Role of energy storage with renewable electricity generation. NREL Report No. TP-6A2-47187.
- Eslami-Nejad, P., & Bernier, M. (2009). Impact of grey water heat recovery on the electrical demand of domestic hot water heaters. *Proceedings: 11th International Building Performance Simulation Association Conference and Exhibition* (p. 681–687). Tiré de http://www.ibpsa.org/proceedings/BS2009/BS09_0681_687.pdf
- Ericson, T. (2009). Direct load control of residential water heaters. *Energy Policy*, 37(9), 3502-3512. doi:10.1016/j.enpol.2009.03.063
- Gil, H., Deslauriers, J.C., Dignard-Bailey, L., & Joos, G. (2006) Integration of Wind Generation with Power Systems in Canada – Overview of Technical and Economic Impacts. CETC 2006-016(TR), CANMET Energy Technology Centre – Varennes, Natural Resources Canada. Consulté le 25 septembre 2012, tiré de <http://canmetenergy.nrcan.gc.ca/sites/canmetenergy.nrcan.gc.ca/files/files/pubs/2006-016.pdf>
- Hughes, L. (2010). Meeting residential space heating demand with wind-generated electricity. *Renewable Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 1765-1772.
- Hydro-Québec. (2011). Hydro-Québec lève les consignes de réduction de la consommation et remercie tous ses clients de leur contribution. Communiqué d'Hydro-Québec, Consulté le 15 mars 2011, tire de http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2011-007.htm

- Hydro-Sherbrooke. (2010). Rapport Annuel 2009. www.ville-sherbrooke.qc.ca. Consulté le 4 Avril 2011, tiré de [http://www.ville.sherbrooke.qc.ca/webconcepteurcontent63/000023300000/upload/Hydro Sherbrooke/Rapport/Rapportannuel2009versionpublique-2010-05-10.pdf](http://www.ville.sherbrooke.qc.ca/webconcepteurcontent63/000023300000/upload/Hydro%20Sherbrooke/Rapport/Rapportannuel2009versionpublique-2010-05-10.pdf)
- Independant Electricity System Operator, IESO (2011), Données publiques de la demande du marché de la province d'Ontario, Consulté le 15 juin 2011 tiré de www.ieso.ca
- International Energy Agency. (2011). *Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge*. 200 pp. ISBN 978-92-64-11138-7
- Kiliccote, S., Sporborg, P., Sheik, I., Huffaker, E. & Piette, M.A. (2010). *Integrating Renewable Resources in California and the Role of Automated Demand Response*. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Kondoh, J., Lu, N., & Hammerstrom, D.J. (2010). An Evaluation of the Water Heater Load Potential for Providing Regulation Service. *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no 3, pp 1309-1316.
- Lacroix, M. (1999). Electric water heater designs for load shifting and control of bacterial contamination. *Energy Conversion and Management*, vol. 40, no. 12, pp. 1313-1340.
- Laperrière, A., Brassard, R. & Nesredinne, H. (2009). *Analyse d'un nouveau concept de chauffe-eau; Le chauffe-eau trois éléments*. Laboratoire des technologies de l'énergie, Hydro-Québec. Présenté à ASHRAE, Mini-session technique
- Lew, D., Piwko, D., Miller, N., Jordan, G., Clark, K. & Freeman, L. (2010). *How Do High Levels of Wind and Solar Impact the Grid? The Western Wind and Solar Integration Study*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5500-50057. Consulté le 7 septembre 2012, tiré de http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2010/lew_wwsis_grid_impact.pdf
- Lui, T. J., Stirling, W., & Marcy, H. O. (2010). Get smart. *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 8, no 3, pp 66-78.

- Mammoli, A., Barsun, H., Burnett, R., Hawkins, J. & Simmins, J. (2012). Using high-speed demand response of building HVAC systems to smooth cloud-driven intermittency of distributed solar photovoltaic generation. Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES vol., no., pp.1,10. doi: 10.1109/TDC.2012.6281419
- Mills, Andrew. (2010). Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System. The Electricity Journal. Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL Paper LBNL-2855E
- Moffet, M.-A., Sirois, F. & Beauvais, D. (2011). Études de cas : Équilibrage de la production éolienne à l'aide d'accumulateurs thermiques et de chauffe-eau électriques. École Polytechnique de Montréal et CanmetÉNERGIE. Numéro CanmetÉNERGIE 2012-067 RP-CAS 411-SGZONE
- Moreau, A. (2011). Control strategy for domestic water heaters during peak periods and its impact on the demand for electricity. 1st International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies, ICSGCE 2011, September 27, 2011 - September 30, 2011, Energy Procedia (Vol. 12, p. 1074-1082). Chengdu, China: Elsevier Ltd. doi:10.1016/j.egypro.2011.10.140
- Newsham, G.R. & Bowker, B.G. (2010). The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: A review, Energy Policy, vol. 38, 2010, pp. 3289-3296.
- North-American Electric Reliability Corporation. (2009), Accommodating High Levels of Variable Generation. Princeton. NJ. Consulté le 25 septembre 2012, tiré de http://www.nerc.com/files/IVGTF_Report_041609.pdf
- Perlman, M. & Mills, B.E. (1985). Development of Residential Hot Water Use Patterns. ASHRAE Transactions, vol. 91, part2, pp.657-679.
- Picard, D., Delisle, V., Bernier, M., Kummert, M. (2006). On the combined effect of wastewater heat recovery and solar domestic hot water heating. Canadian Solar Building Research Network Conference, Concordia University, Montreal, QC, paper M06-M1A-2, 10 pages.
- Porter, K. & Rogers, J. (2012). Survey of Variable Generation Forecasting in the West. National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL/SR-5500-54457

- Ressources naturelles Canada (2007). Carte d'ensoleillement et du potentiel d'énergie solaire photovoltaïque du Canada. Consulté le 11 octobre 2012, tiré de <https://glfc.cfsnet.nfis.org/mapserver/pv/rank.php?lang=f>
- Ressources naturelles Canada. (2010). The Government of Canada Invests in Clean Energy in Atlantic. Natural Resources Canada Media Room. Consulté le 4 Avril 2011, tiré de <http://www.nrcan.gc.ca/media/newcom/2010/201058-eng.php>
- Saele, H. & Grande, O.S. (2011). Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.2, no.1, pp.102,109. doi: 10.1109/TSG.2010.2104165
- Sepulveda, A., Paull, L., Morsi, W.G., Li, H., Diduch, C. & Chang, L. (2010). A novel demand side management program using water heaters and particle swarm optimization, 4th IEEE Electrical Power and Energy Conference: "Sustainable Energy for an Intelligent Grid", EPEC 2010, August 25, 2010 - August 27, 2010, Halifax, NS, Canada
- Steffes, P. (2010). Grid-Interactive Renewable Water Heating Analysis of the Economic and Environmental Value. White Paper from Steffes Corporation. Consulté le 15 Janvier 2012, tire de <http://www.steffes.com/LiteratureRetrieve.aspx?ID=72241>
- Taylor, J. A., Callaway, D. S., & Poolla, K. (2012). Competitive Energy Storage in the Presence of Renewables. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP(99), 1. doi:10.1109/TPWRS.2012.2210573
- TESS. (2010). TESS Libraries (Version 17.0). Madison, WI: Thermal Energy System Specialists.
- Vanthournout, K.; D'hulst, R.; Geysen, D.; Jacobs, G. (2012). A Smart Domestic Hot Water Buffer. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.3, no.4, pp.2121-2127, doi: 10.1109/TSG.2012.2205591
- Whirlpool Corporation. (2012). Energy Smart Electric Water Heater Operation. Whirlpool Corporation. Consulté le 19 septembre 2012, tire de http://www.whirlpoolwaterheaters.com/learn_more/energysmartelectricwaterheateroperation.aspx
- Wrinch, M., EL-Fouly, T. H. M. & Wong, S. (2011). Demand response implementation for remote communities. 2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC). p.1-5.

ANNEXE 1 – Paramètres de simulation du chauffe-eau

Voici la liste des paramètres du chauffe-eau tel qu'utilisé dans TRNSYS avec le Type 534.

Paramètres	Valeur	Unité
LU for data file	-1	-
Number of tank nodes	10	-
Number of ports	1	-
Number of immersed heat exchangers	0	-
Number of miscellaneous heat flows	0	-
Tank volume	0.175	m ³
Tank height	1.08	m
Tank fluid	0	-
Fluid specific heat	4.19	kJ/kg.K
Fluid density	1000	kg/m ³
Fluid thermal conductivity	2.14	kJ/hr.m.K
Fluid viscosity	3.21	kg/m.hr
Fluid thermal expansion coefficient	0.00026	1/K
Top loss coefficient	3.78	kJ/hr.m ² .K
Edge loss coefficient for node-1	3.78	kJ/hr.m ² .K

Edge loss coefficient for node-2	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-3	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-4	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-5	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-6	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-7	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-8	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-9	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Edge loss coefficient for node-10	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Bottom loss coefficient	3.78	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Additional thermal conductivity	8.93	kJ/hr.m.K
Inlet flow mode	1	-
Entry node	10	-
Exit node	1	-
Flue loss coefficient for node-1	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-2	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-3	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-4	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-5	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$

Flue loss coefficient for node-6	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-7	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-8	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-9	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$
Flue loss coefficient for node-10	0	$\text{kJ/hr.m}^2.\text{K}$

ANNEXE 2 – Impact de la compensation sur la température de l’eau chaude domestique

		Cas 1	Cas 2		Cas 3		Cas 4	
Avec ou Sans Compensation		Sans	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec
Température de sortie (nœud 1)	Inférieures à 50°C (nombre de minutes)	34977	45983	45931	45985	45987	21900	21901
	Supérieures à 50°C (nombre de minutes)	5220917	5209909	5209961	5209909	5209907	5233994	5233993
	Pourcentage des minutes avec T inférieures à 50°C	0.67	0.87	0.87	0.87	0.87	0.42	0.42
Température du nœud situé directement sous l’élément du haut (nœud 4)	Inférieures à 50°C (nombre de minutes)	455932	680896	677978	680898	682229	381918	383149
	Supérieures à 50°C (nombre de minutes)	4799962	4574996	4577914	4574996	4573665	4873976	4872745
	Pourcentage des minutes avec T inférieures à 50°C	8.67	12.95	12.90	12.95	12.98	7.27	7.29

Description des cas présentés dans le tableau

Cas 1 : Cas numéro 17C sans compensation avec puissance nominale de l’élément du bas de 3kW

Cas 2 : Cas numéro 16A utilisant la compensation avec une journée solaire provenant de l’installation de CanmetÉNERGIE de 5.96 kW. Fenêtre d’observation de 30 min et élément du bas du chauffe-eau de puissance nominale maximale de 4.5 kW.

Cas 3 : Cas numéro 17A utilisant la compensation avec une journée solaire 1 de la section 5 avec la fenêtre d'observation de 30 minutes et élément du bas du chauffe-eau de puissance nominale maximale de 4.5kW. Consommation d'énergie journalière de 20.5 kWh.

Cas 4 : Cas numéro 17A utilisant la compensation avec une journée solaire 1 de la section 5 avec la fenêtre d'observation de 30 minutes et élément du bas du chauffe-eau de puissance nominale maximale de 4.5 kW. Consommation d'énergie journalière de 17 kWh.

ANNEXE 3 – Résultats pour une production PV de 5.96 kW

Dans cette annexe, un des cas simulés avec une production photovoltaïque de 5.96 kW est présenté avec une fenêtre d'observation de 30 min et un élément du bas du chauffe-eau de 4.5kW. Ce cas a une pointe de puissance à compenser durant la portion de la journée où la puissance de la population de chauffe-eau est à son maximum. En se référant à la Figure 4.8, il est possible de constater qu'une variation de cette ampleur se produit moins de 7000 minutes par année, soit moins de 1.3 % du temps (7000/525600). Il s'agit donc d'un cas moins conservateur que ceux du chapitre 5, mais ayant tout de même de bonnes variations lorsque mis en comparaison avec les variations annuelles.

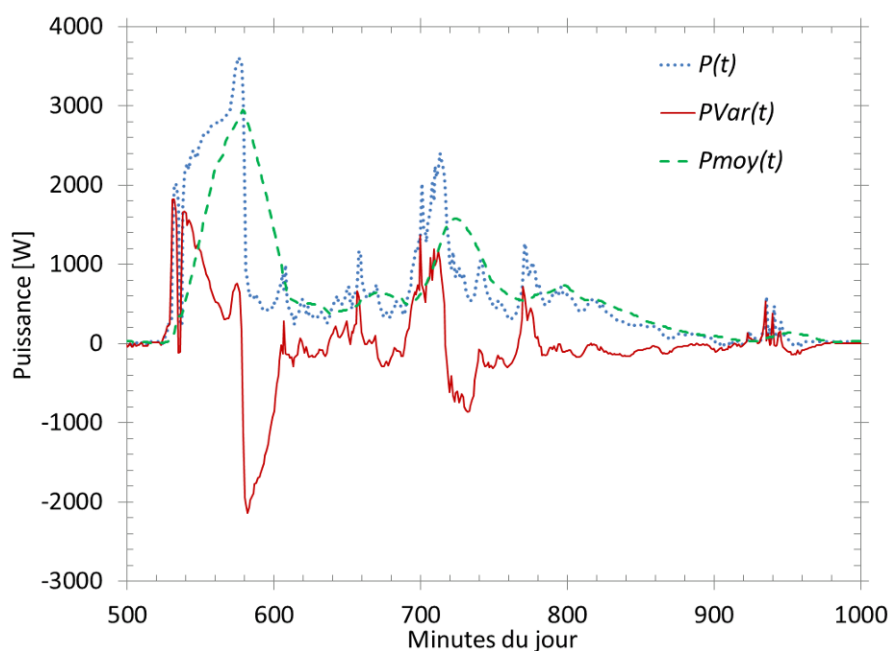


Figure A-1 Production photovoltaïque, moyenne mobile et signal de variation à compenser pour la fenêtre d'observation de 30 minutes avec une journée solaire provenant de l'installation PV de 5.96 kW

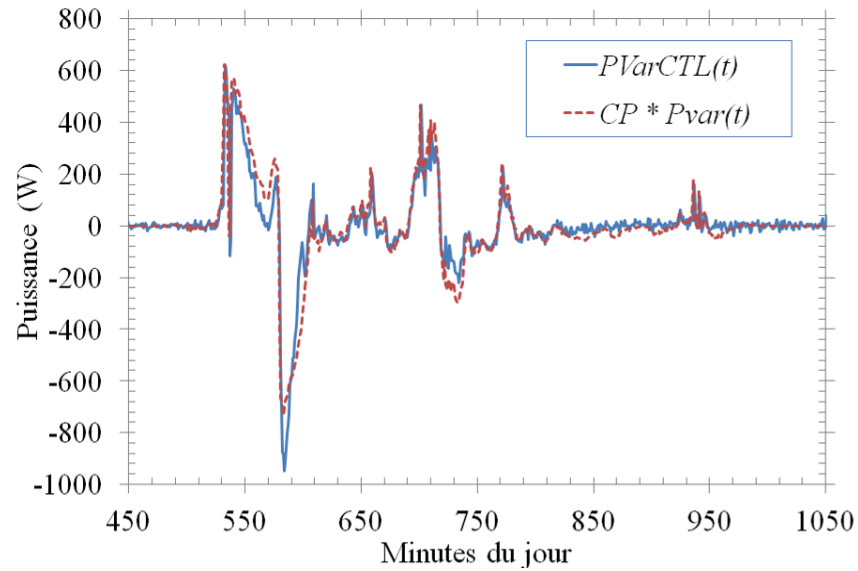


Figure A-2 Puissance à compenser dimensionnée et puissance compensée pour la fenêtre d'observation de 30 minutes avec une journée solaire 2 provenant de l'installation PV de 5.96 kW

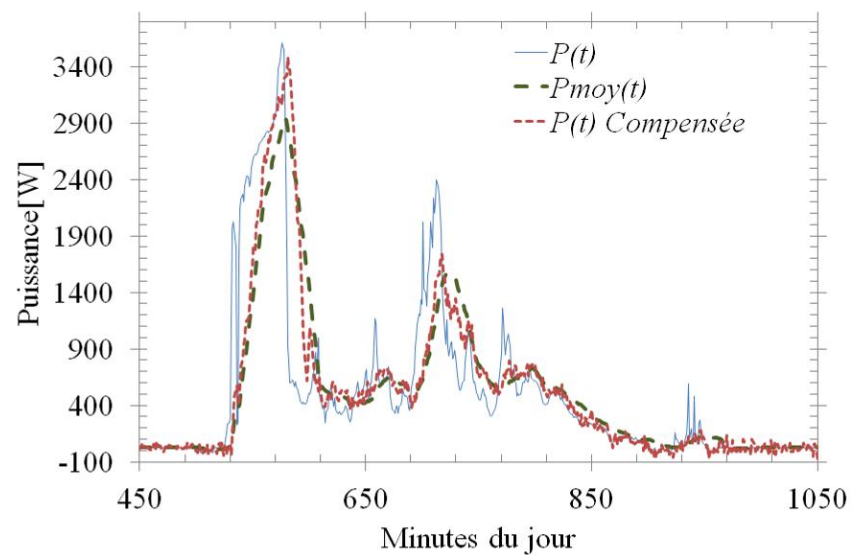


Figure A-3 Puissance photovoltaïque réelle avec résultat de la compensation

Tableau A-3 Résultat de simulation en autre journée solaire

	Unité	Cas 5.96 kW
% de l'énergie produite à compenser	%	45
$E_{P_{Var}(t)}$	Wh	2560
$E_{P(t)}$	Wh	5651
$P_{VarMaxJour}$	W	1815
% $P_{VarMaxJour} / P_{NomPV}$	%	30
$P_{VarCTLMaxJour}$ par CE	W	621
$P_{VarMaxJour}$	W	1815
$K_{PDiv/PVar}$	-	0.34
$P_{PV_DivComp}$	W	2038
$E_{P_{VarCTL}(t)}$ Journée solaire seulement	Wh	738
$E_{(P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar})}$	Wh	877
% $E_{P_{VarCTL}(t)} / E_{(P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar})}$	%	84
Erreur quadratique moyenne entre ($P_{Var}(t) \times K_{PDiv/PVar}$) et ($P_{VarCTL}(t)$) par chauffe-eau	W	36.2

ANNEXE 4 – Design d’une compensation des variations photovoltaïques à partir de chauffe-eau

Afin de mettre en place une méthode de compensation des variations de production photovoltaïque comme présenté dans ce mémoire, il serait nécessaire d’effectuer les étapes suivantes :

1. Établir une zone géographique contenant la production photovoltaïque à compenser.
2. Déterminer la taille de la production photovoltaïque à compenser.
3. Sélectionner la fenêtre d’observation à compenser.
4. Analyser les données de production passées afin d’obtenir des courbes de variation photovoltaïque en fonction de la fenêtre d’observation à compenser.
5. Déterminer le nombre de chauffe-eau disponibles dans la zone et les profils de consommation d’eau chaude.
6. Selon des données annuelles, établir un nombre de chauffe-eau suffisant pour compenser la variation de production photovoltaïque selon la diversité des chauffe-eau.
7. Déterminer le coefficient C_{PMod} et l’intervalle de temps de celui-ci. Par exemple, un coefficient pour l’année, par jour ou par période plus courte peut être établi.
8. Installer un contrôleur intelligent sur chacun des chauffe-eau.
9. Installer du mesurage de la puissance photovoltaïque ou utiliser les données de puissance photovoltaïque produites si déjà disponibles pour envoyer ces valeurs aux contrôleurs intelligents des chauffe-eau. Ces données devront être envoyées en temps réel.
10. Mettre en place de la communication entre la production PV et les chauffe-eau afin d’assurer la coopération entre eux-ci.
11. Démarrer la compensation en utilisant la méthode présentée ici.