

Contribution au pilotage de la charge pour accroître la flexibilité du système électrique.

Nathalie Saker

▶ **To cite this version:**

Nathalie Saker. Contribution au pilotage de la charge pour accroître la flexibilité du système électrique.. Autre. Supélec, 2013. Français. NNT : 2013SUPL0003 . tel-00812674

HAL Id: tel-00812674

https://theses.hal.science/tel-00812674

Submitted on 12 Apr 2013

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

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

N° d'ordre : 2013-03-TH

THÈSE DE DOCTORAT

DOMAINE : SPI
Spécialité : Energie

Ecole Doctorale « Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes »

Présentée par :

Nathalie SAKER

Sujet :

Contribution au pilotage de la charge pour accroître la flexibilité du système électrique

Soutenue le 30 Janvier 2013 devant les membres du jury :

M. Pascal BROCHET	UTBM	(Examinateur)
M. Jean-Louis COULLON	ALSTOM Grid	(Invité)
M. Demba DIALLO	LGEP	(Examinateur)
M. Bruno FRANCOIS	EC de Lille	(Rapporteur)
M. Marc PETIT	SUPELEC	(Encadrant)
M. Tuan TRAN-QUOC	CEA-INES	(Rapporteur)
M. Jean-Claude VANNIER	SUPELEC	(Directeur de thèse)

‘‘C'est la marque des âmes fortes, chagrins et bonheurs n'y sont que parenthèses sur la route du devoir’’

Avant-propos

La réalisation de cette thèse n'était ni facile, ni évidente pour moi. Elle m'a permis de développer mes compétences scientifiques et techniques dans un sujet aussi nouveau et émergeant dans le domaine du génie électrique. J'ai eu des hauts et des bas pendant ma thèse mais ma rigueur de travail m'a permis d'affranchir les obstacles.

Je tiens tout d'abord à remercier Marc PETIT, un professeur assistant à SUPELEC, qui était à la fois mon encadrant et mon collègue de bureau. Sa rigueur, ses conseils précieux ainsi que ses compétences m'ont permis de réaliser l'objectif de ma thèse. Je remercie aussi Philippe DESSANTE, qui m'a aidé à réaliser une partie de mon travail avec ses compétences en optimisation.

Je tiens à remercier ensuite mon directeur de thèse Jean Claude VANNIER qui m'a patiemment guidé et a toujours été disponible.

Je remercie aussi mon encadrant industriel d'Alstom Grid, Jean-Louis COULLON, qui me conseillait sur les aspects de ma thèse à mettre à jour en fonction des avancés sur le marché industriel.

Je remercie aussi tous mes collègues à SUPELEC (doctorants, enseignants et professeurs), et particulièrement ceux qui m'ont aidé à développer les étapes de ma thèse avec leurs idées innovantes.

Je remercie ensuite ma famille, et particulièrement ma mère qui me remontait le moral avec sa tendresse formidable et son soutien moral quand je passais par des moments difficiles pendant mon doctorat. Maman, je t'adore et sans toi, je suis certaine que ne serais jamais capable d'arriver jusqu'au bout de ma thèse et c'est à toi que j'offre en premier mon manuscrit de thèse.

Je remercie ma sœur, Mathilde, ma meilleure copine, mon tendre frère Julien ainsi que mon tendre père. Ils étaient toujours présents quand j'en avais besoin.

Je remercie aussi Jean-Jacques et Agnès, mes amis formidables qui m'ont beaucoup aidé pendant ma thèse, mon ami Ricardo, un professeur thermicien agréable de l'ENSAM qui a enrichi mes connaissances thermiques avec ses conseils dans le domaine.

Table des matières

1. Introduction générale 10
1.1 Histoire de la gestion de la demande 10
1.2 Objectif du travail 10
1.3 Organisation du mémoire 10
2. Le fonctionnement du système électrique et la gestion de la demande (Demand Side Management) 12
2.1 Fonctionnement du système électrique 12
2.1.1 Présentation 12
2.1.2 Le réglage de fréquence 14
2.1.3 Mécanisme d'ajustement 19
2.1.4 Conclusion de la partie sur le fonctionnement du système électrique 20
2.2 Introduction sur la gestion de la demande 21
2.2.1 Définition 21
2.2.2 Les types de charges 22
2.2.3 Valorisation de l'effacement 23
2.2.4 Exemple de participation au réglage de fréquence 24
2.2.5 Programmes de Demand Response (DR) 24
2.2.6 Infrastructure générale des programmes de DR 25
2.2.7 Typologie des charges participant aux programmes de Demand Response (DR) appartenant au secteur résidentiel 29
2.2.8 Aperçu de travaux antérieurs sur la gestion et le pilotage de la charge 31
2.3 Conclusions 34
3. Modélisation et caractéristiques des charges 35
3.1 Introduction 35
3.2 Modélisation et caractéristiques des bâtiments 35
3.2.1 Modèles utilisés dans la bibliographie 35
3.2.2 Modèles de bâtiments choisis pour l'étude 36
3.2.3 Caractéristiques des bâtiments 37
3.3 Modèle de l'ensemble (bâtiment + dispositif de chauffe) 38
3.3.1 Chauffages par convecteurs 38
3.3.2 Chauffage par radiateur à inertie 41
3.3.3 Evaluation de la dégradation du confort thermique 43
3.3.4 Agrégation d'un parc de bâtiment 43
3.4 Modèle du ballon d'ECS 45
3.4.1 Modèles et équations 46
3.4.2 Paramétrages du modèle 47
3.4.3 Analyse du comportement d'un chauffe-eau 48
3.4.4 Agrégation d'un parc de ballons d'ECS (Eau Chaude Sanitaire) 50
3.4.5 Simulation de la consommation d'ECS et de la puissance électrique 51
3.5 Recharge des véhicules électriques 54
3.5.1 Les batteries des véhicules électriques 54

3.5.2 Distances parcourues par les utilisateurs 55
3.5.3 Agrégation d'un parc de véhicules électriques 55
3.5.4 Scénario de recharge de base 56
3.6 Modélisation du réglage de fréquence 57
3.6.1 Modèle de l'inertie du système de production 58
3.6.2 Modélisation du réglage primaire 59
3.6.3 Modélisation du réglage de fréquence secondaire 61
3.6.4 Simulation du réglage primaire et secondaire 63
3.7 Conclusion du chapitre 3 65
4. Simulation et analyse d'un effacement 66
4.1 Introduction 66
4.2 Définition du Cold Load Pick-Up (CLPU) 66
4.3 Simulation d'un effacement ON/OFF : application chauffage 66
4.3.1 Bâtiments avec convecteurs 67
4.3.2 Bâtiments avec radiateurs à inertie 69
4.3.3 Comparaison de la magnitude du CLPU pour les deux types de chauffages 69
4.3.4 CLPU : Effet de la température extérieure 70
4.3.5 Analyse de la dégradation du confort thermique 71
4.4 Simulation d'un effacement ON/OFF : application ECS 72
4.4.1 Comparaison de la magnitude du CLPU 72
4.4.2 Analyse de la dégradation du confort thermique 74
4.5 Simulation d'un effacement de charges de VEs 74
4.6 Conclusion du chapitre 4 75
5. Les actions de gestion de la demande (actions de Demand Response (DR)) 76
5.1 Effacement par actions ON/OFF 76
5.1.1 Cas de base 76
5.1.2 Cas dispatché 76
5.2 Réduction des consignes des thermostats 81
5.2.1 Les chauffages par convecteurs électriques 82
5.2.2 Les chauffe-eau 84
5.3 Réduction des consignes du thermostat avec une montée progressive de ces consignes 86
5.3.1 Les chauffages avec convecteurs électriques 86
5.3.2 Les chauffe-eau 88
5.4 Conclusion du chapitre 5 89
6. Optimisation de l'effacement et contrôle du CLPU 91
6.1 La méthode d'optimisation 91
6.2 Optimisation de l'effacement 92
6.2.1 Optimisation appliquée sur les convecteurs électriques 93
6.2.2 Optimisation appliquée sur les chauffe-eau 96
6.3 Nombre de charges à contrôler en fonction de la puissance effacée et de la magnitude du CLPU 97
6.4 Optimisation du contrôle du CLPU 98

6.4.1 Motif d'optimisation du contrôle du CLPU 98
6.4.2 Les résultats d'optimisation 99
6.5 Conclusion du chapitre 6 102
7. Etudes de cas et services fournis par l'opérateur de DR 103
7.1 Contrôle de la surcharge des transformateurs HTA/BT causée par les opérations de recharge des véhicules électriques 103
7.1.1 Surcharge du transformateur HTA/BT avec l'opération de recharge de base 104
7.2 Actions de DR appliquées sur les opérations de recharge des véhicules électriques 105
7.2.2 Infrastructure requise pour l'application des actions de DR sur les opérations de recharge des véhicules électriques 110
7.3 Participation à l'ajustement par effacement d'usages électrothermiques et impact sur la réserve secondaire 110
7.3.1 Courbe de consommation du 9 Février 2012 110
7.3.2 Modélisation du réglage de fréquence primaire 112
7.3.3 Modélisation du réglage de fréquence secondaire 113
7.3.4 Modèle de l'ajustement par la production 114
7.3.5 Simulation du réglage de fréquence primaire et secondaire avec de l'ajustement par la production et sans effacement 115
7.3.6 Simulation du réglage de fréquence primaire et secondaire ainsi que de l'ajustement en associant de l'effacement 116
7.4 Conclusion du chapitre 7 123
8. Conclusion générale et perspectives 124
9. Production scientifique 127
10. Liste de bibliographie : 128

1. Introduction générale

1.1 Histoire de la gestion de la demande

Les défis environnementaux et l'augmentation de la population viennent en preuve de l'importance de réfléchir à d'autres moyens de production, tout en maintenant la sécurité et la fiabilité du système électrique.
La sûreté du système électrique exige à tous moment que la production soit égale à la demande des consommateurs, pour ça, différentes solutions sont déjà mises en place, ces solutions consistent à mettre en marche des moyens de production très coûteux et polluants pendant les périodes de pointes, de plus, comme les moyens de productions existants sont insuffisants, et vu la difficulté d'exploitation de nouveaux moyens de production, une nouvelle réflexion sur la gestion de la demande (DSM - Demand Side Management en anglais) est apparue. Celle-ci se base sur la possibilité de gérer la demande du côté du consommateur final au lieu de la satisfaire. L'introduction de la gestion de la demande au sein de la topologie du réseau requiert une bonne connaissance du fonctionnement du système électrique et des services systèmes possibles à rendre au réseau électrique. Élaborer une idée de gestion de la demande requiert l'étude du fonctionnement du réseau, des services rendus par la DSM au réseau, et des types de charges électriques à contrôler par les programmes de contrôle de DR (qui représentent un sous-ensemble des méthodes de DSM).
Les critères d'évaluation contrôle/performances de l'effacement dépendent (i) du nombre de consommateurs contractualisés effectivement engagés dans les programmes de DR quand un appel de puissance effacée est lancé. Une étude par PGM montre que simplement 40% des consommateurs engagés dans les programmes de DR sont effacées pendant la durée d'application des actions de DR et (ii) de la présence des consommateurs contractualisés dans leurs maisons, parce qu'une charge qui ne consomme pas initialement pendant la durée de DR ne sera pas considérée à la fin de ΔT_{DR} comme une consommation effacée.

1.2 Objectif du travail

L'objectif de la thèse est d'étudier la possibilité à rendre des services au système électrique en appliquant des actions de contrôle dites de DR (Demand Response), [Alami et al, 2010], sur différents types de charges électriques connectées à ce système. Ces actions de DR sont des interruptions partielles qui peuvent être appliquées par exemple sur des charges de type thermique comme le chauffage et le chauffe-eau. On a choisi d'appliquer les actions de DR sur les charges thermiques parce que celles-ci emmagasinent de la chaleur respectivement dans l'air et dans l'eau; qui peut être restituée pendant la période de contrôle ou d'interruption. Néanmoins, il existe un effet négatif qui suit l'application des actions de DR sur les charges électrique thermiques car la demande des charges contrôlées est reportée à l'instant de reconnexion de celles-ci; ce report prend la forme d'un pic de consommation nommé CLPU (Cold Load Pick-Up) et qui apparait au moment de la reconnexion. Le CLPU représente un problème qui doit être géré, et sa magnitude dépend des types d'actions de contrôle qu'on veut implanter et aussi des conditions du système électrique (contingence, défaillance d'une unité de production ou besoin de réserve de puissance). Pendant la thèse, le CLPU est contrôlé et optimisé ainsi que la puissance effacée. Une étude analytique sur l'évolution de la fréquence du réseau avec la participation de la gestion de la demande est réalisée.

1.3 Organisation du mémoire

Le début du mémoire commence par le chapitre II ou le fonctionnement du système électrique est présenté et particulièrement en ce qui concerne le réglage de fréquence du système électrique avec ces différents niveaux.

Dans une deuxième partie du chapitre II, un consensus sur les différents programmes de gestion de la demande existants est présentée; l'infrastructure générale d'un système de gestion de la demande est détaillée avec ces différents composants qui sont brièvement la chaine de mesure, la chaine de contrôle et la chaine de télécommunication, ensuite dans le chapitre III, les modèles mathématiques des charges électriques thermiques visées dans les programmes de gestion de la demande ainsi que celles des bâtiments sont présentés et un grand nombre de ces charges est agrégé. La méthode d'agrégation pour chaque type de charge électrique est détaillée dans le même chapitre. La dégradation du confort thermique générée par l'application des actions de DR est définie; les batteries des véhicules électriques sont éventuellement prises en compte et un parc de VEs est argégé. A la fin du chapitre, les réglages de fréquences primaires et secondaires sont modélisées et analysées et un déséquilibre entre la production et la consommation sur une journée selon les données de RTE est simulé.

Dans le chapitre IV, un effacement (interruption de la consommation) pendant une certaine durée est appliqué sur un parc agrégé de chauffages électriques et sur celui des chauffe-eau pour analyser le phénomène d'effet rebond nommé CLPU (Cold Load Pick-Up) généré par cet effacement.
La magnitude de ce phénomène (du CLPU) est analysée en fonction de différents paramètres; quelques-uns sont la durée de coupure et la largeur de la bande morte des thermostats en considérant deux types de chauffages électriques, les radiateurs et les convecteurs électriques. L'objectif de ce chapitre est d'extraire les paramètres sur lesquels on peut agir pour établir et définir des stratégies de contrôle présentées dans le chapitre V.
Pour un effacement simultané de tout le parc, la quantité de puissance effacée disponible représente toute la puissance consommée du parc pendant la durée d'effacement, mais, la magnitude du CLPU cependant est très grande (à peu près deux fois la consommation normale sans effacement).

Pour réduire la dégradation du confort générée par l'effacement (en réduisant la durée de coupure), ainsi que la magnitude du CLPU (en réduisant le nombre de charges contrôlées), plusieurs groupes dispatchés sont coupés séquentiellement contenant chacun un certain nombre de charges électriques, mais la quantité effacée résulté est plus petite, comme cela est présenté dans la chapitre V.

Dans le chapitre V, les stratégies de contrôle de charges qui représentent des actions de DR sont définies, et qui sont des actions ON/OFF sur un groupe ou sur plusieurs groupes, et des actions de réduction des consignes des thermostats avec ou sans restitution de ces consignes. L'objectif de ces stratégies de contrôle est d'arriver à réduire la magnitude du CLPU et de réduire la dégradation du confort thermique.

En ce qui concerne le parc de VEs agrégé, différents actions de DR sont éventuellement appliquées sur les opérations de recharge de base de ces VEs, ces actions de DR sont détaillées dans le chapitre V.

Dans le chapitre VI, une optimisation par la méthode des moindres carrés ordinaire est utilisée pour optimiser les stratégies de contrôle; Les objectifs de l'optimisation sont deux, le premier est d'obtenir des formes standards de puissances effacées comme des blocs de puissance en forme de rectangle, susceptibles d'être utilisés comme des capacités d'ajustements et le deuxième objectif est d'optimiser le contrôle du CLPU qui résulte de l'effacement au moment de la reconnexion.

Dans le chapitre VII, un cas d'application des actions de DR sur un parc de véhicules électrique est analysé, ou les opérations de recharge de ceux-ci sont considérées pendant la période de pointe du soir; ces opérations surchargent le transformateur HTA/BT pendant cette pointe, donc, des actions DR sont appliquées sur les opérations de recharges pour réduire la surcharge des transformateurs. Dans une deuxième partie du chapitre, Le service rendu par les blocs d'effacement des charges thermiques avec un CLPU contrôlé ou non est analysé.

Les conclusions et perspectives de l'étude présentée dans ce mémoire sont présentées dans le chapitre VIII.

2. Le fonctionnement du système électrique et la gestion de la demande (Demand Side Management)

2.1 Fonctionnement du système électrique

2.1.1 Présentation

L'énergie électrique est une énergie relativement nouvelle (150 ans depuis l'invention de la dynamo) qui a connu un essor très important au cours du 20ème siècle. L'électrification a accompagné le développement des pays dans tous les secteurs d'activité : résidentiel, industriel, tertiaire mais aussi les transports. Contrairement à des sources d'énergie comme le pétrole, le gaz ou le charbon, l'électricité n'est pas une énergie primaire. Elle doit être produite par des alternateurs électriques à partir d'une source primaire comme celles citées précédemment mais aussi à partir d'autres sources telles qu'un débit d'eau (production hydraulique), le vent ou le soleil (cas des centrales solaires à concentration). Une caractéristique fondamentale de l'électricité est qu'elle n'est pas matérialisable contrairement à certaines sources primaires, ce qui rend difficile le stockage de l'électricité. Le stockage ne peut se faire que par transformation (gravitation pour les barrages, électrochimie, air comprimé, …). La croissance des besoins a été accompagnée par la mise en place d'un réseau électrique alternatif triphasé pour relier les points de production aux points de consommation. La consommation augmentant, les investissements ont porté sur le développement de moyens de production centralisés de plusieurs centaines de MW et sur une infrastructure à haute tension (400 kV en Europe) pour réduire les pertes. L'acheminement depuis la production centralisée vers les points de consommation décentralisés se fait via un réseau de transport maillé (400 kV à 63 kV) puis un réseau de distribution radial (HTA et BT). Afin de se soutenir en cas d'incident majeur, mais aussi pour commercer de l'énergie électrique, les pays européens ont interconnecté leurs réseaux 400 kV voire 225 kV. Le système électrique ne fait plus qu'un, le renforcement des interconnexions devant permettre de faciliter les échanges dans le cadre d'un futur marché de l'électricité européen. Aujourd'hui la libéralisation du secteur électrique conduit à une diversité d'acteurs : producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et distribution (GRD).

Le bon fonctionnement du système électrique en régime permanent repose sur le réglage de deux paramètres fondamentaux, la fréquence et la tension, tout en s'assurant que la puissance ou le courant transitant dans un ouvrage (ligne aérienne, câble souterrain, transformateur) ne génère pas de surcharge.

Le réseau électrique est constitué de machines électriques (les alternateurs) connectées entre elles par les lignes et des transformateurs dont les impédances assurent la cohésion de l'ensemble pour garantir une vitesse (électrique) de rotation commune à l'ensemble des alternateurs connectés. La valeur de la fréquence est liée à la vitesse des alternateurs par la relation $\omega = 2\pi f$. La variation de vitesse des alternateurs – par conséquent celle de la fréquence – est liée à un déséquilibre entre la puissance mécanique fournie par les turbines et la puissance électrique demandée sur le réseau (la consommation et les pertes). Il est donc indispensable de maintenir l'équilibre P=C (production=consommation) pour maintenir la fréquence autour de sa valeur nominale égale à 50 Hz. Si l'action principale se fait au niveau de la turbine des groupes, la consommation peut aussi être un levier d'action au-delà des délestages en cas de contingences graves.

La première pierre de l'équilibre P=C passe par la gestion des moyens de production et l'évolution du parc pour suivre la consommation. Car c'est la philosophie principale de fonctionnement des systèmes électriques : adapter le parc de production pour faire face à la variation de la demande. La caractéristique fondamentale du système électrique est qu'il fonctionne sur un équilibre instantané (en puissance) pour maintenir la fréquence constante, ce qui veut dire que les moyens de production doivent être dimensionnés pour la pointe et non pour une puissance moyenne, et avec des caractéristiques complémentaires pour faire face aux variations journalières et saisonnières : des moyens de base peu flexibles, semi-bases ou pointes et des moyens flexibles.

La figure 2-1 montre le profil des moyens utilisés pour satisfaire la demande le mercredi 08 février 2012 lors du record de consommation (102 GW). Nous pouvons y distinguer une production nucléaire constante (base), une production gaz (semi base) quasi constante, une production charbon qui suit un peu plus la demande, une production fioul+pointe qui suit davantage la demande, puis les importations (probablement des productions

flexibles) et l'hydraulique qui suivent très bien la demande. Dans le cas de la France, le potentiel hydro-électrique est très utilisé pour suivre la consommation.

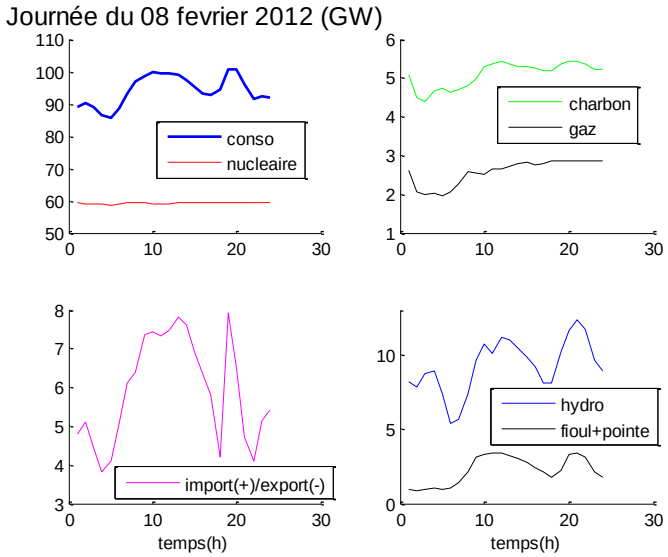


Figure 2-1 : Contribution des divers moyens de production à la demande pour une journée de forte consommation

La flexibilité des moyens de production s'évalue sur des critères tels que : temps de démarrage à froid, tiède ou à chaud, gradient de montée/descente en charge, ou charge minimale. A partir des références *a* et *b* nous pouvons construire le tableau 2-1. Ce tableau montre que les barrages hydroélectriques sont les plus performants en termes de démarrage, rampe et charge minimale. Les cycles combinés Gaz peuvent être démarrés plusieurs fois par jour en moins d'une heure.

	STEP	Cycle Combiné Gaz Standard / Avancé		Charbon	Lignite	Nucléaire
Temps de démarrage à froid (arrêt 5 jours)	6 mn	< 2 heures	< 2 heures	6 heures	10 heures	40 heures
Temps de démarrage tiède (arrêt 2 jours)	6 mn	<1,5 h	<1,5h	4 heures		
Temps de démarrage à chaud (arrêt < 8h)	6 mn	30 mn - 1h	30 mn - 1h	2 heures	6 heures	40 heures
Gradient de charge montant	> 40%/mn	4-8mn	4-8%/mn	2%/mn	2%/mn	5-10%/mn
Gradient de charge descendant	> 40%/mn	4-8%/mn	4-8%/mn	2%/mn	2%/mn	5-10%/mn
Temps d'arrêt minimal	10 heures	non	non	non	non	non
Charge minimale	15%	< 50%	< 50%	20-40%	20-40%	30-50%
Rendement à charge maximale		58 %	60 %	46%		37%
Rendement à Charge réduite (50%)		53 %	55 %	43%		34%
CO2 g/kWh		345	330	740		so
SO2 mg/Nm3		0	0	100-200		so
NO2 mg/NM3		30-50	30-50	75-100		so

Tableau 2-1 Caractéristiques de la flexibilité des moyens de production

[a] Siemens, "Flexible future for combined cycle", décembre 2010 (disponible sur internet)
[b] Eurelectric, « Flexible generation: Backing up renewables », octobre 2011 (disponible sur internet).

L'intégration des sources renouvelables intermittentes dans le réseau nécessite d'accroitre la part des moyens de production flexibles et rapidement mobilisables pour faire face à la variabilité. Les cycles combinés gaz ont été développés dans cette optique. Le recours aux moyens de stockage pourrait aussi être une solution pour lisser la production, c'est déjà le cas pour les stations de pompage turbinage (STEP) mais elles restent en nombre limité. Malgré tout le dimensionnement en puissance des moyens de production – quel que soit leur type – devra toujours être supérieur à la demande de pointe sous peine de ne pouvoir assurer l'équilibre P=C et donc le maintien de la fréquence à une valeur constante et égale à 50 Hz (concernant l'Europe).

Les gestionnaires de réseaux doivent aussi éviter les congestions et garantir le maintien de la tension dans les plages contractuelles (généralement +/- 5% autour de la valeur nominale). Les chutes de tension sont liées aux transits de puissance. Pour les réseaux de transport c'est essentiellement le transit de puissance réactive qui créé des écarts de tension, alors que pour les réseaux de distribution ce sont les transits de puissance active et réactive (équation 2-1).

$$\Delta U \approx \frac{RP + XQ}{U} \qquad \textbf{2-1}$$

Prenons l'exemple de la région PACA-Est (Alpes-Maritimes, autour de Nice). Comme il y a peu de production locale (quelques usines hydroélectriques), la demande de puissance active et réactive (les charges ont un facteur de puissance moyen proche de 0.9) transite sur le réseau 400kV depuis le poste de Tavel (à proximité d'Avignon) sur une distance d'environ 300 km. En cas de forte consommation, la tension peut être basse dans la région niçoise. Si l'enclenchement de banc de condensateurs ne suffit pas, une réduction de consommation peut s'avérer nécessaire. La situation est quelque peu similaire pour la région de Brest en Bretagne.
Pour les réseaux de distribution radiaux, le dimensionnement (caractéristiques des conducteurs, longueurs de lignes, puissance des charges) est réalisé pour s'assurer d'avoir une tension supérieure à la limite basse en bout de ligne. L'augmentation de la consommation peut conduire localement à des contraintes. Une réduction de la consommation pendant un intervalle donné pourrait être utile. De la même façon, le raccordement de moyens de production décentralisés conduit à des augmentations locales de la tension. Si les moyens à disposition du gestionnaire de réseau, et les injections/soutirages de puissance réactive que pourraient faire les producteurs ne suffisent pas, une action sur la consommation (à la hausse ou à la baisse) permettrait de maitriser les fluctuations de tension.
Enfin une contrainte supplémentaire à gérer est la congestion. Les congestions peuvent concerner des lignes de transport ou de distribution, mais aussi des transformateurs de postes électriques. Même si des congestions temporaires peuvent être acceptées, leur durée ne doit pas dépasser la temporisation des protections de surcharge sous peine que l'ouvrage soit mis hors tension. Là encore une action maitrisée sur la charge est une solution pour éviter un renforcement du réseau. Pour un exploitant de réseau de distribution, une meilleure maitrise de ses charges pourra aussi permettre de réduire sa puissance souscrite auprès du GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution).
La présentation qui a été faite du système électrique montre qu'une action sur la charge peut contribuer à résoudre des contraintes telles que l'équilibre P=C, le respect des niveaux de tension et les congestions. Certaines problématiques sont globales et concernent le système électrique dans son ensemble (l'équilibre P=C), alors que d'autres sont locales (réglage de la tension et congestions). Par conséquent un pilotage de la charge – via une agrégation de charges – devra être géré différemment selon qu'on souhaite répondre à une problématique locale ou globale.

2.1.2 Le réglage de fréquence

Nous abordons ici plus en détail les modalités de réglage de la fréquence pour l'équilibrage P=C en temps réel.
Le maintien d'une fréquence proche de sa valeur nominale est nécessaire au bon fonctionnement des matériels optimisés pour cette valeur (contraintes mécaniques, contraintes d'horloge, contrainte de saturation magnétique, …). En France le critère qualité de l'énergie fixe la plage à 50 Hz ± 0.5 Hz. De trop grandes excursions de fréquence sont en outre inadmissibles pour certains matériels, par exemple les groupes de production qui se déconnectent du réseau pour des écarts de fréquence de 2 à 4 Hz, voire moins (cf l'incident de novembre 2006

en Europe). Naturellement la fréquence ne peut pas être parfaitement constante, la fluctuation de la demande va perpétuellement générer des écarts production-consommation qui sont absorbés par l'inertie des machines couplées au réseau. Plus l'inertie est élevée, plus les variations de fréquence seront faibles. C'est pourquoi la multiplication de moyens de production interfacés par de l'électronique de puissance réduit naturellement l'inertie. La machine tournante peut être intégralement découplée du réseau (cas des éoliennes synchrones à aimants permanents). Les réseaux insulaires tolèrent des fluctuations de fréquence plus importantes car leur inertie est plus faible.
Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de productions ou de charges, …), le maintien de la fréquence autour de 50Hz nécessite d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande. Trois niveaux d'action coexistent : le réglage primaire, le réglage secondaire, et le réglage tertiaire. En sachant que les réglages primaire, secondaire et tertiaire ont des constantes de temps différentes.

2.1.2.1 Le réglage de fréquence primaire

Le réglage de fréquence primaire est automatique. Son objectif est de rétablir rapidement l'équilibre P=C pour stabiliser la fréquence. Ce réglage est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production lorsque la vitesse du groupe (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne suite à un déséquilibre entre la production et la consommation sur l'ensemble du système européen interconnecté [RTE, 2011].

Chaque groupe participant au réglage primaire de fréquence, ajuste sa production selon une loi proportionnelle à l'écart de fréquence comme cela est présenté dans la figure 2-2 et dans l'équation 2-2:

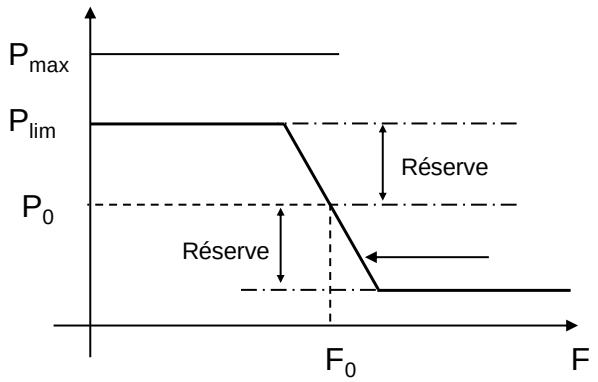


Figure 2-2 : courbe fréquence-puissance pour le réglage primaire

$$P_j - P_{0j} = -K_j.(F - F_0) \qquad \textbf{2-2}$$

Avec :

P_j [MW] : Puissance réelle fournie par le groupe j en mode quasi stationnaire.
P_{0j} [MW] : Puissance de consigne du groupe j à la fréquence de référence f_0.
F [Hz] : fréquence déduite de la mesure de vitesse du groupe j.
F_0 [Hz] : fréquence de consigne, généralement égale à la fréquence de référence (50 Hz).
K_j [MW/Hz] : Energie réglante du groupe j.

Le temps d'action de ce réglage est compris entre 15 s et 30 s. Pour ne pas solliciter les régulateurs en permanence, une bande morte de +/- 10mHz est introduite. Comme pour toute régulation proportionnelle, la fréquence atteinte en fin d'action du réglage primaire est différente de la fréquence de consigne f_0.

La réserve primaire

Le réglage primaire ne rétablit l'équilibre offre-demande que si on dispose d'une réserve de puissance suffisante. La réserve primaire disponible est la somme des réserves primaires des groupes – participant au réglage – de l'ensemble du système européen. Cette réserve est égale à 3000 MW pour l'ensemble de l'Europe, et environ 700 MW pour les groupes français.

La figure 2-3 représente le déploiement de la réserve primaire, en fonction du temps, où ΔP représente le volume de la perturbation.

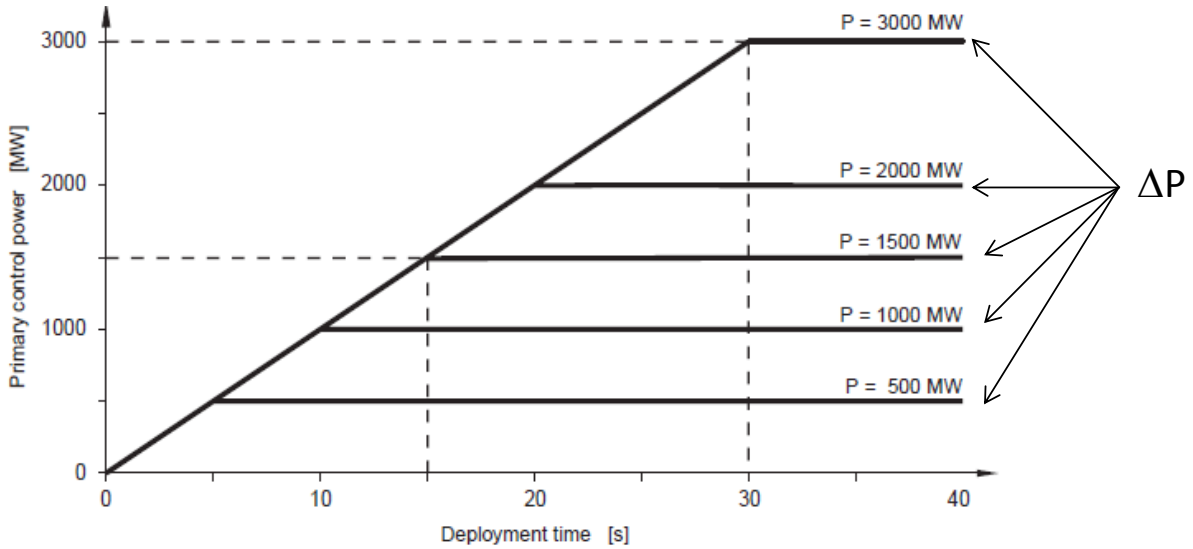


Figure 2-3 Le déploiement minimum de la réserve primaire de fréquence en fonction de la durée de la perturbation. [UCTE, 2004]

En France, les groupes dont la puissance est supérieure à 40 MW doivent être en mesure de participer au réglage primaire de fréquence, avec une réserve égale à +/-2.5%*P_{max} [Arrêté, 2008].

Le réglage primaire de fréquence concerne des groupes sur l'ensemble du réseau européen afin de mutualiser l'effort nécessaire pour stabiliser la fréquence. Ainsi, lorsque la réserve primaire des groupes est sollicitée cela modifie les transits de puissance sur les interconnexions.

2.1.2.2 Le réglage de fréquence secondaire

Le réglage secondaire intervient pour ramener la fréquence à sa valeur de référence et ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles. Le temps d'action de ce réglage peut durer jusqu'à 15 minutes. Ce réglage qui est aussi automatique consiste à modifier la puissance de consigne des groupes selon la relation 2-3.

$$P_{Cj}(t) = P_{0j} + N(t).P_{rj} \qquad \textbf{2-3}$$

P_{rj} est la participation du groupe *j* au réglage secondaire de fréquence et P_{0j} est la puissance de consigne du groupe à f_0.

Le niveau de télé réglage *N(t)* est calculé (équations 2-4 et 2-5) par le gestionnaire du réseau à partir des télémesures de fréquence et des puissances sur les interconnexions. Le signal N est compris entre -1 et +1, et il est envoyé aux groupes de production afin de modifier leur puissance de consigne comme cela est montré dans la figure 2-4.

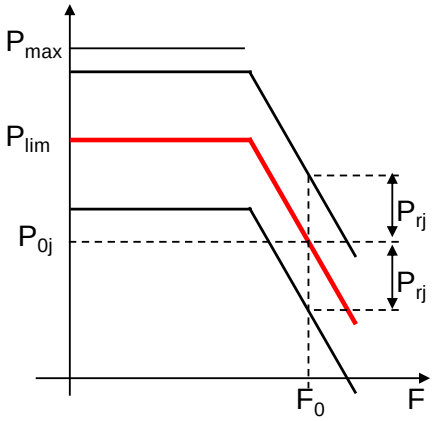


Figure 2-4 Impact du réglage secondaire sur la courbe fréquence-puissance

$$N(t) = \frac{-\alpha}{P_r}\int \Delta E \cdot dt - \frac{\beta}{P_r}\cdot \Delta E \qquad \textbf{2-4}$$

$$\Delta E = \Delta F + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \qquad \textbf{2-5}$$

α est la pente du réglage, sa valeur comprise entre 65 et 130 en MW/tour, β est le gain proportionnel pris égal à zéro et P_r est la demi-bande de réglage, ou total des participations des groupes appartenant à la zone de réglage. P_{lim} est la puissance active correspondant à la position du limiteur de contribution du groupe aux services systèmes.

ΔF en Hz est l'écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence, ΔP_i en MW est l'écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales de la France avec les pays frontaliers autre que l'Espagne et le bilan des échanges programmés avec ces même pays et λ représente l'énergie réglante secondaire de l'ensemble France+ Péninsule ibérique.

En France les groupes de puissance supérieure à 120 MW doivent être en mesure de participer au réglage secondaire de fréquence. L'installation de production doit être capable, sur une consigne transmise par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, d'accroître sa puissance active, avec une réserve égale à +/-4.5% * P_{max} [Arrêté, 2008].

La dynamique en régime normal est telle que la vitesse pour passer de N=1 à N=-1 (ou l'inverse) soit au plus de 800s. Cette puissance de réglage doit pouvoir être maintenue pendant 15 minutes. [RTE, 2011].

La réserve secondaire

La réserve secondaire (instantanée) d'un groupe correspond à la puissance (à la hausse ou à la baisse) encore disponible sous l'action du réglage secondaire fréquence puissance à un moment donné.

Le volume de la réserve secondaire nécessaire dépend du volume et du gradient de fluctuation des charges, des changements de programmes et des unités de génération. La valeur de la réserve secondaire en fonction de la demande des charges mineures ou majeure recommandée par l'UCTE est présentée dans la figure 2-5. Par exemple en France, RTE détermine pour chaque point demi-horaire le besoin de réserve secondaire.

En cas de perte d'un gros groupe couplé (généralement 1450 MW), la réserve secondaire ne suffira pas pour compenser la perte et reconstituer intégralement la réserve primaire qui reste entamée – voir intégralement utilisée – et la réserve secondaire est épuisé: il faut donc mobiliser une réserve complémentaire, la réserve tertiaire.

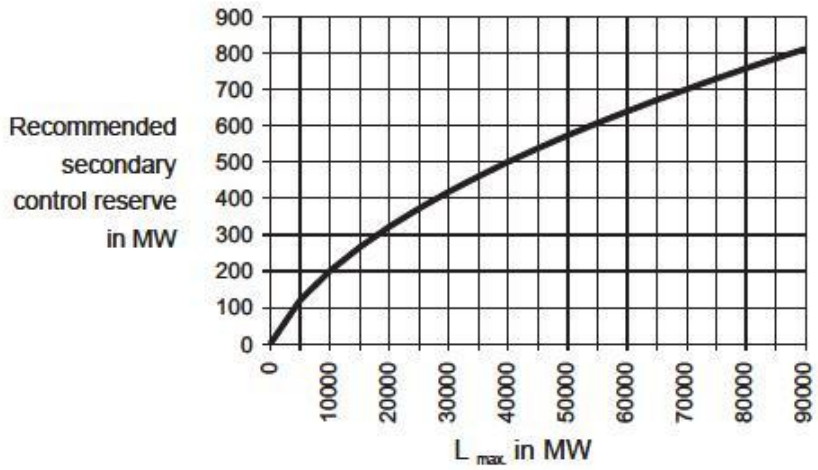


Figure 2-5 La valeur de la réserve secondaire recommandée par l'UCTE en fonction de la demande des charges. [UCTE, 2004]

2.1.2.3 Le réglage de fréquence tertiaire

En cas d'une grande perturbation qui suit une perte d'une grande quantité de puissance du réseau, l'action du réglage secondaire ne peut pas résorber entièrement les écarts de fréquence et de transit de puissance sur les interconnexions. Donc, le réglage tertiaire sert à pallier aux éventuels déficits de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide entre la production et la consommation, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart. Le réglage tertiaire fait appel à une puissance quasi-instantanément mobilisable et son objectif est de restaurer les réserves secondaire et primaire. Ce réglage peut durer de 15 à 30 minutes. [RTE, 2011].

La figure 2-6 présente la contribution de chaque niveau de contrôle de fréquence.

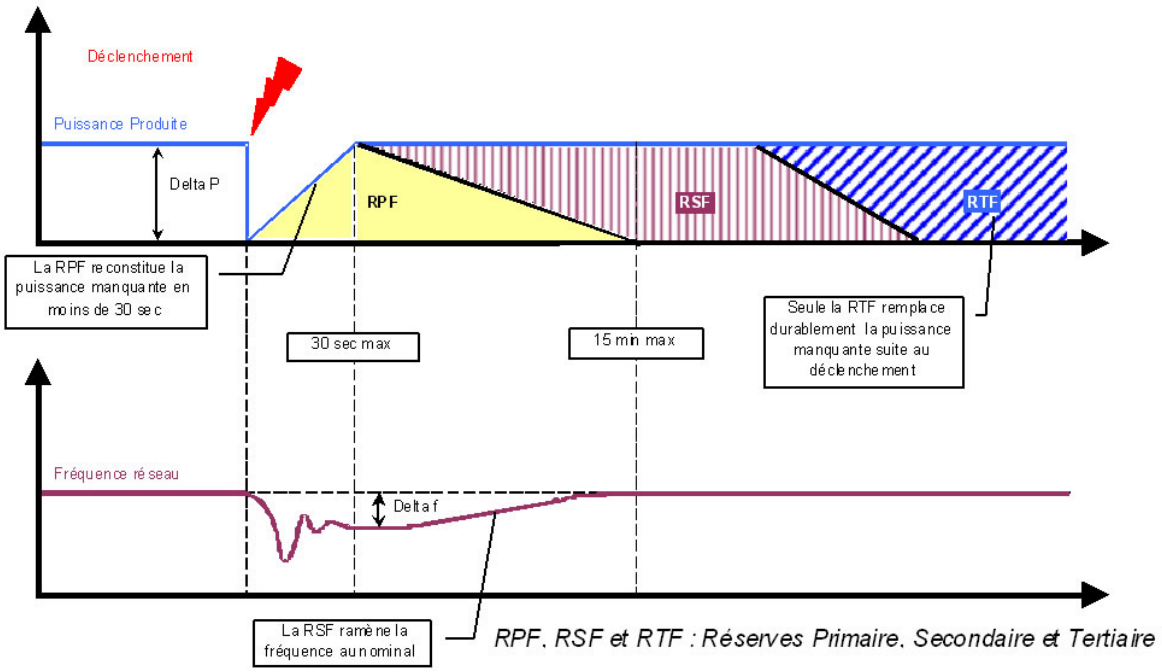


Figure 2-6 La contribution et le temps d'action de chaque niveau de contrôle de fréquence à partir l'apparition du déséquilibre de puissance. [CRE, 2012].

La réserve tertiaire

Contrairement aux deux réglages précédents, la mobilisation des réserves prévue pour ce réglage n'est pas automatique, elle est manuelle et elle se fait par des appels téléphoniques depuis les centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des installations de production.

Pour réaliser le réglage de fréquence tertiaire, deux types de réserve tertiaire sont constituées :
La réserve tertiaire dite garantie contractuellement, comprenant la réserve tertiaire mobilisable en 15 min (environ 1000 MW) et les réserves rapides mobilisables en 15 et 30 minutes, qui font l'objet d'accords particuliers avec les producteurs qui disposent d'installations aptes à les fournir.
La réserve tertiaire non garantie, comprenant les réserves mobilisables à d'autres échéances (par exemple la réserve tertiaire 2 heures et la réserve tertiaire 8h).
La réserve tertiaire doit pouvoir être reconstituée pendant une période inférieure à une demi-heure.
La figure 2-7 représente un récapitulatif des réserves de puissance pour le réglage de fréquence. [CRE,2012]

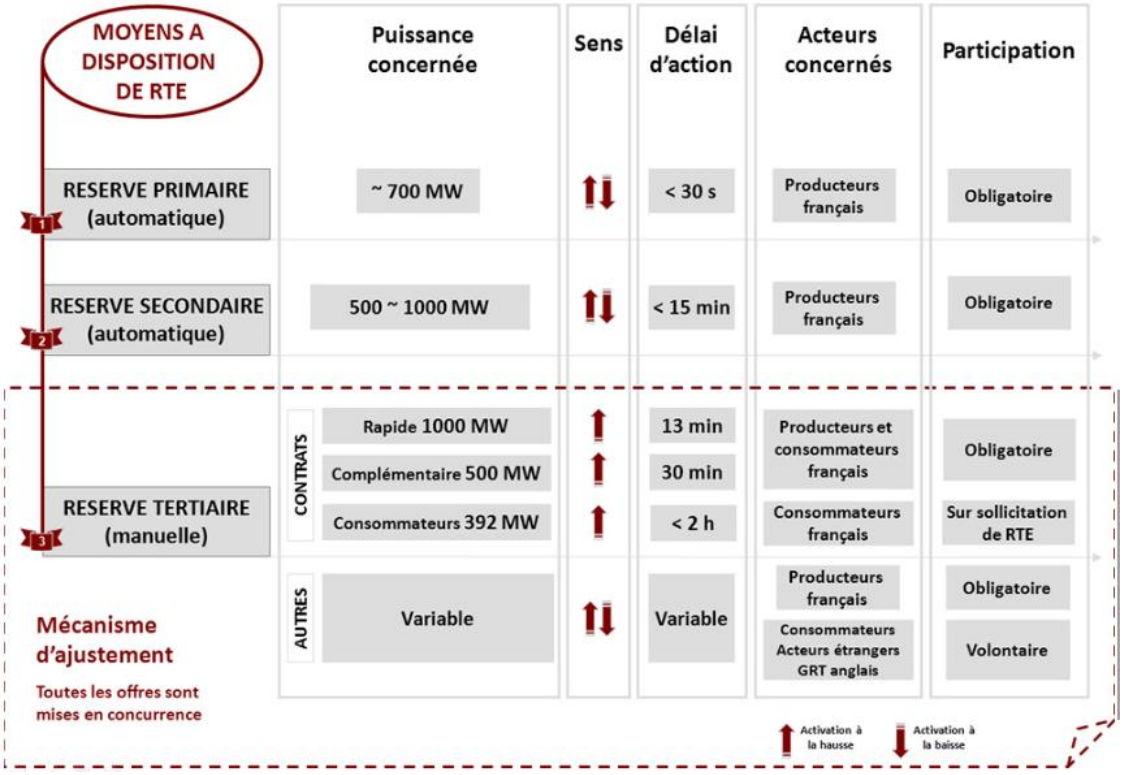


Figure 2-7 Récapitulatif des réserves de puissance pour le réglage de fréquence.

2.1.3 Mécanisme d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement représente toutes les actions qui ont pour objectif de maintenir l'équilibre entre la production et la demande **en temps réel**, autrement dit, elle représente la réserve disponible en temps réel.
Les objectifs du mécanisme d'ajustement sont d'assurer l'équilibre production – consommation en temps réel, d'assurer la sureté du fonctionnement du système électrique, de reconstituer les réserves tertiaires, de contribuer à la résolution des congestions et de participer à l'optimisation des coûts de transport d'électricité. [RTE_MA, 2004].
Les offres peuvent être soumises à 3 guichets[c] au jour J-1 à 16h, 22h et 23h ; en J à 22 guichets (0h, 1h, 2h, 3h, 4h, 5h, 6h, 7h, 8h, 9h, 10h, 11h, 12h, 13h, 14h, 15h, 16h, 17h, 18h, 19h, 20h, 21h). La première prise en compte

[c]RTE donne la possibilité aux différents acteurs du marché électrique (producteurs, fournisseurs, …etc) à échanger des blocs de puissance à différentes plages horaires appelées « guichets». Les guichets sont de deux types :
Guichet Interconnexion : Désigne l'Heure limite de dépôt des Demandes de Capacité Infra journalières en J-1 à partir de laquelle RTE examine celles-ci. [RTE_GLOSSAIRE, 2009]

des offres pour la journée suivante J est réalisée à 16h en J-1. Chaque guichet marque le début de la prise en compte des nouvelles offres, mais aussi des offres modifiées ou retirées, soumises après le guichet précédent, à l'exception des offres appelées. Dans le cas où plusieurs offres normales pour une même EDA[d] seraient soumises à un guichet, c'est la dernière soumise chronologiquement par l'acteur qui sera prise en considération. RTE sélectionne les offres selon une préséance économique. [RTE_MANUEL, 2009].

En France, les gros consommateurs industriels profilés et connectés au réseau public de transport proposent des capacités d'effacements et concluent des contrats de réservation de puissance avec RTE afin de participer aux mécanismes d'ajustements pendant les périodes de surconsommation. En contrepartie du versement d'une prime fixe, le consommateur s'engage à mettre à disposition de RTE, par l'intermédiaire du mécanisme d'ajustement, et sur une plage de disponibilité déterminée, un volume de puissance préalablement défini respectant, a minima, les caractéristiques techniques suivantes:

Puissance d'ajustement : supérieure ou égale à 10 MW.
Délai de mobilisation : inférieur ou égal à 2 heures.
Plage de disponibilité couvrant à minima une pointe.

La chronologie d'une offre d'ajustement tel qu'indiquée par RTE dans son document relatif aux règles de fonctionnement du mécanisme d'ajustement, est présentée dans la figure 2-8.

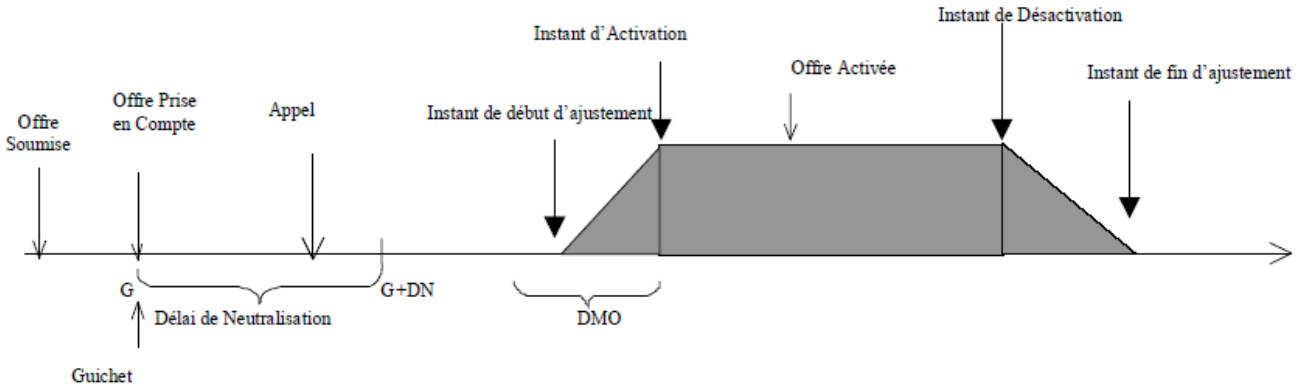


Figure 2-8 Chronologie d'une offre d'ajustement

Dans le dernier chapitre, une étude de cas est réalisée pour comparer la réponse du réglage primaire et secondaire sans et avec l'intervention d'un effacement de la consommation comme étant un moyen d'ajustement pendant la pointe journalière. Donc, l'objectif de cette étude de cas est d'étudier l'effet de l'effacement sur les réserves primaire et secondaire mobilisées.

2.1.4 Conclusion de la partie sur le fonctionnement du système électrique

Dans le chapitre 3 nous avons modélisé le système de production dans deux zones, la zone de la France et la zone du reste de l'Europe, ensuite, nous avons simulé et modélisé les réserves et les réglages primaires et secondaires de fréquence dans les deux zones lors d'un déficit de production dans la zone France. Ensuite nous avons étudié la possibilité de la participation de la gestion de la demande au réglage de fréquence primaire, comme l'ont déjà fait les auteurs [Molina-García et al, 2011] mais, nous n'avons pas pu le réaliser parce que ces actions n'ont pas un temps de réponse assez rapide pour pouvoir participer à ce type de réglage parce que le

[RTE_Glossaire, 2009].

[d] EDA : Point de soutirage (consommation) et/ou point d'échange (interconnexion) apte à répondre à une sollicitation de RTE en temps réel, visant à injecter ou à soutirer sur le réseau une quantité d'électricité donnée, pendant une période donnée au-delà ou en deçà de ce qui était programmé. Une EDA peut être composée de plusieurs sites raccordés directement sur le réseau public de transport ou de distribution.

temps de réponse de la gestion de la demande est égale à 36 secondes tandis que le temps de réponse du réglage primaire est de quelques secondes.

Dans le dernier chapitre, une étude de cas est réalisée pour comparer la réponse du réglage primaire et secondaire sans et avec l'intervention de l'effacement de la consommation comme étant un moyen d'ajustement pendant la pointe journalière. Donc, l'objectif de cette étude de cas est d'étudier la participation de la gestion de la demande (qui représente dans notre cas un effacement comme la gestion de la demande peut prendre plusieurs définitions) à l'ajustement entre la production et la consommation ainsi que l'effet sur les réserves primaires et secondaires mobilisées.

2.2 Introduction sur la gestion de la demande

2.2.1 Définition

La gestion de la demande (ou *DSM Demand Side Management*) représente toutes les actions pouvant amener le consommateur à modifier le volume d'énergie consommée ou le moment de sa consommation afin de rendre des services au système électrique en réponse à une contrainte.
La réponse de la demande (ou *DR Demand response*) caractérise la réponse d'un ensemble de charges consommatrices à un signal. Cela peut être un signal de prix ou un signal envoyé par un opérateur de contrôle. La réponse de la demande peut être vue comme un sous-ensemble des actions du DSM.

Voici quelques définitions concernant le *Demand Response* (*DR*):
"The short-term adjustment of energy use by consumers in response to price changes or incentives" (FERC).
"Changes in electric use by demand-side resources from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized." (NERC)

"A temporary change in electricity consumption by a Demand Resource in response to market or reliability conditions." (NAESB).

Les actions de Demand Response (DR) représentent des actions de contrôle direct ou d'interruption complète (ou partielle) de la consommation électrique comme par exemple une réduction de l'intensité lumineuse, l'interruption ou la réduction d'un procédé industriel ou un déplacement de consommation. Les ordres d'action sont envoyés aux charges électriques par un opérateur (GRD-Gestionnaire du réseau de distribution – ou par un agrégateur).

[PJM, 2009] et [Torriti et al, 2009].

Notre étude sera basée sur les charges pilotables afin de réduire la consommation d'un volume défini sur la réception d'un signal. Nous travaillerons sur un effacement de charge de 30 minutes ou d'une heure.

En France, l'utilisation de la tarification heure pleine / heure creuse pour les chauffe-eau électriques est gérée directement par le distributeur (ERDF) via l'envoi du signal tarifaire et du commutateur installé au niveau des tableaux électriques. Toutefois l'utilisateur garde la main avec la possibilité de les faire fonctionner en heure pleine si besoin. Concernant des charges telles que le lave-vaisselle et le lave-linge, le tarif heures creuses encourage le consommateur à les faire fonctionner sur ces périodes, mais sans obligation ni contrôle direct.

Six modifications typiques de la courbe de charge apparaissent dans la figure 2-9, elles sont définies comme suit:

- **Conservation stratégique**: obtenue en utilisant les même charges électriques mais ayant une performance énergétique plus élevée (ou qui ont une puissance nominale moins élevée).
- **Combler les vallées**: Qui consiste à remplir les périodes creuses par exemple en rechargeant les voitures électriques pendant ces dernières périodes.

- **Evolution stratégique de la consommation**: qui consiste à contrôler la croissance de la consommation journalière.
- **Déplacement de la consommation**: qui consiste à déplacer la consommation des charges électriques causant la pointe de consommation journalière aux périodes creuses.
- **Couper la pointe**: ou aplatir les pointes en coupant les charges électriques non thermiques consommant pendant ces dernières périodes comme les lumières.
- **Flexibiliser la courbe de charge**: qui consiste à donner de la flexibilité à la courbe de consommation journalière en modélisant la puissance consommée des charges électriques.

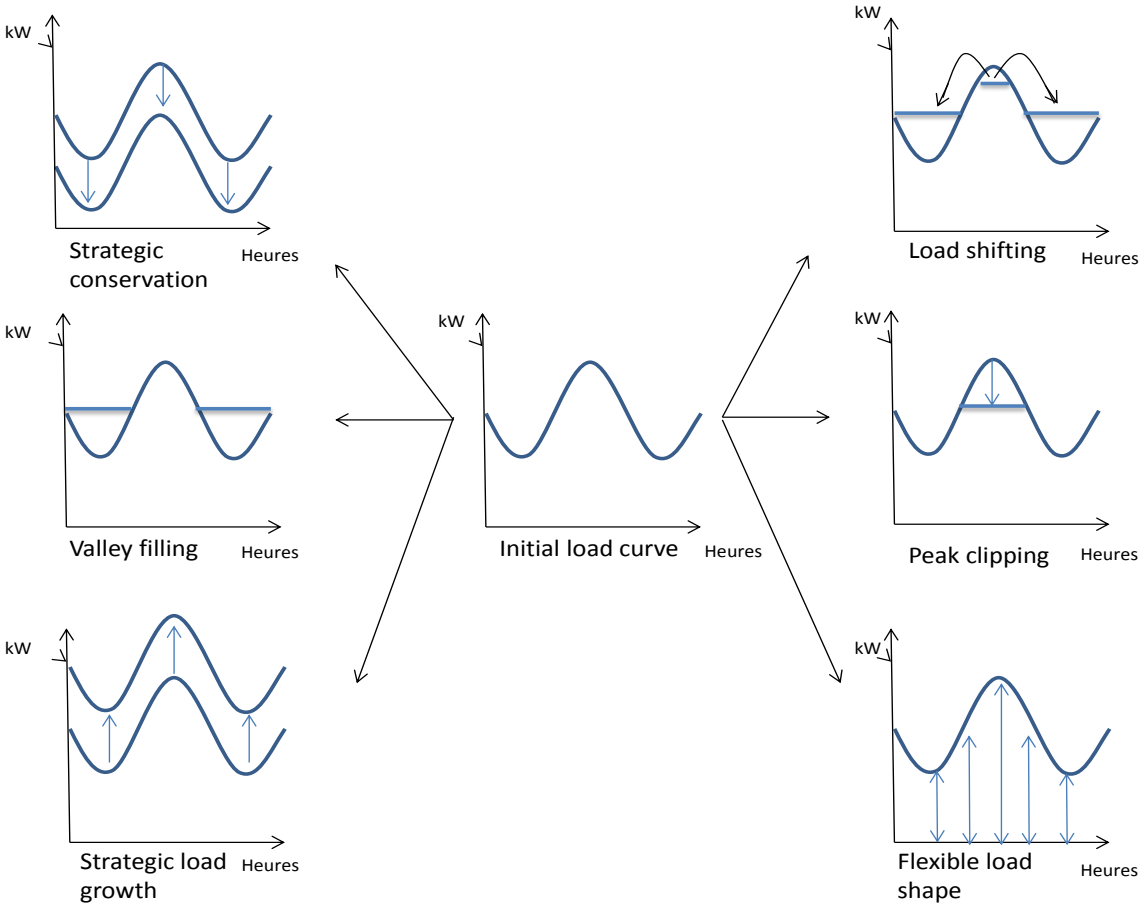


Figure 2-9 Modifications typiques de courbe de charge.

[Chuang et al, 2008].

2.2.2 Les types de charges

Les charges pouvant permettre de modeler la consommation sont les suivantes :

- Charges commandables et à inertie/stockage.
- Les charges déplaçables, sans inertie.
- Les charges non ou peu commandables.

Les charges électriques domestiques éligibles sont indiquées figure 2-10.

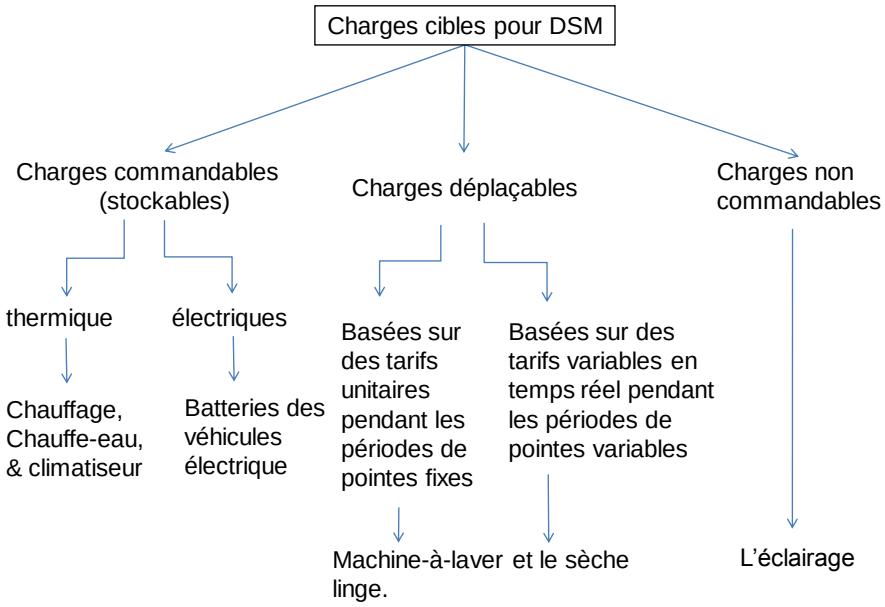


Figure 2-10 Charges cibles pour des actions de gestion de la demande.

Les charges électriques présentant une inertie ou des éléments de stockage (batteries de véhicules rechargeables, tout électrique ou hybrides *plug-in*) sont de bonnes candidates à l'effacement sur un signal car l'énergie stockée à travers leur inertie réduit l'impact pour l'utilisateur.
Ces charges peuvent être facilement interrompues via un interrupteur ON/OFF télécommandé.

2.2.3 Valorisation de l'effacement

L'effacement de consommation ne contribue pas qu'à l'équilibre entre la production et la consommation, mais aussi à lever une contrainte de tension ou surcharge.

En France, il n'est actuellement possible de valoriser l'effacement que par le mécanisme d'ajustement via des offres à la hausse ou à la baisse. Les gros consommateurs (tels que les électro-intensifs) participent déjà à ce mécanisme à l'aide d'un nombre réduit de points de consommation, en proposant à RTE d'interrompre ou de réduire leur production pendant des tranches de temps. Nous pouvons citer l'interruption de systèmes de réfrigération pendant les périodes creuses de l'usine.

Concernant les consommateurs qui n'ont pas cette taille suffisante, le potentiel d'effacement disponible doit être exploité via des agrégateurs qui sauront rassembler ces charges diffuses. On parle alors d'effacement diffus. Selon RTE, ce terme correspond au pilotage contractualisé de la charge pour des installations de faible puissance (typiquement inférieure à 36 kVA) qui représentent généralement des charges électriques connectées au réseau de distribution comme les chauffages électriques et les chauffe-eau des secteurs tertiaire et résidentiel. [E-CUBE, 2011].

En France Voltalis est l'opérateur qui s'est positionné sur ce créneau avec son boitier « bluepod » dédié aux logements chauffés à l'électricité.

Dans beaucoup d'autres pays, la valorisation de l'effacement n'est pas limitée à l'ajustement. Il existe parfois des marchés de capacité qui permettent de valoriser la disponibilité d'une ressource (centrale de production ou charge effaçable par exemple) même si elle n'est pas appelée. Cela permet un revenu complémentaire car la seule valorisation sur l'énergie peut s'avérer insuffisante pour rentabiliser l'investissement en infrastructure. Sur le marché PJM (qui représente le GRT de 13 états des Etats-Unis), l'offre d'effacement sur le marché de capacité est passée de 128 MW pour la période 2006/2007 à 14430 MW pour la période 2014/2015.

Sur un marché tel que PJM, l'effacement n'est pas valorisable que sur le marché de capacité. Sous l'égide d'un agrégateur (*CSP : Curtailment ServiceProvider*), la valorisation peut se faire selon les deux axes suivants:

1- « PJM Emergency Load Response » dans les situations critiques pour la sécurité du système, la participation peut se faire avec les options :

   - « *Energy only* » (paiement à l'énergie),
   - « full » (paiement à l'énergie et à la capacité)
   - « capacity only » (paiement à la capacité).

2- « PJM Economic Load Response » pour participer aux marchés de PJM :

   - Marché temps réel (Real Time Energy Market),
   - Marché J-1 (Day Ahead Energy Market),
   - Marché de la réserve (synchronized reserve market).

Les sites doivent pouvoir **répondre à une sollicitation en moins de 10min**.

2.2.4 Exemple de participation au réglage de fréquence

Différentes études sur la participation des charges au réglage de fréquence primaire et secondaire sont évoquées comme l'étude de [Short et al, 2007] qui ont utilisé un parc de réfrigérateur pour participer au réglage de fréquence secondaire, tandis que les auteurs [Molina-García et al, 2011] ont présenté un algorithme sur la participation des charges électriques au réglage de fréquence primaire.

Dans le chapitre 7, nous avons étudié la possibilité de la participation de la gestion de la demande au réglage de fréquence primaire, comme l'ont déjà fait les auteurs [Molina-García et al, 2011] mais dans notre étude, il s'avère que ces actions n'ont pas un temps de réponse assez rapide pour pouvoir participer à ce type de réglage (parce que le temps de réponse des actions de DR (ou d'effacement) appliquées sur les charges thermiques est de 36 secondes). Mais une étude analytique sur la possibilité à participer au réglage de fréquence secondaire avec la gestion de la demande est évoquée dans le chapitre 7; l'auteur [Short et al, 2007] a réalisé la dernière étude mais il l'avait présenté au niveau d'une zone de production ce qui n'est pas représentable totalement du cas réel parce que dans ce dernier cas, la zone de production en Europe consiste en plusieurs zones interconnectées et parce que le réglage secondaire restitue les programmes d'échanges au niveaux des interconnexions avec les pays limitrophes.
Le travail de thèse constitue à avoir des blocs de réduction de puissance par l'optimisation des stratégies de contrôle appliquées sur les charges thermiques ; cette méthode d'optimisation est détaillée dans le chapitre 6. Ce bloc de puissance représente une réserve disponible mobilisée pour participer soit au réglage de fréquence secondaire, soit au mécanisme d'ajustement comme on le verra dans le chapitre 7.

2.2.5 Programmes de Demand Response (DR)

Plusieurs nominations et genres de programme de DR sont présentés dans la littérature, comme les programmes de DR basés sur des primes (Incentive Based DR Programs or IB programs). Les programmes de DR qui nous intéressent sont les programmes de tarification des pointes critiques qui représente un enjeu principal pour l'application des actions de DR. Ces programmes se basent sur la réponse des charges à des signaux tarifaires envoyés par l'opérateur du système ; ces charges se déconnectent quand les prix d'électricité sont chers (pointes extrêmes) et se reconnectent à la fin de cette période, un exemple de ces programmes est le programme de tarification critique de pointe ou CPP (Critical Peak Pricing).

–Tarification des pointes critiques (CPP) –

La tarification des pointes critiques se déclenche pendant les prix trop élevés du marché électrique de gros ou quand la mise en marche des unités de production coûte trop chère (qui représentent unités de pointes extrêmes comme les TACs). Il existe plusieurs tarifications des pointes critiques, celle qui nous intéresse est la tarification CPP pendant les périodes de pointes variables (Variable Period CPP): pour cette tarification, les réductions sont déclenchées le jour J de l'événement, pendant les périodes de pointes extrêmes et pendant les périodes pendant lesquelles les tarifs d'électricité sont élevés. Ces périodes ne sont pas définies à l'avance. Ces tarifications sont appelées quand les appareils à contrôler sont disponibles, ce qui permet une réaction automatique aux tarifs CPP par des thermostats communicants placés au niveau des appareils du consommateur.

2.2.6 Infrastructure générale des programmes de DR

Une infrastructure de DR contient différents composants qui sont la chaîne de mesure, la chaîne de contrôle, et la chaîne de communication.
En ce qui concerne la chaine de communication, plusieurs technologies sont utilisées pour transférer les données de chaque consommateur individuel au centre de traitement des données. L'envoie des signaux de contrôle de connexion et de déconnexion aux appareils des consommateurs finaux n'est pas possible sans l'utilisation des technologies web et des technologies de communication rapide entre l'opérateur du système électrique et les compteurs.
Les technologies de télécommunication disponibles sont les suivantes :

3- Câbles Modem installés en dessus des lignes de puissance (PLC-Power Line Carrier).
4- DSL.
5- Réseau sans fils (Wifi, cellulaire … etc.).
6- Les limiteurs passe bande (BPL) en dessus des lignes de puissances.
7- Les fibres optiques.
8- Zig Bee (réseaux sans fil avec capteurs).

2.2.6.1 La chaîne de mesure

L'objectif de l'exploitation d'une chaîne de mesure est de mesurer la consommation avant et après l'application des programmes de DR (des actions d'interruption) afin de mesurer (par les compteurs intelligents) la réduction réalisée pendant la période d'interruption. La journée j est la journée prévue de réduction.

2.2.6.1.1 Type de compteurs intelligents

AMR (Automated Meter Reading)

L'AMR est un compteur qui relève les informations sur la consommation électrique pour les envoyer vers l'opérateur de comptage. Ces informations sont sauvegardées par l'AMR afin qu'elles soient transmises au centre de contrôle à distance des compteurs.

AMM (Automated Meter Management)

L'AMM correspond à un compteur AMR avec des prestations complémentaires (de mise en service, de changement de seuil de puissance, etc.) ; il permet une communication bidirectionnelle entre le compteur et l'opérateur de comptage (du compteur vers l'opérateur ou l'inverse). [Capgemini Consulting, 2007].

L'AMI (Automated Meter Infrastructure) désigne l'ensemble des composants techniques du comptage évolué pour permettre le fonctionnement de l'AMM. Les principales fonctions du système de comptage AMI sont :

(i) l'affichage des données horaires de consommation électrique de chaque consommateur ou chaque intervalle de 15 à 30 minutes, (ii) la connexion ou la reconnexion à distance de quelques compteurs, (iii) la mise à jour des logiciels à distance, (iv) la capacité à envoyer des messages aux équipements dans les maisons des consommateurs afin de soutenir la demande active, (v) la notification de déconnexion et de reconnexion des charges électriques, (vi) la facturation, (vii) la lecture des compteurs à distance, (viii) l'enregistrement journalier des données de comptage pour un nombre défini de jours (de 7 à 45 jours selon l'utilité), et enfin (ix) la capacité d'étendre les applications d'AMI pour se connecter à plusieurs appareils électrique à l'intérieur des maisons.
[FERC, 2007].

2.2.6.1.2 Estimation de la réduction réalisée

Les réductions sont demandées pour une certaine période de la journée.
A partir du moment où la réduction de la demande est déclenchée, le procédé de mesure de la réduction réalisée commence en calculant (i) la Baseline: qui représente la quantité d'énergie que le consommateur aurait consommé sans réduire sa demande et (ii) la consommation actuelle : qui représente la quantité d'énergie réellement consommée par le consommateur pendant l'événement de DR. Donc, la réduction effectuée de la demande = la Baseline – la consommation actuelle.

La définition d'une référence (Baseline) est un point essentiel pour estimer la réduction de puissance (en divisant l'énergie réduite par la durée de réduction). La Baseline se calcule par plusieurs méthodes. Généralement, elle est calculée par la méthode du Day Matching en se basant sur l'historique de consommation avant la journée J de réduction ; dans cette méthode la Baseline est calculée en prenant la moyenne des courbes de consommation d'énergie journalière des journées précédentes choisies. Le nombre de jours adoptés pour créer un historique de consommation varie entre 7 jours et 60 jours.

La réduction réalisée pendant la durée de réduction est obtenue en superposant la courbe de consommation journalière d'énergie électrique du jour j à la Baseline, ensuite, on calcule la différence entre ces deux dernières courbes. La courbe de la Baseline est la courbe moyenne sont présentées dans la figure 2-11 :

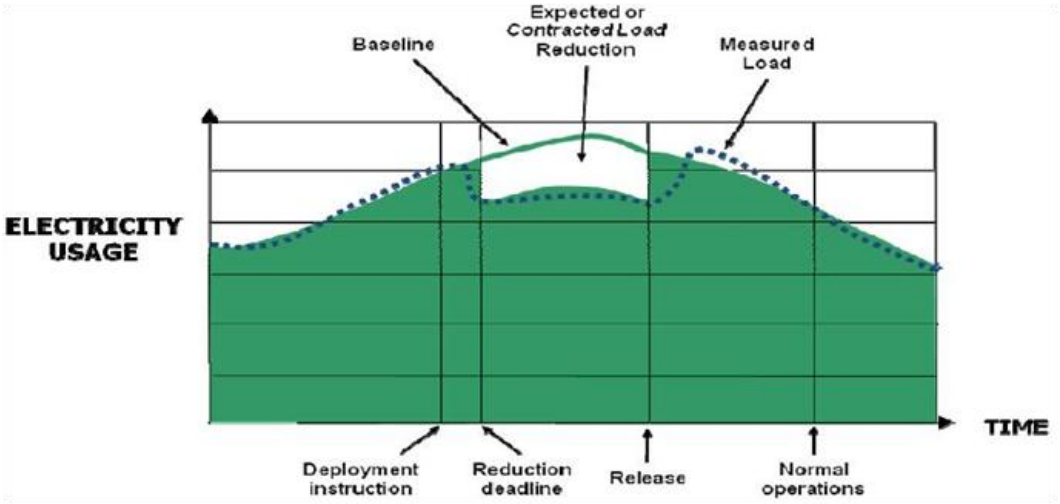


Figure 2-11 Un exemple sur la Baseline. [AEIC, 2009].

Une comparaison entre les différentes méthodes de mesure **Day Matching** est présentée dans le tableau 2-2.
Les journées choisies pour le calcul de la Baseline sont de même nature (jour de Weekend, jour travaillé, jour chômé, vacances, ...etc.).

Propriétés de chaque méthode / Méthodes de mesure	La valeur moyenne pour le calcul de la Baseline	Nombre de journées prises en compte pour le calcul de la Baseline	Les ISO (Independant System operator) adoptant ces types de calculs
Previous Day Approach	Les valeurs de DH[e] de la journée J sont équivalentes aux valeurs moyennes de DH pour les journées précédentes.	3	CAISO ISO New England
Average Daily Energy Usage Approach	La moyenne des énergies journalières des journées les plus élevées en terme de taux d'énergie[f].	5	NYISO PJM
Proxy Day Approach	Equivalente aux valeurs de demandes horaires d'une certaine journée sélectionnée.	1	-

Tableau 2-2 La comparaison entre les méthodes de Day Matching pour le calcul de la Baseline. [AEIC, 2009].

Il existe d'autres méthodes pour calculer la Baseline, comme les méthodes de régressions qui consistent brièvement à définir un modèle d'énergie en fonction des prédictions de consommation et aussi en fonction des conditions climatiques.
[AEIC, 2009].

Les technologies des courants porteurs en ligne (PLC-Power Line Carrier) connectent les compteurs électroniques au concentrateur des données placé au niveau des postes HTA-BT. Ces données risquent d'être piratées au sein d'un réseau public d'internet. Les conséquences du piratage informatique représentent un danger financier, et un problème de sécurité et de fiabilité.
[Mauri, 2005].

2.2.6.2 La chaine de contrôle

La chaine de contrôle consiste en des appareils qui contrôlent directement la consommation des charges en les déconnectant et ensuite en les reconnectant à distance ou en réglant leurs thermostats à distance et ceci est pour les charges électriques de type thermiques.

Les ordres de contrôle des charges sont émis soit par l'opérateur de contrôle qui est soit l'opérateur du système électrique (le GRD ou le GRT), soit un fournisseur d'actions de contrôle indépendant (comme Voltalis et qui ne sont pas forcément des fournisseurs d'électricité). Les fournisseurs d'actions de contrôle indépendants ont plus tendance à adopter les infrastructures internet pour envoyer les ordres de contrôle, vu qu'ils n'ont pas totalement la liberté d'accès aux infrastructures du système électrique.

Un exemple d'un système d'AMR pour les réseaux de distribution est présenté dans la figure 2-12.

[e] DH : Demande horaire (Puissance électrique horaire consommée).
[f] Le taux d'énergie est égal à l'énergie journalière de la journée choisie divisée par la valeur journalière d'énergie de chacune des journées précédentes, ensuite, les 5 journées les plus élevées en terme de tau d'énergie sont prises en considération pour le calcul de la Baseline.

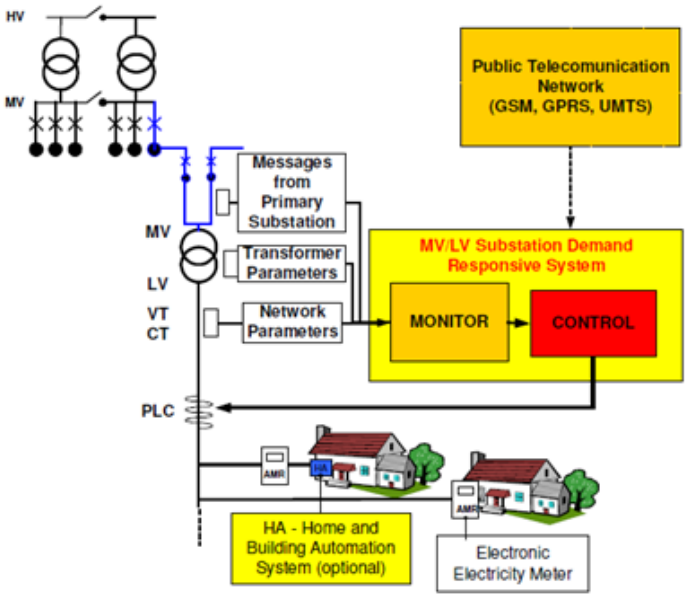


Figure 2-12 La structure d'un système de DR pour les réseaux de distribution.

Dans le cas où l'opérateur du système électrique est l'opérateur de contrôle qui gère la transmission des signaux de contrôle, ceci se fait par une infrastructure intégrée au système électrique et qui passe par les postes sources et les lignes électriques (PLC, ou Power Line Carrier).

Plusieurs infrastructures standard de contrôle utilisées pour l'application des actions de DR sont proposées dans la littérature, comme le système en grappe multi niveaux proposé par [Capozza et al, 2005], et le système d'AMR (Automated Meter Reading) proposé par [Mauri et al, 2005].

En quelques mots, le système en grappe multi niveaux consiste en des niveaux séquentiels. Le niveau inférieur est accompagné d'un logiciel pour le contrôle des charges et les mesures d'énergie et le niveau supérieur consiste en des dispositifs de contrôle vers la gestion des informations. L'avantage de ce système est que l'infrastructure du système évite que la défaillance au niveau d'un nœud contribue à la défaillance de tout le système.

Les systèmes d'AMR consistent en des technologies développées pour lire les compteurs électroniques à distance; elles permettent la transmission bidirectionnelle afin de connecter les compteurs électroniques aux centres de gestion d'énergie qui sont sous disposition de l'opérateur de contrôle, et dans lesquelles les données de consommation sont gérées et les services de facturation sont fournis. Les données des compteurs électroniques sont collectées via les concentrateurs placés au niveau des postes de distribution (HTA/BT) ; ces concentrateurs sont connectés au centre de gestion d'énergie et elles peuvent couper les charges en fonction des ordres reçus par le centre de gestion d'énergie.

Dans cet exemple, les connexions entre le poste MV/LV et le centre de gestion sont de types GSM, et les connexions entre le poste MV/LV et les systèmes de gestion du côté des consommateurs sont de type CPL (Courants Porteur en Ligne).

Les systèmes d'AMR gèrent trois à quatre tarifs par jour et ils échantillonnent les consommations d'énergie toutes les 15 minutes afin d'avoir 96 mesures par jour. Les courbes de charges journalières sont sauvegardées dans les concentrateurs placés au niveau des postes de distribution (20 kV/400V) pendant plusieurs journées.

2.2.7 Typologie des charges participant aux programmes de Demand Response (DR) appartenant au secteur résidentiel

Les types de charges qui occupent la plus grande partie de consommation électrique dans le monde sont présentés dans cette partie et qui représentent les charges électriques **flexibles**.

Les charges ciblées pour la gestion de la demande ont été présentése dans la figure 2-10. Notre étude est restreinte à l'étude de la participation des charges stockables de nature thermique et les charges stockables de façon électrochimique aux programmes de DR. Les types de charges étudiées dans la thèse sont le chauffage électrique, (radiateur électrique ou convecteur normale), le chauffe-eau et les batteries Li-ion des véhicules électrique de Nissan Leaf et de la Peugeot iOn.

Globalement, en ce qui concerne la consommation électrique des différents secteurs (résidentiel, tertiaire et industriel) dans le monde : le secteur industriel est le plus grand consommateur, avec 33% de consommation d'énergie, et ici on parle d'énergie totale (électrique, thermique, …etc.). La figure 2-13 présente l'évolution des émissions de CO_2 dans les différents secteurs de consommation au niveau de l'Europe (dites pays IEA[g]) et dans le reste du monde (dites pays non-IEA[h]).

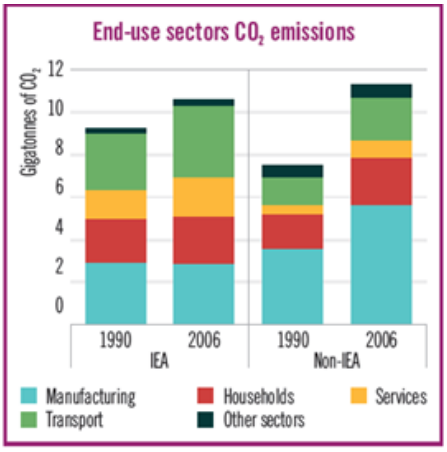


Figure 2-13 L'évolution des émissions de CO2 dans les différents secteurs des pays IEA et Non-IEA. [IEA6, 2009].

Le secteur industriel est le plus grand émetteur de CO2 (35%) suivi par le secteur de transport (25%) et ensuite le secteur domestique (20%). [IEA4, 2007]. Les pays avec des émissions élevées de CO2 sont **les Etats-Unis (**parce qu'ils produisent la plus grande partie de leur électricité à partir des centrales à charbon**) et le Japon**. Dans le secteur domestique, la consommation d'électricité a augmenté entre 1990 et 2006 de 60% parce que le nombre des appareils électriques ainsi que leur utilisation ont augmenté. Les usages électriques les plus marquants dans ce secteur sont le chauffage domestique, la climatisation, l'éclairage, la cuisson et l'utilisation des appareils électroménagers. Le tableau 2-3 contient des informations sur l'augmentation et sur les proportions des chauffages, des climatiseurs et des grands appareils électroménagers comme la télévision, la machine à laver, le lave-vaisselle, le congélateur et le réfrigérateur dans différents pays.

[g] Les pays de l'IEA sont les pays suivants : l'Allemagne, le Canada, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, la république Tchèque, le Danemark, la Finlande, la France, la Grèce, la Corée, le Luxembourg, les Pays Bas, la nouvelle Zélande, le Norvège, la Pologne, le Portugal, la Slovaquie, l'Espagne, le Suède, la Suisse, la Turquie, les Etats-Unis et le Royaume Uni.

[h] Les pays non-IEA sont les pays du reste du monde.

Charge électrique	Pays (IEA)	Commentaires/Remarques
Chauffage (charge stockable)	IEA15	Augmentation de la consommation de 5%
Climatiseur (charge stockable)	IEA15	9% de la consommation électrique totale de la maison.
	Etats-Unis	Installé dans 80% des logements
	Australie	Installé dans 60% des logements
	Japon	Installé dans 85% des logements
Réfrigérateur, Congélateur, la télévision, la machine à laver et le lave-vaisselle.i	IEA15	Ils consomment 28.5 % de la consommation électrique totale des maisons.

Tableau 2-3 Le pourcentage des charges électriques flexibles du secteur résidentiel dans les pays de l'IEA. [IEA4, 2007]

La figure 2-14 montre l'évolution de la demande électrique des charges électriques domestiques (à droite) et celle de la participation des grands et des petits appareils électroménagers à la consommation électrique totale des appareils dans les pays de l'IEA15 (à gauche).

L'électroménager représente plus de la moitié de la consommation domestique. Cette partie est en augmentation, mais le gros électroménager est de moins en moins énergivore (figure de droite), tandis que l'évolution de la demande des petits équipements comme les ordinateurs et les téléphones portables, les équipements audio et les appareils électroniques est en augmentation mais leurs profils d'utilisation ponctuelle les rendent difficiles à piloter.

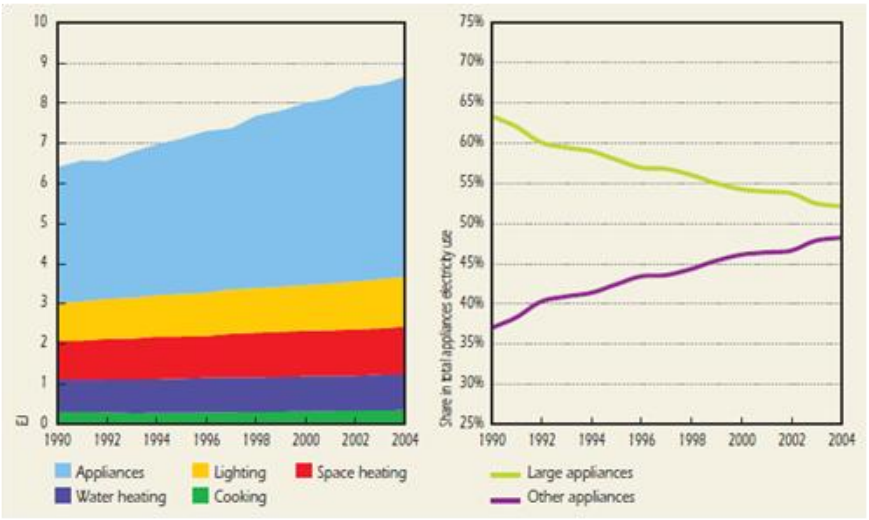


Figure 2-14 La figure à gauche représente l'évolution de la demande électrique des charges électriques domestiques. La figure à droite représente l'évolution de la participation des grands appareils[j] et des autres appareils[k] à la consommation électrique totale des appareils dans les pays de l'IEA15. Source : [IEA4, 2007]

[i] Le réfrigérateur et le congélateur sont des charges stockables tandis que la machine à laver, la télévision et le lave-vaisselle sont des charges déplaçables.
[j] Les grands appareils sont la machine à laver, le réfrigérateur, le lave-vaisselle et le congélateur.
[k] Les autres appareils sont la télévision et les appareils électriques restants sauf le chauffage, le chauffe-eau l'éclairage et les appareils de cuisson électriques.

2.2.8 Aperçu de travaux antérieurs sur la gestion et le pilotage de la charge

Différents programmes de DR sont en phase d'expérimentation (en sachant que ces programmes sont déjà appliqués aux Etats-Unis).

Le projet ENEL et le projet ADRESS qui vont être présentés font partie des projets FP7 de la commission Européenne dont le déroulement passé et future sont présentés dans la figure 2-15.
[Garofalo, 2010].

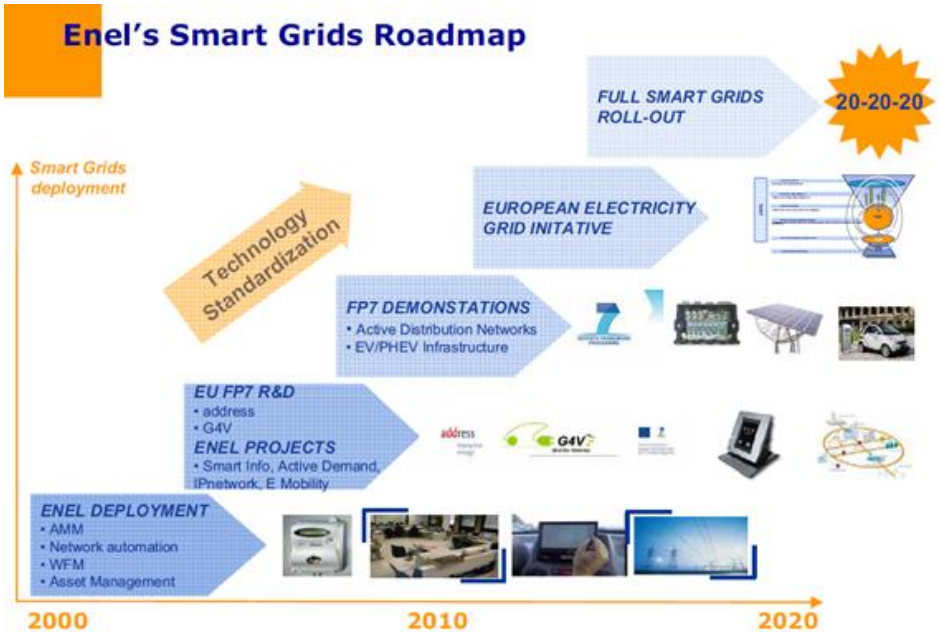


Figure 2-15 Les étapes passées et futures du projet FP7 de la commission européenne.

2.2.8.1 Projet TELEGESTORE d'ENEL

Les différents composants de l'infrastructure du projet sont présentés dans la figure 2-16 où en l'observant, on voit bien du PLC adopté entre les compteurs et les concentrateurs et une connexion à distance (du GSM ou du satellite) entre les concentrateurs et le centre de gestion.

300 opérations de gestion des compteurs intelligents sont effectuées par jour, les postes sources HV/MV sont contrôlés à distance.

Les contrats entre le consommateur et l'opérateur de contrôle consistent en la déconnexion et la reconnexion des compteurs à distances et la fixation d'un seuil de puissance égale à 10% de la valeur contractée. 30 millions de compteurs AMM étaient installés en Italie en Mai 2009.

Les objectifs du projet sont : (i) la réduction de la pointe journalière, (ii) l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO2, (iii) la réduction des pertes techniques, et (iv) la gestion de la congestion.

[Gallo, 2009].

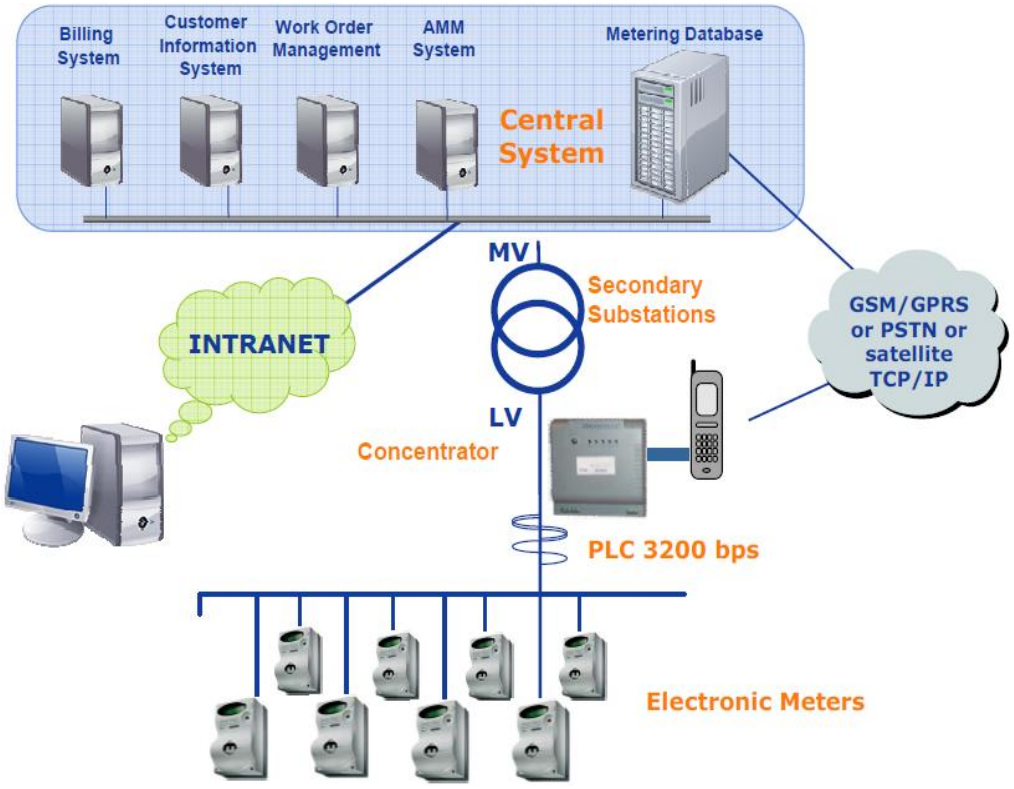


Figure 2-16 Infrastructure du projet Telegestore d'ENEL.

2.2.8.2 Projet de pilotage AMM de ERDF

Ce projet est un projet de démonstration, qui utilisera la technologie de CPL (Courant Porteur en Ligne) comme technologie de communication. L'infrastructure présentée dans la figure 2-17, comprend les composants suivants : (i) les compteurs communicants (intelligents) qui permettront de transmettre et d'envoyer les informations à distance, (ii) la technologie CPL : qui permettra d'utiliser le réseau électrique basse tension pour échanger les données et les ordres entre les compteurs et les concentrateurs (iii) le concentrateur qui joue un rôle d'intermédiaire entre le système d'information AMM et les compteurs et (iv) le système central qui fournit des services de comptage et de contrôle et qui fait partie de l'AMM.

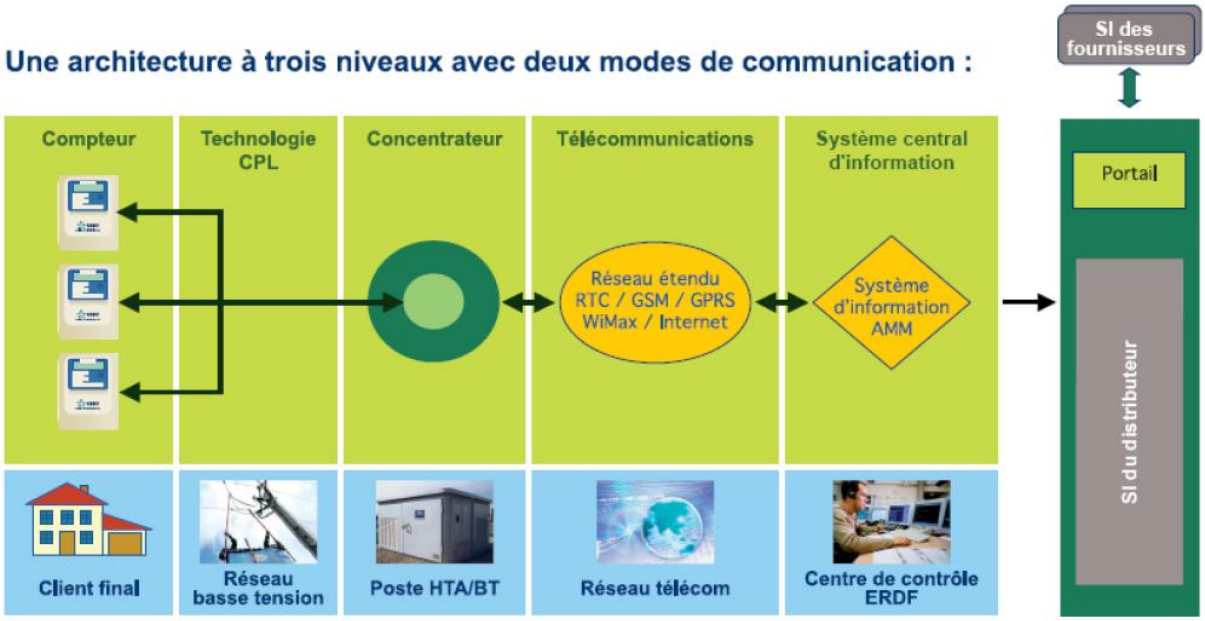


Figure 2-17 Architecture du projet de pilotage ERDF (SI=Système d'Information).

Les fonctions du projet sont plusieurs et sont : (i) le délestage, (ii) la localisation des problèmes sur le réseau BT ou HTA, (iii) le suivi de la qualité de fourniture, et (iv) l'obtention d'informations supplémentaires sur la consommation.

Une phase d'expérimentation sur 300000 compteurs a déjà commencé en Mars 2010 dans la zone de Lyon, elle sera suivie d'une phase de généralisation débutant en 2012 et s'étalant jusqu'en 2017, sous réserve de l'accord de la commission de régulation de l'Energie (CRE), du financement et du bon fonctionnement de l'expérimentation pour ERDF.
[ERDF, 2008], [ERDF_comptage, 2009].

2.2.8.3 Projet ADDRESS

Ceci est un projet européen de démonstration qui a pour objectif de délivrer une structure technique développée de la demande active des consommateurs dans les secteurs domestiques et tertiaires.

Le but du projet est de permettre aux consommateurs domestiques et commerciaux de participer au marché électrique (en permettant la réaction active de la demande des consommateurs) et d'offrir donc des capacités d'effacement au système électrique.
Le compteur intelligent enregistre les informations de la consommation chaque 5 minutes pendant la durée de contrôle (et d'effacement). Et l'agrégateur (l'intermédiaire entre le consommateur et le marché) envoie les signaux sur les prix de chaque kW (€/kW) à l'energie box placé au niveau du consommateur.

[Lombardi, 2009].

2.2.8.4 Projet de DR en Floride

Un projet de DSM en Floride 'Good Cents Select program' est exploité par la compagnie The Gulf Power.
Dans ce programme volontaire, 99% heures de l'année sont classées sur trois niveaux de tarification : le tarif standard (Flat Price en anglais), le tarif intermédiaire (Shoulder Price en anglais) et les tarifs des heures de pointes, T_{pointe}.
Le tarif des heures de pointes est 60% plus élevé que le tarif standard et représente le double du tarif intermédiaire.

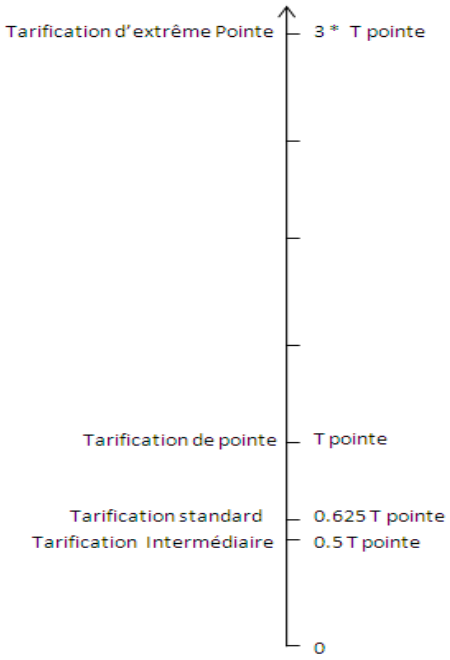


Figure 2-18 Les niveaux de tarification imposés aux participants au projet.

Pour le 1% restant des heures de l'année, le tarif est trois fois plus élevé que celui des heures de pointes ou il est égale à 3 fois la T_{pointe}. Les périodes pour ces tarifications ne sont pas connues et les consommateurs sont prévenus de l'arrivée de ces conditions critiques. Les niveaux de tarification imposés dans le projet sont présentés dans le schéma illustratif 2-18.

La consommation est ajustée par des thermostats contrôlables et programmés fournis aux consommateurs participants à ce programme. Les consommateurs participant à ce projet sont équipés de thermostat programmable/contrôlable qui ajustent automatiquement la consommation de leurs climatiseurs et de leurs chauffages avec trois points de contrôle dans la maison comme les compresseurs et le chauffe-eau.

Les thermostats contrôlables sont programmés pour modifier l'usage des charges thermiques (Climatisation+chauffage) lorsque le prix de tarification dépasse un certain seuil.
Les chauffe-eau sont contrôlés par la stratégie de contrôle DLC.

Résultats du projet

Les résultats obtenus montrent une réduction de 22% de la puissance consommée pendant les périodes de pointes et une réduction de 42% de la puissance consommée durant les périodes des pointes critiques au niveau des consommateurs.

Les réductions de demandes de pointes sont diverses et elles tournent autour de plus de 2 KW par consommateur. Ce programme était en place depuis moins d'un an, et la compagnie avait déjà signé des contrats avec plus de 3000 gros consommateurs ; elle envisage d'attirer plus de 40000 consommateurs dans les dix prochaines années ce qui représentent 10% de la population du secteur résidentiel.

Le consommateur participant paye uniquement la différence entre les économies d'énergie effectuées dans son logement et le prix des appareillages ; cette différence a une valeur de 5 dollars par mois.

[Charles river associates, 2005].

2.3 Conclusions

Nous avons commencé ce chapitre en présentant le fonctionnement du système électrique au travers de principes fondamentaux tels que l'équilibre P=C, le maintien de la tension, et le niveau de puissance des équipements. Un pilotage de la demande peut être un moyen de respecter ces principes sans avoir à sur-dimensionner le réseau électrique.

Les charges auxquelles nous nous sommes intéressés sont des charges présentant une capacité à stocker de l'énergie, soit au travers de leur inertie (chauffage électrique et chauffe-eau) ou en tant qu'élément propre de stockage (batteries des véhicules électriques de type lithium-ion). Ces charges ont été choisies parce qu'elles assurent une certaine perceptivité de confort pendant la durée d'interruption des cycles de fonctionnement de ces charges (cas du chauffage et du chauffe-eau); tandis que les batteries stockent de l'énergie électrique en forme d'énergie électrochimique ce qui permet un certain degré de liberté en ce qui concerne le contrôle des opérations de recharges de ces batteries.

Une autre partie du travail consistera à définir clairement les actions de DR à appliquer, Les actions de DR appliquées sur les charges électriques étudiées ainsi qu'une étude du comportement de ces charges face à l'application de ces actions et leurs contributions à rendre des services au réseau électrique.

3. Modélisation et caractéristiques des charges

3.1 Introduction

Cette partie présente un aperçu des modèles électrothermiques des bâtiments, des chauffages et des chauffe-eau proposés dans la bibliographie. Suite à cela nous indiquerons les modèles qui ont été choisis pour cette étude. L'objectif est de modéliser un parc agrégé de bâtiments et ainsi que les éléments de stockage disponibles dans les bâtiments résidentiels.

En ce qui concerne les caractéristiques de ces bâtiments, la méthode de répartition des surfaces des logements est présentée et les besoins en chaleur ainsi qu'en ECS (Eau Chaude Sanitaire) sont calculés pour chaque logement modélisé. Dans une deuxième partie de ce chapitre, le modèle électrothermique construit du bâtiment est associé avec des modèles électrothermiques de chauffages pour créer un modèle de l'ensemble (bâtiment + élément de chauffe).

Deux types de chauffages sont évoqués qui sont le chauffage par convecteur et le chauffage par radiateur à inertie. Le cycle de chauffe de chacun de ces types est étudié. Ensuite les modèles électrothermiques des chauffe-eau sont présentés et leurs cycles de chauffe sont analysés.

3.2 Modélisation et caractéristiques des bâtiments

Les modèles électrothermiques des bâtiments et les caractéristiques des logements sont présentés dans cette partie.

3.2.1 Modèles utilisés dans la bibliographie

La construction du modèle thermique d'un bâtiment est une tâche délicate. Il est nécessaire d'évaluer le degré de finesse recherché. Par exemple des outils (TRNSys développé par le CSTB, et COMFIE développé par l'Ecole des Mines de Paris) existent pour construire un modèle numérique complet d'un bâtiment en prenant en compte les caractéristiques des parois intérieures et extérieures, et les échanges thermiques par conduction, convection et rayonnement. Les principaux inconvénients de ce type de modèle est la nécessité de définir un bâtiment spécifique, et la difficulté à renseigner les paramètres. A partir de ce type de modèle, il est possible d'en déduire des modèles macroscopiques plus simples.

Dans notre cas nous avons besoin de définir un modèle macroscopique avec peu de paramètres. Notre intérêt s'est porté sur les modèles électrothermiques construits à l'aide de sources de chaleur et d'autres éléments telles que les résistances thermiques et les capacités thermiques.

Plusieurs modèles électrothermiques des bâtiments sont présentés dans la bibliographie comme ceux étudiés par [Lefebvre et al, 2002], [Wilde, 1985] et [Da_Silva, 2011]. Le modèle Da Silva (figure 3-1) est relativement précis mais compliqué à implémenter parce que l'auteur prend en compte les conductions thermiques à travers les murs, l'effet du rayonnement solaire, les surfaces vitrées ainsi que les échanges radiatifs internes. Une dizaine de résistances sont à considérer en utilisant ce modèle ainsi que plusieurs capacités thermiques.

Faire un modèle de bâtiment similaire à celui montré dans la figure 3-1 dépasse le cadre et la finalité de cette thèse, et il serait très difficile de disposer de toutes les valeurs des paramètres. C'est pourquoi nous avons choisi des modèles plus simples.

Les modèles présentés par [Lefebvre et al, 2002] et [Wilde, 1985] sont des modèles du 1^{er} ordre plus faciles à implémenter et suffisamment précis. Ils permettent de modéliser l'évolution de la température à l'intérieur d'un bâtiment.

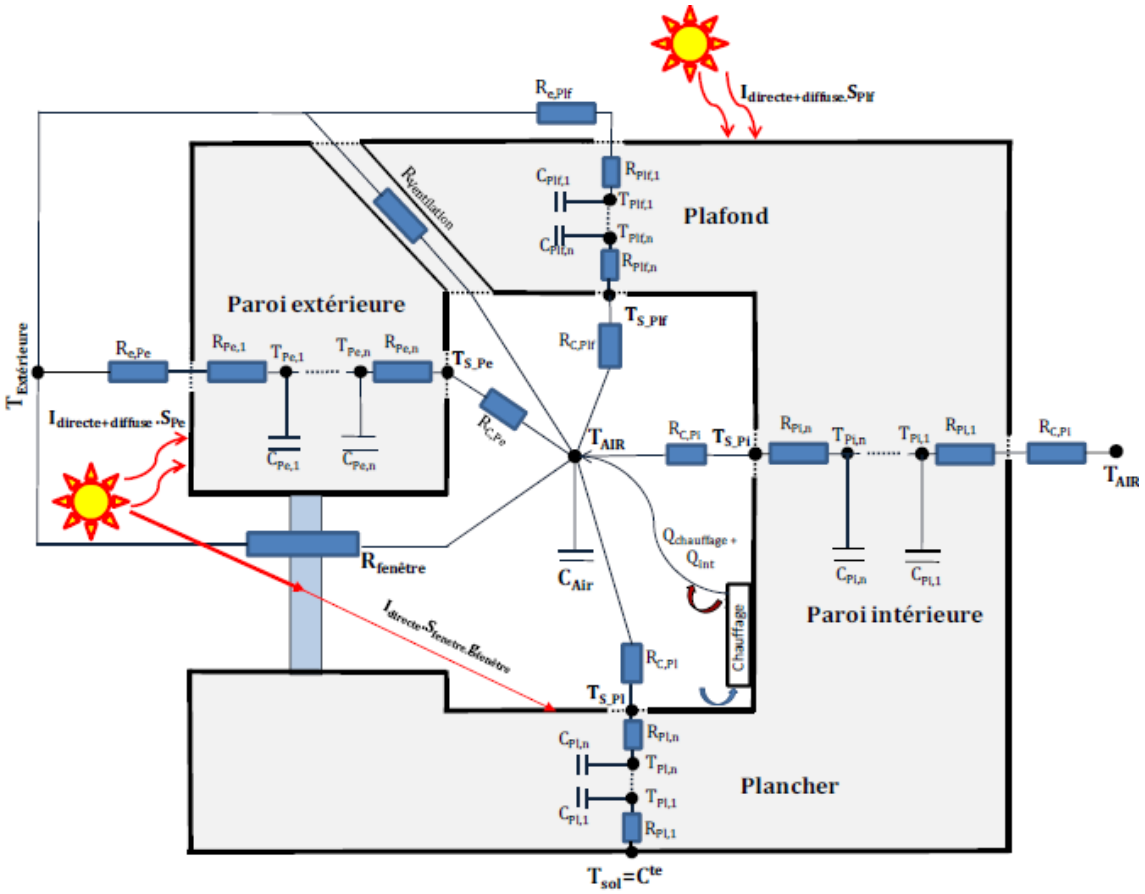


Figure 3-1 Schéma du modèle électrothermique du bâtiment utilisé par [Da_Silva, 2011]

3.2.2 Modèles de bâtiments choisis pour l'étude

Le choix de modèle s'est porté sur celui utilisé par les auteurs [Lefebvre et al, 2002] et [Wilde, 1985]. Ce modèle est présenté dans la figure 3-2. Les valeurs des paramètres utilisés dans ce modèle sont issues de statistiques collectées au niveau national par l'INSEE (Institut National de la Statistiques et des Etudes Economiques [INSEE, 2011]), et par l'ADEME ([Th-CE, 2005]).

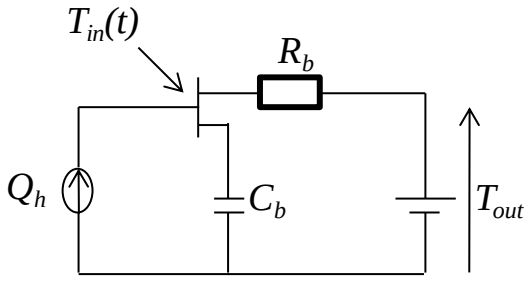


Figure 3-2 Le modèle de bâtiment (1 pièce) adopté dans l'étude.

Le modèle utilisé considère le bâtiment comme une pièce unique caractérisée par une résistance et une capacité thermique. La définition des paramètres qui apparaissent dans la figure 3-2 sont les suivantes : T_{out} est la température de l'air à l'extérieur du logement en °C; T_{in} est la température de l'air à l'intérieur du logement en °C; R_b est la résistance thermique équivalente du bâtiment en °C/kW; C_b est la capacité thermique équivalente du bâtiment en kWh/°C, et Q_h est la source de chaleur.

L'équation différentielle de l'évolution de la température à l'intérieur de la pièce chauffée est définie par 3-1 :

$$Q_h = C_b.dT_{in}(t)/d(t) + (1/R_b)\left[T_{in}(t) - T_{out}(t)\right] \quad \textbf{3-1}$$

Dans une prochaine étape du travail, la pièce modélisée va être associée au modèle de l'élément de chauffe : le chauffage avec convecteur et le chauffage par radiateur à inertie.

3.2.3 Caractéristiques des bâtiments

Les modèles permettant d'évaluer les besoins en moyens de chauffe et en eau chaude sanitaire sont parfois définis en fonction de la surface de l'habitation, c'est pourquoi nous nous présentons d'abord la répartition des surfaces des logements résidentiels en France.

3.2.3.1 Répartition des surface des logements

Ces données de surface sont publiées par l'INSEE, [INSEE, 2006].
La surface du logement dépend de son type. Dans le parc résidentiel français, 56.3% des logements sont des maisons individuelles, et 43.7% des logements sont des logements collectifs, avec des superficies moyennes égales respectivement à 111 m² et à 66 m² (tableau 3-1).
Afin de construire un parc de logements caractéristique du parc français, les valeurs des surfaces des logements du parc sont distribuées selon une loi normale, avec des écarts types que nous avons choisis pour représenter un cas assez proche de la réalité.

Type de logement	Proportions	Surface en m^2	
		μ	**σ**
Maisons individuelles	56.3%	111	10
Logements collectifs	43.7%	66	5

Tableau 3-1 Les proportions et les valeurs moyennes des surfaces pour les deux types de logements. [INSEE, 2006].

3.2.3.2 Les performances thermiques

Les valeurs de R_b et C_b dépendent du niveau d'isolation du logement qu'il soit élevé, moyen ou mauvais; elles dépendent aussi du type de logement qu'il soit un logement individuel ou un appartement dans un logement collectif (appartement dans un bâtiment). Les valeurs de R_{ref1} *et* R_{ref2} présentées dans le tableau 3-2 sont respectivement la valeur de la résistance thermique du logement individuel et celle du logement collectif moyennement isolé. Elles représentent des valeurs de référence pour calculer les résistances thermiques des deux autres niveaux d'isolation et qui sont égales respectivement à +20% et -20%. Ces valeurs sont proches de celles mentionnées par Boeda [Boeda, 2009]. Pour les valeurs des conductances thermiques volumiques $1/R_{ref1}$ et $1/R_{ref2}$, nous avons utilisé les valeurs (respectivement 0.6 et 0.9 W. m^{-3}/°C) de l'étude menée par GDF dans les années 80 et publiée en 1989 [Cassagne et al, 1989]. Dans cette étude, les déperditions prises en compte sont : les parois (murs, ouvrants, combles, sous-sol et cage d'escalier), et le renouvellement d'air. Toutefois cette étude ne s'intéresse qu'aux déperditions en régime permanent, d'où une absence d'information sur la capacité thermique.
Pour l'estimation de cette capacité, nous nous basons sur les valeurs des constantes de temps thermiques ($\tau = R_b.C_b$) choisies par Boeda et Lefebvre. Nous obtenons alors 30h, 18.7h et 10h selon le niveau d'isolation.

Pour tenir compte de l'hétérogénéité des différents bâtiments, les caractéristiques des logements de chaque type sont réparties selon une loi normale, les données sont résumées dans le tableau 3-2. Nous n'indiquons pas d'écart-type pour la résistance thermique, puisque cette dispersion sera apportée par la dispersion de la surface du logement.

Niveau d'isolation	Logement collectif	Logement individuel	$\tau = R_b.C_b$ (hours)	
			μ	σ
Bonne isolation thermique	0.8.(1/R_{ref1})	0.8.(1/R_{ref2})	30	2
Isolation thermique moyenne	1/R_{ref1}	(1/R_{ref2})	18.7	1.5
Faible isolation thermique	1.2.(1/R_{ref1})	1.2.(1/R_{ref2})	10	1

Tableau 3-2 Valeurs des conductances thermiques volumiques et des constantes de temps thermiques pour les deux types de logements selon les trois niveaux d'isolation. $1/R_{ref1}$ = 0.6 W/°C/m^3 et $1/R_{ref2}$ = 0.9W/°C/m^3.

3.2.3.3 Dimensionnement des besoins de chauffe

Pour dimensionner la puissance de chauffe, le besoin d'un logement est calculé en fonction de sa surface et en utilisant les données de conductances thermiques $1/R_{ref1}$ et $1/R_{ref2}$ mentionnées dans la partie précédente.

La puissance de chauffage à installer se dimensionne en fonction des déperditions du bâtiment en régime permanent pour un écart de température donné entre l'intérieur (T_{in}) et l'extérieur (T_{out}). La puissance installée par m^3, P_{inst}, s'exprime donc selon l'équation 3-2.

$$P_{inst} = \Delta\theta \times \frac{1}{R_{ref\,2}} \qquad \text{avec} \qquad \Delta\theta = T_{in} - T_{out} \qquad \textbf{3-2}$$

Ainsi, que pour un écart de température, $\Delta\theta$ égale à 45°C (T_{in} =20°C et T_{out} =-25°C), la puissance installée, P_{inst} est égale à 40.5 W/m^3 et pour une hauteur de plafond égale à 2.5 m, le besoin de chauffe devient égal à 40.5 W/m^3 × 2.5m ou 100 W/m^2, ce qui correspond aux chiffres publiés par un fabricant de chauffages électriques [SODIELEC, 2012].

Les valeurs de puissances installées des chauffages électriques attribuées aux logements faiblement, moyennement et bien isolés sont donc respectivement égales à 120, 100 et 80 Watts pour chaque m^2 de surface de logement. Ces valeurs de puissances de dimensionnement sont adoptées dans la thèse.

3.3 Modèle de l'ensemble (bâtiment + dispositif de chauffe)

Le modèle de pièce ou de bâtiment présenté dans la figure 3-2 est maintenant associé avec un élément de chauffe (convecteur ou radiateur à inertie).
La modélisation passe par deux étapes, la première consiste au développement du modèle individuel de l'élément de chauffe associé avec le modèle de bâtiment, puis dans une seconde étape au développement d'un modèle agrégé à partir des jeux de paramètres présentés. Ce modèle agrégé permettra ainsi l'analyse des stratégies de gestion des charges (actions de DR) et de restauration des services de fourniture d'électricité. Ces actions de DR et le comportement de ces charges face à l'application de ces actions pourront ensuite être analysés.

3.3.1 Chauffages par convecteurs

3.3.1.1 Modèles et équations

Ce modèle est issu de celui de la figure 3-2, après le simple ajout d'un interrupteur commandé par un relais à hystérésis (thermostat K_h). Le modèle et sa logique de commande sont présentés dans la figure 3-3. T_{hi} et T_{lo} sont respectivement les consignes haute et basse du thermostat en °C; ΔT représente la largeur de la bande morte du thermostat égale à T_{hi} - T_{lo}. Le thermostat $K_h(t)$ ouvre le circuit électrique du chauffage lorsque la température de l'air à l'intérieur de la pièce atteigne un certain stade de température T_{hi} et il le redémarre en refermant le circuit électrique (ON) lorsque la température intérieure de la pièce descend et atteint T_{lo}.

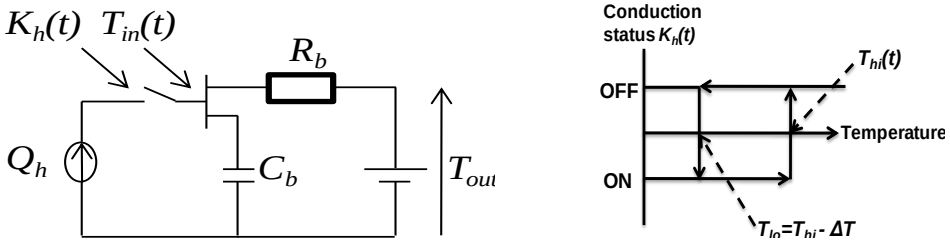


Figure 3-3 L'ensemble du modèle du bâtiment + élément de chauffage par convecteur, et logique de commande du relais

L'équation différentielle générale de l'évolution de la température à l'intérieur de la pièce chauffée par le convecteur est définie par l'équation 3-3 :

$$C_b.dT_{in}(t)/d(t) = -(1/R_b)\left[T_{in}(t) - T_{out}(t)\right] + Q_h.K_h(t) \qquad \textbf{3-3}$$

3.3.1.2 Consommation électrique individuelle

La consommation électrique individuelle et quotidienne d'un chauffage électrique à convecteur ainsi que l'évolution de la température T_{in} au cours d'une journée sont présentées dans la figure 3-4 avec une hypothèse de température extérieure constante (T_{out}= -5°C).

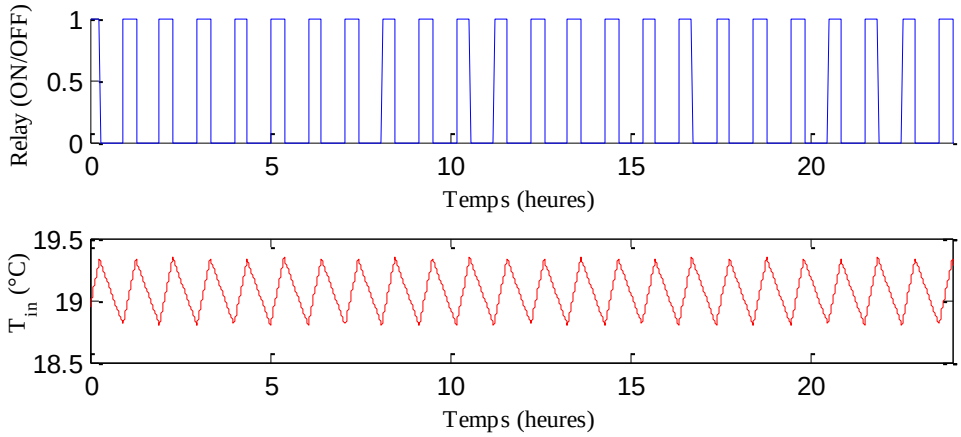


Figure 3-4 La puissance consommée d'un chauffage électrique avec un convecteur et l'évolution de la température à l'intérieur de la pièce, T_{in} pour une température T_{out}=-5°C.

La puissance moyenne, P_{moy}, consommée est calculée par l'équation 3-4:

$$P_{moy}(kW) = \frac{\langle T_{in}\rangle - T_{out}}{Rb} = \alpha \times P_{\max} \qquad \textbf{3-4}$$

Où, α est le rapport cyclique de fonctionnement, $<T_{in}>$ est la température moyenne journalière de la pièce chauffée, et P_{max} est la puissance installée. Il apparait ainsi clairement que ce rapport cyclique dépend entre autres du niveau d'isolation. Pour illustrer cet aspect, nous représentons dans la figure 3-5 les évolutions de la température, T_{in}, à l'intérieur de la pièce à chauffer pour les trois niveaux d'isolation.

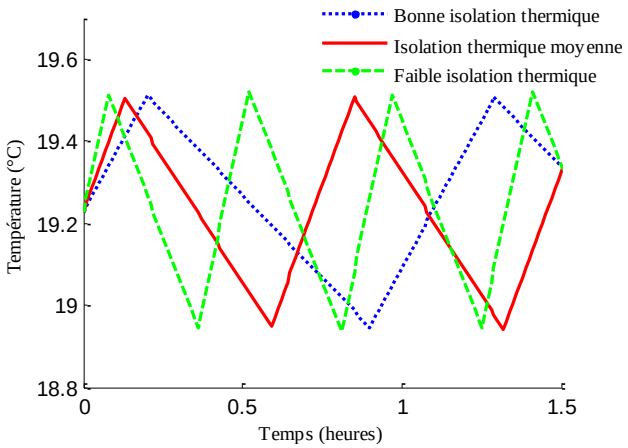


Figure 3-5 Evolution de la température intérieure de la pièce à chauffer pour chaque niveau d'isolation.

3.3.1.3 Cycle de chauffe

Nous étudions ici plus en détail la période d'un motif de chauffe. L'évolution de la température pendant un cycle de chauffe est présentée dans la figure 3-6. La durée du cycle de chauffe calculée est égale à la durée, $d_{on}+d_{off}$ où d_{on} représente la durée pendant laquelle la température intérieure augmente de T_{lo} à T_{hi} (consignes du thermostat) et d_{off} représente la période pendant laquelle la température du logement baisse de T_{hi} à T_{lo}.

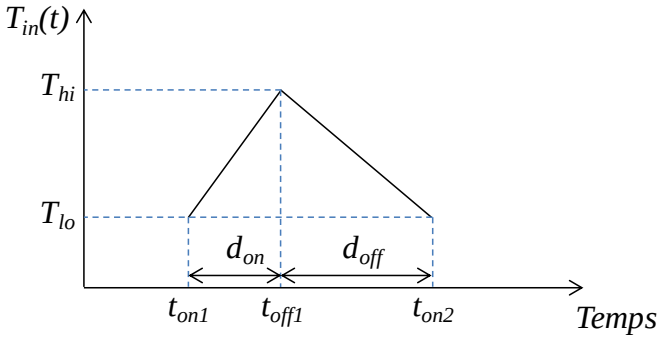


Figure 3-6 L'évolution de la température intérieure de la pièce, *Tin*, pendant un cycle de chauffe

Les durées d_{on} et d_{off} peuvent être calculées en fonction des paramètres par les équations 3-5 et 3-6 obtenues en résolvant l'équation 3-1.

$$d_{on} = t_{off1} - t_{on1} = \tau.\log\left(\frac{T_{lo} - T_{out} - R_b Q_h}{T_{hi} - T_{out} - R_b.Q_h}\right) \quad \textbf{3-5}$$

$$d_{off} = t_{on2} - t_{off1} = \tau.\log\left(\frac{T_{hi} - T_{out}}{T_{lo} - T_{out}}\right) \quad \textbf{3-6}$$

Le rapport cyclique α du convecteur peut alors s'exprimer selon l'équation 3-7 :

$$\alpha = \frac{d_{on}}{d_{on} + d_{off}} = \frac{\log\left(\frac{T_{off} - T_{out} - R_b Q_h}{T_{on} - T_{out} - R_b.Q_h}\right)}{\log\left(\frac{T_{off} - T_{out} - R_b Q_h}{T_{on} - T_{out} - R_b.Q_h} \times \frac{T_{lo} - T_{out}}{T_{hi} - T_{out}}\right)} \quad \textbf{3-7}$$

Donc, la période du cycle de chauffe dépend de la résistance thermique du logement, R_b, qui définit plus ou moins le niveau d'isolation du logement, et cela veut dire que les chauffages doivent chauffer plus longtemps un espace mal isolé. Le rapport cyclique, α du chauffage dépend de la saison, donc il sera plus grand pour une température extérieure faible. La relation entre la période d_{on} et la résistance thermique équivalente du bâtiment, R_b pour différentes valeurs de T_{out} est présentée dans la figure 3-7. Et ceci est pour une valeur de C_b = 2.19 °C/kWh, une valeur de T_{lo} = 18.8°C et une valeur de T_{hi} = 19.3°C.

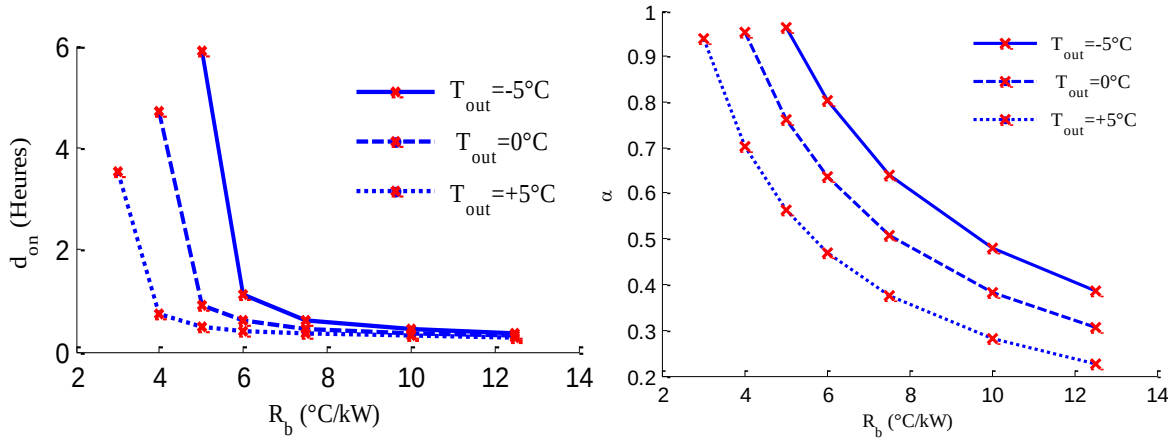


Figure 3-7 La relation entre la durée de chauffe, d_{on} et la résistance thermique équivalente du bâtiment, R_b pour différentes valeurs de T_{out}.

La relation entre la période d_{on} et la valeur de T_{out}, pour différentes valeurs de R_b (qui présentent plusieurs niveaux d'isolation) est présentée dans la figure 3-8. Et ceci est pour les mêmes valeurs de T_{lo}, de T_{hi} et de C_b utilisées précédemment.

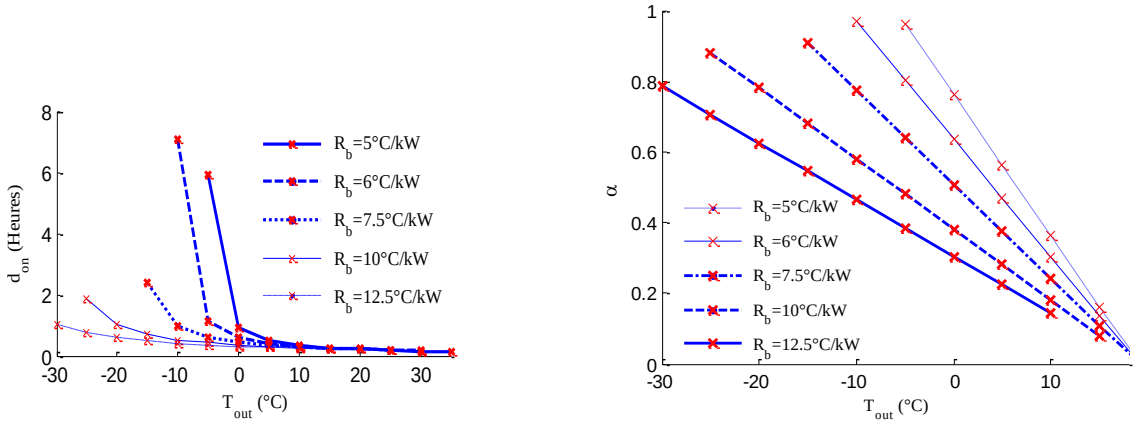


Figure 3-8 La relation entre la durée de chauffe, d_{on}, et la température extérieure du logement, T_{out} pour différentes valeurs de R_b.

3.3.2 Chauffage par radiateur à inertie

Le deuxième type de chauffage électrique étudié est le chauffage par radiateur à inertie.

3.3.2.1 Modèles et équations

Le modèle physique du radiateur à inertie est présenté dans la figure 3-9. [Boeda, 2009]

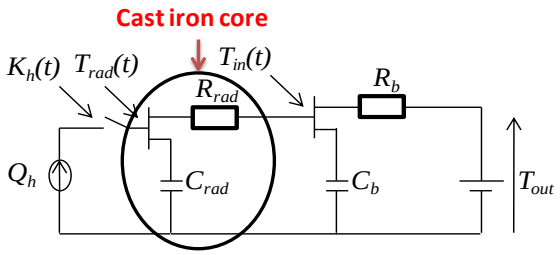


Figure 3-9 Model physique d'un radiateur à inertie

Les définitions données pour les paramètres T_{out}, T_{in}, Q_h, R_b et C_b sont les mêmes données aux mêmes paramètres présentées dans la figure 3-2. Les autres paramètres sont définis comme suivant : R_{rad} est la résistance thermique du radiateur en fonte mesurée en °C/kW, C_{rad} est la capacité thermique de l'élément de chauffe mesurée en kWh/°C, T_{rad} est la température de l'élément de chauffe (en fonte) mesurée en °C.

Un type de radiateur à élément de chauffe en fonte a été choisi, les caractéristiques thermiques du radiateur sont extraites d'une fiche technique. [Thermor, 2009].

Le modèle est géré par les équations différentielles 3-8 et 3-9 suivantes

$$C_{rad} \cdot dT_{rad}(t)/dt = -(1/R_{rad})(T_{rad}(t) - T_{in}(t)) + Q_h \cdot K_h(t) \quad \textbf{3-8}$$

$$C_b \cdot dT_{in}(t)/dt = (1/R_{rad}) \cdot (T_{rad} - T_{in}(t)) - (1/R_b) \cdot (T_{in}(t) - T_{out}) \quad \textbf{3-9}$$

3.3.2.2 Paramétrage du modèle

Nous abordons ici le choix des paramètres R_{rad} et C_{rad}. Pour cela nous nous appuyons sur des documentations de fabricants [Thermor, 2012] et sur les caractéristiques physiques de la fonte qui constitue notre cœur de chauffe.
La masse de fonte pour des radiateurs de 750W, 1kW, 1.25 kW, 1.5 kW et 2 kW est respectivement égale à 10kg, 15 kg, 19 kg, 22 kg et 30 kg. Ces chiffres permettent de supposer une masse d'environ 15kg de fonte pour un radiateur de 1 kW.
Concernant les caractéristiques physiques de la fonte, sa capacité thermique est égale à 0.5 kJ.kg^{-1}.K^{-1}, et sa conductivité thermique est de 100 W.m^{-1}.K^{-1}, soit une constante de temps propre de 5 s/kg.
Prenons donc l'exemple de ce radiateur de 1kW avec 15kg de fonte, nous aurons C_{rad} = 7.5 kJ.K^{-1}.
Quant à la résistance thermique, R_{rad}, elle est évaluée sur la base d'une température maximale du cœur de chauffe (80°C) en régime permanent de chauffe à puissance maximale, et d'une température intérieure de 20°C. Pour un radiateur de 1kW, cela conduit à une résistance R_{rad} = (80°C-20°C)/1kW = 60°C/kW.

Sur la base de ce dimensionnement nous avons simulé le bâtiment suivant :

- surface de bâtiment de 61.5 m²,
- un bâtiment en bonne isolation (constante thermique de 30h),
- une puissance de chauffe installée de 5 kW,
- une valeur de C_b égale à 2.19 kWh/°C,
- une valeur de R_b égale à 13.7 C°/kW,
- une température extérieure T_{out} de -5°C.

L'évolution de la température intérieure, T_{in}, et de celle du cœur de chauffe (T_{rad}) sont données sur la figure 3-10. La période de chauffe est égale à 1h35min.
Dans le cas d'un convecteur, nous mesurons pour le même bâtiment et la même température extérieure une période de 1h. Ceci est dû au fait que la chauffe du cœur en fonte est plus longue (il faut passer de 20°C à 80°C), puis la restitution est lente. Cet effet aura un impact sur l'amplitude du CLPU à la suite d'un effacement.

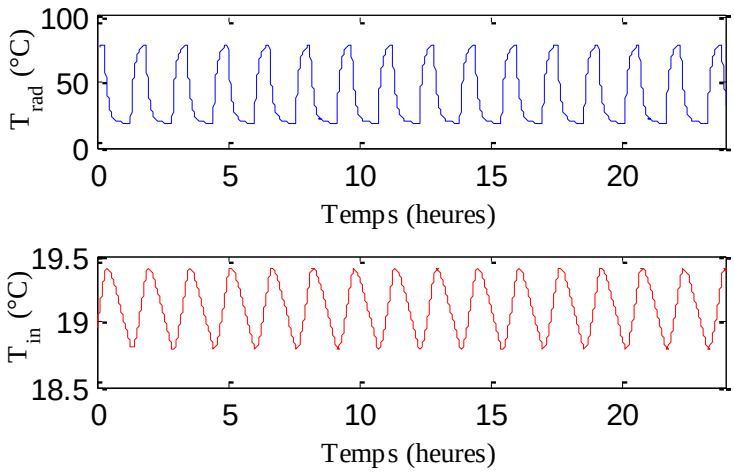


Figure 3-10 L'évolution de la température du cœur de chauffe, T_{rad} ainsi que celle à l'intérieur de la pièce à chauffer, T_{in}.

3.3.3 Evaluation de la dégradation du confort thermique

La dégradation du confort thermique, *DDC*, est égal à la différence entre la température T_{lo} (référence basse du relais) et la valeur minimale de la température à l'intérieur de la pièce, min(T_{in}) atteinte à la fin de la période de DR comme cela est calculé par l'équation 3-10.

$$DDR = T_{lo} - \min(T_{in}) \qquad \textbf{3-10}$$

Cet indicateur sera utilisé pour analyser l'impact de l'effacement des charges, et permettra aussi de comparer l'effet des moyens de chauffage (convecteur ou radiateur à inertie).

3.3.4 Agrégation d'un parc de bâtiment

L'objectif de cette partie est de présenter la consommation électrique d'un parc agrégé de logements utilisant le chauffage par convecteurs.

3.3.4.1 Méthode d'agrégation

Pour agréger la consommation électrique d'un parc de chauffages électriques chauffant les intérieurs d'un parc de bâtiments, les paramètres variables sont :

- Le niveau d'isolation des bâtiments, il est distribué uniformément selon les trois types (33% pour chaque type) ;
- Les constantes de temps thermiques des logements ou elles sont choisies selon le niveau d'isolation et avec une distribution normale autour des valeurs moyennes (tableau 3-2) ;
- Les surfaces des logements qui sont distribuées selon le tableau 3-1, et qui permettent de calculer les résistances thermiques, et de dimensionner la puissance de chauffe ;
- La consigne haute des thermostats, et la largeur de la bande morte ($\Delta T = T_{hi} - T_{lo}$) qui sont distribuées selon des lois normales de moyenne 19.5°C et 0.55°C, et un écart-type de 0.3°C et 0.05°C.

3.3.4.2 Consommation électrique du parc

Nous mettons en œuvre la méthode précédente dans le cadre d'un parc de 500 logements dans le but d'obtenir une consommation moyenne relativement lissée ne faisant pas apparaitre le caractère binaire (ON ou OFF) des éléments individuels.

Pour cet exemple, les caractéristiques moyennes du parc sont :

- Surface : 96 m²
- Résistance thermique : 6.4 K/kW
- Constante de temps thermique : 20.7 h
- Température intérieure : 18.94 °C
- Puissance moyenne installée : 9.7 kW.

La somme des puissances individuelles (de dimensionnement) est approximativement égale à 4.8 MW. Ainsi, pour une température extérieure de -5°C, la consommation moyenne est de 2.44 MW, et son évolution sur 24h est donnée sur la figure 3-11 (bien-sûr, en réalité il faudrait faire varier la température).

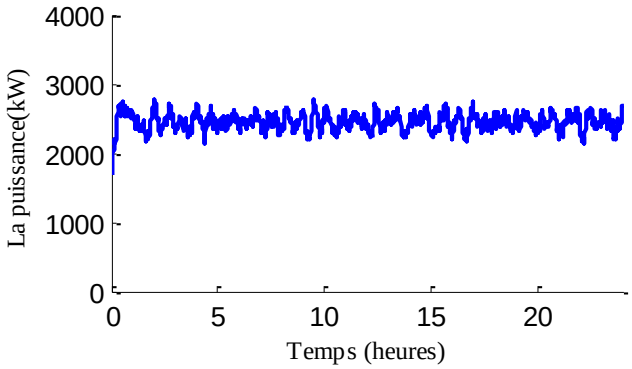


Figure 3-11 La consommation électrique d'un parc de 500 chauffages pour T_{out} = -5°C

Comme cela avait été fait pour un logement individuel, il est aussi possible de définir un rapport cyclique moyen pour le parc. Ce rapport est défini par l'équation 3-11.

$$Alpha = \frac{P_{globale}}{P_{\max}} = \frac{\sum_{i=1}^{500} P_{moy}(i)}{\sum_{i=1}^{500} Q_h(i)} \qquad \textbf{3-11}$$

P_{max} représente la somme des puissances nominales installées ($Q_h(i)$) et $P_{globale}$ est la puissance moyenne journalière consommée par le parc, elle est calculée par simulation en prenant la somme des puissances moyennes journalières consommées par chaque logement ($P_{moy(i)}$).

Nous avions introduit préalablement un rapport cyclique pour chaque logement (équation 3-7) qui peut aussi s'écrire :

$$\alpha = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N=500} \frac{T_{in} - T_{out}}{Q_h(i) R_b(i)} \qquad \textbf{3-12}$$

Nous comparons alors la valeur moyenne α, présentée dans 3-12 avec la valeur de *Alpha* calculée par 3-11.

La figure 3-12 présente la comparaison entre *Alpha* et α.

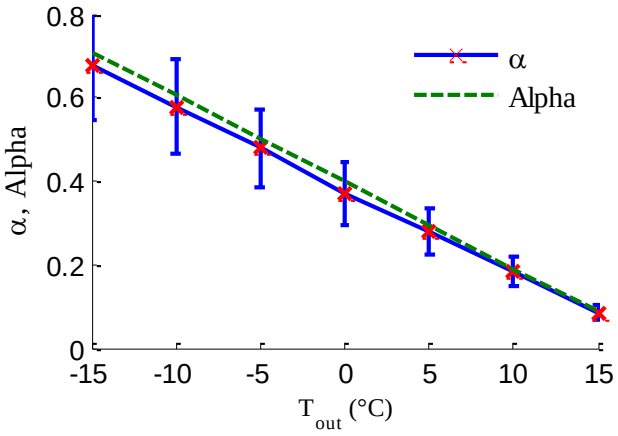


Figure 3-12 La relation entre Alpha, α et la température extérieure du logement, T_{out}, pour une valeur de ΔT=0.55°C et une valeur moyenne de la température T_{int} égale à 19.22°C.

Pour un parc de logements, les périodes de cycles de chauffe des niveaux d'isolation sont distribuées selon une loi normale avec une moyenne et un écart type pour chaque niveau d'isolation. Cette distribution pour chaque niveau d'isolation est présentée dans la figure 3-13.

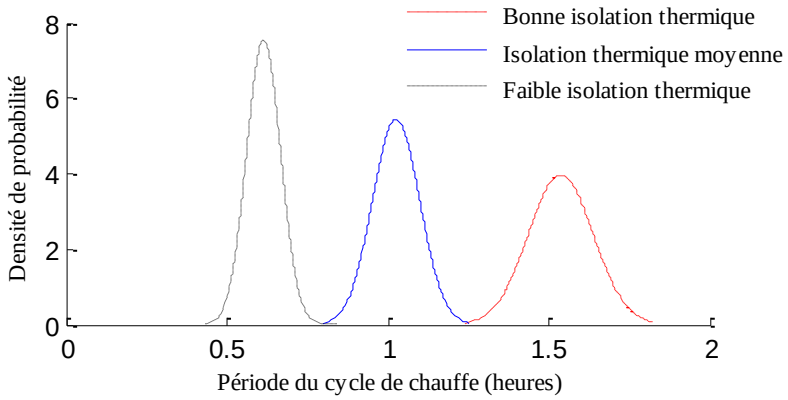


Figure 3-13 Distribution of des périodes de cycle de chauffe d'un parc de logement avec convecteurs.

3.4 Modèle du ballon d'ECS

Dans la littérature, des méthodes stochastiques complexes et des méthodes de régressions sont développées et utilisées par [Malhamé et al, 1985] et [Ericsson, 2009] pour modéliser le chauffe-eau, mais l'objectif n'était pas de créer des modèles compliquées de chauffe-eau, donc elles n'étaient pas adoptées dans la thèse.

[Malhamé et al, 1985] ont utilisé pour modéliser les chauffe-eau des équations différentielles partiels et ordinaires couplées dites équations de Fokker-Planck. Le modèle est obtenu en utilisant l'équation d'évolution de la densité de probabilité d'un système hybride nommé système de Markov. On n'était pas obligés d'adopter ce modèle parce que on a trouvé d'autres modèles de chauffe-eau plus simple à implanter et suffisamment précis, comme celui de [Lefebvre et al, 2002].

[Ericsson, 2009] a modélisé le chauffe-eau en utilisant et en développant une méthode d'agrégation linéaire ; cette méthode n'était pas clairement définie dans l'étude pour l'adopter. L'objectif de leur étude est d'étudier l'effet du CLPU sur les charges connectées au réseau et d'estimer la réduction d'énergie réalisée pendant l'effacement et pendant le CLPU. Notre étude est d'aller plus loin que la modélisation, par ce qu'on a étudié dans le dernier chapitre les services rendus au système électrique par l'effacement optimisé de la consommation des chauffe-eau et des chauffages.

3.4.1 Modèles et équations

Le modèle thermique du chauffe-eau adopté dans cette étude est celui présenté dans la figure 3-14. Il a été adopté par [Lefebvre et al, 2002], [Wilde, 1985] et [Laurent et al, 1994].

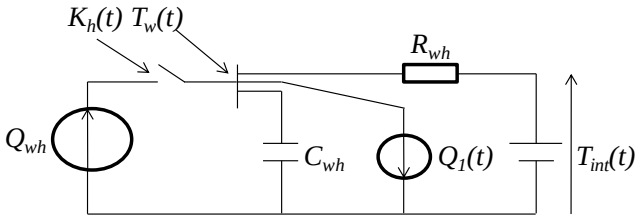


Figure 3-14 Modèle physique d'un chauffe-eau.

Les paramètres sont les suivants:

- T_w (°C) : la température de l'eau à l'intérieur du réservoir,
- T_{int} (°C) : la température ambiante du logement,
- Q_{wh} : la puissance nominale du chauffe-eau en kW,
- R_{wh} *:* la résistance équivalente des parois du réservoir en °C/kW,
- C_{wh} : la capacité thermique équivalente du réservoir en kWh/°C,
- T_{lo} et T_{hi} : les seuils (bas et haut) de température du thermostat du chauffe-eau mesurés en °C,
- ΔT (°C) : la largeur de la bande morte du thermostat.

L'évolution de la température de l'eau à l'intérieur du réservoir est exprimée par 3-13.

$$C_{wh}.dT_w(t)/d(t) = -(1/R_{wh}).(T_w(t) - T_{\text{int}}(t)) + Q_{wh}.K_{wh}(t) - Q_1(t) \quad \textbf{3-13}$$

L'eau chaude consommée est représentée par une source froide dont la puissance $Q_1(t)$ exprime les besoins d'eau chaude à l'instant *t* (équation 3-14). Cette puissance dépend des paramètres suivants :

- La capacité calorifique de l'eau *E* égale 1.163 kWh/°C/m^3,
- le débit d'eau chaude $u(t)$ mesuré en m^3/heure.
- la température d'eau chaude désirée T_{ref} mesurée en °C,
- la température de l'eau froide entrante dans le réservoir T_{cold} mesurée en °C.

$$Q_1(t) = E.u(t).(T_{ref}(t) - T_{cold}(t)) \quad \textbf{3-14}$$

Le débit d'eau chaude calculé dans 3-15 dépend des paramètres suivants :

- la surface du logement N_u en m^2,
- un coefficient *a* qui dépend de la surface du logement,
- du coefficient horaire *ah* qui dépend des besoins horaires d'eau chaude.

Les valeurs de ces coefficients sont issues de la réglementation thermique, [Th-CE, 2005].

$$u(t) = a.ah.N_u \quad \textbf{3-15}$$

3.4.2 Paramétrages du modèle

Les utilisations d'eau chaude dépendent de la période de la journée.
Les coefficients *a* et *ah* de l'équation 3-15 dépendent de l'heure de la journée, comme le montre le tableau 3-3. Ces valeurs sont extraites du document de la réglementation thermique en France où un profil journalier typique d'utilisation d'eau chaude correspondant au secteur résidentiel français est pris comme exemple [Th-CE, 2005].

Période de la journée	***ah***	***a***
De 7:00 to 8 AM	0.028	Si N_u>27(m^2) *a* = (470.9*log(N_u)-1075)/ N_u sinon *a* = 17.7
De 8 AM to 9 AM	0.029	
De 9 AM to 18:00	0	
De 18:00 to 19:00	0.029	
De 19:00 to 20:00	0	
De 20:00 to 21:00	0.028	
De 21:00 to 22:00	0.029	
De 22:00 to 8 AM	0	

Tableau 3-3 Les valeurs des coefficients *a* et *ah* pour chaque période de la journée.

A partir de ce tableau, considérons une famille de 4 personnes dans un logement de 100m², la consommation d'eau chaude à 40°C est alors de 160 litres par jour.

Les informations disponibles (de la source de wikipédia) sur la consommation d'eau potable donnent un chiffre de 165 l/jour par chaque personne dont 1/3 est de l'eau chaude sanitaire, soit 55l d'eau chaude par jour. Pour produire un mélange à 40°C, si on considère une eau froide à 10°C et une eau du chauffe-eau à 60°C, la consommation est de 55*0.6=33 litres d'eau du chauffe-eau par personne et par jour, soit 142 litres par jour. C'est en adéquation avec le chiffre issu du tableau 3-3.

Dans notre étude, le dimensionnement du chauffe-eau a été réalisé à partir des besoins d'ECS. Le volume du chauffe-eau a été choisi supérieur au besoin (exemple, 100 litres pour un besoin évalué entre 75 et 100 litres). Nous avons retenu les puissances de chauffe-eau indiquées dans le tableau 3-4. Les pertes statiques de chaque volume de réservoir sont aussi présentées; ces valeurs sont issues d'une fiche technique d'un fabricant [Ariston, 2012].

Volume du réservoir (Litres)	**Pertes statiques (kWh/24 heures)**	**Puissance nominale (kW)**
75	1.08	1.2
100	1.17	1.2
150	1.27	2
200	1.67	2
250	1.95	3
300	2.34	3

Tableau 3-4 Caractéristiques des chauffe-eau.

Les valeurs des pertes statiques du tableau 3-4 servent à calculer la valeur de la résistance thermique du réservoir R_{wh} du modèle utilisé (figure 3-14). En prenant une température de référence de l'eau chaude, T_{ref}, égale à 65°C, et une température de la pièce, T_{in}, égale à 20°C, nous obtenons 3-16:

$$R_{wh} = \frac{T_{ref}(=65°C) - T_{in}(=20°C)}{Pertes_statistiques} * 24(heures) \qquad \textbf{3-16}$$

Concernant la capacité thermique équivalente du réservoir, nous utilisons la valeur prise par [Lefebvre et al, 2002], C_{wh} = 0.351 kWh/°C, et nous la supposons identique pour tous les chauffe-eau, même si cela devrait dépendre de leur taille (parce que le volume d'isolant utilisé n'est pas le même).

3.4.3 Analyse du comportement d'un chauffe-eau

La durée de fonctionnement d'un chauffe-eau durant chaque cycle de chauffe dépend de plusieurs facteurs, comme les caractéristiques thermiques de son réservoir, sa puissance nominale, la température ambiante de sa pièce, la largeur de la bande morte du thermostat, ΔT (la période de chauffe est plus longue pour une plus grande valeur de ΔT), et surtout de la quantité d'eau consommée.

La résolution de l'équation (3-13) permet de calculer la durée de chauffe (d_{on}) pour un débit $u(t)$ constant, et pour une valeur de Q_1 constante (équation 3-17). On peut aussi calculer la durée de refroidissement (d_{off}), comme on l'a fait dans 3-18.

$$d_{on} = -R_{wh.}.C_{wh}.\log\left[\frac{T_{hi} - T_{\text{int}} - R_{wh}.Q_{wh}k_{wh} + R_{wh}.Q_1}{T_{lo} - T_{\text{int}} - R_{wh}.Q_{wh}.k_{wh} + R_w h.Q_1}\right] \quad \textbf{3-17}$$

$$d_{off} = -R_{wh.}.C_{wh}.\log\left[\frac{T_{lo} - T_{\text{int}} + R_{wh}.Q_1}{T_{hi} - T_{\text{int}} + R_{wh}.Q_1}\right] \quad \textbf{3-18}$$

Pour une puissance de chauffe-eau de 3 kW, une résistance thermique du réservoir de 547 °C/kW (calculée à partir de 3-16 pour un chauffe-eau de 250 litres), une capacité thermique de 0.351°C/kWh, des températures de consignes T_{hi} et T_{lo} égales respectivement à 66.7°C et de 65.6°C, une bande morte d'une largeur de 1.1°C (comme dans [Lefebvre et al, 2002]), une température de référence, T_{ref} de 66°C et une température d'eau entrante dans le réservoir, T_{cold} de 15°C, nous représenterons dans la figure 3-15 l'évolution des durées de chauffe, d_{on}, et de refroidissement, d_{off}, en fonction du débit d'eau chaude à T_{ref}.

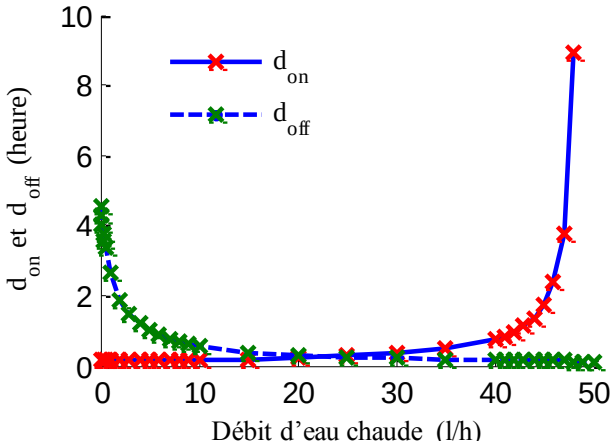


Figure 3-15 Evolution des durées de chauffe (d_{on}) et refroidissement (d_{off}) en fonction du débit d'eau chaude à T_{ref}., la consommation est maintenu pendant tout le cycle.

Cette figure confirme que - hors chauffe - le refroidissement augmente (donc d_{off} diminue) lorsque le débit augmente, et par ailleurs la durée de chauffe augmente (d_{on}) si le débit augmente (la source chaude compense de moins en moins les déperditions liées à la consommation et aux pertes), jusqu'une limite telle que la température ne peut que baisser (à 50 l/h ici). Au-delà de 50 l/h, le calcul de la durée de chauffe pour passer de T_{hi} à T_{lo} n'a plus de sens.

Pour être plus réaliste, on peut difficilement dire que le débit est constant sur un cycle entier. Il faut donc considérer une phase de chauffe ou de refroidissement au cours de laquelle il peut y avoir une phase de consommation (15min par exemple) à débit constant.

Dans ce cas pour la résolution de l'équation différentielle nous allons donc faire une approximation linéaire de l'évolution de la température (valable car la durée des évènements est faible devant la constante de temps thermique $R_{wh}.C_{wh} \approx 200$h).

Nous cherchons à exprimer la variation de la température ($\Delta T/\Delta t$), en supposant $T \approx T_{ref}$. Nous avons alors :

$$\frac{\Delta T_w}{\Delta t} = \frac{(Q_{wh}.K_{wh} - Q_1).R_{wh} - (T_{ref} - T_{\text{int}})}{C_{wh}.R_{wh}} \qquad \textbf{3-19}$$

En phase de chauffe, $K_{wh} = 1$. Selon le débit (donc selon la valeur de Q_1), il est possible que la température de l'eau diminue même en phase de chauffe ($K_{wh} = 1$). La figure 3-16 montre que pour un chauffe-eau de 250 litres et de 3kW, le point pivot est à 50l/h. Cette figure indique aussi la variation de température de l'eau lors d'une phase de consommation de durée Δt_{conso}.

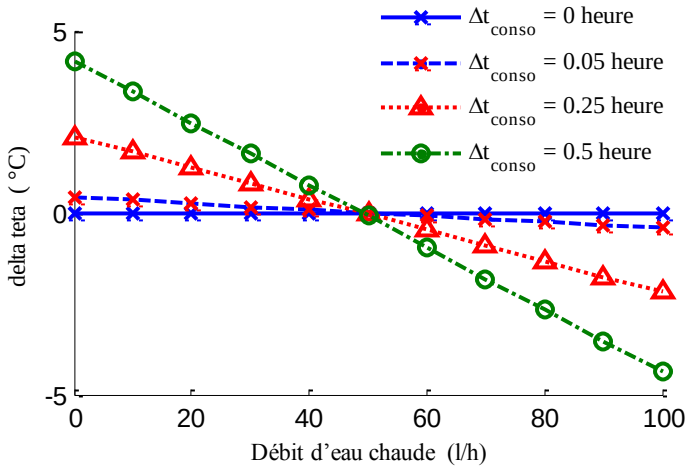


Figure 3-16 La relation entre le débit d'eau et le delta teta en phase de chauffe.

Lorsque le chauffe-eau consomme, alors il cherche à remonter la température de T_{lo} à T_{hi}. La durée nécessaire d_{on} s'exprime alors sous la forme $d_{on} = \Delta t_1 + \Delta t_{conso}$, où Δt_1 est la durée de chauffe sans consommation ($Q_1 = 0$), et Δt_{conso} est la durée de chauffe en phase de consommation ($Q_1 \neq 0$). Pour ce type de phase, la température peut tout à faire descendre en dessous de T_{lo} à la fin de la phase de consommation. Ces deux durées vérifient :

$$T_{hi} - T_{lo} = \left.\frac{\Delta T_w}{dt}\right|_{Q1=0} \times \Delta t_1 + \left.\frac{\Delta T_w}{dt}\right|_{Q1\neq 0} \times \Delta t_{conso} \qquad \textbf{3-20}$$

$$\Delta t_1 = \frac{T_{hi} - T_{lo}}{\left.\frac{\Delta T_w}{dt}\right|_{Q1=0}} - \frac{\left.\frac{\Delta T_w}{dt}\right|_{Q1\neq 0}}{\left.\frac{\Delta T_w}{dt}\right|_{Q1=0}} \times \Delta t_{conso} \qquad \textbf{3-21}$$

Pour Δt_{conso}, il est possible de calculer $d_{on} = \Delta t_1 + \Delta t_{conso}$ en fonction du volume d'eau consommée.

Les équations 3-19, 3-20 et 3-21 permettent de calculer la durée de chauffe en fonction du débit et pour plusieurs durées de consommation (figure 3-17). Pour ce cas nous avons limité le volume soutiré à 100 litres.

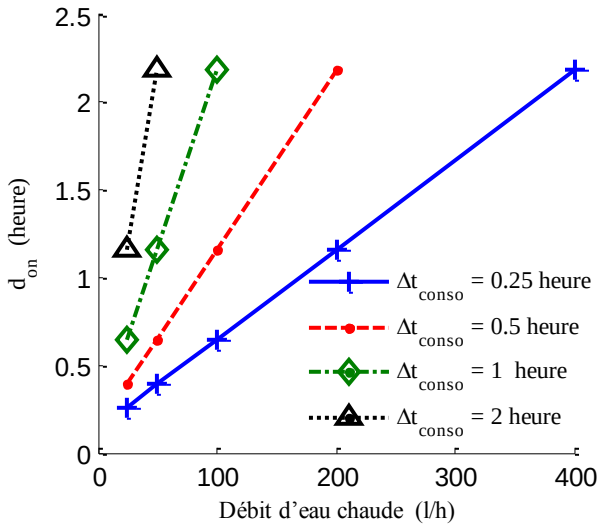


Figure 3-17 La durée d_{on} en fonction du débit d'eau chaude pour un volume d'eau soutiré de 100l.

Dans le cadre d'un effacement d'une durée de Δt_{DR}, plusieurs comportements sont envisageables à la fin de l'effacement. Ceux qui fonctionnaient au lancement de l'effacement vont finir leur cycle de chauffe, avec quelques nuances :

- Si le temps de chauffe qui leur a manqué est inférieur à la durée de l'effacement, alors ils contribueront au CLPU.
- Si le temps de chauffe qui leur a manqué est supérieur à la durée de l'effacement, alors ils ne contribuent pas directement au CLPU mais plus à un report de charge.

Comme la durée de chauffe (d_{on}) augmente avec le débit d'eau soutirée, si un parc de chauffe-eau est en phase de consommation d'eau, alors un effacement nous mettra dans le second cas. Au final un effacement en période de pointe de consommation d'eau chaude réduira le CLPU (en %). C'est similaire au cas du chauffage si la température extérieure est très froide.

3.4.4 Agrégation d'un parc de ballons d'ECS (Eau Chaude Sanitaire)

Afin de simuler un parc de consommation incluant des ballons d'ECS, nous devrons construire un parc agrégé. Pour cela nous utilisons à la fois les caractéristiques du parc de bâtiment, et le modèle de consommation d'eau chaude vu préalablement. La procédure suit l'organigramme présenté dans la figure 3-18.

Dans la première étape, on choisit aléatoirement le type de logement (en considérant les proportions du tableau 3-1); en fonction du type de logement choisi, la valeur moyenne et l'écart type de la surface du logement sont attribuées, ensuite, les besoins en eau chaude sont estimés.

Le profil initial de Q, correspondant au profil de consommation d'eau chaude est modélisé par les paramètres du tableau 3-3 et par les équations 3-14 et 3-15; ce profil commence à l'instant $t_{début}$ qui est égale dans notre cas à minuit. Pour chaque logement, $t_{début}$, est décalé d'une valeur de Δt (ce qui ne change pas la forme générale du profil initial de consommation mais simplement l'instant de début de celui-ci). Pour agréger la consommation d'eau chaude, les valeurs de Δt sont distribuées selon une loi normale d'une moyenne de minuit et d'un écart type de 6 heures, en sachant que la valeur de l'écart type est prise en valeur absolue pour éviter les valeurs négatives.

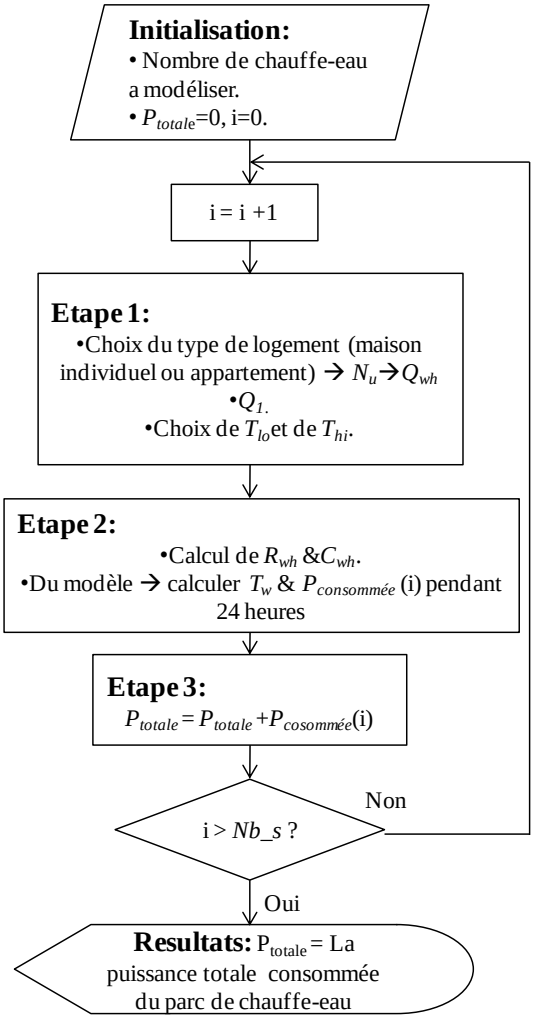


Figure 3-18 L'organigramme avec les différentes étapes de la simulation.

Comme tous les chauffe-eau du parc n'ont pas les mêmes caractéristiques, des distributions aléatoires et uniformes sont appliquées sur la consigne T_{hi} des chauffe-eau. La largeur de la bande morte du thermostat reste constante pour tous les chauffe-eau; la valeur de T_{lo} est égale à $T_{hi} - \Delta T$. T_{hi} et la bande morte ($\Delta T = T_{hi} - T_{lo}$) sont distribuées selon des lois normales dont les valeurs moyennes sont 65°C et 1.11°,et les écart-types 2°C et 0.1°C.

Dans la deuxième étape, les paramètres R_{wh} et C_{wh} pour chaque chauffe-eau sont calculés comme explicité précédemment. Ensuite, la température à l'intérieure du chauffe-eau est simulée pendant 24 heures, ainsi que la puissance journalière consommée par ce chauffe-eau.
Deux scénarios sont possibles : fonctionnement en continu (cas de l'abonnement base) et fonctionnement en heures pleines / heures creuses.

3.4.5 Simulation de la consommation d'ECS et de la puissance électrique

A partir des équations du modèles, et des paramètres qui ont été précisés, il est possible de simuler le comportement d'un chauffe-eau individuel, et d'un parc de chauffe-eau, pour une consommation électrique au fil de la journée (abonnement tarif base) ou selon la programmation heure pleine/heure creuse (HP/HC).

3.4.5.1 Cas de fonctionnement au fil de la journée

L'évolution de la température de l'eau à l'intérieur du réservoir, T_w, ainsi que de la puissance du chauffe-eau, et la quantité de chaleur pour préparer l'eau chaude, Q_{wh}, sont présentées dans la figure 3-19.

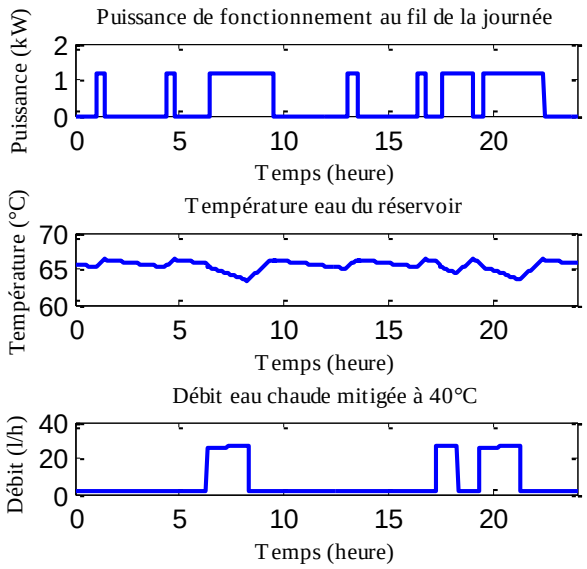


Figure 3-19 La vitesse de baisse de la température d'eau chaude dans le réservoir en cas de fonctionnement au fil de la journée.

La figure 3-20 montre l'évolution de la température pour deux valeurs de débit d'eau chaude, 54 et 27 l/h pendant 1 heure. Elle est plus lente pour une plus petite valeur du débit.

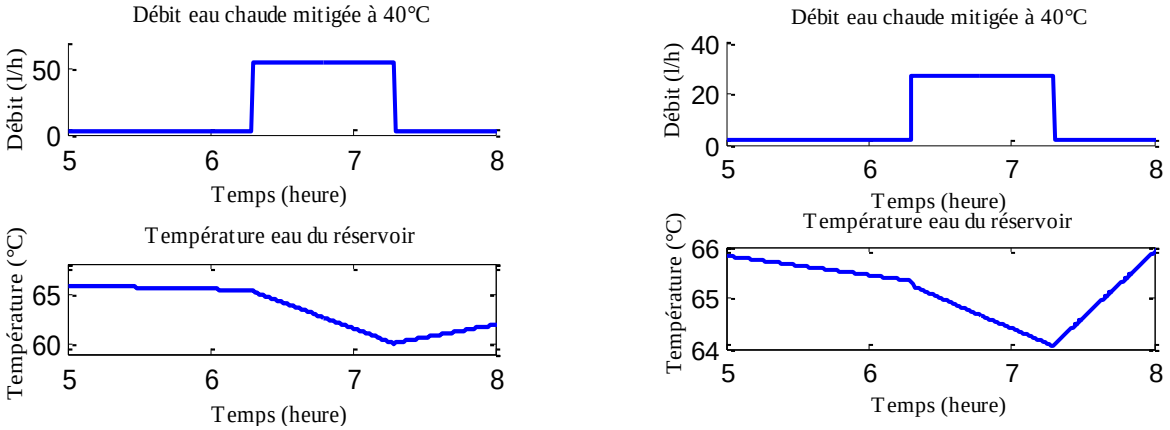


Figure 3-20 L'évolution de la température d'eau chaude pour deux valeurs de débit.

Dans le cas d'un parc agrégé, le profil de la puissance électrique consommée et le profil du volume d'eau chaude mitigée à 40°C pour 500 logements sont présentés dans la figure 3-21. On peut noter le « retard » de la consommation de puissance par rapport à la consommation d'eau liée à l'inertie du système (la température ne baisse pas instantanément).

Cette courbe représente la somme des puissances des 500 chauffe-eau consommées au cours de la journée ainsi que de la somme des volumes d'eau chaude mitigée à 40°C consommé de ces chauffe-eau pendant cette même journée. La somme des volumes d'eau chaude consommés pendant la journée est obtenue en sommant les débits d'eau chaude journaliers consommée chaque chauffe-eau, sa valeur est calculée par 3-15 et comme la

valeur du débit est donnée pour chaque heure, il correspond au volume d'eau chaude moyenne consommée par heure.

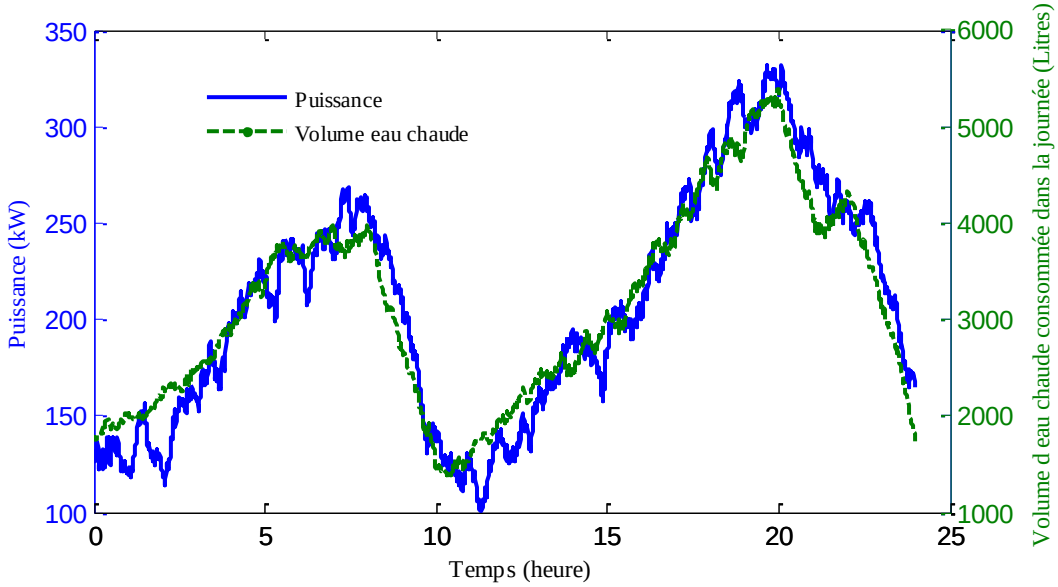


Figure 3-21 La demande de base journalière du chauffe-eau et le volume d'eau chaude utilisé pour 500 logements.

3.4.5.2 Cas d'un fonctionnement HP/HC

Dans le cas d'application du programme HP/HC pour recharger les 500 chauffe-eau, ces chauffe-eau sont mis en marche (ON) 8 heures pendant la période creuse du soir, ensuite, ils sont OFF pendant la journée,
Les 500 chauffe-eau sont divisés en trois groupes de respectivement 165, 170 et 175 chauffe-eau. Ces trois groupes sont mis en marche respectivement aux instants 22h, 23h et minuit, chacun pour une durée de 8 heures, et après cette durée, ils sont mis en arrêt. La consommation individuelle d'un ECS engagé dans l'option HP/HC, l'évolution de la température de l'eau à l'intérieur du réservoir ainsi que la quantité de chaleur nécessaire pour la préparation d'eau chaude sont présentées dans la figure 3-22.

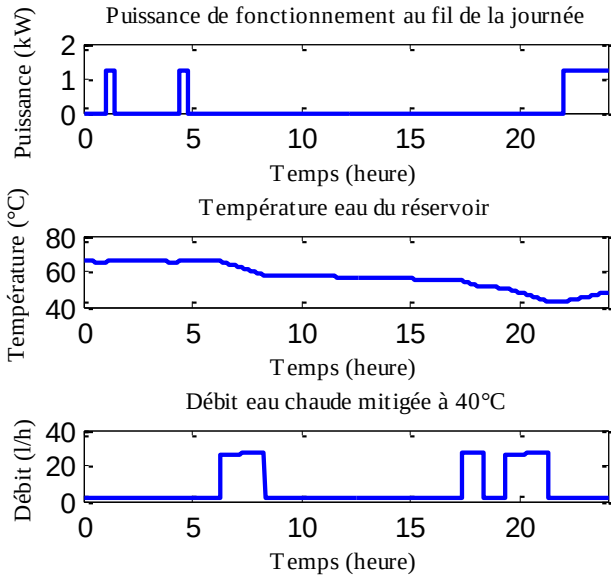


Figure 3-22 La puissance individuelle contrôlée par un chauffe-eau, la température de l'eau à l'intérieur du réservoir et la quantité de chaleur nécessaire pour préparer l'eau chaude.

La figure 3-23 présente la consommation de 500 chauffe-eau sans et avec l'application du programmes HP/HC. La figure montre qu'entre 0h et 5h la puissance électrique consommée est minimale. Ainsi, la réalisation d'un effacement pendant cette période se fera forcément sans effet rebond.

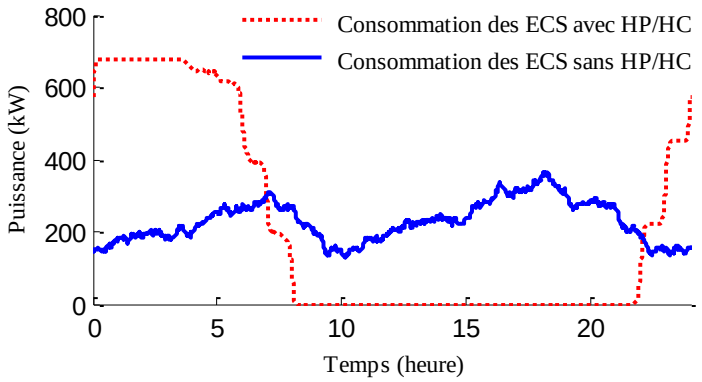


Figure 3-23 La consommation de 500 ECS sans et avec l'application de l'option HP/HC

3.5 Recharge des véhicules électriques

L'objectif de cette partie est de présenter le modèle utilisé pour un parc de véhicules électriques en vue d'étudier l'impact sur le réseau (chapitre7). Nous considérons ici une charge à domicile de type « charge lente ».

3.5.1 Les batteries des véhicules électriques

Deux types de batterie sont étudiés, la première représente celle de la Nissan Leaf 2011 avec une autonomie de 160 km et une capacité nominale de 24 kWh et la deuxième représente celle de la Peugeot iOn avec une autonomie de 130 km et une capacité nominale de 16 kWh. [Nissan, 2012], [Peugeot, 2012].
Les caractéristiques de ces deux types de véhicules électriques (VEs) sont présentées dans le tableau 3-5.

Description	**Caractéristiques**	
Type de véhicule électrique	**Nissan Leaf**	**Peugeot iOn**
Type de batterie	Lithium-ion	Lithium-ion
Energie (W_{max}) en kWh	24 kWh	16.3 kWh
Autonomie	160 km	130 km
Energie consommée, *ec*	0.15 kWh/km	0.125 kWh/km

Tableau 3-5 Les caractéristiques des batteries de la Nissan Leaf et de la Peugeot iOn

L'état de charge de la batterie (*SOC* qui correspond à State Of Charge) est un terme physique sans unité qui indique le pourcentage de la quantité de la charge électrique restante dans la batterie.
L'évolution temporelle du *SOC* pendant la durée de recharge est calculée par l'équation 3-22 où W_{max} représente l'énergie maximale de la batterie mesurée en Wh, $W(t)$ est l'énergie de la batterie à l'instant t qui est égale à l'intégral de la puissance de recharge, $P_{charging}$, durant la période de 0 à t (comme le montre l'équation 3-23).
W_0 (calculée par 3-24) est l'énergie initiale de la batterie.

$$SOC(t) = W(t) / W_{\max} \qquad \textbf{3-22}$$

$$W(t) = \int_0^t P_{charging}.dt + W_0 \qquad \textbf{3-23}$$

$$W_0 = SOC_0 . W_{\max} \quad \textbf{3-24}$$

Les deux types de VE sont rechargés avec une puissance, $P_{charging}$, constante et égale à 3.3 kW. La durée d'une recharge complète de la Nissan Leaf et de la Peugeot Ion est ainsi respectivement égale à 7.27 heures et à 4.93 heures.

3.5.2 Distances parcourues par les utilisateurs

Un élément important dans la problématique du VE est la distance que vont parcourir les utilisateurs, et donc le besoin de charge qui en découlera.

Les distances moyennes parcourues par jour présentées dans la figure 3-24 sont issues de la référence [Dallinger et al, 2011] mais décalées de 30 kilomètres parce qu'on suppose que batterie est rechargée que dans le secteur résidentielle non pas dans le tertiaire.

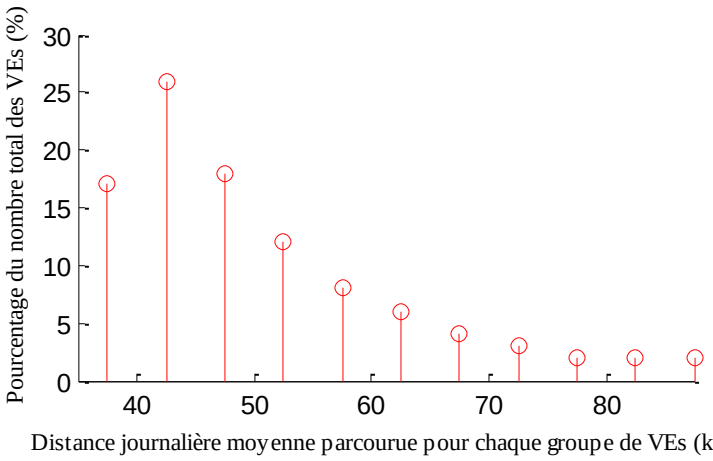


Figure 3-24 Les distances moyennes journalières parcourues pour chaque proportion de véhicules électriques du parc (500 VEs).

3.5.3 Agrégation d'un parc de véhicules électriques

L'agrégation des profils de recharges des véhicules électriques (VEs) n'est pas toujours considérée dans la littérature. Donc, pour présenter un cas réaliste, les profils de puissance de recharge des 500 VEs sont agrégés, selon la méthode présentée dans l'organigramme de la figure 3-25.

Dans la première étape d'agrégation, on définit le nombre de VEs dont les opérations de recharge vont être modélisées et le type de chaque VE est choisi aléatoirement (Nissan Leaf ou une Peugeot-Ion, avec une équi-répartition); l'état de charge initial, $SOC_0(k)$ de chacun est calculé par 3-25.

$$SOC_0(k) = 1 - dis(k) * ec(k) / W_{\max}(k) \quad \textbf{3-25}$$

L'instant de début de recharge est ensuite tiré aléatoirement pour chaque VE, et l'évolution de l'état de charge, ainsi que de la puissance de recharge pour ce VE sont simulées.

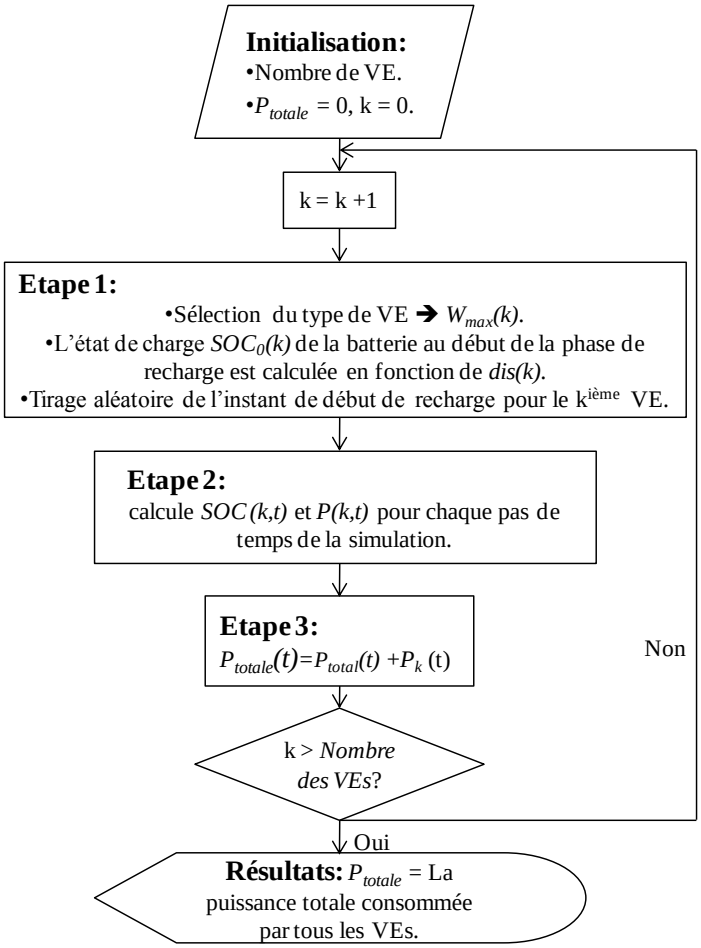


Figure 3-25 L'organigramme avec les différentes étapes de la simulation réalisées pour obtenir un profil de recharge du parc de VEs.

3.5.4 Scénario de recharge de base

Les 500 VEs sont divisés en deux groupes contenant respectivement 10% et 90% du nombre total des VEs. Les instants de début de recharge, t_{start}, des 500 VEs sont distribués aléatoirement selon deux gaussiennes dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 3-6.

Groupe	Instants de reconnexion		EVs' number
	μ	σ	
Premier groupe (μ_1,σ_1)	14:00	1.5	10% of EVs
Second groupe (μ_2,σ_2)	19:30	0.5	90% EVs

Tableau 3-6 La distribution des instants de reconnexion des véhicules électriques du parc.

La distribution des instants de début de recharge, t_{start} de chaque groupe est présentée dans la figure 3-26.

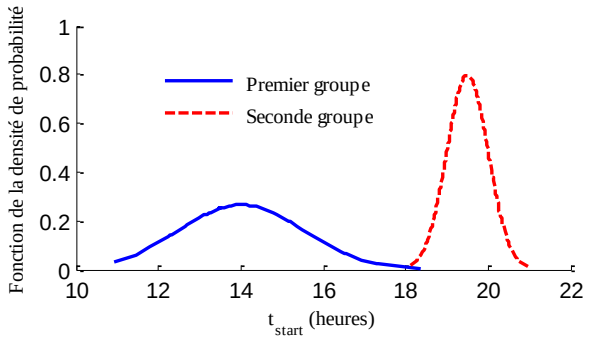


Figure 3-26 La distribution des instants de reconnexion des 500 VEs appartenant aux deux groupes.

La puissance de recharge équivalente du parc qui résulte de cette distribution est présentée dans la figure 3-27 ou on remarque une pointe de recharge crée autour de 20h.

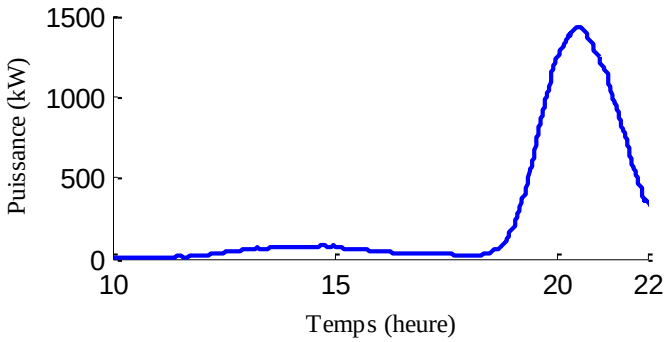


Figure 3-27 La demande électrique journalière pour recharger les 500 VEs.

On peut remarquer que le pic de consommation de puissance est décalé par rapport à l'heure moyenne de début de charge (19h). Le pic de puissance apparait approximativement lorsque tous les VEs sont connectés.

3.6 Modélisation du réglage de fréquence

La fréquence du réseau électrique doit être maintenue égale à 50 Hz, avec une bande morte de $\pm$ 20 mHz autour de cette valeur de référence.

La fréquence du réseau et sa variation dépendent du déséquilibre entre la production et la consommation ainsi que de l'inertie du système (apportée par les groupes tournants de production).

Quand ce déséquilibre se produit, la fréquence du réseau électrique s'écarte de sa valeur de référence, et différent niveaux de réglage de fréquence sont mis en place pour contenir et ensuite annuler cet écart.
Ces réglages sont le réglage de fréquence primaire, secondaire et tertiaire de fréquence.

Ces trois réglages de fréquence sont étudiés et modélisés.

L'objectif de cette modélisation sera de mettre en place une étude de cas pour étudier la contribution des actions de DR aux deux réglages de fréquence comme cela est détaillé dans le chapitre 7.

Le temps de réponse du réglage primaire est de quelques secondes tandis que celui du réglage secondaire est de quelques minutes comme cela est déjà expliqué dans le chapitre 7.

3.6.1 Modèle de l'inertie du système de production

La variation de la fréquence est liée à la variation de la vitesse des groupes. Cette variation est exprimée par l'équation 3-26 qui relie l'écart de puissance à une variation d'énergie cinétique.

$$P_{mec} - P_{elec} = \frac{1}{2} \times J \times \frac{d}{dt} \Omega^2 \qquad \textbf{3-26}$$

P_{mec} est la puissance mécanique injectée en MW.
$P_{élec}$ est la demande électrique ou la puissance soutirée du réseau en MW.
Ω est la vitesse angulaire de rotation de l'alternateur, mesurée en rad/s.
J est l'inertie du système de production mesurée en kg.m^2.

En sachant que $P_{mec0}=P_{élec0}$ à l'équilibre, on a :

$$P_{mec} - P_{elec} = P_{mec0} + \Delta P_{mec} - P_{élec0} - \Delta P_{élec} \qquad \textbf{3-27}$$

En réalisant un développement limité au premier ordre de Ω autour de la position d'équilibre Ω_0.

$$\Omega = \Omega_0 + \Delta\Omega \qquad \textbf{3-28}$$

En prenant le carré des ceux côtés de l'équation 3-28, on obtient 3-29.

$$\Omega^2 = \Omega_0^2 \times \left(1 + 2 \times \frac{\Delta\Omega}{\Omega_0}\right) \qquad \textbf{3-29}$$

En dérivant 3-29 on obtient 3-30

$$\frac{d}{dt}\Omega^2 = 2 \times \Omega_0 \times \frac{d(\Delta\Omega)}{dt}$$

Ou $\dfrac{d(\Delta\Omega)}{dt} = \dfrac{\Delta P_{mec} - \Delta P_{élec}}{J \times \Omega_0}$ **3-30**

Ou ΔP_{mec} représente la variation de la puissance mécanique produite par l'unité de production et $\Delta P_{élec}$ est la variation de la demande électrique des consommateurs.

En sachant que (hypothèse de machines à 1 paire de pôles) :

$$\Omega = \omega = 2 \times \pi \times f \qquad \Omega_0 = \omega_0 = 2 \times \pi \times f_0 \qquad \textbf{3-31}$$

Ou f représente la fréquence du système électrique et f_0 représente la fréquence de référence égale à 50 Hz dans notre cas. En remplaçant 3-31 dans 3-30, on obtient 3-32:

$$\frac{d(\Delta f)}{dt} = \frac{\Delta P_{mec} - \Delta P_{élec}}{2 \times \pi \times J \times \Omega_0} \rightarrow \int_{t-\Delta t}^{t} d(\Delta f) = \int_{t-\Delta t}^{t} \frac{\Delta P_{mec} - \Delta P_{élec}}{2 \times \pi \times J \times \Omega_0} \cdot dt \qquad \textbf{3-32}$$

En utilisant la méthode d'intégration trapézoïdale, on obtient 3-34 qui représente l'évolution de la fréquence globale dans un système électrique où Δt représente le pas de temps de résolution utilisé dans la simulation.

$$\Delta f(t) - \Delta f(t-\Delta t) = \frac{1}{2\times\pi\times J\times\Omega_0}\times\frac{\Delta t}{2}\times\left(\Delta P_{mec}(t)+\Delta P_{mec}(t-\Delta t)-\Delta P_{élec}(t)-\Delta P_{élec}(t-\Delta t)\right)$$

3-33

$$\Delta f(t) - \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0}\times\Delta P_{mec}(t) = \Delta f(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0}\times\left(\Delta P_{mec}(t-\Delta t)-\Delta P_{élec}(t)-\Delta P_{élec}(t-\Delta t)\right)$$

3-34

En généralisant l'équation précédente à 2 zones, notées A et B (ou la zone A représente la France et B représente le reste de l'Europe), on obtient 3-35 :

$$\Delta f(t) - \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0}\times(\Delta P_{mecA}(t)+\Delta P_{mecB}(t)) = \Delta f(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0}\times\left(\Delta P_{mecA}(t-\Delta t)+\Delta P_{mecB}(t-\Delta t)\right) - \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0}\left(\Delta P_{élecA}(t)+\Delta P_{élecB}(t)-\Delta P_{élecA}(t-\Delta t)-\Delta P_{élecB}(t-\Delta t)\right)$$

3-35

3.6.2 Modélisation du réglage primaire

La réserve primaire, ΔP_{prim}, sollicitée dépend de la déviation de fréquence, $\Delta f(t)$ générée dans le système électrique (suite à une perturbation) et de l'énergie réglante, *K* du système de production.
En reprenant l'équation 2-2 mentionnée dans la partie 2.1.2.1 dans 3-36.

$$\Delta P_{prim}(t) = -K.\Delta f(t)$$

3-36

Le temps de réponse du réglage primaire, τ_p, compte tenu des constantes de temps des servomoteurs des organes réglants et du processus (turbine hydraulique ou thermique) est de l'ordre de quelques secondes.
La réponse attendue d'un groupe de production participant au réglage primaire fréquence puissance est du premier ordre, elle est modélisée dans le domaine de Laplace par 3-37.

$$\Delta P_{prim}(p) = \frac{-K.\Delta f(p)}{1+p.\tau_p}$$

3-37

En transmettant 3-37 dans le domaine temporel, on obtient 3-38.

$$\frac{d\left(\Delta P_{prim}(t)\right)}{dt} = \frac{-\left(\Delta P_{prim}(t)+K.\Delta f(t)\right)}{\tau_p}$$

3-38

En prenant l'intégrale pendant Δt des deux côtés de 3-38 on obtient 3-39.

$$\int_{t-\Delta t}^{t} d\left(\Delta P_{prim}(t)\right) = \frac{-1}{\tau_p} \times \int_{t-\Delta t}^{t} \left(\Delta P_{prim}(t) + K.\Delta f(t)\right).dt \quad \textbf{3-39}$$

En utilisant la méthode des trapèzes pour résoudre 3-39, on obtient 3-40 et 3-41.

$$\Delta P_{prim}(t) - \Delta P_{prim}(t-\Delta t) = \frac{-\Delta t}{2\tau_p} \times \left(\Delta P_{prim}(t) + \Delta P_{prim}(t-\Delta t) + K.\Delta f(t) + K.\Delta f(t-\Delta t)\right) \quad \textbf{3-40}$$

$$\Delta P_{prim}(t) \times \left(1 + \frac{\Delta t}{2\tau_p}\right) + \Delta f(t) \times \frac{K \times \Delta t}{2\tau_p} = \Delta P_{prim}(t-\Delta t) \times \left(1 - \frac{\Delta t}{2 \times \tau_p}\right) - \frac{K \times \Delta t}{2\tau_p} \times \Delta f(t-\Delta t) \quad \textbf{3-41}$$

Et ceci est pour une zone de production. Pour l'existence des deux zones de production A et B, l'équation 3-40 se généralise par, 3-42 et 3-43.

$$\Delta P_{primA}(t) \times \left(1 + \frac{\Delta t}{2\tau_A}\right) + \Delta f(t) \times \frac{K_A \times \Delta t}{2\tau_A} = \Delta P_{primA}(t-\Delta t) \times \left(1 - \frac{\Delta t}{2 \times \tau_A}\right) - \frac{K_A \times \Delta t}{2\tau_A} \times \Delta f(t-\Delta t)$$

3-42

$$\Delta P_{primB}(t) \times \left(1 + \frac{\Delta t}{2\tau_B}\right) + \Delta f(t) \times \frac{K_B \times \Delta t}{2\tau_B} = \Delta P_{primB}(t-\Delta t) \times \left(1 - \frac{\Delta t}{2 \times \tau_B}\right) - \frac{K_B \times \Delta t}{2\tau_B} \times \Delta f(t-\Delta t)$$

3-43

Ou K_A et K_B sont respectivement les énergies réglantes de la France et du reste de l'Europe mesurée en MW/Hz. τ_A et τ_B sont respectivement la constante de temps du réglage primaire de la zone A et celle de la zone B.

En combinant les équations 3-35, 3-42 et 3-43, on obtient l'équation matricielle 3-44.

$$A.X(t) = B.X(t-\Delta t) + C(t) \quad \textbf{3-44}$$

Avec,

$$X(t) = \begin{pmatrix} \Delta f(t) \\ \Delta P_{primA}(t) \\ \Delta P_{primB}(t) \end{pmatrix}$$

$$A = \begin{pmatrix} 1 & \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} & \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} \\ \frac{K_A \times \Delta t}{2\tau_A} & 1 + \frac{\Delta t}{2\tau_A} & 0 \\ \frac{K_B \times \Delta t}{2\tau_B} & 0 & 1 + \frac{\Delta t}{2\tau_B} \end{pmatrix}$$

$$B = \begin{pmatrix} 1 & \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} \\ \frac{-K_A\times\Delta t}{2\tau_A} & 1-\frac{\Delta t}{2\tau_A} & 0 \\ \frac{-K_B\times\Delta t}{2\tau_B} & 0 & 1-\frac{\Delta t}{2\tau_B} \end{pmatrix}$$

$$C(t) = \frac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0}\times\begin{pmatrix} \Delta P_{élecA}(t)+\Delta P_{élecB}(t)-\Delta P_{élecA}(t-\Delta t)-\Delta P_{élecB}(t-\Delta t) \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad \textbf{3-45}$$

3.6.3 Modélisation du réglage de fréquence secondaire

Les équations 2-3, 2-4 et 2-5 du réglage secondaire, sont représentées respectivement dans 3-46, 3-47 et 3-48 dont les différents paramètres sont déjà définis dans la sous partie b de la partie 2.1.1.
Une unité de production participant au réglage secondaire et primaire doit produire :

$$P(t) = P_0 + K.\Delta f(t) + N(t).P_r \quad \textbf{3-46}$$

Ou,

$$N(t) = \frac{-\alpha}{P_r}\int \Delta E\cdot dt - \frac{\beta}{P_r}\cdot\Delta E \quad \textbf{3-47}$$

$$\Delta E(t) = \Delta f(t) + \frac{\Delta P_i(t)}{\lambda} \quad \textbf{3-48}$$

Les différents paramètres des équations 3-46, 3-47 et 3-48 sont déjà définis dans la partie 2.1.2.2.

En utilisant 3-46 et en considérant que le gain proportionnel β est nul, on obtient l'équation 3-49 qui représente la participation d'une unité de production au réglage secondaire de fréquence en puissance, ΔP_{sec}.

$$\Delta P_{\sec}(t) = P(t) - P_0 = N(t).P_r = -\alpha\times\int_{t-\Delta t}^{t}\Delta E(t)\cdot dt = -\alpha\times\int_{t-\Delta t}^{t}\left(\Delta f(t)+\frac{\Delta P_i(t)}{\lambda}\right)\cdot dt \quad \textbf{3-49}$$

Pour la zone A :

$$\Delta P_{\sec A}(t) = -\alpha\times\int_{t-\Delta t}^{t}\left(\Delta f(t)+\frac{\Delta P_{iA}(t)}{\lambda_A}\right)\cdot dt$$

Pour l'intervalle de temps t-Δt et t, on obtient :

$$\Delta P_{\sec A}(t) = \frac{-\alpha_A.\Delta t}{2}\left(\Delta f(t) + \Delta f(t-\Delta t) + \frac{\Delta P_{iA}(t) + \Delta P_{iA}(t-\Delta t)}{\lambda_A}\right) + \Delta P_{\sec A}(t-\Delta t) \qquad \textbf{3-50}$$

Où $\Delta P_{secA}(t-\Delta t)$ est la valeur primaire du réglage secondaire.

En considérant le réglage primaire et secondaire de fréquence, $\Delta P_{iA}(t)$ prend la forme 3-51 suivante

$$\Delta P_{iA}(t) = \Delta P_{primA}(t) + \Delta P_{\sec A}(t) - \Delta P_{elecA}(t) \qquad \textbf{3-51}$$

En remplaçant 3-51 dans 3-50, on obtient 3-52 :

$$\begin{aligned}
&\frac{\alpha_A.\Delta t}{2}\times\Delta f(t) + \frac{\alpha_A.\Delta t}{2.\lambda_A}\times\Delta P_{primA}(t) + (1+\frac{\alpha_A.\Delta t}{2.\lambda_A})\times\Delta P_{\sec A}(t) = -\frac{\alpha_A.\Delta t}{2}\times\Delta f(t-\Delta t)\\
&-\frac{\alpha_A.\Delta t}{2.\lambda_A}\times\Delta P_{primA}(t-\Delta t) + (1-\frac{\alpha_A.\Delta t}{2.\lambda_A})\times\Delta P_{\sec A}(t-\Delta t) \qquad \textbf{3-52}\\
&+\frac{\alpha_A.\Delta t}{2.\lambda_A}\times\left(\Delta P_{elecA}(t) + \Delta P_{elecA}(t-\Delta t)\right)
\end{aligned}$$

De même, pour la zone B :

$$\begin{aligned}
&\frac{\alpha_B.\Delta t}{2}\times\Delta f(t) + \frac{\alpha_B.\Delta t}{2.\lambda_B}\times\Delta P_{primB}(t) + (1+\frac{\alpha_B.\Delta t}{2.\lambda_B})\times\Delta P_{\sec B}(t) = -\frac{\alpha_B.\Delta t}{2}\times\Delta f(t-\Delta t)\\
&-\frac{\alpha_B.\Delta t}{2.\lambda_B}\times\Delta P_{primB}(t-\Delta t) + (1-\frac{\alpha_B.\Delta t}{2.\lambda_B})\times\Delta P_{\sec B}(t-\Delta t) \qquad \textbf{3-53}\\
&+\frac{\alpha_B.\Delta t}{2.\lambda_B}\times\left(\Delta P_{elecB}(t) + \Delta P_{elecB}(t-\Delta t)\right)
\end{aligned}$$

En combinant les équations 3-35, 3-42, 3-43, 3-52 et 3-53, on obtient l'équation matricielle 3-54.

$$A.X(t) = B.X(t-\Delta t) + C(t) \qquad \textbf{3-54}$$

Ou,

$$X(t) = \begin{pmatrix} \Delta f(t) \\ \Delta P_{primA}(t) \\ \Delta P_{primB}(t) \\ \Delta P_{\sec A}(t) \\ \Delta P_{\sec B}(t) \end{pmatrix} \qquad A = \begin{pmatrix} 1 & \frac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \frac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \frac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \frac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} \\ \frac{K_A.\Delta t}{2\tau_A} & 1+\frac{\Delta t}{2\tau_A} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{K_B.\Delta t}{2\tau_B} & 0 & 1+\frac{\Delta t}{2\tau_B} & 0 & 0 \\ \frac{\alpha_A.\Delta t}{2} & \frac{\alpha_A.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 & 1+\frac{\alpha_A.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 \\ \frac{\alpha_B.\Delta t}{2} & 0 & \frac{\alpha_B.\Delta t}{2\lambda_B} & 0 & 1+\frac{\alpha_B.\Delta t}{2\lambda_B} \end{pmatrix}$$

$$B = \begin{pmatrix} 1 & \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \frac{\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} \\ \frac{-K_A.\Delta t}{2\tau_A} & 1-\frac{\Delta t}{2\tau_A} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-K_B.\Delta t}{2\tau_B} & 0 & 1-\frac{\Delta t}{2\tau_B} & 0 & 0 \\ \frac{-\alpha_{A.}.\Delta t}{2} & \frac{-\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 & 1-\frac{\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 \\ \frac{-\alpha_{B.}.\Delta t}{2} & 0 & \frac{-\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B} & 0 & 1-\frac{\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B} \end{pmatrix}$$

$$C(t) = \begin{pmatrix} \frac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0}(\Delta P_{élecA}(t)+\Delta P_{élecB}(t)-\Delta P_{élecA}(t-\Delta t)-\Delta P_{élecB}(t-\Delta t)) \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A}.(\Delta P_{élecA}(t)-\Delta P_{élecA}(t-\Delta t)) \\ \frac{\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B}(\Delta P_{élecB}(t)-\Delta P_{élecB}(t-\Delta t)) \end{pmatrix}$$

L'évolution temporelle de la fréquence en tenant compte des réglages de fréquence primaires et secondaires est donc modélisée par l'équation 3-55.

$$f(t) = 50Hz + \Delta f(t) \qquad \textbf{3-55}$$

3.6.4 Simulation du réglage primaire et secondaire

Le modèle de réglage de fréquence (primaire et secondaire) est construit pour pouvoir y intégrer les actions de DR; l'objectif étant d'étudier la contribution de la gestion de la demande (qui représentera dans notre cas un bloc d'effacement d'une hauteur constante et d'une largeur constante) à rendre des services au système électrique.

Une simulation numérique est réalisée pour observer les réserves secondaire et primaire sollicitées dans les deux zones lors d'un déficit de production de 500 MW dans la zone A (France).

L'énergie réglante primaire, *K*, est supposée égale à l'énergie réglante secondaire, λ, de la même zone afin que la réserve secondaire se libère simplement de la zone responsable de ce déséquilibre (zone A dans notre cas); tandis que le réglage primaire de fréquence représente un réglage de fréquence commun au niveau de toute l'Europe.

La figure 3-28 présente les réserves primaires et secondaires sollicitées des deux zones ainsi que l'évolution de la fréquence suite au déficit produit dans la zone A. On voit bien que la zone B ne participe pas au réglage de fréquence secondaire.

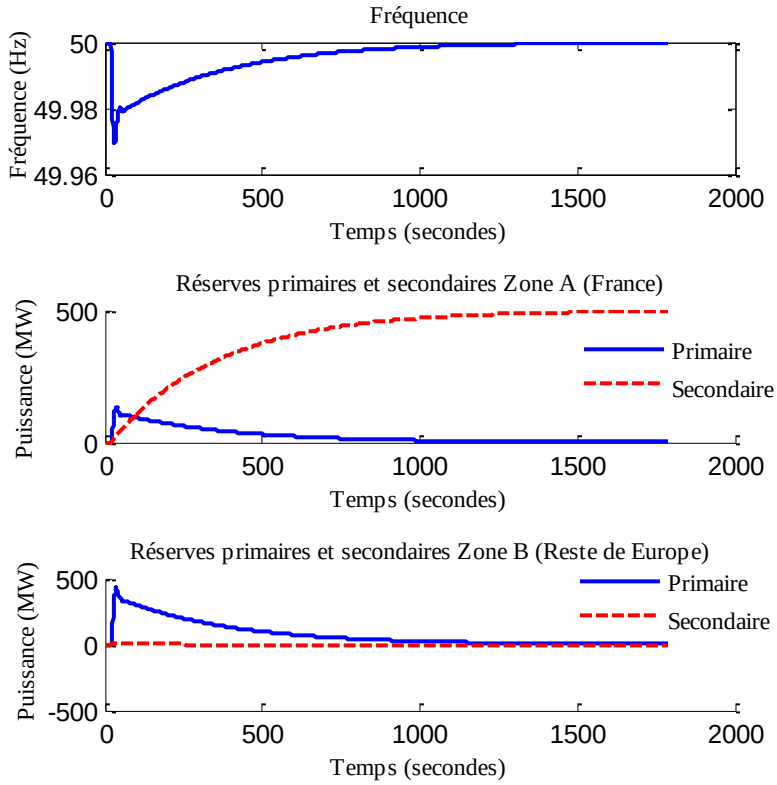


Figure 3-28 L'évolution temporelle de la fréquence ainsi que les réserves primaires et secondaires libérées de chaque zone.

Les paramètres utilisés pour la simulation sont les suivantes :

Δt = 1 sec.

$\tau_A = \tau_B$ = 5 sec

K_A = 5000 MW/H

K_B = 16000 MW/Hz

α_A (gain de l'intégrateur du réglage secondaire) = 1 / 0.07 [MW/tour]

α_B =1 / 0.01 [MW/tour]

$\lambda_A = K_A$

$\lambda_B = K_B$

La puissance produite par la zone A= 60 GW.
La puissance produite par la zone B=240 GW.

La consommation totale de l'UCTE, S_{tot} = 300000 MVA = 300 GVA.
La constante d'inertie de l'unité de production, H = 5 sec.
L'inertie globale du système J est calculée par l'équation 3-56.

$$J = \frac{2 \times H \times S}{(\omega_0)^2} = \frac{2 \times H \times S}{(2 \times \pi \times f_0)^2} \qquad \textbf{3-56}$$

Les définitions des paramètres de l'équation 3-56 sont les suivantes :

H est la constante d'inertie de l'unité de production globale mesurée en secondes.
S est la puissance produite apparente globale ou la consommation totale de l'UCTE mesurée en KVA.
ω_0 est la rotation électrique initiale mesurée en rad/secondes.
f_0 est la fréquence de référence mesurée en Hz, elle est égale à 50 Hz.

L’énergie réglante primaire au niveau européen = 21000 MW/Hz.
La réserve secondaire de puissance en France est autour de 700 MW.

Dans le chapitre 7, une étude de cas sur l’intégration des actions de DR (qui représente dans notre cas un effacement de consommation électrique) au modèle du réglage de fréquence ainsi que les résultats vont être présentés.

3.7 Conclusion du chapitre 3

Les modèles des différentes charges électriques thermiques, des bâtiments ainsi que des opérations de recharge des véhicules électriques étaient présentés dans ce chapitre, l’objectif est de créer un parc de consommation résidentiel pour pouvoir appliquer les actions de contrôle sur ces types de charges; ces actions de contrôle sont nommées des actions de DR; elles consistent brièvement en des coupures ou des modifications des paramètres des thermostats.
Le comportement dynamique ainsi que le fonctionnement des chauffages et des chauffe-eau sont analysés.

Un parc de chaque type de chaque charge électrique étudiée est agrégé en utilisant des lois normales de distribution aléatoires des différents paramètres des modèles.

L’opération de recharge de base d’un VE est présentée, et un parc de VEs rechargé par ce scénario de recharge est agrégé, l’objectif est de partir de ce scénario pour en développer d’autres (en appliquant les actions de DR), afin d’arriver à diminuer la pointe de surconsommation liée à ces recharges.

Le réglage de fréquence (primaire et secondaire) global européen des deux zones est modélisé, l’objectif de ce modèle sera de réaliser une étude de cas sur la contribution des actions de contrôle (actions de DR) à l’ajustement et d’étudier l’impact du DR sur le réglage de fréquence secondaire.

Le chapitre 4 suivant présente les différents types d’actions de DR appliquées sur les charges électrothermiques étudiées.

4. Simulation et analyse d'un effacement

4.1 Introduction

L'objectif de cette partie est d'analyser les phénomènes négatifs qui suivent l'application des actions de DR sur les charges électrothermiques; ces actions représentent en premier temps un effacement de la consommation pendant une certaine durée. Les actions de DR représentent en premier cas une coupure brutale (ON/OFF) qui font effacer totalement la consommation des charges électrothermiques.

Ces phénomènes négatifs dépendent en premier lieu du type de charges stockables (qui stockent de l'énergie) à contrôler; un phénomène nommé le CLPU apparait après l'effacement des charges thermiques tandis qu'il n'apparait pas si la charge est de type électrothermique comme les batteries.

Les trois types de charges thermiques étudiées sont les convecteurs, les radiateurs à inertie et les chauffe-eau. Le CLPU résultant d'un effacement d'un parc de chacune de ces charges est présenté dans cette partie. Les modèles de charges thermiques sont associés aux modèles de bâtiments lors de l'étude du CLPU. Les VEs sont éventuellement évoqués dans cette partie, et l'étude montrera que l'interruption ou la coupure des opérations de recharge des batteries de ces premiers cause un effet rebond (CLPU) négligeable à l'instant de la reconnexion de ces opérations ce qui distinguent le type de charge stockable et déplaçable en même temps (vue que la batterie stocke de l'énergie et que la consommation peut être déplacée dans le temps).

4.2 Definition du Cold Load Pick-Up (CLPU)

Le Cold Load Peak-Up (ou le CLPU), présente le phénomène qui suit directement la reconnexion directe ou la mise en marche brutale des charges électrothermiques après une mise en arrêt forcée de celles-ci pendant une certaine durée. L'objectif de cette partie est de réaliser une étude analytique sur ce phénomène.
Premièrement, ce phénomène est étudié pour un parc de bâtiments associés à leurs chauffages électriques.

4.3 Simulation d'un effacement ON/OFF : application chauffage

L'objectif de cette partie est de réaliser une étude analytique sur le CLPU (Cold Load Pick-Up) qui suit un effacement simultané de la consommation d'un parc de chauffages d'une durée, ΔT_{DR}, égale à une heure; ΔT_{DR} est nommée la période d'application des actions de DR. Les bâtiments avec les chauffages en convection sont étudiés en premier dans la partie suivante. L'action ON/OFF appliquée simultanément sur les 500 chauffages (convecteurs ou radiateurs à inertie) est présentée dans la figure 4-1.

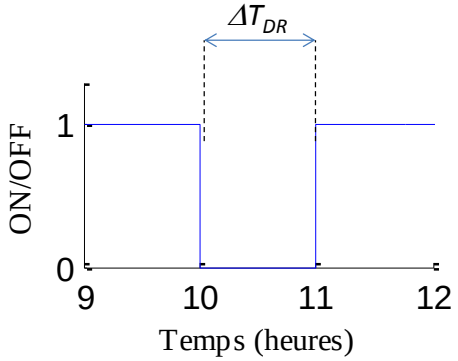


Figure 4-1 La coupure d'effacement ON/OFF appliquée simultanément sur tous les chauffages du parc.

4.3.1 Bâtiments avec convecteurs

Dans cette partie, un profil agrégé de la consommation d'un parc de chauffage est réalisé.
La coupure de ces chauffages et plus généralement des charges thermiques stockables, génère une surconsommation à l'instant de la reconnexion de ces charges; autrement dit, l'énergie qui aurait du être consommée pendant la période de coupure, sera entièrement consommée pendant la période qui suit la remise en marche de ces charges à partir du moment de la reconnexion.
La surconsommation qui résulte à l'instant de la reconnexion prend la forme d'un pic nommé le CLPU (Cold Load Pick-Up) ou l'effet rebond. Donc, l'objectif aussi de l'agrégation est d'arriver à modéliser l'effet rebond qui suit l'interruption de la consommation de ces charges électriques thermiques.
Les actions de DR dans ce cas représentent des coupures brutales.

- **CLPU : amplitude et durée**

Les caractéristiques du CLPU sont sa magnitude et sa durée. La magnitude du CLPU est la demande maximale qui suit l'instant de reconnexion (à la fin de l'application de l'action de gestion de la demande), comme cela est présenté dans l'équation 4-1 et en p.u dans l'équation 4-2 en divisant la magnitude du CLPU mesurée en kW par la consommation normale (en kW) qui aurait du être consommée sans l'application des actions de DR.

Le CLPU apparaît à l'instant t_{max}, P_{max} est la demande maximale ou la magnitude du CLPU à l'instant t_{max} en kW et P_{noDR} est la puissance qui aurait du être consommée à l'instant t_{max} sans l'application des actions d'interruption (ou de DR).

$$CLPU(kW) = P_{\max}(t = t_{\max}) \quad \textbf{4-1}$$

$$CLPU(pu) = \frac{P_{\max}(t = t_{\max})}{P_{_noDR}(t = t_{\max})} \quad \textbf{4-2}$$

Le Pic De Surconsommation (ou le PDS) (voir figure 4-2), en kW représente la surconsommation liée à la reprise des charges, cette surconsommation est égale à la différence entre la magnitude du CLPU et la consommation de base mesurée en kW, comme cela est présenté dans l'équation 4-3. Tandis que sa valeur en % de la puissance effacée, ΔP, est calculée en prenant le rapport entre le PDS (en kW) et ΔP, comme cela est présenté dans l'équation 4-4.

$$PDS(kW) = P_{\max}(t = t_{\max}) - P_{_noDR}(t = t_{\max}) \quad \textbf{4-3}$$

$$PDS(\%) = \frac{P_{\max}(t = t_{\max}) - P_{_noDR}(t = t_{\max})}{\Delta P} \times 100 \quad \textbf{4-4}$$

Dans le cas d'une coupure brutale de toutes les charges du parc en même temps (comme cela est présenté dans la figure 4-2), on a $\Delta P = P_{_noDR}$ ($t = t_{max}$). Donc, l'équation 4-4 devient sous la forme 4-5.

$$PDS(\%) = (CLPU - 1) \times 100 \quad \textbf{4-5}$$

Par contre pour une coupure d'une partie des charges, la relation 4-5 n'est pas vérifiée.
La durée du CLPU est la période pendant laquelle le CLPU maintien 70% de sa valeur.
Pour un parc de 500 chauffages, les caractéristiques du CLPU qui suit la coupure brutale d'une heure de ces chauffages sont présentées dans la figure 4-2 pour une température extérieure du logement, T_{out}, égale à 5°C.

Cette magnitude est égale à peu près à 3.5 *pu* (ce qui veut dire qu'elle est égale à 3 fois et demi la puissance non contrôlée qui aurait été due être consommée sans l'application des actions de DR). Et le PDS (en appliquant l'équation 4-5) est égal à 250%.

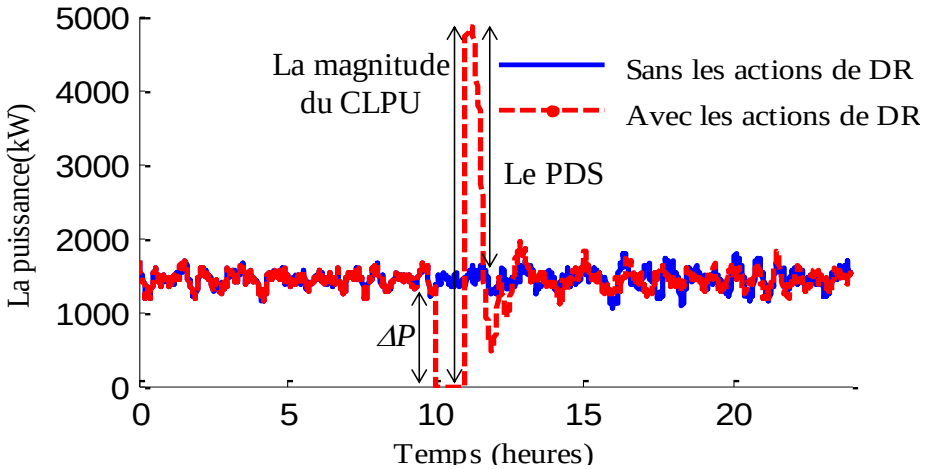


Figure 4-2 Les caractéristiques du CLPU qui résulte d'une coupure brutale d'une heure (de 10h à 11h) pour une température extérieure, T_{out}, égale à 5°C.

Pour une valeur de T_{out}= -5°C, la magnitude du CLPU obtenue pour la même durée de coupure et pour le même parc de 500 convecteurs est présentée dans la figure 4-3. La magnitude du CLPU dans ce cas est égale à 2 *p.u*, elle est inférieure à sa valeur présentée dans la figure 4-2 parce que comme il fait plus froid dehors dans ce cas (T_{out} dans ce cas est inférieure), la puissance non contrôlée principale sans l'application des actions de DR est plus grande comme les déperditions thermiques sont plus grandes (la puissance de chauffe est égale aux déperditions thermiques de la pièce à chauffer), et le rapport entre le pic de consommation au moment de la reconnexion par rapport à la puissance principale non contrôlée à l'instant de la reconnexion est plus petite (En sachant que le puissance du pic à l'instant de reconnexion ne peut pas dépasser la puissance installée des chauffages).

Le PDS dans ce cas est égal à 100% (voir figure 4-3). Ce qui dit que toute la puissance effacée va être ré-consommée à la fin du contrôle.

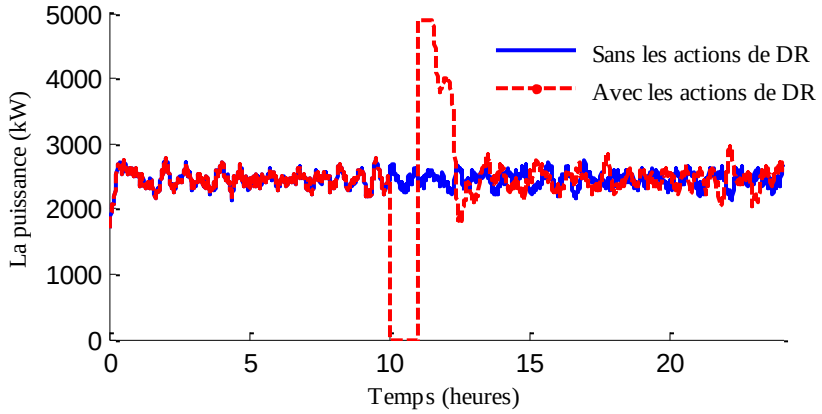


Figure 4-3 Le phénomène du CLPU qui résulte d'une coupure brutale d'une heure (de 10h à 11h) pour une température extérieure, T_{out}, égale à -5°C.

Si nous essayons de comparer nos résultats avec ceux publiés par ailleurs (Lefebvre et al, 2002] et [Wilde, 1985]), les CLPU sont en phase, car ils affichent – pour une coupure brutale d'une heure – une magnitude du CLPU entre 2.1 et 3.7 fois la consommation qui aurait été consommée sans l'application des actions de gestion de la demande ou de DR.

Toutefois, la comparaison des magnitudes du CLPU est délicate car elles dépendent de plusieurs paramètres, tels que la durée de coupure, le niveau d'isolation thermique, de la température extérieure T_{out}, mais aussi du type de stratégies de coupure appliquée (ON/OFF ou pilotage de a consigne du thermostat).

4.3.2 Bâtiments avec radiateurs à inertie

Le CLPU généré pour les mêmes conditions que précédemment (instant, durée, et nombre de charges sollicitées, température extérieure) est présentée dans la figure 4-4. La magnitude du CLPU est égale à peu prés à 2.1 *p.u* qui est légèrement supérieure à la magnitude du CLPU obtenue du contrôle du parc de convecteurs.
Le PDS dans ce cas est égal à 110%.

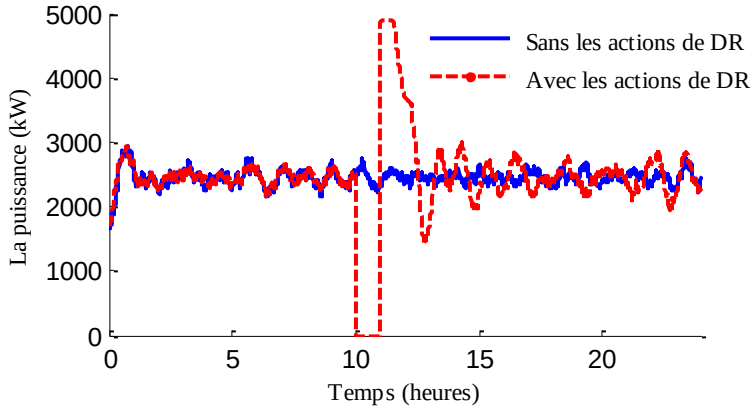


Figure 4-4 Les puissance non contrôlée et contrôlée par une coupure brutale d'une heure (de 10h à 11h) appliquée sur un parc de radiateurs et pour une température extérieure, T_{out}, égale à -5°C.

Dans les conditions de la figure 4-4, le comportement est similaire à celui de la figure 4-3. Toutefois, pour une comparaison plus détaillée, nous regardons les caractéristiques du CLPU en fonction de la durée d'effacement.

4.3.3 Comparaison de la magnitude du CLPU pour les deux types de chauffages

La figure 4-5 présente les valeurs des magnitudes du CLPU obtenues pour différentes périodes de coupure brutale appliquées sur un parc de 500 convecteurs électriques et sur un autre parc de 500 radiateurs électriques pour une valeur de T_{out} égale à -5°C.

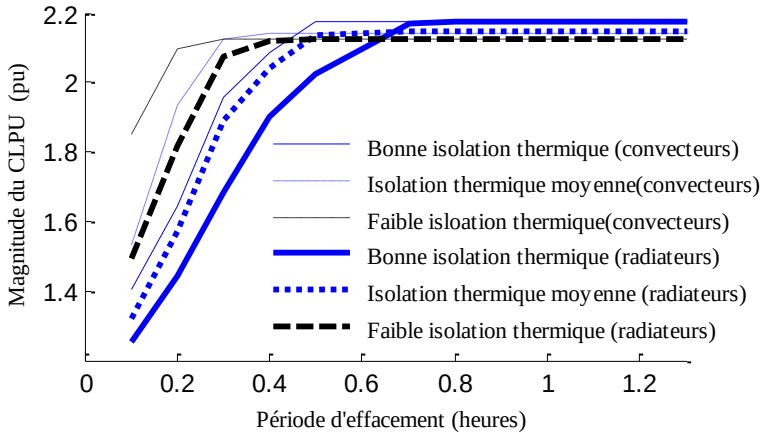


Figure 4-5 Les magnitudes du CLPU pour différentes périodes d'effacement et pour différents niveau d'isolation (pour une température extérieure, T_{out} égale à -5°C). Pour ΔT_{DR} = 1 heure.

Pour les périodes de coupures plus longues, la magnitude du CLPU sera plus grande à l'instant de la reconnexion des chauffages parce que la chaleur perdue pendant les périodes de coupures est plus importantesque celle pour des plus petites durées de coupures. Plus l'interruption est longue, plus grand sera le nombre de bâtiments dans lesquels la température intérieure descendra en dessous de la consigne basse du thermostat (T_{lo}). Ainsi on augmente le nombre de chauffage qui vont fonctionner simultanément à la fin de la période de DR.

La figure 4-5 montre que pour une période d'effacement ΔT_{DR} supérieure à 0.6h la magnitude du CLPU est approximativement constante pour tous les cas.

Pour une durée d'effacement inférieure à 0.4h, les radiateurs à inertie présentent une magnitude du CLPU moindre. Ce comportement est lié à leur caractéristique propre : l'existence d'un cœur de chauffe qui peut libérer plus longtemps l'énergie emmagasinée ce qui fait que la température intérieure baisse moins vite.

Le radiateur provoque une magnitude du CLPU moindre que celui du convecteur pour une durée de coupure donnée, mais, cet effet est effectivement limité à 1 h parce que la durée d_{off} est égale à peu près à une heure.

La coupure brutale de la consommation appliquée ici (ON/OFF) est une stratégie très basique qui sera dénommée stratégie n°1. D'autres stratégies seront présentées dans le chapitre 5 : contrôle des thermostats, ou des interruptions séquentielles (plusieurs groupes de bâtiment pour une sollicitation plus courte de chaque groupe). L'objectif de ces stratégies sera de diminuer la magnitude du CLPU.

4.3.4 CLPU : Effet de la température extérieure

L'impact de la température extérieure, T_{out}, a été abordé précédemment (4.3.1). Les figures 4-2 et 4-3 montrent que :

- La surconsommation est bornée par le dimensionnement du parc de chauffages, ainsi que l'amplitude du CLPU diminue lorsque la puissance moyenne consommée augmente, c'est-à-dire lorsque T_{out} baisse.

- La durée du CLPU augmente lorsque T_{out} baisse car les déperditions thermiques augmentant, il faudra plus de temps pour récupérer l'énergie perdue durant l'effacement.

Donc pour un parc donné, les deux paramètres qui agissent sur la magnitude du CLPU sont la température extérieure et la durée de l'effacement.

Sur la base d'un parc de logements avec convecteurs, nous avons quantifié l'amplitude du PDS (en kW) en fonction de ces deux paramètres dans la figure 4-6.

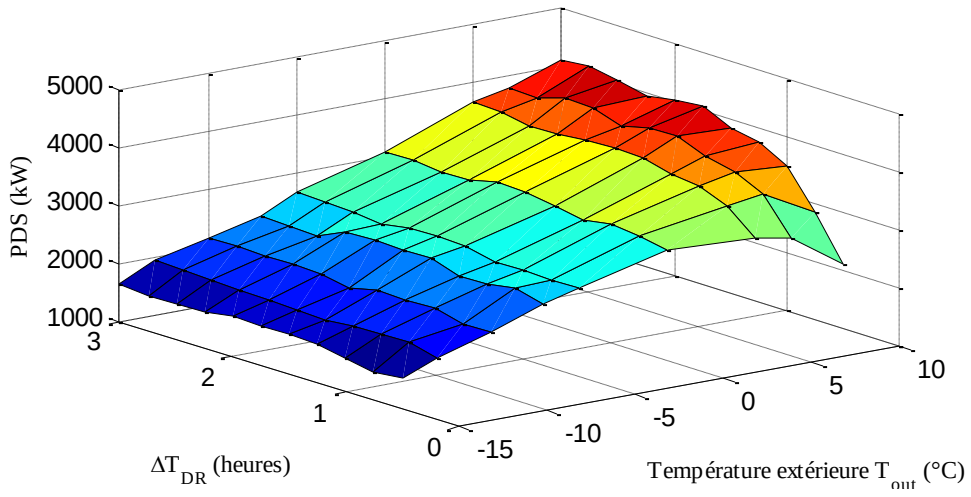


Figure 4-6 La relation entre le pic de surconsommation, la température extérieure Tout, et la durée d'effacement.

4.3.5 Analyse de la dégradation du confort thermique

Il s'agit ici d'analyser la dégradation du confort thermique en cas d'application de la première stratégie de contrôle et pour les deux types de chauffages. La méthode adoptée pour évaluer cette dégradation a été indiquée dans 3.3.3 : c'est la différence entre la consigne basse du thermostat, T_{lo}, et la température minimale à l'intérieur du logement, atteinte à la fin de la période d'application de l'effacement.

Les valeurs de dégradation du confort thermique des consommateurs obtenues suite à l'application des différents programmes de DR dépendent du niveau d'isolation thermique du logement et du type de chauffage électrique.

Dans le cas de la 1ère stratégie de contrôle, les valeurs de dégradation de confort sont calculées pour les trois niveaux d'isolation et pour 2 cas : (i) 500 logements chauffés par 500 convecteurs, (ii) 500 logements chauffés par 500 radiateurs.

La figure 4-7 présente les distributions des valeurs de dégradation de confort thermique dans les 500 logements suite à l'application de la première stratégie de contrôle pour chaque niveau d'isolation et pour les radiateurs et les convecteurs.

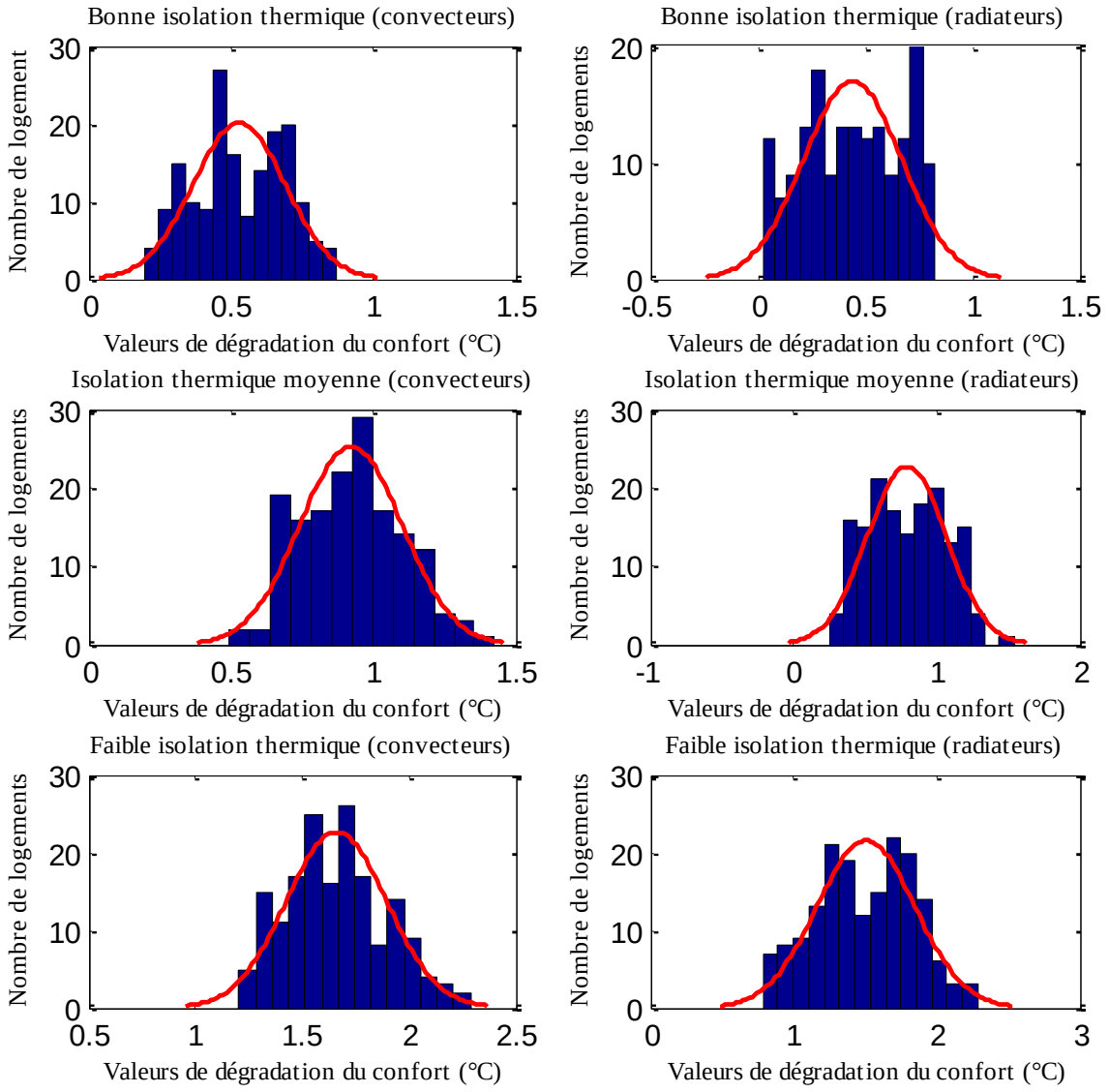


Figure 4-7 Distribution des valeurs de dégradation de confort thermique dans les 500 logements pour les deux cas d'étude, pour les différents niveaux d'isolation et pour T_{out} = -5°C.

La figure 4-7 montre que le contrôle des radiateurs est plus convenable que celui des convecteurs parce que, la valeur de la dégradation du confort thermique pour les radiateurs est inférieure à celle des convecteurs, ainsi que le nombre de logements dont le confort thermique est dégradé. Le tableau 4-1 présente les valeurs de dégradation de confort thermique (moyennes et écarts types) dans les logements chauffés par les radiateurs et les convecteurs suite à l'application de chaque action de DR.

Stratégie de contrôle	Type de chauffage	Bonne isolation		Moyenne isolation		Faible isolation	
		μ	σ	μ	σ	μ	σ
Première stratégie de contrôle	Convecteurs	0.52	0.16	0.92	0.18	1.66	0.23
	Radiateurs	0.4	0.2	0.8	0.27	1.5	0.34

Tableau 4-1 Les moyennes et les écarts types des valeurs de dégradation du confort thermique dans les logements bien, moyennement et faiblement isolés chauffés par les convecteurs et les radiateurs.

En conclusion, le critère « confort thermique » préconise de contrôler les radiateurs à inertie plutôt que les convecteurs.

4.4 Simulation d'un effacement ON/OFF : application ECS

Le CLPU qui suit l'application de la première stratégie de contrôle sur un parc de 500 chauffe-eau est modélisé dans cette partie. Les valeurs des magnitudes du CLPU obtenues dans les études de [Wilde, 1985], [Lefebvre et al, 2002], [Bischke et al, 1985], [Ericsson, 2009] et [Lee et al, 1983] (pour l'application de la première stratégie de contrôle sur un parc de chauffe-eau), sont comparées avec celles obtenues par nos simulations. Néanmoins, cela reste une tâche difficile à réaliser parce que la magnitude du CLPU dépend de plusieurs paramètres comme la durée de coupure, la consommation d'eau chaude pendant la durée de coupure, l'isolation thermique du réservoir, les conditions climatiques du pays (température de l'eau froide entrante dans le reservoir) ainsi que le nombre de chauffe-eau contrôlés (parce que plus grand est le nombre de chauffe-eau contrôlées, plus grande est la magnitude du CLPU, [Laurent et al, 1994] et [Lefebvre et al, 2002] (voir l'équation 4-1). Donc, une comparaison pertinente requiert un Benchmark (ou un modèle de référence en français).

La première stratégie de contrôle (pour des longues périodes d'application qui peuvent atteindre 3 heures) est étudiée par plusieurs auteurs comme [Bischke et al, 1985] et [Cohen, 1988]. Les études mentionnées dans cette partie montrent que la magnitude du CLPU pour ΔT_{DR} =1 heure de coupure brutale varie entre 150 et 370% de la magnitude de la consommation non contrôlée.

L'action de DR est appliquée sur un parc de 500 chauffe-eau est de midi à 13h et pour une durée ΔT_{DR} égale à 1 heure.

4.4.1 Comparaison de la magnitude du CLPU

La figure 4-8 montre les caractéristiques du CLPU qui suit une heure d'interruption de la consommation d'un parc de 500 chauffe-eau. La magnitude de ce CLPU est égale à peu près au double de la puissance du parc qui aurait été consommée sans l'application des actions de contrôle ou d'interruption.

La coupure ou l'interruption brutale des charges thermiques représente la première stratégie de contrôle.

La magnitude du CLPU dépend aussi de l'instant de l'effacement, par exemple dans la figure 4-9, nous présentons la magnitude du CLPU qui résulte de l'application d'une coupure brutale (première stratégie de contrôle) entre 18h et 19h (à la pointe de consommation du parc de chauffe-eau).

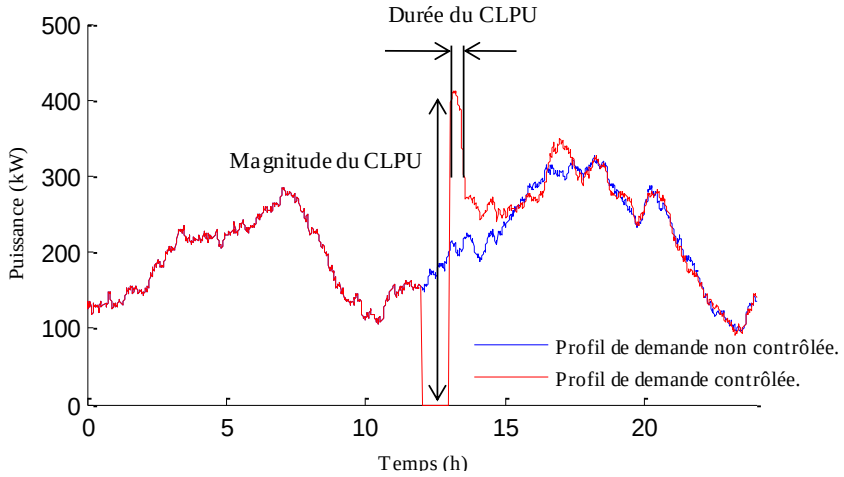


Figure 4-8 Caractéristiques du CLPU qui apparait suite à une heure de coupure brutale d'un parc de 500 chauffe-eau.

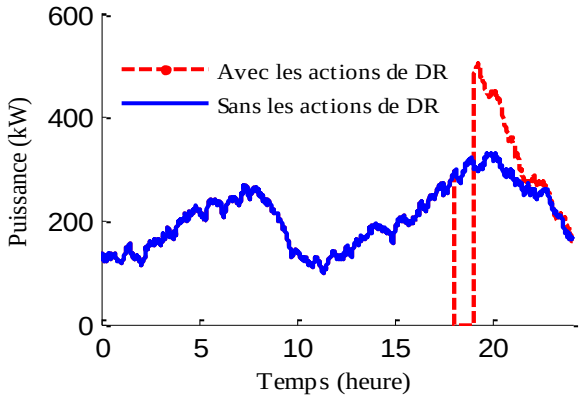


Figure 4-9 Le CLPU généré par la coupure brutale appliquée sur 500 chauffe-eau de 18h à 19h.

La figure 4-10 présente la relation entre la magnitude du CLPU et la durée de coupure, cette figure montre que la magnitude du CLPU est plus grande pour une plus longue période de coupure, parce que, l'eau à l'intérieur sera plus froide et le nombre des chauffe-eau dont la température de l'eau est inférieure à la température de référence sera plus grand.

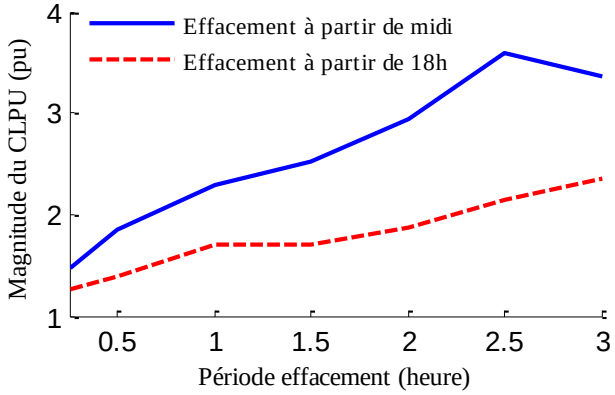


Figure 4-10 La relation entre la magnitude du CLPU et la durée de contrôle pour la première stratégie de contrôle (qui représente une coupure brutale de la consommation) appliquée sur un parc de 500 chauffages.

4.4.2 Analyse de la dégradation du confort thermique

La figure 4-11 montre les valeurs de dégradation du confort thermique suite à l'application de la première stratégie de contrôle de midi à 13h. On remarque que la plupart des chauffe-eau présentent une valeur de dégradation assez faible et acceptable et que les chauffe-eau contribuent moins que les chauffages à la cette dégradation (voir figure 4-7) puisque ces derniers ont une inertie thermique plus faible que celle des chauffe-eau.

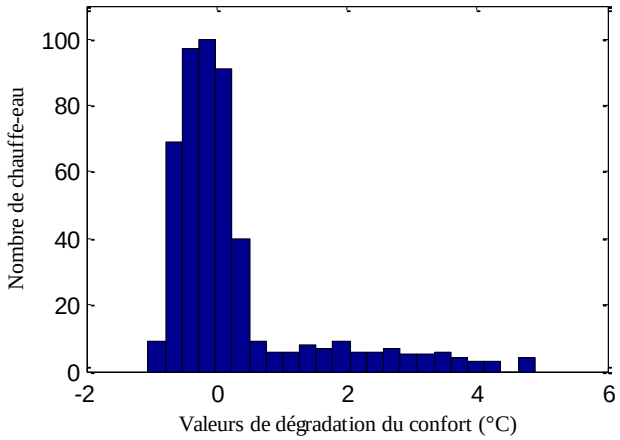


Figure 4-11 Le nombre de chauffe-eau correspondant à chaque valeur de dégradation de confort.

Les valeurs de dégradation ne ressemblent pas à une gaussienne comme cela l'était pour les chauffages, c'est pourquoi la courbe de gauss dans ce cas n'est pas ajoutée aux histogrammes de la figure 4-11.

4.5 Simulation d'un effacement de charges de VEs

Nous présentons maintenant le profil de recharge des batteries des VE en cas d'effacement ON/OFF sur une durée donnée. La figure 4-12 présente le profil de demande pour la recharge d'un parc de 500 VEs (Véhicules électriques) sans et avec l'application de la première stratégie de contrôle de 20h à 21h, (donc pour un ΔT_{DR} = 1 heure). Le parc de recharge de ces 500 VEs est le même parc déjà détaillé dans la partie 3.5.4 et leur profil de recharge est celui du scénario de recharge de base présenté aussi dans la même partie.

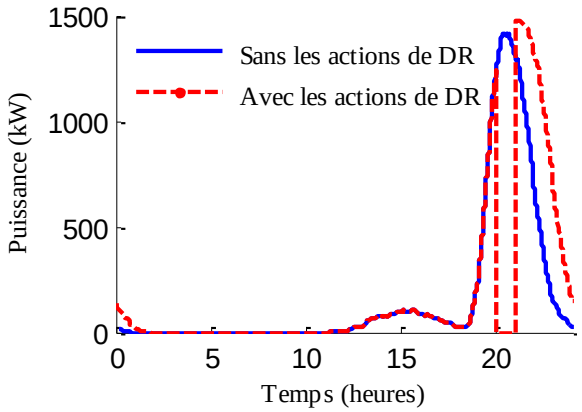


Figure 4-12 Le profil de recharge de 500 VEs sans et avec l'application d'un effacement d'une heure

On constate que l'effacement a pour effet de décaler la consommation, mais on peut remarquer une pointe de consommation un peu plus élevée. Cela peut s'expliquer par le fait que les véhicules qui auraient terminé leur charge entre 20h et 21h s'il n'y avait pas eu d'effacement sont encore présents après 21h. Le profil de consommation garde la même forme parce que les batteries sont des charges de type déplaçables (dont la

consommation peut être déplacée dans le temps). Nous reviendrons sur le cas des VE pour étudier la possibilité de faire contribuer les opérations de recharge à la gestion de la pointe journalière d'un poste de distribution.

4.6 Conclusion du chapitre 4

Les paramètres sur lesquels on pourra agir pour établir les stratégies de commande sont la durée de coupure, et le nombre de charges contrôlées.

La température extérieure, T_{out}, a un effet considérable sur la magnitude du CLPU mais c'est un paramètre non contrôlable, il doit malgré tout être pris en compte pour évaluer la puissance effaçable ou le CLPU. La magnitude du CLPU dépend aussi de l'isolation du bâtiment (figure 4-5) ce qui peut être contrôlée en sélectionnant le type de chauffage à effacer, par exemple en appliquant les actions de DR sur les bâtiments bien isolés chauffés par des radiateurs. L'impact de l'effacement sur la dégradation du confort dépend aussi des caractéristiques du bâtiment (figure 4-7). Pour des bâtiments moins bien isolés, il faudra réduire la durée d'interruption pour conserver une réduction acceptable de la température.

Ainsi notre modèle permet d'évaluer que pour obtenir une réduction moyenne de 1°C (cas du bâtiment moyennement isolé chauffée par des convecteurs) il faut :

- Une interruption de 45 minutes pour un parc de bâtiments faiblement isolés
- Une interruption de 1h30 pour un parc de bâtiments bien isolé.

Pour obtenir une réduction moyenne de 0.8°C (cas du bâtiment moyennement isolé chauffée par des radiateurs et cette valeur est mentionné dans le tableau 4-1), si les mêmes bâtiments sont chauffés avec des radiateurs, il faut :

- Une interruption de 37 minutes pour un parc de bâtiments faiblement isolé.
- Une interruption de 1h30 pour un parc de bâtiments bien isolé.

L'énergie effacée correspond – pendant la durée d'effacement – à la différence entre l'énergie du parc sans contrôle et celle avec contrôle; la même différence pendant la durée qui suit l'effacement et qui dure jusqu'à la fin de la journée correspond à l'énergie du CLPU qui est égale à l'énergie effacée.

Ces deux énergies sont quantifiées pour les deux types de charges pour un effacement d'une heure :

- Pour un parc de 500 convecteurs électriques, l'énergie effacée est égale à 2445 kWh tandis que l'énergie du CLPU est égale à 2350 kWh ;
- Pour un parc de 500 radiateurs à inertie, l'énergie effacée est égale à 2463 kWh tandis que l'énergie du CLPU est égale à 2302 kWh ;
- Pour un parc de 500 chauffe-eau, l'énergie effacée et égale à 138 kWh tandis que l'énergie du CLPU est égale à 136 kWh.

Ces chiffres montrent que le CLPU permet de réinjecter dans le système l'énergie perdue et non injectée durant l'effacement. Pour réduire la magnitude du CLPU qui résulte de l'application de la première stratégie de contrôle et pour réduire la dégradation du confort qui suit une heure d'interruption, on propose dans le chapitre 5 suivant deux types de stratégies de contrôle qui sont : (i) l'envoie des actions de coupure sur un plus grand nombre de charges électrothermiques mais pendant une plus petite durée en décalant dans le temps les sollicitations et (ii) la modification des températures de consignes des thermostats des charges électrothermiques contrôlées.

Comme les batteries des véhicules électriques sont de nature stockable, et comme le nombre de véhicules électrique devrait croître, elles peuvent être considérées une des charges visées par les actions de gestion de la demande (actions de DR) pour réaliser de l'ajustement pendant la pointe à la hausse ou à la baisse de la demande du réseau par rapport à ce qui été prédit le jour J-1. Par exemple, si la prédiction de la consommation électrique s'avère être plus basse au jour J de ce qui était prévu le jour J-1, on aura besoin de surconsommer ou de retirer de la puissance du réseau en lançant des opérations de recharge des véhicules électriques appartenant au parc résidentiel.

5. Les actions de gestion de la demande (actions de Demand Response (DR))

L'objectif des stratégies de contrôle ou des actions de gestion de la demande proposées est de réduire la durée de coupure pour réduire la dégradation du confort et pour réduire la magnitude du CLPU qui résulte du contrôle des chauffages et qui apparait à la fin de la période de contrôle; les CLPU dont les magnitudes sont à réduire sont montrés dans les figures 4-3, 4-4 et 4-8 qui représentent respectivement le cas pour les convecteurs, les radiateurs à inertie et les chauffe-eau. Les actions de contrôle sont appliquées et les résultats de simulation sont présentés pour une température extérieure du logement, T_{out}, égale à -5 °C.
L'objectif de l'application des actions de gestion de la demande (ou des actions de DR) sur les opérations de recharges des batteries des VEs sera de réduire les surcharges qui apparaissent sur les transformateurs HTA/BT causées par le profil de recharge global. Ces opérations de recharge seront associées avec des actions de DR appliquées sur un parc de chauffe-eau.

5.1 Effacement par actions ON/OFF

5.1.1 Cas de base

Nous avons étudié dans le chapitre précédent les actions d'effacement de type ON/OFF appliquées simultanément à un unique groupe de charge. Ces actions ont montré que le CLPU pouvait être important ainsi que la dégradation du confort thermique. Ce type d'effacement est notre cas de base qui nous servira pour les comparaisons. Nous proposons donc une approche différente qui va consister à répartir l'effacement sur plusieurs groupes de charges.

5.1.2 Cas dispatché

Le cas dispatché représente un deuxième cas d'application des actions ON/OFF et qui consiste à contrôler plusieurs groupes identiques de N charges et de les couper séquentiellement mais chacun pour une plus petite durée ($\Delta T_{DR}/5$ au lieu de ΔT_{DR}) comme le montre la figure 5-1.
L'application du cas dispatché pour les deux types de charges (convecteurs électriques et chauffe-eau) est détaillée dans la partie suivante.
Nous verrons que les valeurs de dégradation de confort (figure 5-4) sont presque nulles dans ce cas.

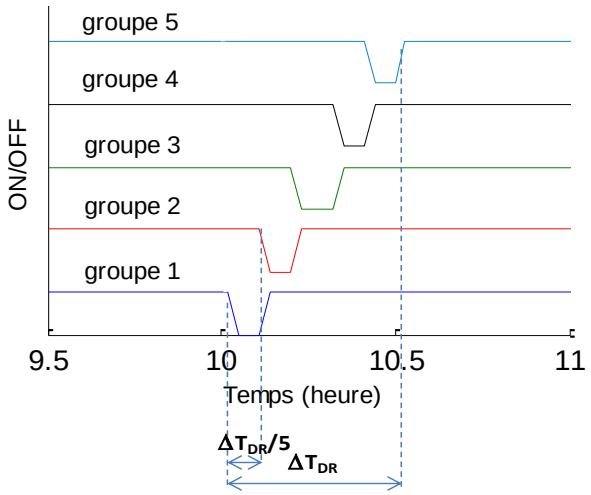


Figure 5-1 Cas dispatché.

5.1.2.1 Chauffages avec convecteurs électriques

Le cas dispatché est appliqué sur 5 groupes de chauffages selon le scénario présenté dans la figure 5-1, le nombre de chauffages dans chaque groupe est respectivement égal à N_1, N_2, N_3, N_4 et N_5. Initialement, chaque groupe contient 500 chauffages (N_1= N_2= N_3= N_4= N_5=N=500).
Ces 5 groupes de chauffages appartiennent à un parc de 2500 chauffages. Ce qui veut dire que chaque charge sera sollicitée une seule fois.
La puissance contrôlée suite à l'application du cas dispatché et la puissance non contrôlée qui aurait du être consommée sans l'application des actions de DR sont présentées dans la figure 5-2.

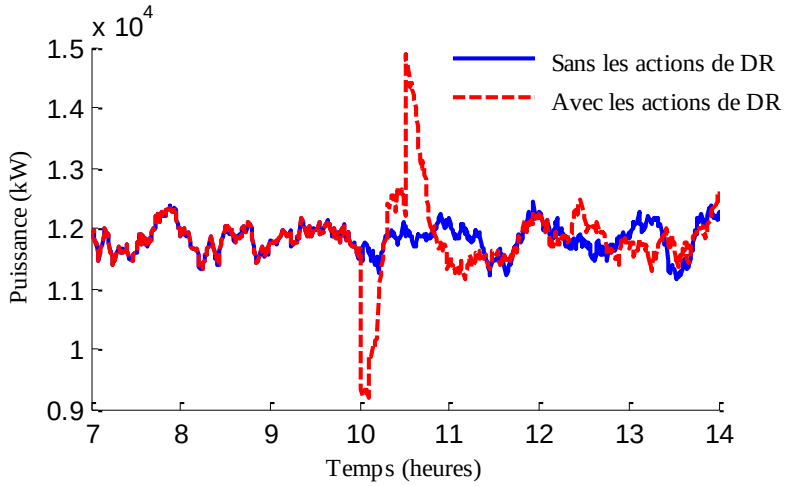


Figure 5-2 Puissance contrôlée et non contrôlée en cas d'application du cas dispatché sur la valeur initiale de N_1, N_2, N_3, N_4 et N_5.

La magnitude du CLPU pour l'application du cas dispatché et pour la valeur initiale de N_1, N_2, N_3, N_4, N_5 présenté dans la figure 5-2 est égale à 1,33 *p.u* et le PDS est égale à 757%, cette valeur est grande parce que la puissance effacée pendant la durée d'effacement, ΔT_{DR} prend une forme très irrégulière (figure droite de la figure 5-3) qui passe par le positive et par le négative, donc, la moyenne de la puissance effacée est très petite, et en utilisant la valeur de cette moyenne comme valeur de ΔP dans l'équation 4-4, on obtient une valeur très grande du PDS, en sachant que la puissance consommée du parc sans contrôle, $P_{_noDR}$ est égale à 12 MW. La forme du bloc de puissance effacée n'est pas forcément celle désirée et demandée par le gestionnaire du réseau et le PDS est très grand, ce qui est négatif parce que le PDS exprime la valeur de la surconsommation par rapport à la puissance effacée. La puissance effacée, ΔP, qui résulte de la coupure des groupes de N chauffages pendant ΔT_{DR}, est obtenue en soustrayant la puissance non contrôlée de la puissance contrôlée des 5 groupes de 500 chauffages (figure 5-3).

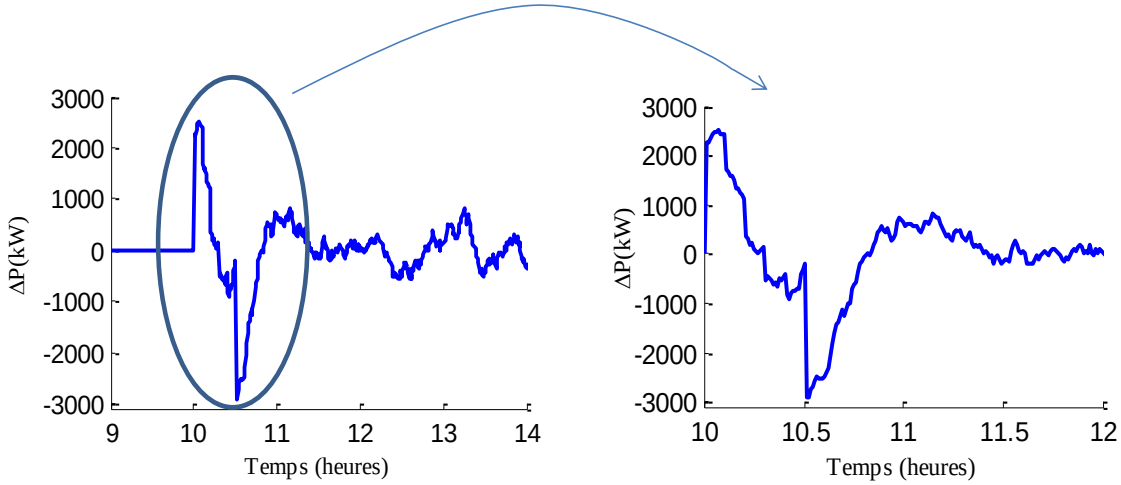


Figure 5-3 La puissance effacée par le cas dispatché.

Le profil de puissance effacée, ΔP, obtenue pendant ΔT_{DR} (de 10h à 10h30) et présenté dans la figure 5-3 n'a pas une forme standard ce qui peut causer des refus d'acceptation de la part du gestionnaire du système électrique.
Parce que, les ajustements de puissances effacées offertes sur le marché électrique ont une forme standard comme des blocs rectangles (si on néglige les temps de montée des groupes), d'une certaine durée, ΔT_{DR}, et d'une hauteur définie, ΔP. Un algorithme d'optimisation sera présenté dans le chapitre 6 dont l'objectif est d'obtenir un bloc rectangle de la puissance effacée. Cet algorithme consistera à optimiser le nombre de charges contrôlées dans chacun des groupes présentés dans la figure 5-1 (ou optimiser N_1, N_2, N_3, N_4 et N_5).
La figure 5-4 présente les valeurs de dégradations de confort des 2500 chauffages contrôlée.

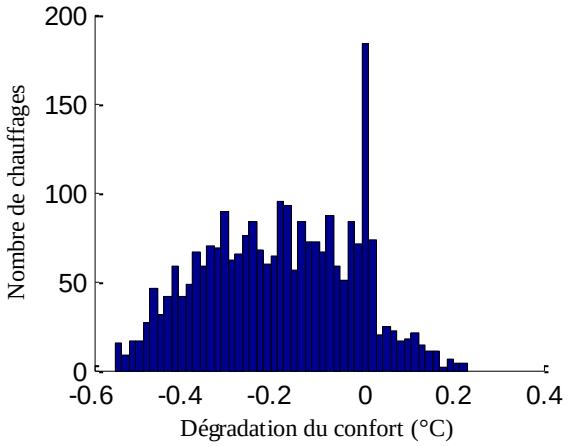


Figure 5-4 Valeurs de dégradation du confort thermique des 2500 chauffages contrôlées.

La figure 5-4 montre que la valeur de dégradation de confort thermique pour la plupart des chauffages (T_{lo}-min(T_{int})) est négative (donc, T_{lo}<min(T_{int})), donc, la température intérieure des pièces chauffées par ces chauffages ne descend pas au-dessous de T_{lo} pendant ΔT_{DR}. Les valeurs négatives de la dégradation du confort correspondent au cas où la température n'a pas atteint une valeur inférieure à T_{lo} pendant la période de DR.
Ce sont les charges au voisinage de T_{lo} pendant la période de DR et qui ont une inertie suffisante pour que la température ne baisse pas trop vite.

5.1.2.2 Chauffe-eau

Pour le cas d'application des actions de DR sur les chauffe-eau, la puissance consommée est indépendante de la température extérieure du logement, T_{out} puisqu'on suppose que la pièce est régulée à une valeur constante.
Initialement, chaque groupe contient 500 chauffe-eau (N_1= N_2= N_3= N_4= N_5=N=500).
Ces 5 groupes de chauffe-eau appartiennent à un parc de 2500 chauffe-eau.
Le cas dispatché est appliqué sur 5 groupes de 500 chauffe-eau coupés selon le scénario présenté dans la figure 5-5 mais dans ce cas, la durée de ΔT_{DR} est égale à une heure et chaque groupe est coupé pendant ΔT_{DR}/5 ou pour une durée égale à 12 minutes.

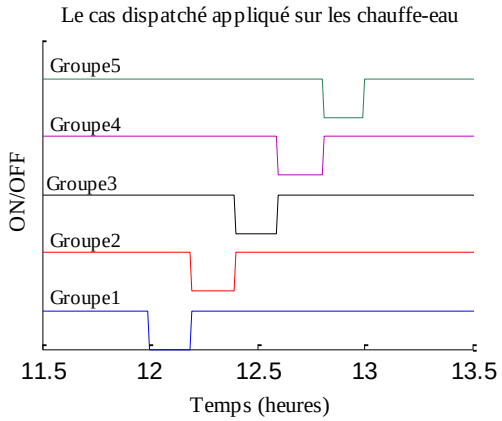


Figure 5-5 Le cas dispatché appliqué sur les chauffe-eau.

La puissance contrôlée (suite à l'application du cas dispatché) et la puissance non contrôlée (qui aurait été consommée sans l'application des actions de DR) sont présentées dans la figure 5-6.
La valeur du CLPU qui résulte de l'effacement est égale à 1.16 p.u et le PDS est égal à 158%.

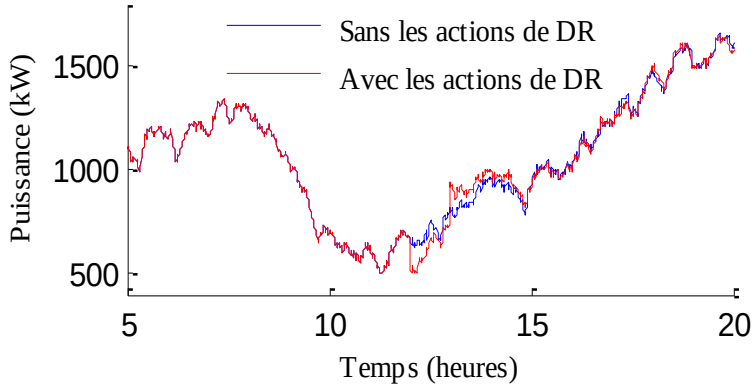


Figure 5-6 La puissance contrôlée et non contrôlée en cas d'application du cas dispatché sur les chauffe-eau et pour la valeur initiale de N_1, N_2, N_3, N_4 et N_5.

Lors de l'application du cas dispatché pour la valeur initiale de N_1, N_2, N_3, N_4 et N_5, la puissance effacée pendant ΔT_{DR} n'a pas la forme d'un bloc rectangulaire comme cela est présenté dans la figure 5-7. Il y aura donc un travail de mise en forme du bloc de puissance effacée à réaliser pour se rapprocher du cas d'un groupe de production très flexible tel que l'hydraulique.

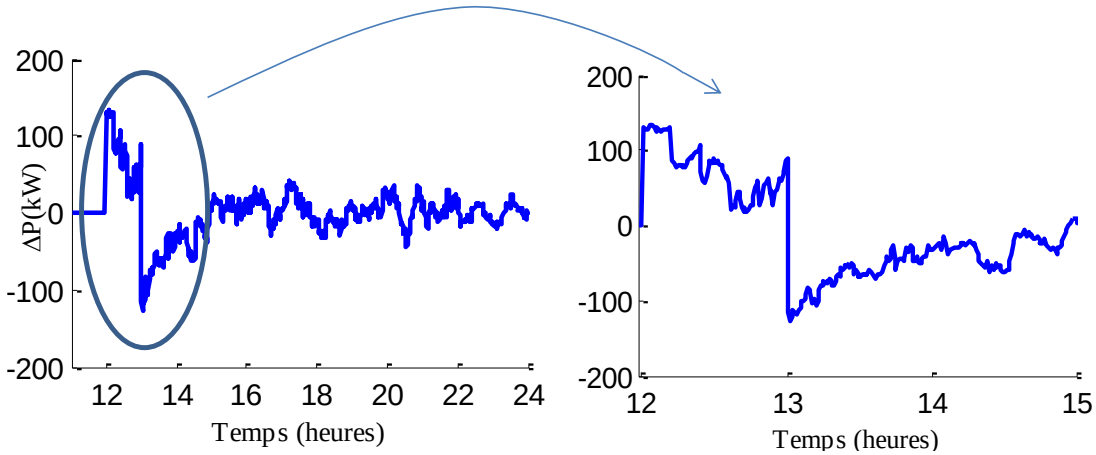


Figure 5-7 La puissance effacée suite à l'application du cas dispatché sur les chauffe-eau.

Les valeurs de dégradation de confort des 2500 chauffe-eau qui en résultent du cas dispatché sont présentées dans la figure 5-8.

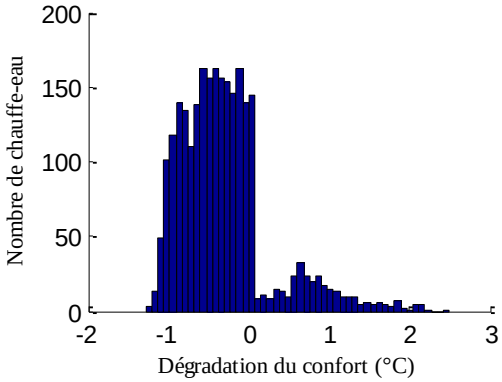


Figure 5-8 Les valeurs de dégradation de confort des 2500 chauffe-eau qui en résultent du cas dispatché.

On remarque de la figure 5-8 que les valeurs de dégradation de confort pour la plupart des chauffe-eau sont négatives, ce qui veut dire que pour ces chauffe-eau, la température de l'eau ne descend pas en dessous de la consigne base du thermostat, T_{lo} pendant ΔT_{DR}.

- **Comparaison entre le cas dispatché et le cas de base pour les chauffe-eau et les chauffages**

Si on fait un zoom sur la durée d'effacement, la figure droite et gauche de la figure 5-9 montre respectivement pour les convecteurs et les chauffe-eau une comparaison entre la puissance effacée par l'application du cas de base et la puissance effacée suite à l'application du cas dispatché. Pour ce cas dispatché, on constate une forme en marche d'escaliers descendants car la puissance effacée avec le groupe n°i compense le CLPU du groupe n°i-1 (ou la variable i prend comme valeur de 1 à 5). En dispersant les groupes, l'énergie effacée est moindre (réduction de 48%) mais en contrepartie l'énergie liée au CPLU est aussi moindre (2 p.u pour le cas de base contre 1.15 p.u pour le cas dispatché) mais le PDS est plus important, (100% pour le cas de base contre 757% pour le cas dispatché).

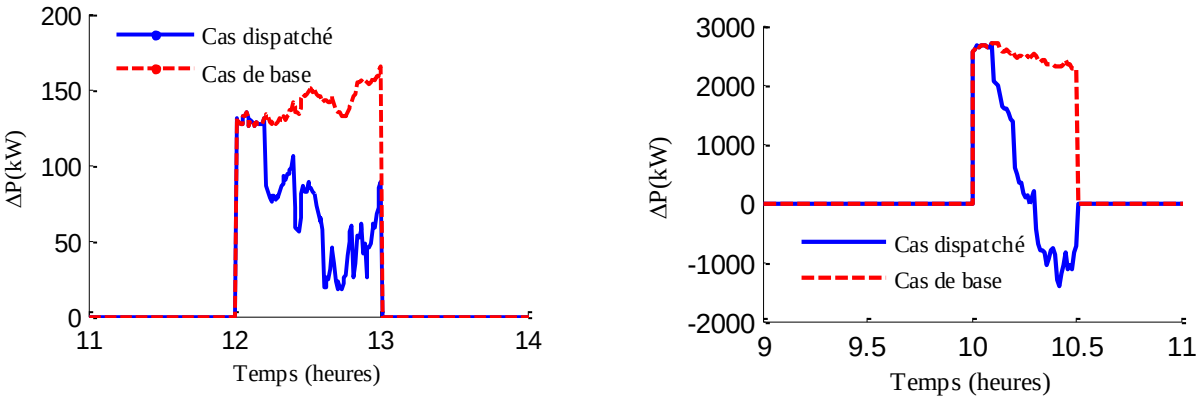


Figure 5-9 Comparaison entre la quantité effacée par le cas de base et par le cas dispatché en cachant l'effet du CLPU. Chauffe-eau (à gauche) et convecteur (à droite)

Les quantités de puissances effacées moyennées sur la durée ΔT_{DR} et les magnitudes de CLPU obtenues pour le cas de base et le cas dispatché sont présentées respectivement dans les figures 5-11 et 5-10, pour plusieurs durées d'action de DR.

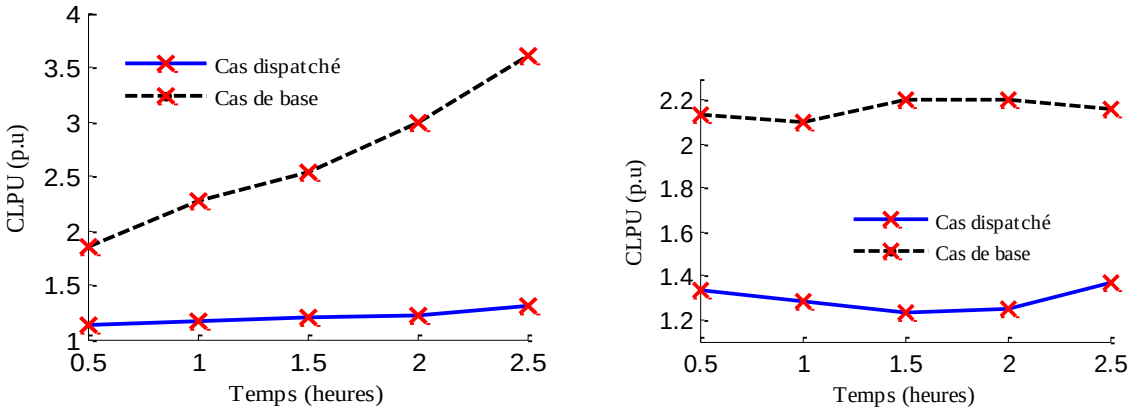


Figure 5-10 Magnitudes de CLPU obtenues pour les deux scenarios de coupure et pour différentes périodes de coupures (ΔT_{DR}). Pour les convecteurs (à droite) et pour les chauffe-eau (à gauche).

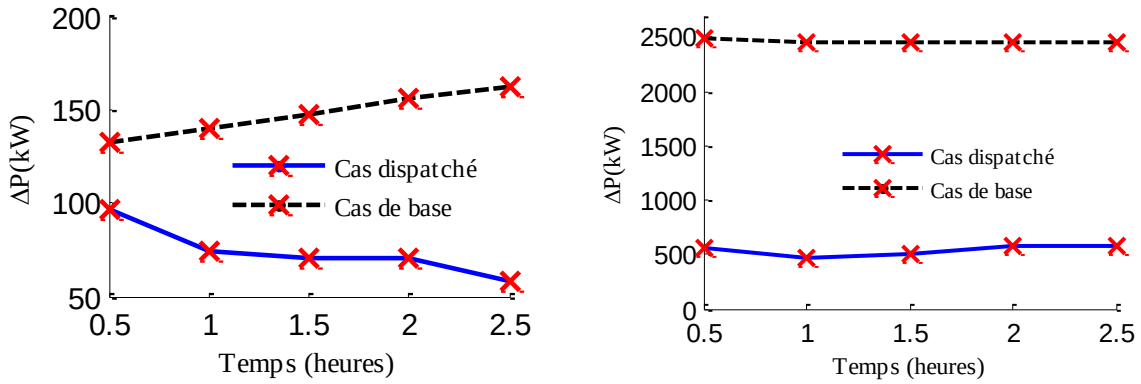


Figure 5-11 Quantités de puissances effacées pour les deux scénarios de coupure et pour plusieurs valeurs de ΔT_{DR}. Pour les convecteurs (à droite) et pour les chauffe-eau (à gauche).

En cas d'application du cas de base pendant $\Delta T_{DR,}$ la magnitude du CLPU obtenue est plus grande que la valeur de la magnitude du CLPU généré par le cas dispatché parce que dans ce dernier cas de coupure, chaque sous-groupe est coupé pendant $\Delta T_{DR}/5$ comparé à une coupure de ΔT_{DR} égale à heure pour le cas de base, de plus, plus grande est la valeur de $\Delta T_{DR,}$ plus grande est la magnitude du CLPU.

La quantité de puissance effacée, ΔP, pour le cas dispatchée est plus petite que celle du cas de base (figure 5-11), parce que dans le cas dispatché, la coupure du deuxième groupe sert à compenser le CLPU qui résulte de la coupure du premier groupe et la coupure du troisième groupe sert à compenser le CLPU qui résulte du contrôle du deuxième groupe est ainsi de suite, donc, à la fin, la valeur moyenne du ΔP pendant ΔT_{DR} est plus petit pour le cas dispatché, et le PDS est plus important.

Par ailleurs, la puissance installée des éléments de chauffage étant plus élevée que celle des chauffe-eau, la puissance effaçable pour un parc de logement est plus faible dans le cas des chauffe-eau.

Une optimisation est détaillée dans le chapitre 6 dont l'objectif est d'obtenir une forme standard ou un bloc rectangle de la puissance effacée, cette optimisation se base sur un algorithme de résolution par la méthode des moindres carrés qui consiste à optimiser les nombre N_1, N_2, N_3, N_4 et N_5 pour avoir une forme standard de la puissance effacée.

Une deuxième méthode pour réduire la magnitude du CLPU est de réduire les consignes des thermostats des convecteurs électriques, des radiateurs à inertie (utilisables pour des bâtiments tertiaires et éventuellement individuels) et des chauffe-eau, cette réduction représente une deuxième action de DR.

5.2 Réduction des consignes des thermostats

Cette action consiste à réduire les consignes des thermostats des charges thermiques pendant ΔT_{DR} au lieu de couper brutalement leur consommation électrique (ON/OFF). Elle consiste plus précisément à réduire les consignes (T_{hi} et T_{lo}) d'une valeur de ΔT_{hi} tout en gardant la valeur originale de la bande morte de l'hystérésis, $\Delta T,$ du thermostat (une contrainte de confort thermique).

Les nouvelles consignes du thermostat sont: T_{hi} - ΔT_{hi} et T_{lo} - ΔT_{hi} (figure 5-12).

Le cas d'application de cette stratégie de contrôle sur un parc de 500 chauffages et sur un autre de 500 chauffe-eau sont présentés dans la partie suivante pour une réduction de consigne équivalente à ΔT_{hi} = 2°C, et pour ΔT_{DR} = 1 heure.

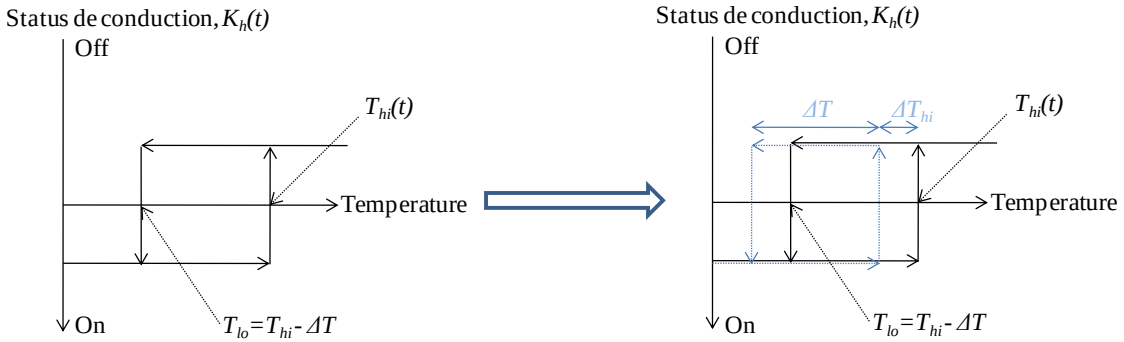


Figure 5-12 Variation de la consigne élevée du thermostat T_{hi} pendant l'application de la deuxième action de DR.

5.2.1 Les chauffages par convecteurs électriques

Pour $\Delta T_{hi}=2°C$ et pour un hystérésis de largeur $\Delta T=0.55°C$, la magnitude du CLPU généré par l'application de cette stratégie sur un parc de 500 chauffages est égale à 2 *p.u* (figure 5-13), le CLPU obtenu est le même que celui obtenu lors de l'application du cas de base présenté dans la figure 4-3 parce que la nouvelle valeur de T_{hi} est inférieure à la valeur originale de la consigne basse, T_{lo} (ou $T_{hi}-T_{lo}=\Delta T<\Delta T_{hi}$), donc, tous les convecteurs vont s'arrêter lorsque la consigne est baissée.
Le PDS dans ce cas est égal à 100%.

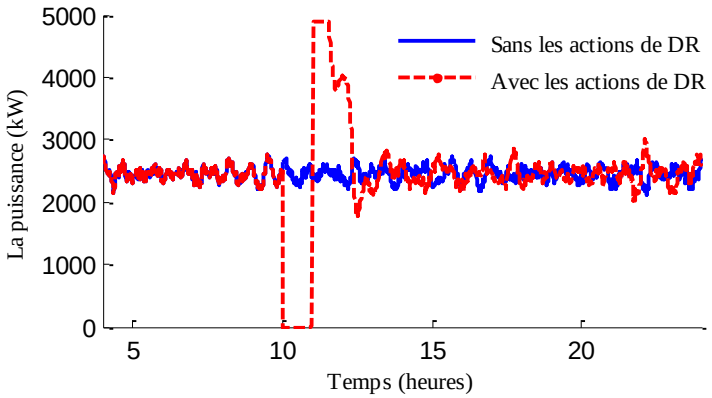


Figure 5-13 Le CLPU obtenu suite à la réduction des consignes des thermostats des 500 convecteurs électriques de 2°C et de 10h à 11h pour T_{out} = -5 °C.

Il apparait donc que cette stratégie doit être mise en place avec une réduction plus faible de la consigne si on souhaite limiter le CLPU. La figure 5-14 représente la relation entre la magnitude du CLPU et la valeur de réduction des consignes du thermostat, ΔT_{hi} pour deux valeurs de ΔT, qui sont 0.55°C et 1.55°C, pour ΔT_{DR}=1 heure qui commence de 10h à 11h et pour une valeur de T_{out} = -5 °C. Cette réduction est appliquée sur un ensemble de 500 convecteurs.

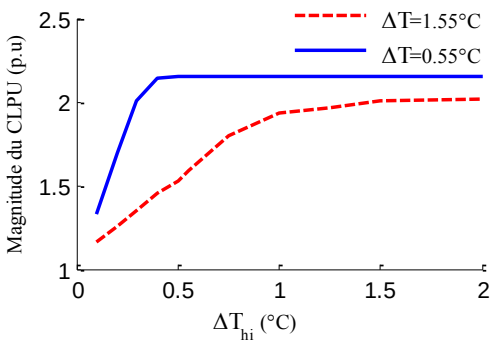


Figure 5-14 La magnitude du CLPU qui résulte de l'application de différentes valeurs de ΔT_{hi} et pour deux valeurs de la bande morte du thermostat (ΔT) pourΔT_{DR}=1 heure et pour T_{out} = -5°C.

La magnitude du CLPU croit quand la valeur de ΔT_{hi} augmente (figure 5-14). La magnitude du CLPU devient constante ou approximativement constante pour une valeur de ΔT_{hi} égale à la valeur de ΔT, parce que quand la valeur de ΔT_{hi} est supérieure à la valeur de ΔT, tous les chauffages vont se mettre simultanément en marche à la fin de la période de contrôle après une longue période de coupure.

Pour un ΔT=1.55°C, la magnitude du CLPU est plus petite comparée à sa magnitude quand ΔT=0.55°C, parce que pour ΔT =1.55°C, la probabilité que la température intérieure de la pièce à chauffer, T_{in}, soit inférieure à T_{lo} à la fin de la période de contrôle est plus petite que la même probabilité quand ΔT=0.55°C, donc, le nombre de chauffages qui vont être reconnectés à la fin du contrôle (ou à la fin de ΔT_{DR}) est plus petit quand ΔT=1.55°C.

Dans la figure 5-15, nous comparons la puissance effacée dans le cas de base et celles effacées pour différentes valeurs de la réduction de consigne.

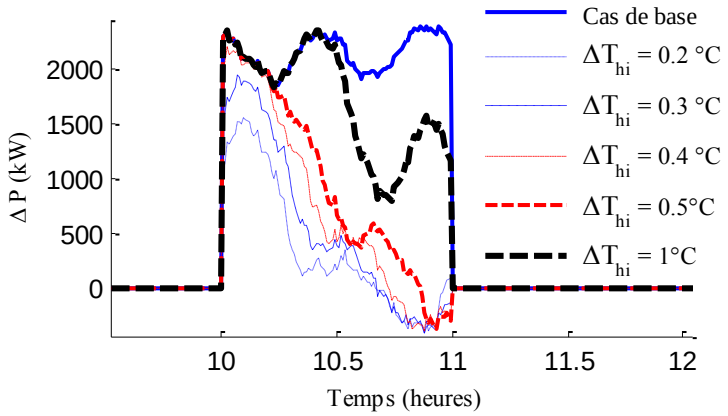


Figure 5-15 Les profils de ΔP en cas d'application de différentes valeurs de ΔT_{hi} entre 10h et 11h et pour un ΔT=0.55°C, un N=500 et une température T_{out} = -5°C comparée avec l'application du cas de base et en cachant l'effet du CLPU.

On remarque de la figure 5-15 que entre 10h et 11h la puissance effacée est maximale pour le cas de base, tandis que pour une réduction des consignes croissante, la puissance effacée augmente.

Pour une réduction de 1°C, la puissance effacée se réduit après 30min d'effacement car certains logements atteignent la limite basse de consigne (T_{lo}-ΔT_{hi}) et se remettent en marche.

On verra par la suite que le nombre de charges contrôlées peut être optimisé pour avoir des profils constants de puissance effacée pendant ΔT_{DR} ce qui peut être acceptable de la part du gestionnaire du système électrique et il pourra par la suite injecter des formes standards de puissances d'ajustements au réseau électrique.

Pour avoir une puissance effacée égale à celle obtenue du cas de base (figure 5-15), les consignes des thermostats doivent être réduites de *2°C* (ΔT_{hi}=2°C), mais la magnitude du CLPU reste élevée et égale à 2 *p.u* (figure 5-13) et le PDS reste égal à 100%.

- ## Etude de la période des oscillations après le CLPU

L'objectif de cette partie est d'analyser la période des oscillations qui suivent la réduction maintenue des consignes des thermostats d'un parc de 500 convecteurs électriques appartenant à 500 maisons bien isolées. Ces oscillations sont dues à une désynchronisation forte du parc de chauffages après l'effacement.
Si on réduit les consignes des thermostats de tous les convecteurs électriques du parc, la période des oscillations qui suivent le CLPU est égale à la période d_{on}+d_{off} calculée par 3-5, et 3-6 en utilisant les nouvelles consignes de températures T_{hi}-ΔT_{hi} et T_{lo}-ΔT_{hi}.
Les périodes d_{on} et d_{off} calculées restent mesurables pour un groupe de bâtiment du même type (maisons ou appartement) avec le même niveau d'isolation (bien, moyennement ou mal isolé), en sachant que les nouvelles consignes du thermostat dans ce cas ne sont pas restituées à leurs valeurs originales à la fin de la période de

DR. La figure 5-16 présente le CLPU et les oscillations qui suivent le CLPU si on maintien la réduction des consignes du thermostat après la période de DR, ΔT_{DR}, pour 500 maisons bien isolées et pour T_{out} = -5°C.

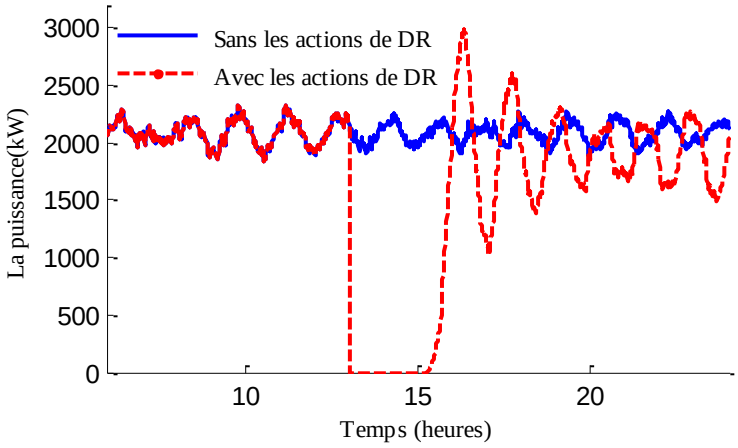


Figure 5-16 Oscillations observées après le CLPU pour 500 maisons bien isolées chauffées avec des convecteurs.

5.2.2 Les chauffe-eau

La réduction des consignes des thermostats est appliquée aussi sur un parc de chauffe-eau. L'objectif est de réduire la magnitude du CLPU observée dans le cas de base comme l'ont déjà fait quelques auteurs [Rautiainen et al, 2009]. Ces actions sont peu présentées dans la littérature, on retrouve souvent les actions de DR basées sur des actions ON/OFF.

Les consignes T_{lo} et T_{hi} des thermostats d'un parc de 500 chauffe-eau sont réduites de ΔT_{hi} °C, pendant ΔT_{DR} =1 heure de 12h à 13h. Le profil de T_{hi} est présenté dans la figure 5-17. La demande du parc de 500 chauffe-eau sans et avec la réduction des consignes des thermostats, pour ΔT_{hi} = 2°C et pour une valeur de ΔT_{DR} =1 heure (de 12h à 13h00) est présentée dans la figure 5-18.

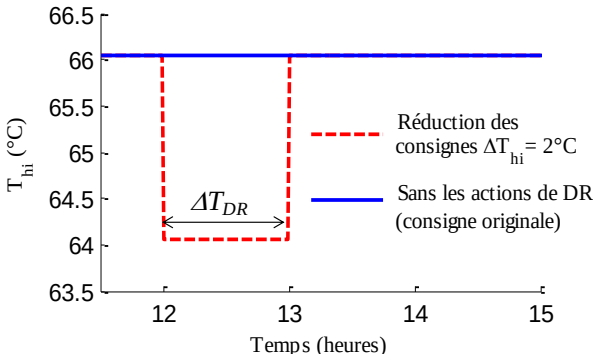


Figure 5-17 La réduction de la consigne T_{hi} de 2°C pendant ΔT_{DR}.

La demande tombe presque à zéro (voir la figure 5-18) mais pas tout à fait comme dans le cas des convecteurs. La raison est liée au fait que lorsqu'un chauffe-eau est utilisé, sa température peut descendre en dessous de T_{lo}, même s'il fonctionne (si l'énergie prélevée par le débit est supérieure à celle injectée par le système de chauffe). Il est donc possible que sa température correspond à un état de chauffe même après déplacement du cycle d'hystérésis (translaté vers les basses températures de T_{hi} et de T_{lo}). Il est à noter que si nous avions étudié le comportement thermique d'une habitation en présence de perturbations (ouverture de porte) nous aurions eu un comportement similaire.

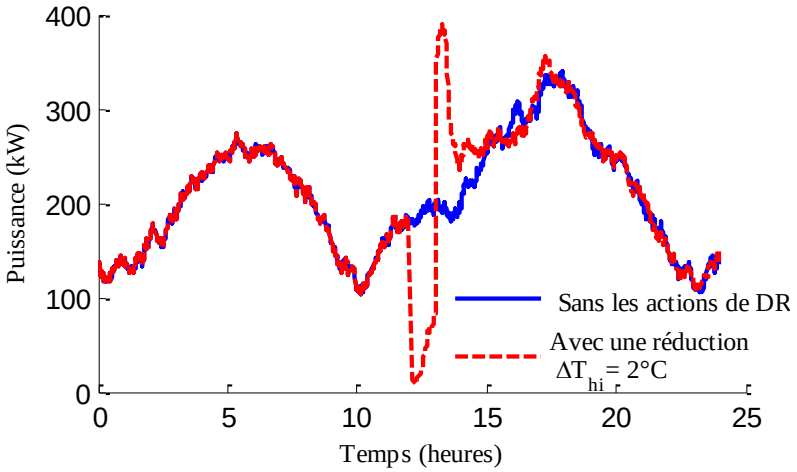


Figure 5-18 La puissance totale consommée par le parc de 500 chauffe-eau sans et avec la réduction de midi à 13h.

On constate aussi qu'il y a une remontée de la puissance avant la fin de la période de DR puisque les chauffe-eau arrêtés se remettent en marche si $T_{in} < T_{lo}$-ΔT_{hi}.

On imagine bien que la quantité effaçable avec cette stratégie dépend de l'amplitude de la réduction de consigne. Plus la réduction est grande, plus grande est la puissance effacée. Ceci est confirmé dans la figure 5-19.

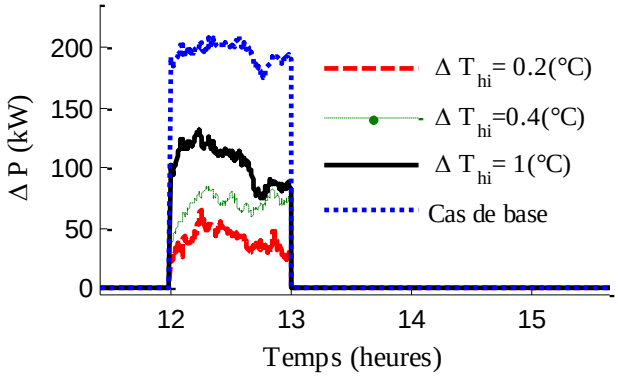


Figure 5-19 Puissance effacée pour différentes valeurs de ΔT_{hi} comparés avec le cas de base (coupures ON/OFF des 500 chauffe-eau).

Les profils (présentés dans la figure 5-19) de quantités de puissance effacées sont plus « plats » que ceux présentés dans la figure 5-15 pour les chauffages, parce que, les puissances installées des chauffe-eau et les déperditions thermiques de ceux-ci sont inférieures à celles des chauffages. Cet effet dépend aussi du niveau de consommation d'eau, donc des déperditions thermiques du chauffe-eau et le contrôle des chauffe-eau apparait plus stable que celui des chauffages.

En conclusion, si des stratégies de réduction de consigne des thermostats sont appliquées, une offre d'effacement des chauffe-eau sera plus facile à gérer qu'une offre basée sur de l'effacement des radiateurs ou des convecteurs.

La figure 5-20 présente les valeurs de magnitude du CLPU en *p.u* qui résultent de l'application de la stratégie de réduction des consignes des thermostats pour différentes valeurs de ΔT_{hi} et pour deux valeurs de la bande morte, ΔT. Donc, plus grande est la valeur de ΔT_{hi} plus grande est la magnitude du CLPU.

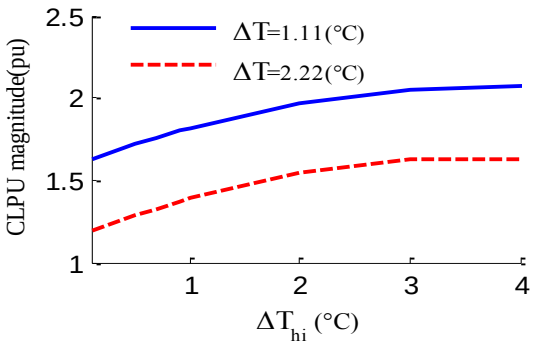


Figure 5-20 Les magnitudes du CLPU pour différentes valeurs de ΔT_{hi}, et pour deux valeurs de la bande morte des thermostats.

Pour une valeur de ΔT= 1.11 °C, les valeurs des magnitudes du CLPU sont plus petites que celles du cas ou ΔT= 2.22 °C (regardez figure 5-20), parce que pour la dernière valeur de ΔT, il est moins probable que la température de l'eau chaude à l'intérieur du réservoir soit inférieure à T_{lo} à la fin de ΔT_{DR}, donc, moins de chauffe-eau se remettront en marche vers la fin de la période d'action de DR. La magnitude du CLPU présentée dans la figure 5-13 et qui est observée quand les consignes des thermostats sont réduites de 2°C (ou ΔT_{hi} =2°C) est réduite que de 10% par rapport à celle observée dans le cas de base présenté dans la figure 4-3. Par contre, la magnitude du CLPU pour ΔT_{hi} =3°C, est la même que dans le cas de base car le niveau T_{lo} est trop bas pour permettre le remise en marche automatique avant la fin de la phase de réduction.

5.3 Réduction des consignes du thermostat avec une montée progressive de ces consignes

5.3.1 Les chauffages avec convecteurs électriques

Cette stratégie consiste à réduire les consignes du thermostat pendant ΔT_{DR}, et ensuite de les restituer progressivement pendant T_{rise}. Le motif est présenté dans la figure 5-21, et la commande reste appliquée sur un parc de 500 chauffages (convecteurs électriques). L'objectif de cette stratégie est de réduire la magnitude du CLPU tout en obtenant la même quantité de puissance effacée que dans le cas de base.

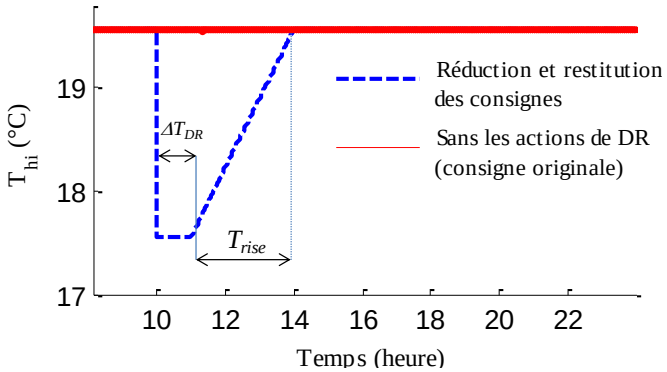


Figure 5-21 La variation des consignes du thermostat avec une restitution des consignes initiales en pente.

Les puissances totales consommées par les 500 convecteurs contrôlés suite à l'application de cette stratégie de contrôle pour deux valeurs de T_{rise} égales à 2 heures et à 3 heures et pour une valeur de ΔT_{hi} égale à 2°C sont présentées dans la figure 5-22 pour une température extérieure, T_{out} égale à -5°C.

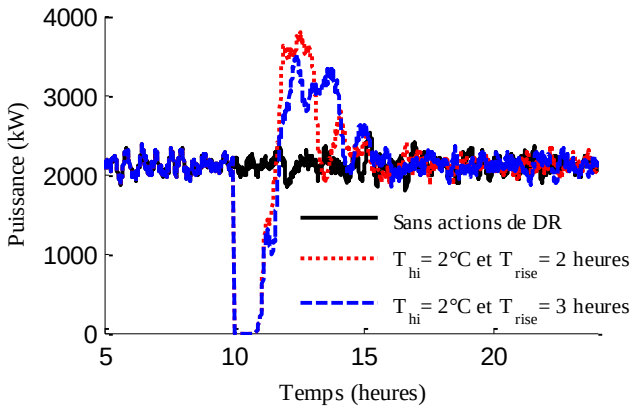


Figure 5-22 La puissance totale consommée par les 500 convecteurs sans et avec la réduction des consignes du thermostat de 10h à 11h pour 2 heures et 3 heures de durée de restitution des consignes et ceci est pour T_{out} = -5°C.

Suite à l'application de la réduction des consignes avec leur restitution, la magnitude du CLPU est réduite de 16% et de 22% de sa valeur obtenue du cas de base pour des périodes de restitution, T_{rise}, égales respectivement à 2 et à 3 heures. La pente imposée pour restituer les consignes initiales empêche la mise en marche simultanée des chauffages. On remarque aussi que plus longue est la période de restitution, plus petite est la magnitude du CLPU mais plus longue est sa durée.

- **Le confort thermique en fonction du niveau d'isolation thermique du logement :**

Les valeurs de dégradation du confort thermique des consommateurs obtenues pendant la réduction des consignes, ΔT_{DR}, dépendent du niveau d'isolation thermique du logement et du type de chauffage électrique. La valeur de cette dégradation déjà définie dans la partie 3.3.3 est calculée en prenant la différence entre la consigne basse du thermostat T_{lo} et le niveau minimal de la température intérieure du logement atteinte pendant la période d'application de DR. Les valeurs de dégradation de confort thermique générées pendant ΔT_{DR} sont calculées pour les trois niveaux d'isolation, pour ΔT_{DR} = 1 heure et pour 2 cas : (i) 500 logements chauffés par 500 convecteurs, (ii) 500 logements chauffés par 500 radiateurs; ces valeurs (moyennes et écarts types) sont présentées dans le tableau 5-1. Les valeurs de dégradation de confort thermique sont proches pour différentes valeur de ΔT_{hi} et de T_{rise}, mais par contre, pour les longues durées de restitution des consignes, T_{rise}, les consommateurs auront plus froid plus longtemps.

Réduction et restitution des consignes		**Logement bien isolé**		**Logement moyennement isolé**		**Logement faiblement isolé**	
		μ	**σ**	**μ**	**σ**	**μ**	**σ**
ΔT_{hi} = 1°C T_{rise} = 0	**Convecteurs**	0.51	0.15	0.88	0.12	1	0.001
	Radiateurs	0.4	0.2	0.7	0.2	1	0.05
ΔT_{hi} = 2°C T_{rise} = 0	**Convecteurs**	0.51	0.15	0.9	0.17	1.65	0.2
	Radiateurs	0.4	0.2	0.7	0.2	1.4	0.32
ΔT_{hi} = 2°C T_{rise} = 2 heures	**Convecteurs**	1.15	0.1	1.5	0.08	1.86	0.07
	Radiateurs	1	0.1	1.4	0.12	1.7	0.1
ΔT_{hi} = 2°C T_{rise} = 3 heures	**Convecteurs**	1.3	0.08	1.6	0.07	1.9	0.06
	Radiateurs	1.2	0.1	1.5	0.1	1.8	0.08

Tableau 5-1 Les valeurs de dégradation du confort thermique pour différents niveaux d'isolation des logements, chauffés séparément par les deux types de chauffages (convecteurs et radiateurs) et pour différentes valeurs de T_{rise} et de ΔT_{hi}.

Les valeurs du tableau 5-1 montrent qu'une lente remontée de la consigne du thermostat, T_{rise}, réduit le confort thermique, même si cela contribue à la réduction de la magnitude du CLPU. Donc, ces deux objectifs sont antagonistes. Nous appliquons maintenant ces stratégies sur un parc de chauffe-eau.

5.3.2 Les chauffe-eau

Pour réduire la magnitude du CLPU de plus de 10%, la consigne T_{hi} ne doit pas revenir instantanément à sa valeur initiale à la fin de ΔT_{DR}. Donc, la pente de remontée de la consigne doit être supérieure à la pente d'évolution de la température de l'eau chaude (T_{wh}) quand les chauffe-eau sont en phase ON ($dT_{wh}/dt \approx Q_{wh}/C_{wh} = 2.52°C/h$ sans consommation d'eau).

Une phase de restitution linéaire progressive est appliquée sur les consignes pour restituer graduellement les consignes originales des thermostats pendant T_{rise} à la fin de la période de contrôle, ΔT_{DR}.

La figure 5-23 présente la variation de la consigne haute du thermostat, T_{hi}, pendant ΔT_{DR} et pendant T_{rise}. La valeur de la consigne basse du thermostat est calculée en prenant $T_{lo} = T_{hi} - \Delta T$, en sachant que la valeur de la bande morte du thermostat, ΔT reste constante pendant ou en dehors des périodes d'applications des actions de DR.

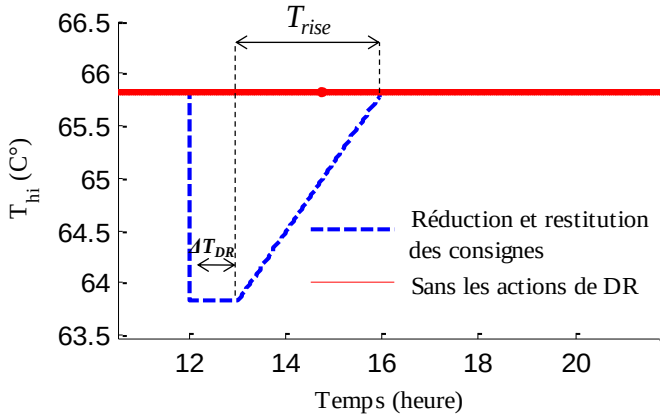


Figure 5-23 Variation de la consigne T_{hi} des thermostats pendant ΔT_{DR} avec la restitution progressive des consignes des thermostats.

La figure 5-24 présente une comparaison entre les différentes magnitudes du CLPU obtenues avec la réduction des consignes des thermostats et avec la restitution progressive des consignes pour deux valeurs de T_{rise} (2 et 3 heures) appliquées à la fin de la période ΔT_{DR} comparé avec le CLPU généré du cas de base.

La demande augmente progressivement parce que les consignes des thermostats, T_{hi} et T_{lo} augmentent progressivement (figures 5-24). La magnitude du CLPU dans ce cas est réduite de 25% par rapport à sa magnitude lors de l'application du cas de base.

La figure 5-25 présente les différents CLPU générés suite à l'application de différentes valeurs de T_{rise}. La magnitude du CLPU est plus petite pour une plus grande valeur de T_{rise}.
Ce qui compte sur cette figure c'est l'évolution du CLPU autant que la valeur de sa magnitude en elle-même car cela dépend aussi de l'évolution de la consommation.

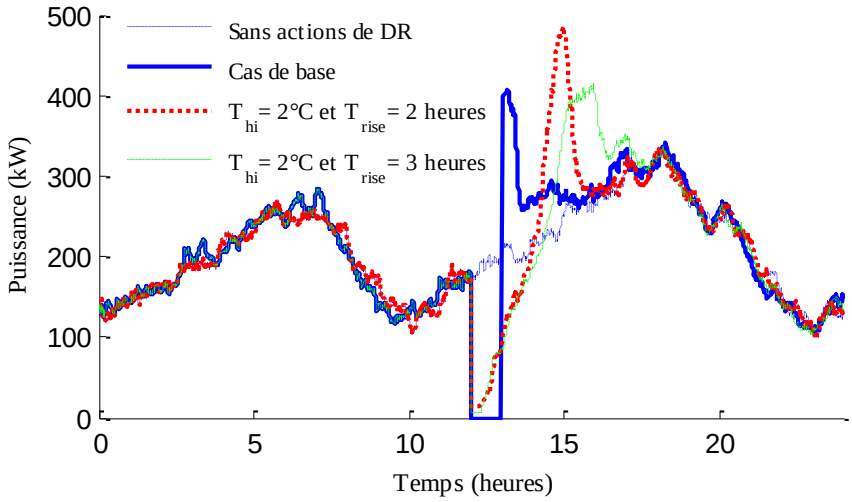


Figure 5-24 La puissance totale consommée par le parc de 500 chauffe-eau sans contrôle et avec la restitution progressive des consignes des thermostats comparée à la puissance consommée avec l'application du cas de base.

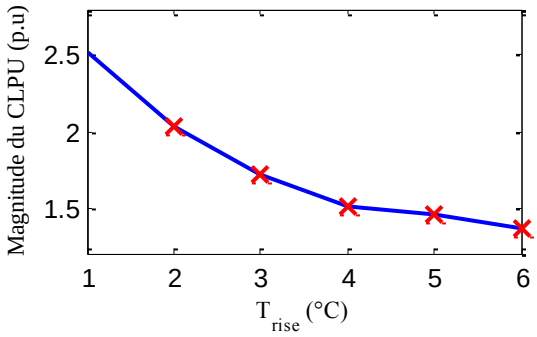


Figure 5-25 La magnitude du CLPU pour différentes valeur de T_{rise}.

5.4 Conclusion du chapitre 5

Nous avons proposé dans cette partie des actions de DR basées sur une modification de la consigne des thermostats pour réduire la magnitude du CLPU. Un point important est la mise en place d'une phase progressive de retour à la consigne initiale qui permet de réduire le CLPU, mais en contrepartie il y a une plus grande réduction de la température de la pièce ou de l'eau chaude.

Le choix entre l'application des actions ON/OFF ou l'application d'actions de réduction des consignes des thermostats (avec ou sans restitution progressive des consignes) dépend de l'adaptabilité des charges.
Les objectifs de ces actions de DR appliquées sur les charges thermiques sont les suivants : (i) réduction de la magnitude du CLPU en ce qui concerne les charges thermiques (ii) augmentation de la quantité effacée de puissance pendant la période de DR (iii) réduction de la dégradation du confort en choisissant les types adaptés de logements et de chauffages à contrôler.
Les simulations ont montré que la magnitude du CLPU peut être réduite en :

1- Réduisant la période de coupure pour le même nombre des chauffages (figure 5-1) et des chauffe-eau (figure 5-5).
2- Réduisant les consignes du thermostat (ou en réduisant la valeur de ΔT_{hi}) comme cela est présentée pour les chauffe-eau dans la figure 5-17.
3- Restituant graduellement des consignes du thermostat (figure 5-21 pour le chauffage par exemple) pour réduire la magnitude du CLPU à 20% de sa valeur initiale.
   Mais, plus longue est la période de restitution, plus grande est la dégradation du confort thermique des consommateurs, ce qui peut représenter une contrainte de confort.

Afin de faire une synthèse comparative des stratégies, nous utiliserons le cas du convecteur car la demande de base est constante du fait d'une température extérieure supposée constante et égale à -5°C.
La durée de contrôle, ΔT_{DR} est égale à 30 minutes. DDCM (dans le tableau 5-2) correspond à la Dégradation De Confort Maximale atteinte pendant $\Delta T_{DR.}$

Stratégie / Critère	Cas de base 1 groupe de 500	Cas dispatché 5 groupes de 500	Réduction des consignes de 2°C	Réduction de consigne avec une remontée de 2h
PDS (%)	100%	757%	100%	100%
CLPU (p.u)	2.13	1.33	2	1.94
DDCM (°C)	1	0.23	1	1.72
Puissance moyenne effacée (ΔP) en kW	2480	553	2480	1912

Tableau 5-2 Synthèse comparative entre les différentes stratégies de contrôle pour ΔT_{DR}=30 minutes, pour T_{out} = -5° C, la réduction des consignes pour les deux dernières stratégies de contrôle est de 2°C.

Le tableau 5-2 montre que la puissance effacée maximale est obtenue pour le cas de base et pour une réduction des consignes de 2°C, mais les magnitudes du CLPU obtenues dans ces deux cas sont égales à 2 *p.u* et le PDS est égal à 100%.

La magnitude minimum du CLPU est obtenue par le cas dispatché quand on contrôle 5 groupes de 500 chauffages chacun et qui appartiennent à un parc de 2500 chauffages, la puissance moyenne effacée dans ce cas et égale à 553 kW soit 22% de celle obtenue pour le cas de base. Cette réduction est liée à l'effet de compensation de CLPU entre les groupes. Mais le PDS dans ce cas est égal à 757% ce qui n'est pas intéressant dans notre étude vue qu'on obtient un CLPU égal presque à sept fois et demi la valeur de la puissance effacée.

Pour toutes les stratégies de contrôle, appart celle du cas dispatché, la valeur du *PDS* est égale à 100%, donc, tous ce qui est effacée de puissance pendant ΔT_{DR} est ré-consommée pendant la phase qui suit l'effacement.

Les paramètres comme ΔT_{DR}, ΔT_{hi}, et T_{rise} pourraient être contrôlés à distance en utilisant des thermostats télécommandables installés au niveau de chaque chauffage et de chaque chauffe-eau. En sachant que l'application de T_{rise} requiert une commande plus évoluée.

Les résultats obtenus dans cette partie montrent que le bloc de puissance effacée n'est pas constant pendant la durée d'action, ΔT_{DR}. Il est donc nécessaire de réfléchir à l'optimisation de la forme du bloc effaçable.

6. Optimisation de l'effacement et contrôle du CLPU

Les objectifs des actions d'optimisations présentées dans cette partie sont d'avoir une puissance effacée constante ou quasi-constante pendant ΔT_{DR}, puis d'optimiser le contrôle du CLPU qui suit l'action de DR afin de le réduire.

Quel que soit le type de charge, l'optimisation du bloc de puissance effacée va être appliquée sur le scénario de contrôle présenté dans la figure 6-1.

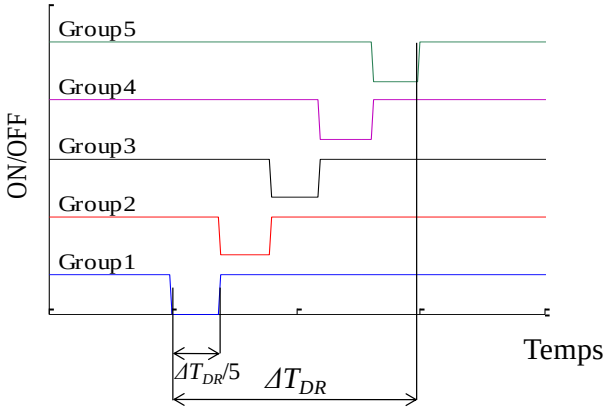


Figure 6-1 Le cas dispatché appliqué sur un parc de charges thermiques.

Un problème d'optimisation contient une fonction objectif à minimiser, des contraintes, la valeur numérique souhaitée de la fonction objectif et la variable de décision.

La variable de décision de notre problème d'optimisation est un vecteur qui contient le nombre de charges contrôlées dans chacun des groupes de la figure 6-1, qui sont N_1, N_2, N_3, N_4, et N_5. La valeur de cette variable de décision est celle qui minimise la fonction objectif.

Cette variable de décision doit être initialisée ([N_{10} N_{20} N_{30} N_{40} et N_{50}]), nous prendrons usuellement le nombre de charge dans chacun des groupes = 500.
Dans tous les cas, chacun des groupes de la figure 6-1 est contrôlé pendant $\Delta T_{DR}/5$ (qui est égal à 6 minutes pour les chauffages et à 12 minutes pour les chauffe-eau).

La méthode d'optimisation utilisée est détaillée dans la partie suivante.

6.1 La méthode d'optimisation

L'optimisation de l'effacement de la consommation des charges électrothermiques était analysée par plusieurs auteurs comme [Jorge et al, 2000].
[Gomes et al, 1999] ont proposé plusieurs programmes d'application des actions de contrôle sur les chauffe-eau (non pas sur les chauffages électriques), mais ces programmes n'étaient pas optimisés parce que l'objectif de leur étude était d'analyser l'impact de ces actions de contrôle sur la courbe de consommation électrique journalière ainsi que sur l'effet rebond (CLPU).

Les auteurs [Jorge et al, 2000] ont utilisé des méthodes d'optimisation multi-objectifs appliquées aux charges électriques (d'un point de vue général) pour faire une optimisation des apports des actions de DR, ces objectifs sont de maximiser l'énergie effacée et de minimiser la magnitude du CLPU. L'implantation de l'optimisation multi-objectif requiert un algorithme complexe ainsi que des logiciels de résolution spéciaux. Nous avons pu respecter ces objectifs dans notre étude sans l'implantation d'algorithmes compliqués mais en appliquant une méthode d'optimisation simple qui consiste à interrompre la consommation des charges pendant une période plus courte

(pour minimiser la magnitude du CLPU ainsi que la dégradation du confort) et à contrôler plusieurs groupes de charges (chauffages ou chauffe-eau pour maximiser la puissance effacée).

Quelques exemples d'algorithmes d'optimisation testés pour optimiser la puissance effacée sont l'algorithme génétique et les méthodes d'optimisation Simplex comme celles présentées par [Lagarias et al, 1998]. L'erreur sur les résultats d'optimisation par l'algorithme génétique par rapport au profil de référence est très petite mais par contre, le temps de calcul est très long (2 à 3 jours de calcul) ce qui ne peut pas être pratique pour l'opérateur d'effacement qui aura besoin de lancer une optimisation pour un effacement à échéance de quelques minutes (15 minutes) pour une substitution de la réserve tertiaire rapide utilisée dans le réglage tertiaire.

La méthode d'optimisation utilisée est la méthode des Moindres Carrés Ordinaires, (MCO), l'objectif de cette méthode est de trouver le minimum local x pour l'équation 6-1.

$$F(x) = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{m}(f_i(x))^2 \qquad \textbf{6-1}$$

x est la variable de décision qui représente le nombre de charges dans chaque groupe [N_1 N_2 N_3 N_4 N_5], et $f_i(x)$ est une fonction qui est l'écart entre le profil de référence et le profil réel de la puissance effacée.

Le profil de référence est un rectangle d'une largeur de ΔT_{DR}, et d'une hauteur de ΔP. Deux exemples de profil de puissance effacée obtenue sans optimisation (pour le vecteur [N_{10} N_{20} N_{30} N_{40} et N_{50}]) ont été présentés dans les figures 6-3 et 6-8 respectivement pour les chauffages et les chauffe-eau.

L'objectif de l'optimisation est de trouver la valeur de x égale à [N_1 N_2 N_3 N_4 N_5], correspondant aux nombres de charges contrôlées dans chaque groupe des groupes présentés dans la figure 6-1, pour minimiser la valeur de $f(x)$ afin de superposer le profil réel au profil de référence. L'optimisation de la quantité effacée ainsi que celle du CLPU sont respectivement réalisées pendant les durées ΔT_{DR} et ΔT_{CLPU} comme le montre la figure 6-2.

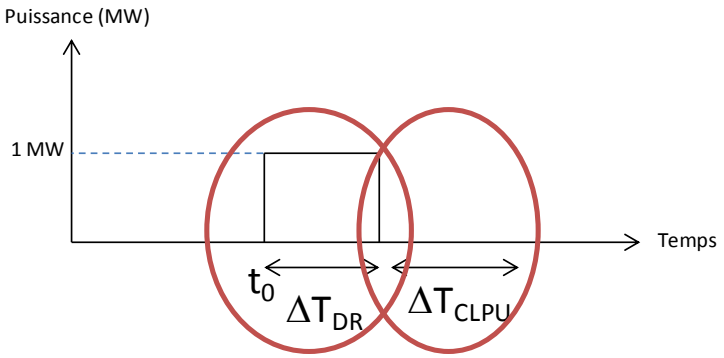


Figure 6-2 Les deux périodes d'optimisation par la MCO.

L'optimisation de la puissance effacée est présentée dans la partie suivante, suivie par l'optimisation du contrôle du CLPU.

6.2 Optimisation de l'effacement

L'objectif de l'optimisation est d'obtenir un bloc constant de puissance effacée pendant ΔT_{DR}. Les simulations sont réalisées avec un temps de résolution de 0.01 heure et pour une température extérieure, T_{out} égale à -5°C.
Chaque groupe contrôlé doit compenser le CLPU généré par le groupe précédent, donc, pour avoir une quantité de puissance effacée constante tout au long de la durée ΔT_{DR}, on doit contrôler de plus en plus de charges ($N_{i+1} > N_i$). Par rapport aux cas du chapitre précédent où l'on contrôlait un groupe de 500 charges pendant 30 minutes, ou 5 groupes de 500, il nous faudra maintenant un parc de charge disponible beaucoup plus grand.

6.2.1 Optimisation appliquée sur les convecteurs électriques

L'optimisation appliquée sur les chauffages a pour objectif d'obtenir un bloc de puissance effacée constante de 10h à 10h30 représenté par la puissance effacée de référence dans la figure 6-3.
La puissance effacée réelle est calculée en prenant la différence entre la consommation contrôlée (avec l'application des actions de DR) et la puissance non contrôlée (qui aurait été consommée sans l'intervention des actions de DR).

La puissance effacée, ΔP, non optimisée présentée dans la figure 6-3, est obtenue pour T_{out} = - 5°C, elle correspond à l'effacement successif de 5 groupes de 500 logements, pour une durée de 6 minutes pour chaque groupe.

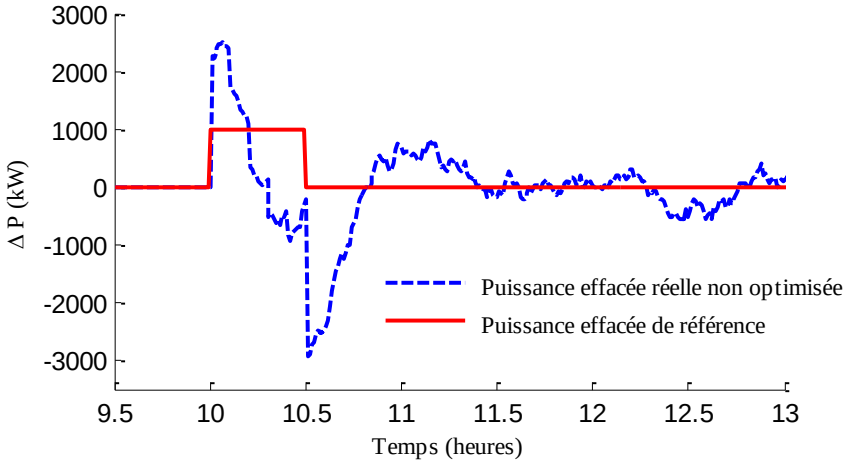


Figure 6-3 Le profil de puissance de référence et le profil de puissance effacée non optimisé à optimiser (qui résulte du contrôle ON/OFF de 500 charges dans chaque groupe). T_{out} = - 5°C

Le profil présenté par la courbe bleu pointillée dans la figure 6-3, qui correspond à la puissance effacée à optimiser, est égale à la somme des puissances des groupes, $\sum P_i(t)$, ou $P_i(t)$ est la puissance effacée de chaque groupe i (i varie de 1 à 5), cette puissance est calculée par 6-2 ou *i* est l'indice du groupe contrôlé et N_i est le nombre de charges contrôlées dans le groupe *i*. Si l'optimisation commence à l'instant t_0 de la journée, la période d'optimisation est de $t_0 < t < t_0+\Delta T_{DR}$. Les valeurs des paramètres utilisés sont de T_{out} = - 5°C, ΔT_{DR}=30 minutes, le temps de résolution de la simulation est de 0.01 heure, et n=5.

$$P_i(t) = \sum_{j=1}^{N_i} \left[P_{noDRij}(t) - P_{DRij}(t) \right] \qquad \textbf{6-2}$$

$P_i(t)$ est calculée pour un groupe de 500 charges (N_i = 500), Le profil de $P_i(t)$ pour i=1 est présenté dans la figure 6-4 et qui correspond au motif d'optimisation pour l'effacement du premier groupe. Les motifs d'optimisation des autres groupes sont obtenus pour i=1 à 5. L'étape suivante de l'optimisation consiste à normaliser les profils de $P_i(t)$ afin d'obtenir un profil de référence pour une charge. Pour l'optimisation nous disposerons donc de 5 profils identiques décalés dans le temps.

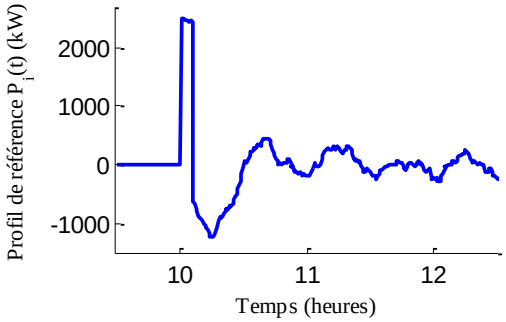


Figure 6-4 Motif d'optimisation de l'effacement, $P_i(t)$.

Le profil de la puissance de référence, $P_{ref}(t)$, présenté en rouge dans la figure 6-3, est un bloc de 1 MW et de durée ΔT_{DR}=30min. L'optimisation est réalisée sur l'intervalle ΔT_{DR} et l'objectif est de minimiser le carré de la différence entre la puissance effacée de référence et la puissance effacée réelle comme cela est présenté dans l'équation 6-3.

$$\min\left([P_{ref}(t) - \sum_{i=1}^{5} P_i(t)]^2 \right) \qquad \textbf{6-3}$$

Chaque groupe est contrôlé pendant 6 minutes, parce qu'au-delà une instabilité apparait liée à la perte de foisonnement et l'erreur de l'optimisation prend une plus grande valeur. Cette instabilité est due aux oscillations qui apparaissent après la reconnexion si l'effacement est trop long. Ainsi pour un effacement plus long il faudra utiliser plus de groupes.

La figure 6-5 présente le résultat d'optimisation pour un bloc de puissance effacée de 1 MW ainsi que le bloc de référence imposée dans l'optimisation. Le bloc effaçable est proche d'une puissance constante, mais le PDS dans ce cas est égale à 300%.

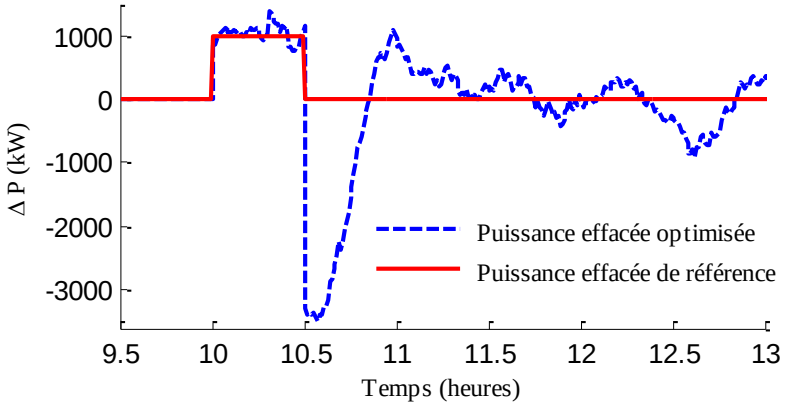


Figure 6-5 Le bloc de référence et le bloc optimisé.

Les résultats d'optimisation (les vecteur x avec le nombre de charges dans chaque groupe ainsi que l'erreur de l'optimisation) pour différentes valeurs de ΔP, sont présentés dans le tableau 6-1. Ce tableau indique aussi la valeur du pic de surconsommation (PDS) mesuré à la fin de l'effacement. Ce pic atteint plus de 3 fois la puissance effacée. Toutefois concernant le CLPU ramené à la puissance totale du parc, c'est plus faible.
L'obtention d'un bloc de puissance effacée de 10 MW requiert le contrôle de 23313 chauffages, donc, il ne sera pas possible d'obtenir plus que 10 MW d'effacement ΔP avec un parc de 25000 charges en considérant qu'un chauffage ne peut être contrôlé qu'une seul fois pour une offre d'effacement.

ΔP [MW]	Le vecteur des charges, Nb	Le PDS (%)	CLPU (p.u)	Le nombre de charges	Ecart autour de ΔP (±%)
1	[207 296 445 618 766]	347	1.0296	2332	30
2	[414 592 890 1236 1532]	384	1.0655	4664	35
3	[621 888 1335 1854 2297]	371	1.0949	6995	35
4	[828 1184 1780 2472 3063]	367	1.1252	9327	27
5	[1035 1480 2225 3090 3828]	375	1.16	11658	26
10	[2070 2959 4449 6179 7656]	362	1.3086	23313	21

Tableau 6-1 Les résultats d'optimisation (le nombre de charges contrôlées dans chaque groupe et la magnitude du CLPU) pour différentes valeurs de ΔP.

Le tableau 6-1 montre que le nombre de charges à solliciter est proportionnel à la puissance à effacer. Pour une température, T_{out}, de -5°C, il faut environ 2500 charges disponibles pour chaque MW à effacer. Ainsi la puissance effaçable est approximativement 8.5% de la puissance consommée d'un parc de chauffage pour proposer un bloc de puissance rectangulaire, sans considérer l'optimisation du contrôle du CLPU.

Pour une température extérieure de 0°C ou 5°C, la puissance effacée disponible est respectivement de 8% et de 8.7% de la puissance consommée et le nombre total de chauffages à contrôler est égale respectivement égal à 24561 et 24478 convecteurs. Pour différentes valeurs de températures, T_{out}, on remarque que la puissance effacée disponible par rapport à la puissance consommée est autour de 8%, le nombre de charges contrôlées est autour de 25000 charges et la puissance consommée diminue si la température T_{out} augmente, donc la puissance effaçable est plus faible, mais le PDS est quasi-constant.

La figure 6-6 présente le CLPU généré d'un effacement optimisé de 10 MW ainsi que la consommation du parc de 25000 sans le contrôle des chauffages. La magnitude du CLPU est ainsi égale à 1.3 *p.u*.

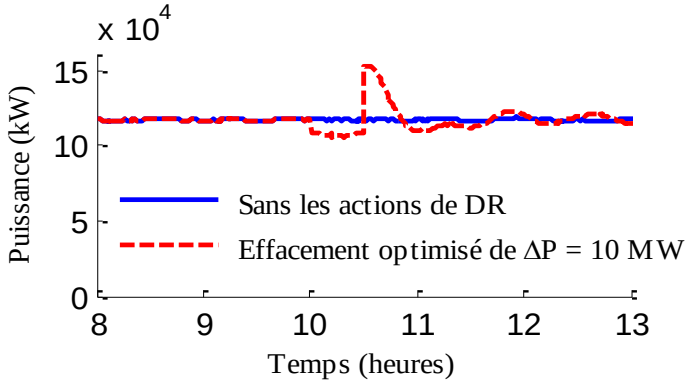


Figure 6-6 Le CLPU généré d'un effacement optimisé de 10 MW.

La figure 6-7 présente le profil de référence imposé dans l'optimisation ainsi que la puissance effacée optimisée de 10 MW.

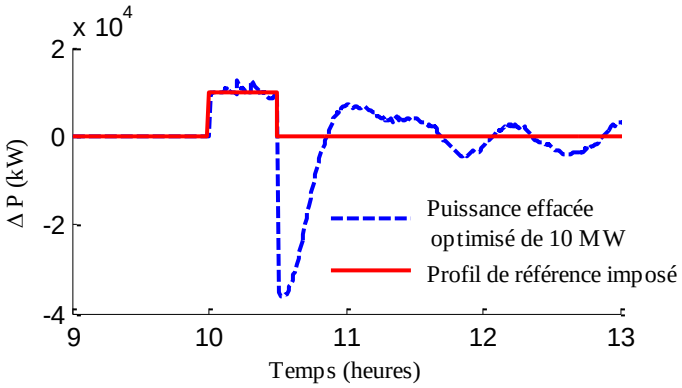


Figure 6-7 Puissance de référence imposée dans l'optimisation et puissance effacée optimisée de 10 MW.

On remarque du tableau 6-1 que quel que soit la puissance effacée, le PDS est autour de 350.
La magnitude du CLPU ainsi que le nombre de charges contrôlées augmentent pour une plus grande valeur désirée de ΔP, et ceci est sans l'optimisation du contrôle du CLPU.
Pour réduire la magnitude du CLPU, on aura besoin de contrôler de plus en plus de charges pendant la phase qui suit l'effacement. Cette nouvelle phase est nommée la phase d'optimisation du contrôle du CLPU, dont la durée est de ΔT_{CLPU}. Pour le même parc de charges disponibles, la puissance effaçable ΔP sera plus petite parce qu'il faudra réserver une partie des charges du parc pour absorber le CLPU.

L'importance du CLPU est en partie liée au fait que notre motif ne prévoit pas de consommation d'énergie pour compenser l'effacement. Ce sera le cas lors de la phase d'optimisation du CLPU.

6.2.2 Optimisation appliquée sur les chauffe-eau

L'optimisation appliquée sur les chauffe-eau a pour objectif d'obtenir un bloc de puissance effacée constante de 11h à midi. La puissance effacée est calculée en prenant la différence entre la consommation contrôlée (avec l'application des actions de DR) et la puissance non contrôlée (qui aurait été consommée sans l'intervention des actions de DR).

La démarche d'optimisation est la même que celle présentée pour les chauffages pour obtenir une quantité de puissance effacée constante pendant ΔT_{DR}, néanmoins, l'objectif sera de montrer qu'on peut arriver à avoir des quantités effacées constantes pendant une heure (ΔT_{DR} = 1 heure) avec les chauffe-eau, au lieu d'une demi-heure parce que comme les puissances installées et les déperditions thermiques des chauffe-eau sont moins importantes que celles des chauffages, le contrôle des chauffe-eau est plus stable que celui des chauffages.

Le nombre de chauffe-eau contrôlés dans chaque groupe est optimisé pour arriver à avoir une puissance effacée constante pendant 1 heure (ΔT_{DR}=1heure) en sachant que dans ce cas ΔT_{DR} = 1/5 heure (≈ 12 minutes).
Le profil réel de puissance effacée (sans optimisation) est calculée pour la valeur initiale de la variable de décision qui est le vecteur suivant : [N_{10} N_{20} N_{30} N_{40} et N_{50}] = [500 500 500 500 500].
Le nombre total des chauffe-eau du parc est égale à 25000.
En utilisant la méthode d'optimisation par les moindres carrées déjà détaillée dans la partie 6.2, le bloc puissance effacée de référence ainsi que la puissance effacée optimisée sont présentés dans la figure 6-8.

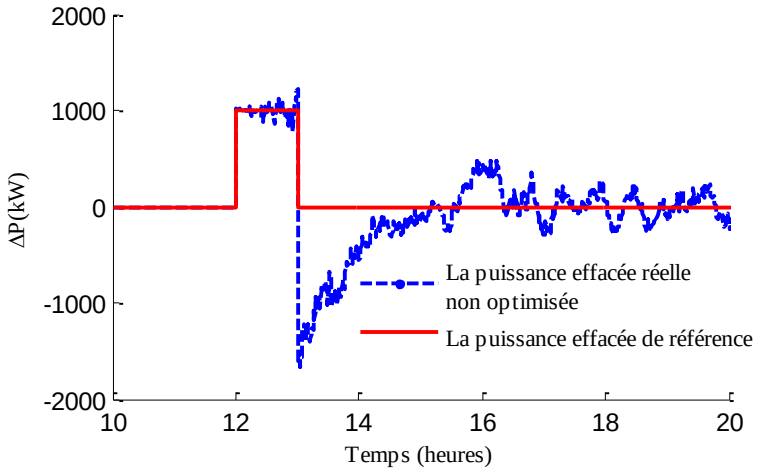


Figure 6-8 La puissance effacée réelle sans optimisation et la puissance de référence imposée dans l'optimisation.

Le nombre de charges contrôlées, les valeurs optimisées de [N_1 N_2 N_3 N_4 N_5], la magnitude du CLPU généré ainsi que l'écart autour de ΔP (%) du résultat de l'optimisation pour chaque valeur de ΔP demandée sont présentées dans le tableau 6-2. Sum(Nb) est le nombre de charges contrôlées pour tout l'effacement.

ΔP [MW]	Le vecteur des charges, Nb	CLPU (p.u)	Le PDS (%)	Sum(Nb)	Ecart autour de ΔP (±%)
1	[2754 3433 4136 4788 5735]	1.1687	170%	20846	22
1.15	[3167 3948 4756 5507 6595]	1.2	175%	23973	22

Tableau 6-2 Le nombre de charges contrôlées, la magnitude du CLPU, l'erreur d'optimisation et le vecteur des charges N_b pour chaque valeur de ΔP.

L'obtention d'un bloc de puissance effacée constante de 1.15 MW requiert le contrôle de 23973 chauffe-eau, donc, il ne sera pas possible d'obtenir plus que 1.15 MW de ΔP d'un parc de 25000 chauffe-eau en considérant qu'un chauffe-eau ne peut pas être contrôlé une deuxième fois au cours d'une journée.

La puissance installée des chauffe-eau étant moindre que celle des chauffages électriques, la puissance effaçable par ce parc de 25000 est forcément plus faible. Il faudrait donner ici la puissance effaçable en % de la consommation.

La consommation du parc des chauffe-eau sans l'application d'actions de DR comparée avec sa consommation avec effacement optimisé (ΔP = 1.15 MW) de 12h à 13h est présentée dans la figure 6-9.

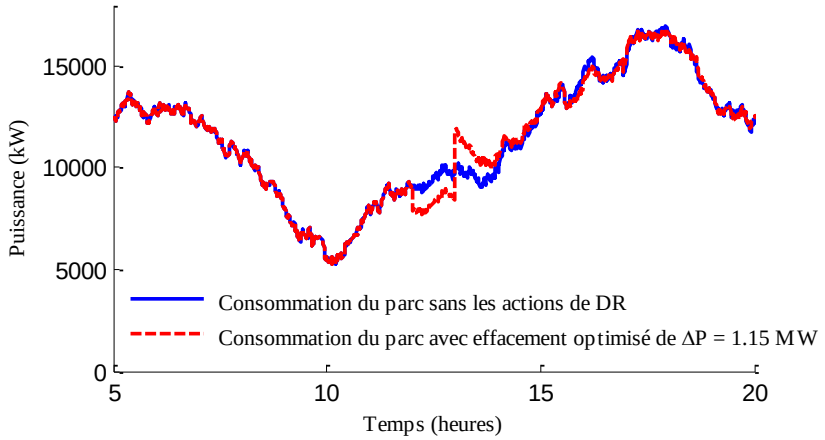


Figure 6-9 La consommation du parc des 25000 chauffe-eau sans et avec un effacement optimisée de midi à 13h.

Sur la tranche horaire considérée, l'effacement de 1 MW (ΔP_1 =1MW) pendant une heure nécessite 20846 chauffe-eau. Pour une puissance plus importante, ΔP_2, pendant la même durée, il suffit de multiplier le nombre de charge de chaque groupe par la grandeur désirée, qui est égale à $\Delta P_2/\Delta P_1$.

6.3 Nombre de charges à contrôler en fonction de la puissance effacée et de la magnitude du CLPU

Une transition proportionnelle de la magnitude du CLPU ainsi que du nombre de charges à contrôler est possible en cas de besoin d'une valeur de ΔP plus grande que 10 MW du parc des chauffages et plus grande que 1.15 MW pour un parc de chauffe-eau.

La relation entre la puissance demandée, ΔP et le nombre de charges à contrôler est presque proportionnelle, si ΔP se double, la nouvelle magnitude du CLPU en kW se double ainsi que le nombre de charges à contrôler.
Pour conclure sur les résultats obtenus :

1- Pour avoir un bloc de 1MW effaçable avec des chauffages, pendant ΔT_{DR} = 30 minutes, le nombre de charges à contrôler est de 2332 chauffages (appartenant à un parc de 25000 chauffages) et la magnitude du CLPU qui en résulte est de 1.03 *p.u* avec un pic de surconsommation égal à plus de trois fois la puissance effacée.

2- Pour avoir un bloc de 1 MW effaçable avec des chauffe-eau, pendant ΔT_{DR} = 60 minutes, le nombre de chauffe-eau à contrôler est de 20846 (appartenant à un parc de 25000 chauffe-eau) et la magnitude du CLPU est de 1.1678 *p.u*.

Pour avoir un bloc d'effacement de 1 MW quel que soit le type de charges, le nombre de chauffe-eau à contrôler est supérieur à celui des chauffages pour les trois raisons suivantes:

1- Le cycle de régulation des chauffe-eau est plus long que celui des chauffages.
2- Pour chaque mètre carré de la surface du logement, la puissance installée des chauffe-eau est plus petite que celle des chauffages.
3- Les déperditions thermiques des chauffe-eau sont plus petites que celles des chauffages.

Si l'opérateur demande un bloc de puissance effacée, ΔP d'un parc de chauffages plus grand que 1 MW, par exemple 200 MW pour couper partiellement la pointe autour de 19h, le CLPU résulté sera d'une plus grande ampleur, mais ne peut pas dépasser 1.3 *p.u*, pour la raison suivante :

Dans le cas on utilise la puissance effacée optimisée en utilisant le schéma de contrôle de la figure 6-1, la puissance maximale possible à effacer est égale à 8.5% de la puissance consommée moyenne du parc total, parce que, la charge est contrôlée qu'une fois lors de la mise en place d'une action de DR et son contrôle n'est pas ré-sollicité au cours d'une journée. Donc, la magnitude du CLPU ne peut pas accéder 1.3 *p.u* comme cela est présenté dans le tableau 6-1.

La magnitude du CLPU est mesurée par rapport à la puissance moyenne consommée du parc. En sachant que la magnitude du CLPU ne peut pas dépasser la somme des puissances installées du parc.

Pour diminuer la magnitude du CLPU, une deuxième optimisation est réalisée pendant ΔT_{CLPU}, dite la période de contrôle du CLPU. Cette période suit directement la période ΔT_{DR} pendant laquelle de plus en plus de charges sont contrôlées.

L'optimisation du contrôle du CLPU (pendant ΔT_{CLPU}) est présentée dans la partie suivante.

6.4 Optimisation du contrôle du CLPU

L'objectif de cette optimisation est de réduire la magnitude du CLPU qui apparait après l'obtention du bloc de 1 MW.

La procédure d'optimisation adoptée pour le contrôle du CLPU est la même que celle adoptée pour l'optimisation de l'effacement et le scénario de contrôle utilisé est le même que celui présenté dans la figure 6-1 mais la durée d'optimisation dans ce cas est nommée, ΔT_{CLPU}, et le profil de référence est différent.

Les chauffages par convecteurs électriques sont choisis pour présenter l'optimisation du contrôle du CLPU parce que pour le cas des chauffe-eau, le principe sera le même.

L'optimisation de l'effacement ainsi que celle du contrôle du CLPU sont lancées en même temps. Pour chaque période de demi-heure ΔT_{CLPU}, le scénario de la figure 6-1 est appliqué (parce que chaque groupe n'est contrôlé que pendant ΔT_{CLPU} /5 qui est, dans le cas des convecteurs, égal à 6 minutes) en sachant que les charges contrôlées ne sont jamais ré-sollicitées que ce soit pour l'effacement ou pour le contrôle du CLPU, autrement dit, la charge n'est contrôlée qu'une seule fois lors de la durée de l'événement ($\Delta T_{DR} + \Delta T_{CLPU}$).

Le contrôle du CLPU est optimisé selon un profil de référence appliqué pendant ΔT_{CLPU}, nommé motif d'optimisation du contrôle du CLPU.

6.4.1 Motif d'optimisation du contrôle du CLPU

Le motif dans ce cas est nommé le motif d'optimisation du contrôle du CLPU. Nous considérerons que l'énergie surconsommée après l'effacement est égale à l'énergie effacée égale à $\Delta T_{DR} \times \Delta P$.

Le motif d'optimisation du contrôle du CLPU (ou le motif réduit) est égal à un motif original moins une valeur *h*. Ce motif original et cette valeur *h* sont définis comme suit :

Le motif original correspond au miroir du CLPU par rapport à l'axe X (pendant ΔT_{CLPU}) comme cela est présenté dans la figure 6-10, et la valeur *h* est la valeur de translation du motif original sur l'axe Y pour donner le motif réduit. La valeur *h* est définie afin que $\Delta T_{CLPU} \times h$ soit égale à $\Delta T_{DR} \times \Delta P$ comme cela est montré dans la même figure.

Le motif réduit est choisi au lieu de l'original comme profil d'optimisation du contrôle du CLPU parce qu'il ne suffit pas d'appliquer le motif original comme profil de référence pour éliminer le CLPU, mais, un profil de référence qui est égal à ce miroir moins la puissance effacée vue que la puissance effacée doit être ré consommée à la fin de ΔT_{DR}.

Les équations d'optimisation sont les mêmes que celles présentées dans 6-2 et 6-3 mais l'intervalle temporel d'optimisation est le suivant (t_0 est le début de l'optimisation de l'effacement) :

$t_0+\Delta T_{DR} < t < t_0+\Delta T_{DR}+\Delta T_{CLPU}$.

Pendant chaque pas de temps demi-horaire de ΔT_{CLPU}, 5 groupes sont contrôlés, et chaque groupe est contrôlé pendant 6 minutes.

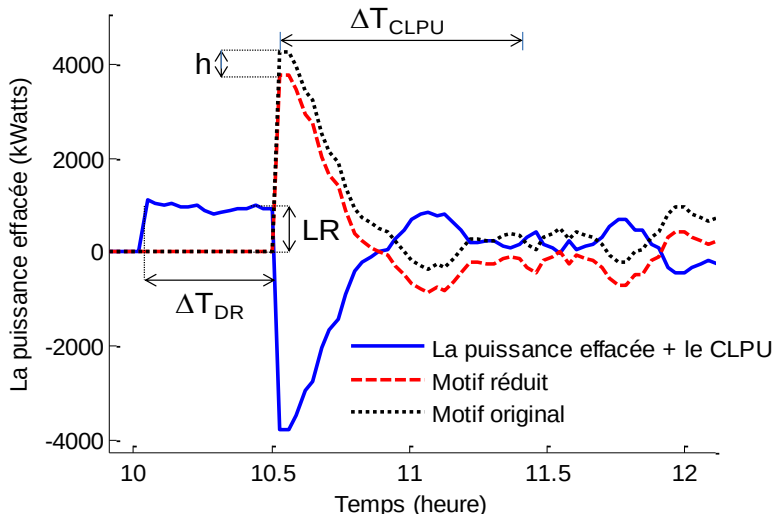


Figure 6-10 Le profil réel de la puissance effacée et le profil de référence de l'optimisation en rouge.

$$\Delta T_{CLPU} \times h = \Delta T_{DR} \times \Delta P \qquad \textbf{6-4}$$

Pour ΔT_{DR} = 0.5 heure ➔ $\Delta T_{CLPU} \times h = \Delta T_{DR} \times \Delta P$ ➔ $h = \Delta P / (\Delta T_{CLPU} / 0.5)$ **6-5**

h représente la valeur de déplacement du miroir du CLPU (par rapport à l'axe X) sur l'axe Y et ΔP est la quantité de puissance effacée.
Afin d'optimiser le contrôle du CLPU pour réduire la magnitude de celui-ci, un plus grand nombre de charges est contrôlé comme cela est présenté dans la partie suivante.

6.4.2 Les résultats d'optimisation

En utilisant le motif réduit comme profil d'optimisation du contrôle du CLPU, les résultats d'optimisation sont présentés dans le tableau 6-3 qui contient les magnitudes du CLPU en p.u, le PDS en % ainsi que le nombre de charges contrôlées (sum(Nb)) pour différentes valeurs de ΔP et pour différentes valeurs de ΔT_{CLPU}, pour une valeur de ΔT_{DR} =0.5 heure et pour un parc total de 25000 chauffages.

Les remarques sur le tableau 6-3 sont les suivantes :

- Plus grande est la valeur de ΔT_{CLPU}, plus petite est la magnitude du CLPU et plus grand est le nombre de charges contrôlées.
- Plus grande est la quantité effacée, ΔP, plus petite est la quantité de réduction de la magnitude du CLPU.

- Pour ΔP = 3 MW, et pour des valeurs de ΔT_{CLPU} supérieures à 0.9 heure, le nombre de charges à contrôler devient supérieur à 25000 chauffages, donc, la valeur maximale applicable de ΔT_{CLPU} est égale à 0.6 heure et la magnitude du CLPU est réduite de 1.1 *p.u* à 1.06 *p.u*.

- Pour ΔP = 4 MW et pour ΔP = 5 MW, les valeurs maximales applicables de ΔT_{CLPU} sont respectivement égales à 0.6 heure et 0.5 heure, et les magnitudes du CLPU sont respectivement réduites de 1.12 *p.u* à 1.07 *p.u* et de 1.16 *p.u* à 1.09 *p.u*.

ΔT_{CLPU} (heures)		0	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2	1.3
ΔP= 1 MW	CLPU	1.03	1.021	1.02	1.018	1.016	1.020	1.021	1.013	1.015	1.013
	PDS	351%	245%	234%	210%	187%	234%	245%	152%	175%	152%
	Sum(Nb)	2332	4799	5548	6234	6899	7660	8444	8673	9023	9298
	h	0	1	0.83	0.7	0.625	0.55	0.5	0.45	0.41	0.382
ΔP= 2 MW	CLPU	1.065	1.045	1.046	1.043	1.044	1.044	1.036	1.024	1.024	1.024
	PDS	380%	263%	269%	251%	257%	257%	210%	140%	140%	140%
	Sum(Nb)	4664	9948	1153	1301	14525	16091	17647	18073	18963	19610
	h	0	2	1.66	1.42	1.25	1.11	1	0.9	0.83	0.76
ΔP= 3 MW	CLPU	1.1	1.06	1.06	1.055	1.05	1.06	×	×	×	×
	PDS	390%	234%	234%	214%	195%	234%	×	×	×	×
	Sum(Nb)	6995	1470	1704	1920	21432	23750	×	×	×	×
	h	0	3	2.5	2.14	1.875	1.66	×	×	×	×
ΔP= 4 MW	CLPU	1.12	1.07	1.07	×	×	×	×	×	×	×
	PDS	351%	204%	204%	×	×	×	×	×	×	×
	Sum(Nb)	9327	1945	2248	×	×	×	×	×	×	×
	h	0	4	3.33	×	×	×	×	×	×	×
ΔP= 5 MW	CLPU	1.16	1.09	×	×	×	×	×	×	×	×
	PDS	374%	210%	×	×	×	×	×	×	×	×
	Sum(Nb)	1165	2413	×	×	×	×	×	×	×	×
	h	0	5	×	×	×	×	×	×	×	×
ΔP=10MW	CLPU	1.3	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	PDS	351%	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	Sum(Nb)	2331	×	×	×	×	×	×	×	×	×
	h	0	×	×	×	×	×	×	×	×	×

Tableau 6-3 Les résultats d'optimisation (le nombre de charges contrôlées dans chaque groupe et la magnitude du CLPU) pour différentes valeurs de ΔP et pour T_{out}=-5°C.

La relation entre la magnitude du CLPU en *p.u* et ΔT_{CLPU} pour différentes valeurs de ΔP est présentée dans la figure 6-11.

La relation entre la magnitude du CLPU et le nombre de charges contrôlées pour différentes valeurs de ΔP est présentée dans la figure 6-12.
La figure 6-13 présente la magnitude du CLPU en kW sans et avec le contrôle du CLPU, lors de l'effacement d'un bloc de 1 MW, pour ΔT_{DR} = 0.5 heure, pour ΔT_{CLPU} = 1.3 heures (pour le cas avec le contrôle du CLPU) et pour T_{out} = -5°C. Il apparait que le PDS est de plus de 300% sur la demi-heure qui suit l'effacement, alors qu'avec le contrôle du CLPU, le PDS est environ 100% de la puissance effacée.

Pour ΔP = 1 MW, et pour ΔT_{CLPU} =1.3 heures, 9298 charges du parc sont contrôlées (pour l'effacement et le contrôle du CLPU), ces charges sont distribués dans18 groupes (dont chacun est contrôlé pendant 6 minutes) selon l'ordre suivant : [207 296 445 618 766 613 767 783 736 615 667 568 546 529 542 403 150 47].

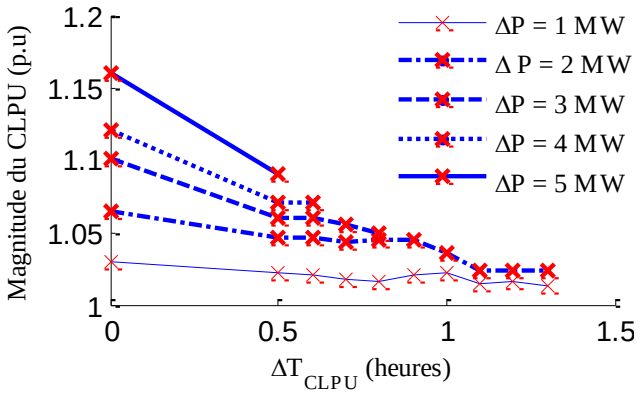


Figure 6-11 La magnitude du CLPU en fonction de ΔT_{CLPU} pour différentes valeurs de ΔP. T_{out}=-5°C.

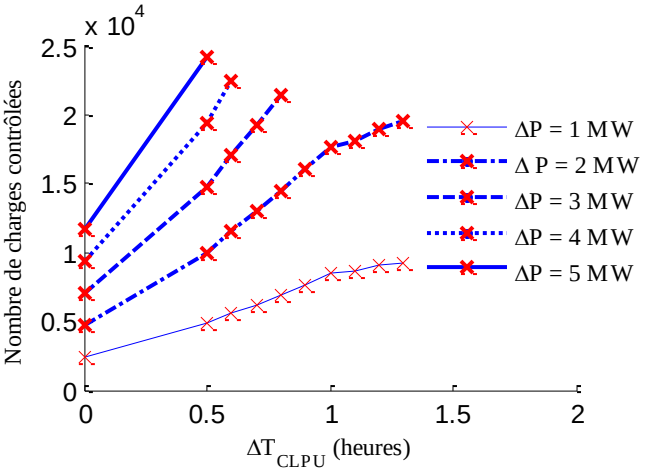


Figure 6-12 La relation entre ΔT_{CLPU} et le nombre de charges contrôlées et pour différentes valeurs de ΔP.

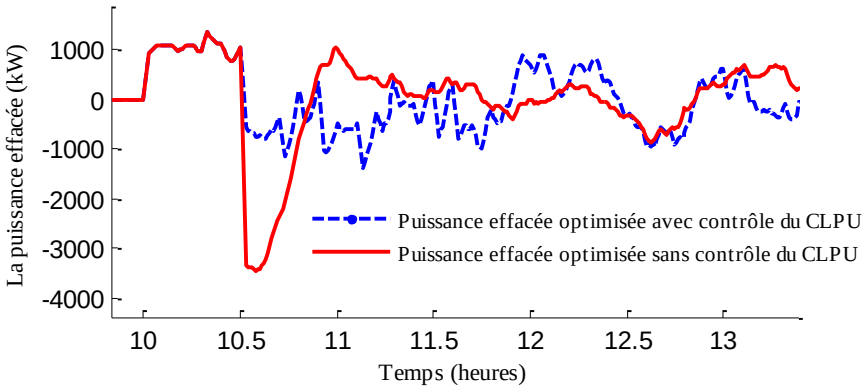


Figure 6-13 Le bloc optimisé d'effacement d'1 MW sans et avec l'optimisation du contrôle du CLPU.

La figure 6-13 montre que la magnitude du PDS en kW pour un contrôle optimisé de celui-ci et pour ΔT_{CLPU} = 1.3 heure est réduite comparée à sa magnitude sans contrôle du CLPU.

La puissance effacée du parc disponible n'est plus égale à 8.5% de la puissance totale consommée du parc si le CLPU est contrôlé parce que plus grande est la valeur de ΔT_{CLPU}, plus grand est le nombre de charges contrôlées et plus petite devient la puissance effacée disponible. Donc, la puissance effacée disponible du parc dépend : (i) de la magnitude du CLPU maximale accepté par l'opérateur du système électrique et (ii) des contraintes du réseau électrique (période creuse ou période de pointe).

Un bloc d'effacement avec un CLPU contrôlé veut dire un bloc d'effacement avec un CLPU dont le contrôle est optimisé. Pour l'obtention de bloc d'effacement d'une plus grande ampleur, il suffit de multiplier le bloc de 1 MW, la magnitude du CLPU (mesuré en kW) généré par ce bloc (figure 6-13 avec contrôle du CLPU) ainsi que le nombre de charges contrôlées dans chaque groupe (pour une certaine valeur de ΔT_{CLPU}) par la grandeur souhaitée.

En conclusion, un système bloc d'effacement avec un CLPU bien contrôlé peut être injecté au système électrique pour participer à l'équilibre P=C.

6.5 Conclusion du chapitre 6

En considérant qu'un chauffage ne peut pas être ré-sollicité pendant l'application des actions de DR (une charge n'est contrôlée qu'une fois lors de d'application d'un évènement de DR), la puissance effacée disponible est égale à 8.5% de la consommation globale du parc de charges si l'optimisation du contrôle du CLPU n'est pas appliquée; cette puissance effacée disponible devient plus petite que 8.5% de la consommation globale du parc de charges si l'optimisation du contrôle du CLPU est considérée parce que le nombre de charge à contrôler est fixé (qui correspond au nombre total des charges du parc égale dans notre cas à 25000), et elle dépendra de combien la magnitude du CLPU doit être réduite et des contraintes des composants du système électrique.

Notre méthode d'optimisation ne convient pas pour une ré-sollicitation des charges, parce que pour une ré-sollicitation, le motif présenté dans la figure 6-4 utilisé dans l'optimisation ne sera plus valide car la charge est contrôlée deux fois (pour une ré-sollicitation).

En conclusion, la puissance effacée, ΔP, disponible du parc de chauffages et pour T_{out} = -5°C dépend des deux cas suivants:

1- Effacement sans contrôle du CLPU: (8.5% de la consommation globale du parc est disponible pour l'effacement).
2- Effacement avec contrôle du CLPU: La puissance effacée disponible dépendra dans ce cas de la valeur de réduction du CLPU souhaitée (donc de ΔT_{CLPU},) ainsi que du nombre total disponible des chauffages du parc.

La puissance effaçable disponible ΔP, dépend aussi de la température extérieure, T_{out} parce que plus la valeur de T_{out} est petite (plus il fait froid), plus grande est la puissance consommée des chauffages, et plus grande est la puissance disponible à l'effacement.

7. Etudes de cas et services fournis par l'opérateur de DR

Les services analysés dans ce chapitre (et fournis par l'opérateur de contrôle (ou de DR)) sont : (i) le traitement des surcharges des transformateurs HTA/BT en contrôlant les opérations de recharges des véhicules électriques (VEs) et (ii) la participation des charges thermiques à l'ajustement ainsi que l'impact de cette dernière participation sur la réserve secondaire sollicitée.

Pour la première partie, l'étude des services fournis par les VEs est réalisée sur un parc résidentiel de 780 logements car nous sommes repartis du profil journalier de consommation fourni par [Shao et al, 2010].

En intégrant les scénarios de recharges des 500 VEs à la courbe de consommation du parc résidentiel, des surcharges vont apparaître sur les postes sources HTA/BT.

Pour la seconde partie, les ajustements au cours de la journée vont être fournis par des groupes de production, et partiellement en contrôlant un parc de chauffage sur des pas de temps demi-horaires.

7.1 Contrôle de la surcharge des transformateurs HTA/BT causée par les opérations de recharge des véhicules électriques

Pour notre étude, nous considérons un taux d'équipement en VEs de près de 60% dans une perspective d'éco-quartier. La demande équivalente de la charge de 500 VEs est ainsi ajoutée à la demande des 780 logements.

D'après l'Ademe [Ademe, 2012], le taux d'équipement des logements neufs en chauffage atteint près de 80% en 2009 (70% d'après le bilan prévisionnel RTE publié en septembre 2012 [RTE, 2012]). Ces logements sont donc aussi équipés de chauffe-eau. Nous prenons donc un taux d'équipement de 80% pour les chauffe-eau électriques, donc au total, 624 chauffe-eau sont contrôlés dans ces logements.

Dans le cas français, la plupart des chauffe-eau électriques sont contrôlés en fonction des tarifs heures pleines/heures creuses pour un fonctionnement des chauffe-eau en heure creuse quand les prix d'électricité sont plus faibles. Les 624 chauffe-eau sont divisés en trois groupes égaux, 208 chauffe-eau appartiennent à chaque groupe. Les instants de remise en route de l'opérateur de contrôle (qui peut être l'opérateur du système électrique ou un agrégateur indépendant) sont distribués pour chaque groupe de chauffe-eau selon une loi gaussienne; cette distribution est présentée dans le tableau 7-1.

Donc, les chauffe-eau sont en position ON pendant 8 heures à partir de l'instant de réception du signal de remise en route, ensuite, ils sont OFF pendant le reste de la journée. Les modèles des chauffe-eau ainsi que leurs profils de demande journalière sont détaillés précédemment dans la partie 3.4 et dans [SAKER1, 2011].

Groupe contrôlé	Premier groupe	Deuxième groupe	Troisième groupe
Caractéristiques de contrôle	μ_1= 10 p.m σ_1= 1/12	μ_2= 11 p.m σ_2 = 1/12	μ_3=00:00 σ_3= 1/12
Nombre de chauffe-eau	208	208	208

Tableau 7-1 Les scénarios de contrôle appliqués sur les chauffe-eau.

La demande des 624 chauffe-eau sans et avec l'application des actions de DR dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 7-1 sont présentées dans la figure 7-1.

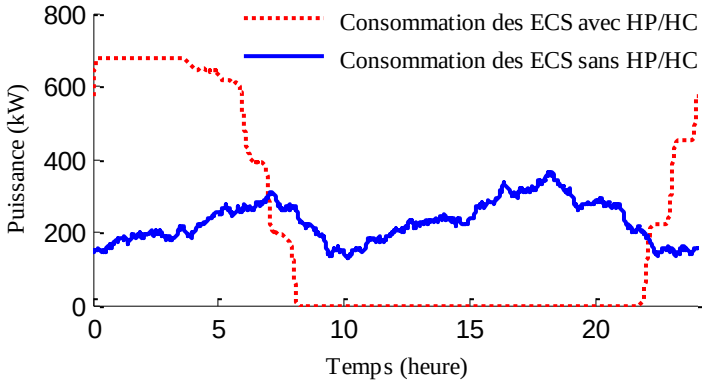


Figure 7-1 La demande des 624 chauffe-eau sans et avec l'application de actions de DR.

Les 780 logements sont alimentés par un réseau BT dont le transformateur a une capacité de 2500 KVA, [Siemens, 2012]. 500 VEs sont rechargés, le profil de recharge de base (dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 3-6) des 500 VEs est intégré au profil de puissance consommée par les 780 logements pour observer les surcharges occasionnées sur le transformateur. Le tout pour des chauffe-eau fonctionnant en heure creuse.

7.1.1 Surcharge du transformateur HTA/BT avec l'opération de recharge de base

Les opérations de recharge des VEs sont étudiées par plusieurs auteurs d'un point de vue économique comme [Kempton et al, 2005] et [Han et al, 2010] ce qui n'est pas le but de l'étude vue que l'objectif est de regarder le problème selon un point de vue technique non économique en étudiant par exemple les surcharges crées sur les transformateurs HTA/BT.

Les surcharges sur les transformateurs de distribution étaient déjà étudiées par [Rahman, 2010], [Shao et al, 2011] et [Shao et al, 2009], mais ces auteurs ont limité leurs études à quelques VEs et quelques transformateurs (1 ou 2 transformateurs); notre cas d'étude consiste à regarder le problème d'un point de vue plus global, ce qui veut dire étudier un plus grand nombre de VEs (500 VEs) et un plus grand nombre de logements (780 logements).

Pour présenter la surcharge causée par les opérations de recharge réalisées selon le scénario de base, la puissance appelée par les 500 VEs (présentée dans la figure 7-2) est intégrée au profil journalier de la consommation de l'ensemble des 780 maisons.

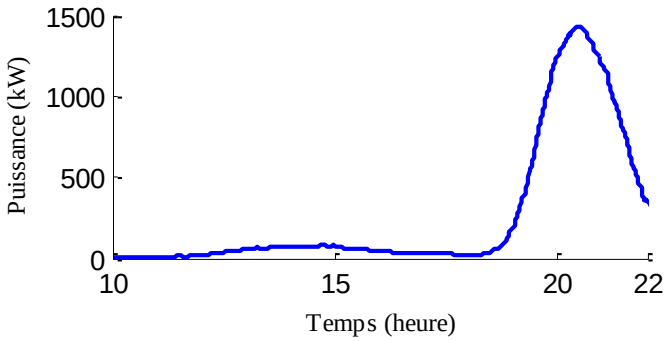


Figure 7-2 Le profil de recharge de base de 500 VEs.

Le profil de consommation global des 780 logements sans et avec la recharge des 500 VEs (ce scénario de recharge est présenté dans la figure 7-2) est présenté dans la figure 7-3; on remarque bien qu'une pointe est créée autour de 20h à cause des opérations de recharge (surcharge de 30% pendant 2h), ce qui peut augmenter la température de ce transformateur et donc réduire son cycle de vie ([Tran-Quoc et al, 2009]) donc, il faudrait contrôler les instants, t_{start}, de lancement des opérations de recharges en proposant d'autres scénarios permettant de réduire la surcharge sur le transformateur.

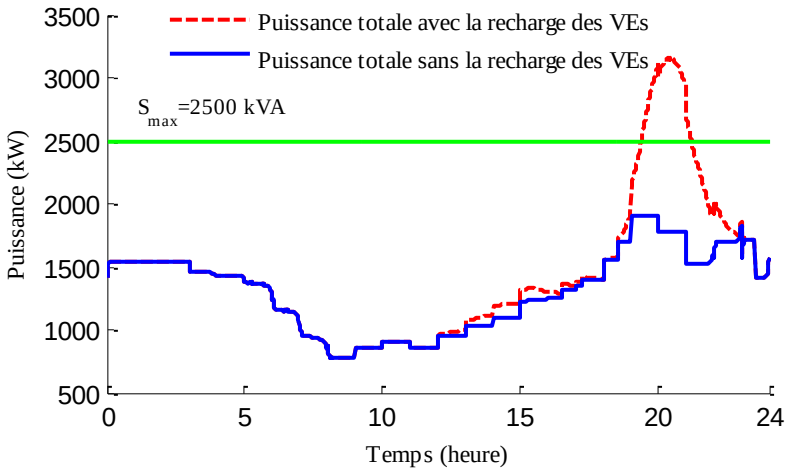


Figure 7-3 Le profil de consommation journalier des 780 maisons sans et avec la recharge des 500 véhicules électriques et en appliquant des actions de DR sur les 624 chauffe-eau.

7.2 Actions de DR appliquées sur les opérations de recharge des véhicules électriques

Plusieurs scénarios de recharge des 500 VEs sont proposés dans cette partie en appliquant des actions de DR sur le scénario de recharge de base. L'effet des différents scénarios de recharge proposés sur les postes de distribution HTA/BT est détaillé. L'objectif du premier scénario de recharge proposé est de décaler la pointe qui apparait autour de 20h (voir figure 7-3).

7.2.1.1 Premier scénario de recharge proposé

Le premier scénario de recharge consiste à redistribuer les instants de connexions, t_{start}, des VEs afin de décaler la pointe de 20h vers la période creuse.
Le parc des VEs est divisé en trois groupes égaux (chacun de ces groupes contient 33% du nombre total de VEs). Les instants de reconnexion, t_{start}, des trois groupes de VEs sont distribués selon les caractéristiques présentées dans le tableau 7-2. Nous opérons de façon similaire aux chauffe-eau avec un retard d'une heure.

Groupes de VE	Premier groupe de VE	Deuxième groupe de VE	Troisième groupe de VE
Caractéristiques de la recharge	μ_1=11 p.m, σ_1=1/12	μ_2=00:00, σ_2=1/12	μ_3=1 a.m, σ_3=1/12
Nombre de VEs	33% des VEs	33% des VEs	33% des VEs

Tableau 7-2 Les caractéristiques du premier scénario de recharge proposé.

La figure 7-4 présente une comparaison entre le profil de recharge de base et le premier profil de recharge proposé appliqué sur les 500 VEs. La pointe qui était autour de 20h dans le scénario de recharge de base (présentée dans la figure 7-3) a été décalée à la période creuse pour qu'elle se centre autour de minuit
En cas d'ajout des deux profils présentés dans la figure 7-4 à la demande des 780 logements, avec les chauffe-eau contrôlés, les deux nouveaux profils qui en résultent sont présentés dans la figure 7-5.

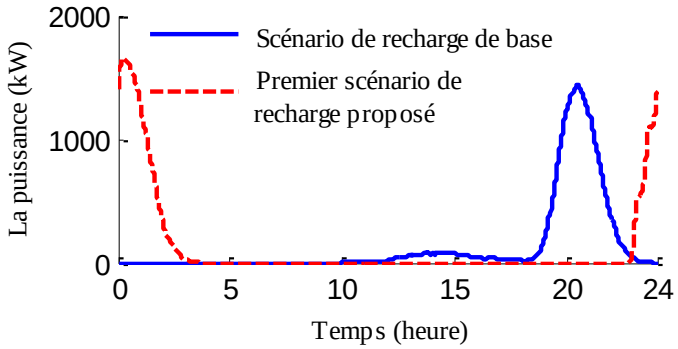


Figure 7-4 Comparaison entre le profil de recharge global des 500 VEs selon le scénario de recharge de base et le profil de recharge de ces VEs selon le premier scénario de recharge proposé.

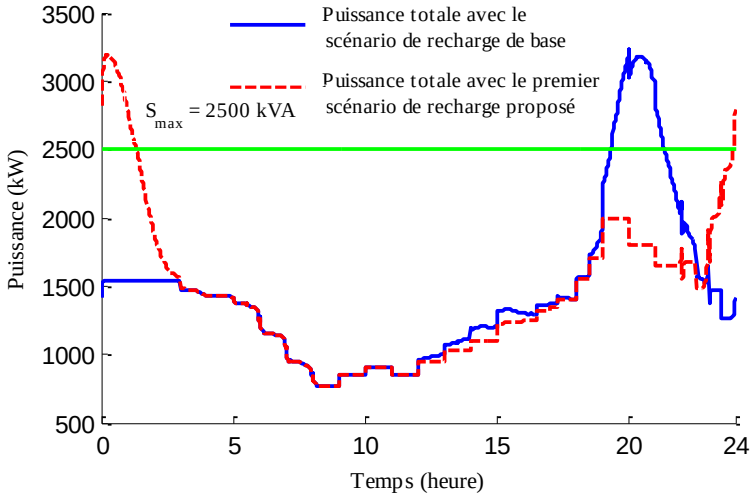


Figure 7-5 les profils de consommation journaliers des 780 logements avec la demande des 500 VEs premièrement en appliquant le scenario de recharge de base et deuxièmement en appliquant le premier scénario de recharge proposé.

La pointe de consommation a été décalée à la période creuse de la journée, mais la pointe décalée dépasse toujours la puissance maximale du transformateur. Ceci est dû au fonctionnement simultané avec les chauffe-eau pendant la période creuse. D'après la courbe bleue de la figure 7-5, la puissance consommée par les chauffe-eau ne baisse qu'au-delà de 3h. Il faut donc déplacer davantage les instants de recharge, ce que nous proposons dans le paragraphe suivant.

7.2.1.2 Deuxième scénario de recharge proposé

L'objectif de ce deuxième scénario de recharge proposé est de dispatcher les instants de reconnexion, t_{start}, sur une durée plus longue que celle présentée dans le premier scénario de recharge afin de réduire la pointe qui apparait autour de 20h ou autour de 0h dans la figure 7-5. Les 500 VEs sont divisés dans ce scénario de recharge en trois groupes égaux et les instants de reconnexion, t_{start}, des trois groupes sont dispatchés sur une plus large période (que celle du premier scénario de recharge proposé) comme cela est présenté dans le tableau 7-3. En espaçant davantage les instants de lancement des charges t_{start}, nous limitons le risque d'effet cumulatif et donc le pic de puissance associé.

Groupes de VE	Premier groupe de VEs	Deuxième groupe de VEs	Troisième groupe de VEs
Caractéristiques de la recharge	μ_1=11 p.m, σ_1=1/12	μ_2=1 a.m, σ_2=1/12	μ_3=3 a.m, σ_3=1/12
Nombre de VEs	33% des VEs	33% des VEs	33% des VEs

Tableau 7-3 Les caractéristiques des opérations de recharge des 500 Véhicules électriques selon le deuxième scénario de recharge.

Le profil de recharge des 500 VEs selon le deuxième scénario de recharge comparé avec le scénario de recharge de base est présenté dans la figure 7-6.

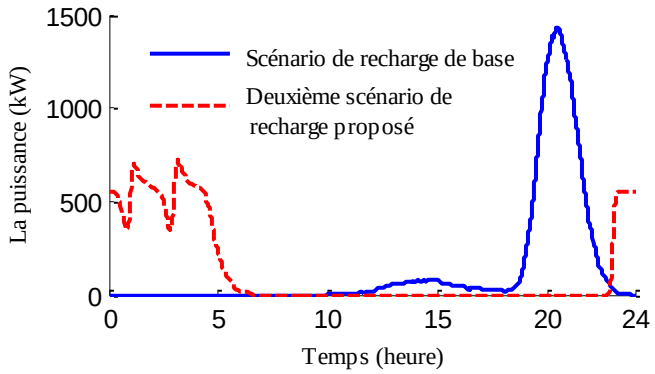


Figure 7-6 Comparaison entre le profil de recharge globale des 500 VEs selon le scénario de recharge de base et le profil de recharge selon le deuxième scénario de recharge.

Chacun des deux profils de recharge de la figure 7-6 est ajouté au profil de demande des 780 logements comme cela est présenté dans la figure 7-7.

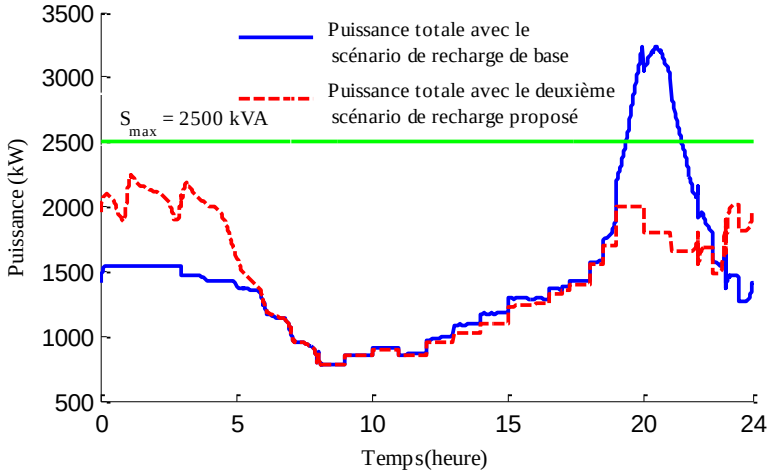


Figure 7-7 Les profils de consommation journaliers des 780 logements avec la demande des 500 VEs premièrement en les rechargeant avec le scenario de recharge de base et deuxièmement en les rechargeant avec le deuxième scénario de recharge.

En appliquant le deuxième scénario de recharge sur les 500 VEs, les pointes journalières des figures 7-3 et 7-5 n'apparaissent plus et la puissance maximale du poste HTA/BT n'est plus dépassée.
Donc, le deuxième scénario de recharge est le plus approprié côté système électrique parce que son application évite la surcharge des transformateurs. Toutefois une question se pose : quel est le SOC des batteries au départ le matin en particulier si la charge commence à 3h du matin ? Nous proposons donc dans la suite une gestion plus intelligente de la charge.

7.2.1.3 Analyses et résultats de simulation

Pour étudier l'impact du deuxième scénario de charge sur le SOC nous proposons de considérer :

- Etude du scénario n°2 seul ;
- Etude du scénario n°2 avec les hypothèses n°1 et/ou n°2 (cf ci-dessous) ;

Les hypothèses que nous considérons sont les suivantes :

- **Hypothèse n°1 :**

Si la distance moyenne parcourue quotidiennement est supérieure à 80 km, on considère que l'utilisateur dispose d'une prise de charge sur son lieu de travail qui lui permet de quitter son travail avec une charge à 100%. Ainsi il ne doit charger chez lui que 50% de l'énergie quotidienne.

- **Hypothèse n°2 :**

On considère que le point de charge au domicile permet de lancer la recharge à un instant dépendant du *SOC* du véhicule. Pour réaliser cette opération il faut pouvoir estimer la durée de charge nécessaire pour retrouver un *SOC* de 100%. Pour cela, le BMS (Battery Management System) de la batterie va transmettre la valeur du *SOC* à la prise pour que soit calculée la durée de charge requise *ddr* (pour une charge à puissance constante) par 7-1.
Le conducteur quant à lui indique l'heure de départ souhaitée ($t_{departure}$) quand il rentre chez lui.
Dès lors nous donnons la possibilité de lancer la recharge avant la réception du signal $t_{DLC,}$ qui correspond à l'instant de lancement de la recharge t_{start}, envoyé par l'opérateur, d'où apparait l'équation de l'instant de reconnexion dans 7-2.

$$ddr = \frac{(1-SOC).W_{\max}}{P_{\text{charging}}} \qquad \textbf{7-1}$$

$$t_{start} = \min\left(t_{DLC}, t_{ON} = t_{departure} - ddr\right) \qquad \textbf{7-2}$$

C'est la distribution des instants, t_{DLC}, dans chaque groupe de VE qui change dans chaque scénario de recharge proposé.

La figure 7-8 présente l'état de charge, *SOC*, des 500 VEs, à l'instant $t_{departure}$ une première fois en appliquant les hypothèses n°1 et n°2, une deuxième fois en appliquant simplement l'hypothèse n°1 et une troisième fois sans les appliquer et ceci pour une valeur moyenne de 90 km de distance journalière parcourue. Cette figure indique donc l'apport de ces hypothèses dans la valeur du *SOC* au départ le matin, nous voyons que sans ces hypothèses le *SOC* peut descendre à 75%.

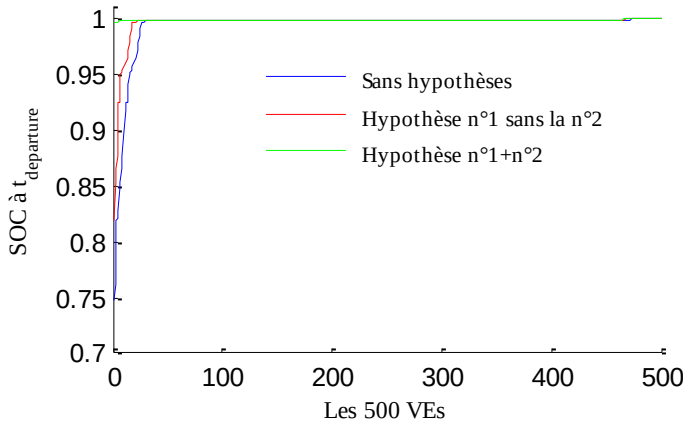


Figure 7-8 Les états de charges, *SOC* des 500 VEs à l'instant $t_{departure}$ sans et avec l'application des hypothèses.

Si les hypothèses n°1 et n°2 ne sont pas appliquées, qui représentent le cas où le conducteur doit attendre l'instant t_{DLC} envoyé par l'opérateur de contrôle pour qu'il commence sa recharge, il y aurait quelques VEs qui ne seront pas complètement chargés à l'instant $t_{departure}$; ces VEs représentent ceux conduits toute la journée et dont les batteries sont presque ou complètement épuisées et qui reçoivent les instants t_{DLC} que tardivement (ce sont les VEs dont les instant t_{start} appartiennent au troisième groupe du tableau 7-3).

La pointe journalière créée avec les opérations de recharge prend place à l'instant t_{max} et elle est mesurée en *p.u*. La valeur de la pointe journalière, *OM* (Overload Magnitude), est calculée par l'équation 7-3, ou P_{DLC} est la demande du secteur résidentiel en appliquant les actions de DR sur les opérations de recharge des VEs ainsi que sur les chauffe-eau, S_{max} est la puissance apparente maximale du transformateur HTA/BT qui alimente le secteur résidentiel en question.

$$OM(pu) = \max(P_{DLC}(t)/S_{\max}) = P_{DLC}(t = t_{\max})/S_{\max} \quad 7\text{-}3$$

La magnitude de la pointe journalière créée par les opérations de recharge est calculée pour différentes valeurs moyennes de distance parcourues et pour les trois scénarios de recharge, comme cela est présenté dans la figure 7-9. Les magnitudes des pointes sont les plus petites pour le deuxième scénario de recharge.

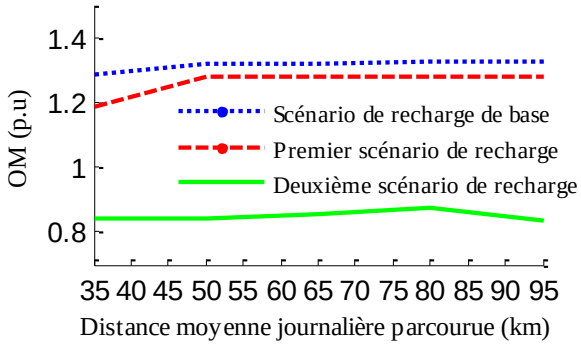
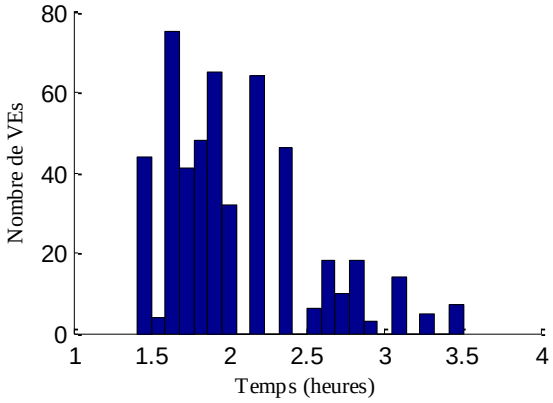


Figure 7-9 Le rapport de surcharge en fonction de la distance moyenne journalière parcourue.

En considérant les deux hypothèses mentionnées précédemment, la distribution des durées de recharge pour les 500 VEs et des instants $t_{departure}$ - t_{dlc}, sont présentée respectivement dans les figures 7-10 et 7-11 pour le profil de distance parcourue initial présenté dans la figure 3-24, on peut voir que les durée de recharge ne sont pas trop longues, soit parce que les distances sont courtes ou parce que une recharge est réalisée sur le lieu de travail.



7-10 La distribution des périodes de recharge nécessaire entre les 500 VEs.

De la figure 7-10, on voit bien que les véhicules seront toujours chargés car la durée maximale de recharge est 3,5h.
Bien-sûr les études réalisées ici sont basés sur un profil de roulage quotidien, puis une consommation en est déduite à partir d'une consommation moyenne mesurée par les constructeurs sur un cycle de roulage spécifique (le NEDC, New European Drinving Cycle).

Dans un rapport publié en 2011 par la mission présidée par Jean Syrota, [Syrota, 2011], des estimations de consommation sont faites dans diverses conditions. Pour un véhicule affiché à 160km d'autonomie, les calculs donnent une distance moyenne parcourue entre 80 et 100 km pour une température extérieure de -5°C et un roulage sur autoroute ou en cycle urbain.

7.2.2 Infrastructure requise pour l'application des actions de DR sur les opérations de recharge des véhicules électriques

L'infrastructure requise pour l'implantation des actions de DR sur les opérations de recharge des VEs est présentée dans la figure 7-12. L'échange des données entre l'infrastructure de recharge du VE et l'opérateur de contrôle (qui peut être soit l'opérateur du système, soit un agrégateur) se fait via cette infrastructure. L'opérateur de contrôle envoie cet instant, t_{DLC}, à la prise intelligente (Smart EV' plug) du VE, cette prise reçoit par ailleurs le niveau d'état de charge, *SOC*, de la batterie mesuré par la BMS (Battery Management System) du VE. Le conducteur indique une estimation de son instant de départ, $t_{departure}$.
La durée de recharge requise est ensuite calculée ainsi que l'instant limite de début des opérations de recharge, t_{ON}. L'instant de démarrage de la charge, t_{start}, est donc au plus tard égal à t_{ON}.

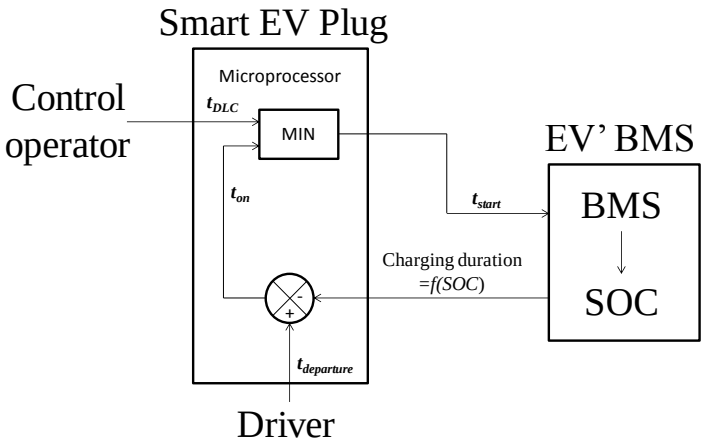


Figure 7-11 L'infrastructure requise pour l'application des actions de DR sur le parc des VEs.

7.3 Participation à l'ajustement par effacement d'usages électrothermiques et impact sur la réserve secondaire

L'objectif de cette partie est d'analyser l'apport de l'effacement de charges électrothermiques à l'ajustement et l'impact de cet apport sur la réserve de puissance secondaire.

L'unité de production à l'échelle de la France et celle à l'échelle européenne sont considérées dans le modèle de réglage de fréquence comme cela était déjà défini dans la partie 3.5.

Pour notre étude nous avons considéré la journée du 9 Février 2012 (journée la plus froide de l'année 2012) qui était marqué par un écart relativement important entre la prévision en J ou en J-1 et la consommation réalisée.
La courbe de consommation du 9 Février 2012 est simulée, ensuite, le modèle et la simulation du réglage primaire et secondaire appropriée à l'effacement et à l'ajustement sont détaillés; à la fin, on a réalisé un cas d'étude pour analyser l'intervention de l'effacement pour l'ajustement et on étudie l'impact sur la réserve secondaire sollicitée.

7.3.1 Courbe de consommation du 9 Février 2012

Nous utilisons les données historiques publiées par RTE, qui indiquent la prévision en J-1 (jusqu'à 14h) et en J au-delà, et la consommation réalisée. Les prévisions J-1 et J sont utilisées pour construire la courbe dite de production (plan de production).

Dans le cadre de notre étude à deux zones (France et reste de l'Europe), nous supposons – pour le reste de l'Europe – un écart moyen nul sur chaque pas horaire entre production et consommation. Seul un bruit blanc de consommation sera pris en compte.

Les données sont fournies pour une journée avec des points de 15 minutes. Chacune de ces courbes est sous échantillonnée selon une interpolation linéaire avec un pas de temps de 0.01h (ou de 36 secondes), qui correspond au pas de temps de résolution de notre simulation d'effacement. Ici nous ne considérons pas une production en « marches d'escaliers » pour ne pas avoir de variation de fréquence à chaque marche (voir le rapport de l'ENTSO-E sur ce phénomène [ENTSO, 2011]). Nous ajoutons ensuite un bruit blanc sur la consommation totale européenne dont l'écart-type est de 300 MW pour avoir une dispersion de fréquence de ±10 mHz autour de 50Hz.

En résultat, une courbe lisse est formée comme cela est présenté dans la figure 7-12.

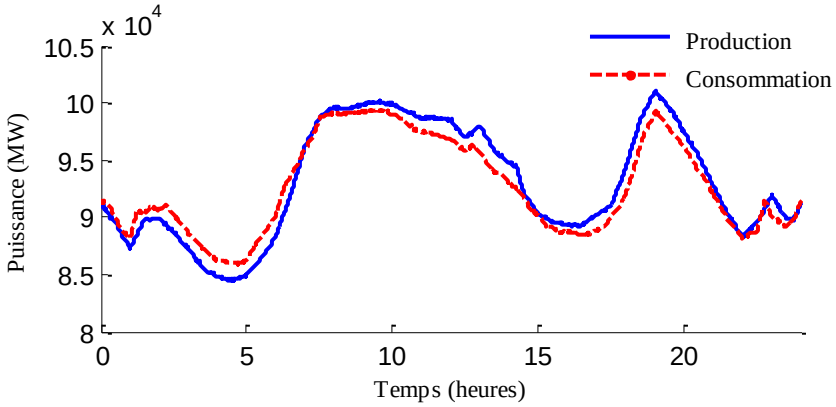


Figure 7-12 Le profil sous-échantillonné de la puissance en France dans la journée du 09/02/2012

[RTE, 2012].

Le déséquilibre présenté dans la figure 7-13, est calculé en prenant la différence entre les courbes journalières de la production et de la consommation de la figure 7-12.

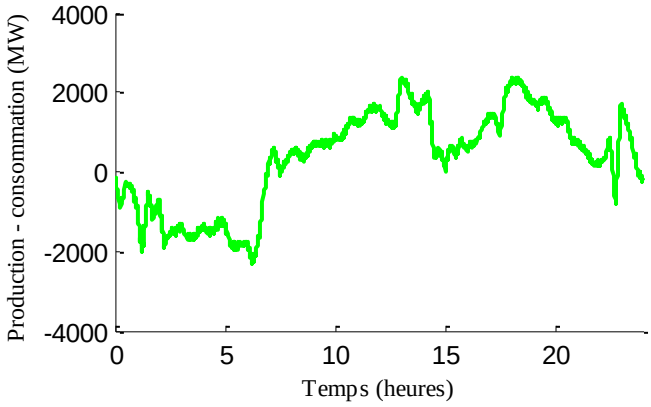


Figure 7-13 Le déficit de production et la surproduction créés au cours de la journée du 02/09/2012

Dans la suite nous considérons que l'écart production-consommation de la figure 7-13 sera comblé partiellement par l'ajustement via des blocs de puissance constants de durée de 30minutes. L'écart résiduel sera ensuite comblé par les réserves primaire et secondaire.

7.3.2 Modélisation du réglage de fréquence primaire

Le pas de temps de résolution du système du bloc d'effacement est égal à 36 secondes (ou 0.01 heure), donc, pour pouvoir intégrer le modèle du bloc d'effacement (bloc de puissance) au modèle du réglage de fréquence primaire, les pas de temps de calcul des deux systèmes doivent être équivalents et égaux à 36 secondes.

Le pas de temps qui a été choisi pour la simulation de l'effacement (36 secondes) est trop grand pour modéliser le réglage primaire dont le temps de réaction est de quelques secondes (30 secondes maximum pour libérer toute la réserve). Par conséquent nous ne modélisons par la dynamique du réglage primaire. Ainsi, la constante de temps de ce réglage est considérée nulle $\tau_p = 0$, et la seule dynamique étudiée est celle du réglage de fréquence secondaire.

L'équation générale du réglage primaire de fréquence présentée dans 3-36 se reformule pour $\tau_p = 0$ sous la forme présentée dans l'équation 7-4.

$$\Delta P_{prim}(p) = -K.\Delta f(p) \qquad \textbf{7-4}$$

Dans le domaine temporel sans de prise en compte du temps de réponse de la production:

$$\Delta P_{prim}(t) + K.\Delta f(t) = 0 \qquad \textbf{7-5}$$

Pour les zone A et B, les équations du réglage primaire sont présentées dans 7-6

$$\Delta P_{primA}(t) + K_A.\Delta f(t) = 0 \text{ et } \Delta P_{primB}(t) + K_B.\Delta f(t) = 0 \qquad \textbf{7-6}$$

Et l'équation matricielle de 3-44 et les paramètres de 3-45 se reformulent sous la forme présentée dans l'équation de 7-7.

$$A.X(t) = B.X(t-\Delta t) + C(t)$$

Avec,

$$X(t) = \begin{pmatrix} \Delta f(t) \\ \Delta P_{primA}(t) \\ \Delta P_{primB}(t) \end{pmatrix}$$

$$A = \begin{pmatrix} 1 & \dfrac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \dfrac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} \\ K_A & 1 & 0 \\ K_B & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

$$B = \begin{pmatrix} 1 & \dfrac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} & \dfrac{-\Delta t}{4\times\pi\times J\times\Omega_0} \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

$$C(t) = \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} \times \begin{pmatrix} \Delta P_{élecA}(t) + \Delta P_{élecB}(t) - \Delta P_{élecA}(t-\Delta t) - \Delta P_{élecB}(t-\Delta t) \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad \textbf{7-7}$$

La réserve primaire au niveau européen (de la zone A + la zone B) est de 3000 MW, dont 700MW pour la France. L'énergie réglante primaire au niveau européen (de la zone A + la zone B) est de 21000 MW/Hz, donc, 5000 MW/Hz pour la France.

7.3.3 Modélisation du réglage de fréquence secondaire

Dans ce réglage de fréquence, les interconnexions d'échanges de puissances entre la zone A et la zone B sont prises en compte.

Les équations du réglage secondaire sont exactement les mêmes que mentionnées dans la partie 3.6.3, mise à part l'équation matricielle 3-54 qui prend la forme suivante (7-8):

$$A.X(t) = B.X(t-\Delta t) + C(t) \quad \textbf{7-8}$$

Et en prenant en compte l'équation 7-6 et les valeurs des matrices A et B de l'équation 7-7, on obtient les valeurs de A et B appropriées aux réglages primaire et secondaire ensemble.

$$A = \begin{pmatrix} 1 & \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} & \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} & \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} & \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} \\ K_A & 1 & 0 & 0 & 0 \\ K_B & 0 & 1 & 0 & 0 \\ \frac{\alpha_{A.}.\Delta t}{2} & \frac{\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 & 1 + \frac{\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 \\ \frac{\alpha_{B.}.\Delta t}{2} & 0 & \frac{\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B} & 0 & 1 + \frac{\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B} \end{pmatrix}$$

$$B = \begin{pmatrix} 1 & \frac{\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} & \frac{\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} & \frac{\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} & \frac{\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-\alpha_{A.}.\Delta t}{2} & \frac{-\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 & 1 - \frac{\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A} & 0 \\ \frac{-\alpha_{B.}.\Delta t}{2} & 0 & \frac{-\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B} & 0 & 1 - \frac{\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B} \end{pmatrix}$$

$$C(t) = \begin{pmatrix} \frac{-\Delta t}{4 \times \pi \times J \times \Omega_0} (\Delta P_{élecA}(t) + \Delta P_{élecB}(t) - \Delta P_{élecA}(t-\Delta t) - \Delta P_{élecB}(t-\Delta t)) \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\alpha_{A.}.\Delta t}{2\lambda_A}.(\Delta P_{élecA}(t) - \Delta P_{élecA}(t-\Delta t)) \\ \frac{\alpha_{B.}.\Delta t}{2\lambda_B}(\Delta P_{élecB}(t) - \Delta P_{élecB}(t-\Delta t)) \end{pmatrix}$$

L'évolution temporelle de la fréquence en tenant compte des réglages de fréquence primaire et secondaire est ainsi modélisée par l'équation 7-9.

$$f(t) = 50Hz + \Delta f(t) \qquad \textbf{7-9}$$

La réserve secondaire de puissance en France est égale à 700 MW.

7.3.4 Modèle de l'ajustement par la production

L'ajustement représente une action pour reconstituer les réserves de puissance sollicitées pour assurer l'équilibre P=C. Il suit directement les réglages primaire, secondaire et tertiaire pour reconstituer les réserves libérées par ces réglages. Le déséquilibre présenté dans la figure 7-13 est comblé par des blocs d'ajustements d'une demi-heure et d'une magnitude égale à la différence moyenne entre la production et la consommation; ces blocs d'ajustement prennent la forme de marches d'escaliers descendantes ou montantes pendant la journée; présentées dans la figure 7-14. Si la demande d'électricité est en hausse de X MW, le déséquilibre créé peut être comblé d'une part par un bloc d'effacement d'une demi-heure d'une magnitude, ΔP MW, et d'autre part par une hausse de la production conventionnelle à hauteur de X-ΔP MW.

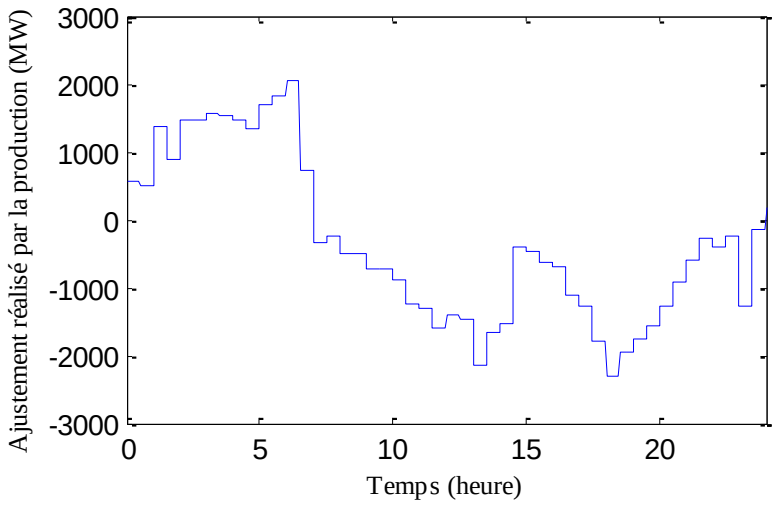


Figure 7-14 L'ajustement fourni par la production conventionnelle, en forme de marches d'escaliers de 30 minutes.

7.3.5 Simulation du réglage de fréquence primaire et secondaire avec de l'ajustement par la production et sans effacement

Les paramètres utilisés pour la simulation étaient déjà mentionnés dans la partie 3.6.4.
Le déséquilibre final à rééquilibrer correspond dans ce cas au déséquilibre créé entre la production et la consommation dans la journée du 9 Février 2012 ajoutée à l'ajustement fourni par la production.

Les réserves primaires et secondaires libérées des deux zones A et B et l'évolution temporelle de la fréquence sans la participation de l'effacement (et en ajustant la différence entre la production et la demande par la production conventionnelle) sont présentées dans la figure 7-15, en sachant que la réserve secondaire au niveau de la zone A (France) est limitée à 700 MW.

On observe des pics de fréquence lorsqu'il y a une forte variation de la quantité appelée à l'ajustement (rapport ENTSO-E [ENTSO, 2011]) : cas des « steps » vers 6h, 14h30 et 23h. Notre modèle renforce quelque peu ces pics car nous ne prenons pas en comptons le temps de montée en puissance des groupes sollicités pour l'ajustement. Par ailleurs, l'énergie réglant du reste de l'Europe est supérieure à celle de la France, donc la réserve primaire sollicitée est plus grande.

Les écarts de fréquence mentionnés sollicitent de la réserve secondaire. La réserve secondaire du reste de l'Europe n'est volontairement pas sollicitée (seulement par le bruit introduit pour l'écart P=C de cette zone).

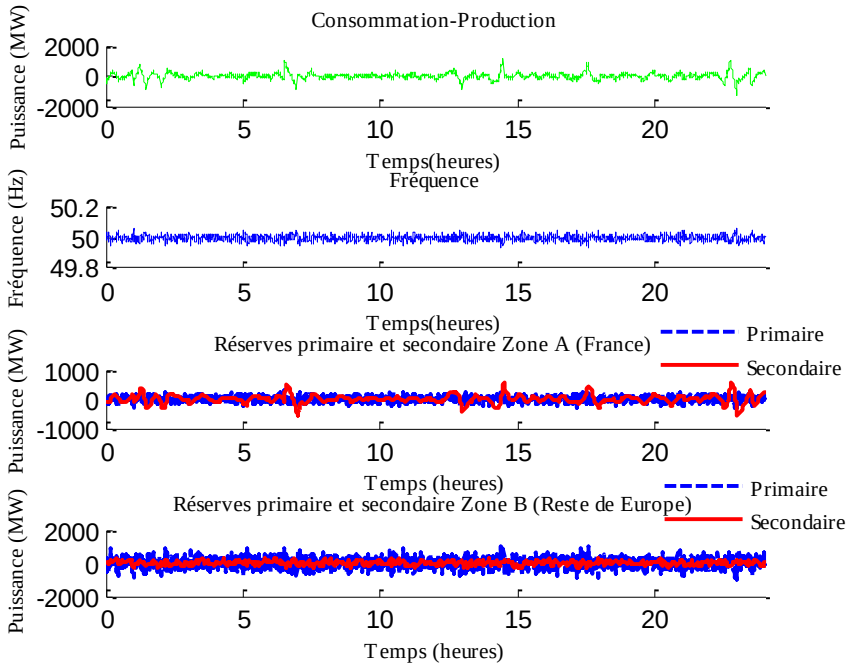


Figure 7-15 L'évolution temporelle de la fréquence, et les réserves primaires et secondaires libérées pour rééquilibrer la demande et la production.

7.3.6 Simulation du réglage de fréquence primaire et secondaire ainsi que de l'ajustement en associant de l'effacement

Une étude de cas est réalisée sur la participation des blocs d'effacement de différentes valeurs de ΔP sans et avec le contrôle du CLPU. En rappelant que si le CLPU n'est pas contrôlé, on peut arriver à effacer 8.5% de la puissance installée des chauffages, tandis que s'il est contrôlé, le pourcentage de la puissance effacée est inférieur à 8.5% et il dépend de la valeur de ΔP souhaitée et la valeur de réduction souhaitée du CLPU.

Un bloc d'effacement de 1 MW représente le motif utilisé pour l'obtention d'un bloc de ΔP MW, par exemple pour l'obtention d'un bloc de 200MW avec un CLPU contrôlé ou non contrôlé, on multiplie la grandeur du bloc de 1MW ainsi que la magnitude de son CLPU par 200.

7.3.6.1 Ajustement avec un bloc d'effacement dont le CLPU est non contrôlé

La période de 4h à 4h30 représente une période de surconsommation (figure 7-13), et l'ajustement requis entre 4h et 4h30 (la période pendant laquelle le déséquilibre est créé entre la production et la consommation) est égale à 1470 MW. L'étude de cas consiste à faire participer à l'ajustement un bloc d'effacement d'une magnitude de ΔP pendant la période de 4h à 4h30, donc, l'ajustement qui restera à faire par les unités de production conventionnelles pendant la même période sera de 1470 MW - ΔP.

Deux cas sont présentés dans cette partie :

- La participation d'un bloc d'effacement de ΔP= 200 MW (466400 charges)
- La participation d'un bloc d'effacement de ΔP= 700 MW (1.63 million de charges).
- La participation d'un bloc d'effacement de ΔP= 1400 MW (3.26 millions de charges).

7.3.6.1.1 Bloc d'effacement de 200 MW

Un bloc d'effacement de ΔP= 200 MW est intégré au système électrique de 4h à 4h30, le CLPU généré par cet effacement n'est pas contrôlé. L'ajustement pendant cette même période par la production conventionnelle est égal à 1470-200 ou 1270MW.

Le déséquilibre final à ajuster, l'évolution de la fréquence dans la journée du déséquilibre et les réserves secondaires et primaires libérées pour rééquilibrer le système sont présentés dans la figure 7-16.

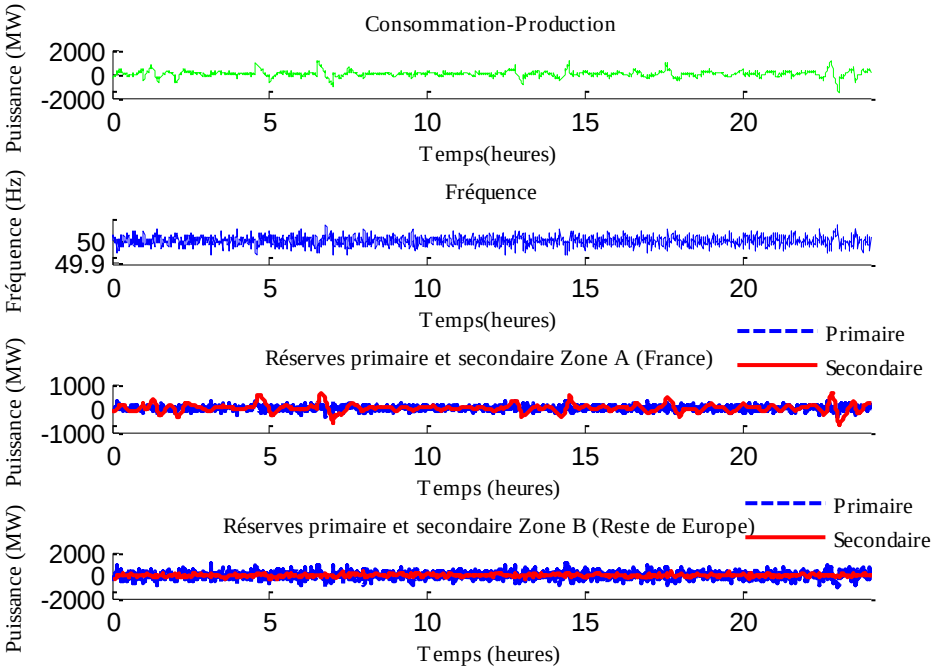


Figure 7-16 Le déséquilibre final entre la production et la consommation, l'évolution temporelle de la fréquence et les réserves primaires et secondaires libérées pour l'ajustement avec un effacement ΔP= 200 MW.

On remarque que le CLPU généré par le boc d'effacement n'est pas trop différent des pics du voisinage, donc, il ne sera pas nécessaire dans ce cas de contrôler le CLPU généré par le bloc d'effacement de 200 MW. Tandis que la magnitude du CLPU généré par un bloc d'effacement de ΔP supérieure à 200 MW sera plus considérable, donc, il sera nécessaire dans ce cas-là de le contrôler comme cela est montré dans la partie suivante.
La réserve secondaire dans la zone France est ainsi mobilisée à partir de 4h30 pour compenser le CLPU généré par l'effacement. En zoomant de 3h30 à 5h30, on observe plus précisément la consommation – la production dans la dans la figure 7-17 (à gauche) et la réserve secondaire mobilisée de la zone France (à droite).

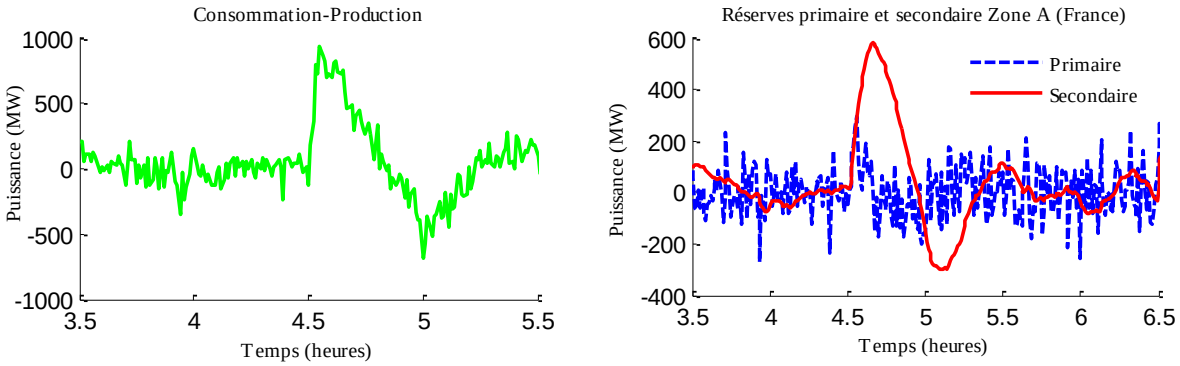


Figure 7-17 Le déséquilibre créé avec la participation de l'effacement de 4h à 4h30 (à gauche) et la réserve secondaire mobilisée pour compenser le CLPU (à droite).

On remarque de la figure 7-17, que de la réserve secondaire doit être mobilisée pour compenser le CLPU généré par l'effacement. Sans oublier qu'une partie de cette réserve secondaire sert à compenser le déséquilibre recréé après l'effacement causé par la désynchronisation du fonctionnement des convecteurs. L'écart de fréquence n'est pas considérable pendant la durée du CLPU (suivant l'effacement).

7.3.6.1.2 Bloc d'effacement de 700 MW

L'objectif de ce choix de valeur de ΔP est d'intégrer un bloc de puissance dont la magnitude est équivalente à la réserve secondaire disponible dans la zone France. Le déséquilibre final à ajuster, l'évolution de la fréquence dans la journée et les réserves secondaires et primaires libérées pour rééquilibrer le système sont présentés dans la figure 7-18.

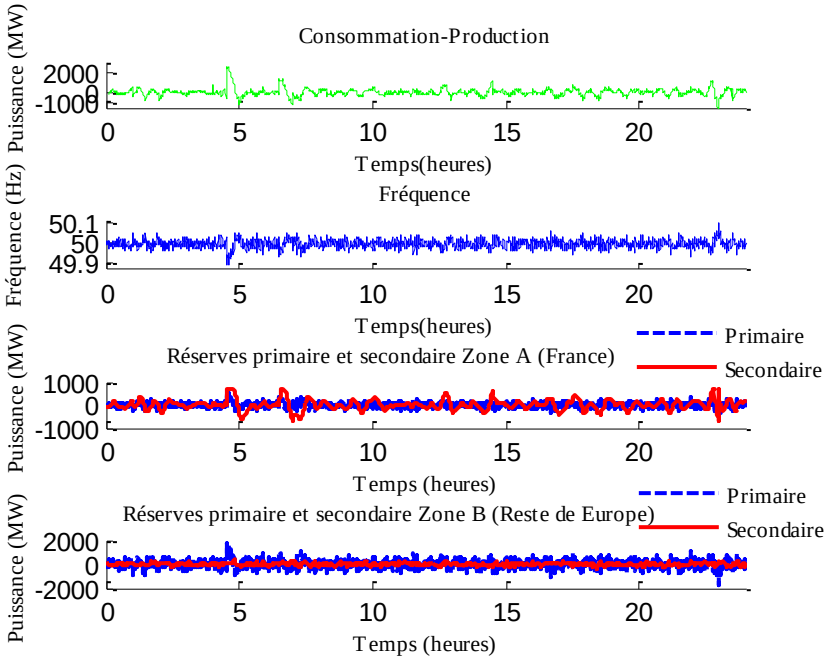


Figure 7-18 Le déséquilibre final entre la production et la consommation, l'évolution temporelle de la fréquence et les réserves primaires et secondaires libérées pour l'ajustement avec un bloc d'effacement ΔP= 700 MW.

Un bloc d'effacement de 700 MW est injecté pendant la même durée de déséquilibre (entre 4h à 4h30). Le déséquilibre final à ajuster, l'évolution de la fréquence dans la journée du déséquilibre et les réserves secondaires et primaires libérées pour rééquilibrer le système sont présentés dans la figure 7-18.

On remarque de la figure 7-18 l'apparition d'un écart important de fréquence qui est produit par le CLPU généré par l'effacement, donc, pour une valeur d'effacement désirée égale ou supérieure à 700 MW, le contrôle du CLPU doit être considéré.

En zoomant, on observe plus précisément la consommation – la production de 3h30 à 5h30 dans la figure 7-19 (en haut à gauche), la réserve secondaire mobilisée de 3h30 à 6h30 (en haut à droite) et l'évolution de la fréquence (en bas au milieu).

On remarque de la figure 7-19 que la réserve secondaire arrive en butée pour compenser le CLPU d'un effacement de 700 MW, et la fréquence dérive de 100 (mHz) de la valeur de référence de 50 Hz.

La conclusion de cette partie est de dire que pour une certaine valeur de ΔP, un bloc d'effacement peut être injecté sans le contrôle de son CLPU parce que la magnitude de ce dernier n'est pas considérable et n'est pas trop différente des petits pics du voisinage comme cela était déjà présenté pour un ΔP=200 MW, par contre, dans un cas ou le ΔP=700 MW, le CLPU mobilise toute la réserve secondaire de la France qui arrive en butée, la raison pour laquelle elle descend de 100 mHz.

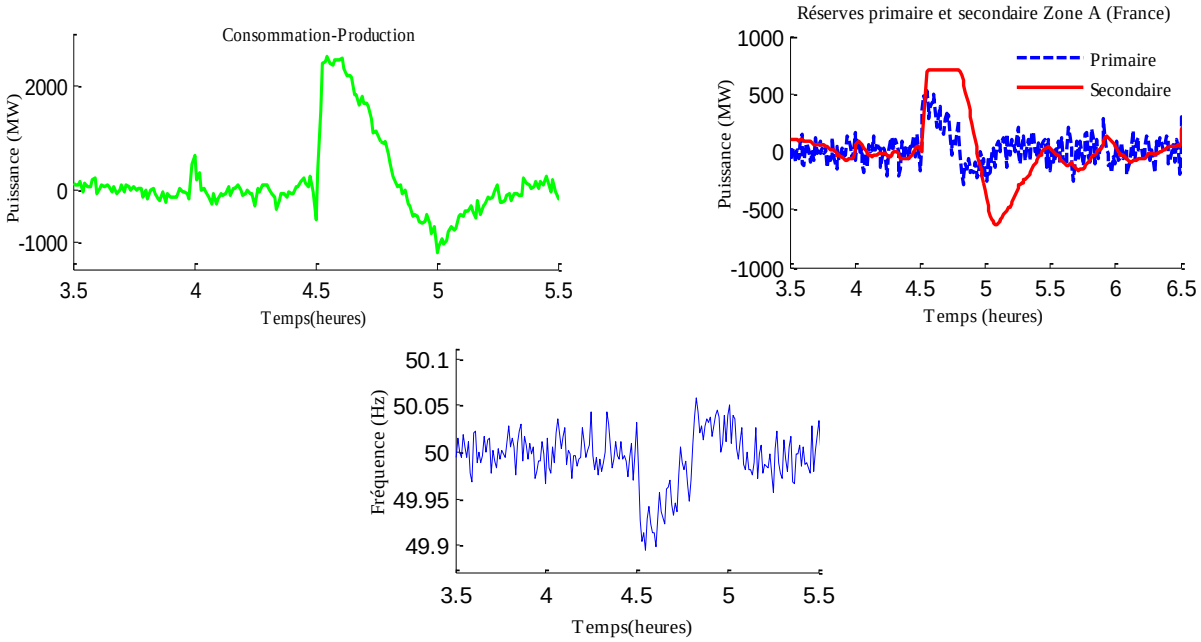


Figure 7-19 Le déséquilibre créé avec et participation de l'effacement de 4h à 4h30 (en haut à gauche) et la réserve secondaire mobilisée pour compenser le CLPU (en haut à droite) et l'évolution de la fréquence pendant l'heure qui suit l'effacement (en-dessous).

7.3.6.1.3 Bloc d'effacement de 1400 MW

L'objectif de ce choix de ΔP, est d'étudier le cas où l'on suppose que le déséquilibre pendant cette demi-heure est ajusté totalement par l'effacement (en rappelant que le déséquilibre pendant cette demi-heure est égal à 1470 MW). Pour un bloc d'effacement, ΔP égal à 1400 MW, l'évolution de la fréquence, le CLPU généré ainsi que les réserves primaires et secondaires sollicitées sont présentés dans la figure 7-20.

En zoomant le déséquilibre (entre la consommation et la production), l'évolution de la fréquence ainsi que la réserve secondaire sollicitée entre 3h30 et 6h30, on obtient la figure 7-21.

On remarque que la réserve secondaire arrive en butée et elle n'arrive pas à combler tout le déséquilibre, la raison pour laquelle la fréquence chute à 49.8 Hz pendant la génération du CLPU, cela revient à notre conclusion dans la partie précédente ou la surconsommation pendant la demi-heure en question ne peut pas être ajustée par un grand bloc d'effacement sans que sont CLPU soit contrôlé, sauf en cas d'exception de l'opérateur du système électrique qui permettra la génération d'un tel CLPU dans son système et la chute de la fréquence d'une telle valeur (de 200 mHz) montrée dans la figure 7-21. Le PDS est à peu près égal à 300% de ΔP (comme dans le chapitre 6 bien sûre).

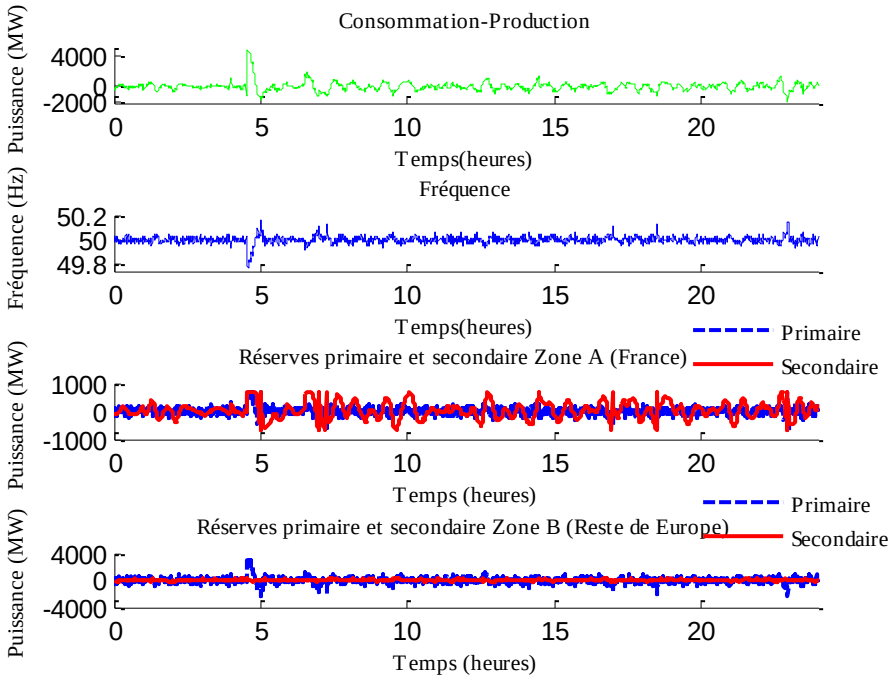


Figure 7-20 Le déséquilibre final entre la production et la consommation, l'évolution temporelle de la fréquence et les réserves primaires et secondaires libérées pour l'ajustement et pour un ΔP égal à 1400 MW

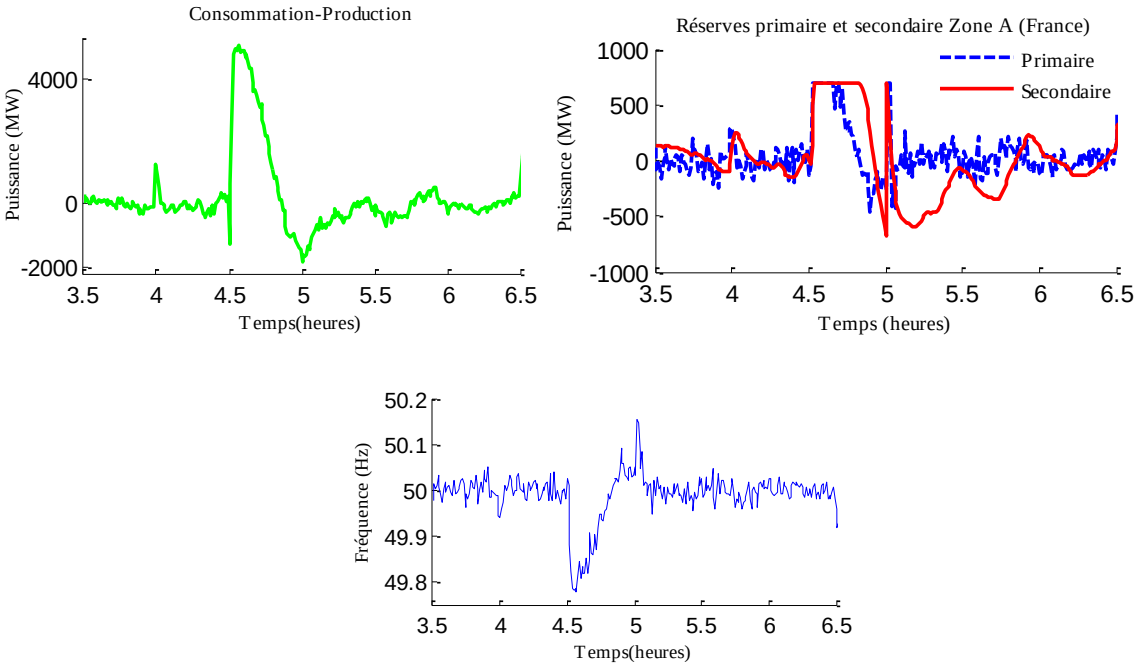


Figure 7-21 Le déséquilibre créé avec et participation de l'effacement de 4h à 4h30 (en haut à gauche) et la réserve secondaire mobilisée pour compenser le CLPU (en haut à droite) et l'évolution de la fréquence pendant l'heure qui suit l'effacement (en-dessous).

7.3.6.2 Ajustement avec un bloc d'effacement dont le CLPU est contrôlé

Dans cette partie et pour tous les cas qui vont être présentés, le CLPU est contrôlé pour une durée (ΔT_{CLPU}) de 1.3 heure.

Dans ce cas-là, la puissance effacée disponible varie en fonction du choix de la valeur de ΔP, de la durée de contrôle du CLPU et de la température extérieure, T_{out}.

Ici nous considérons que T_{out} = -5°C.

7.3.6.2.1 Bloc d'effacement de 200 MW

Le déséquilibre final à ajuster, l'évolution de la fréquence dans la journée du déséquilibre et les réserves secondaires et primaires libérées pour rééquilibrer le système sont présentés dans la figure 7-21.

Ce cas est très simple, dans la mesure où sans contrôle du *CLPU* il n'y avait pas de contrainte forte sur les réserve, le contrôle du CLPU apporte peu; même si on observe en comparant les figures 7-16 et 7-22 que la réserve primaire n'est plus sollicitée après 4h30.

Les remarques qui avaient été faites précédemment restent valables.

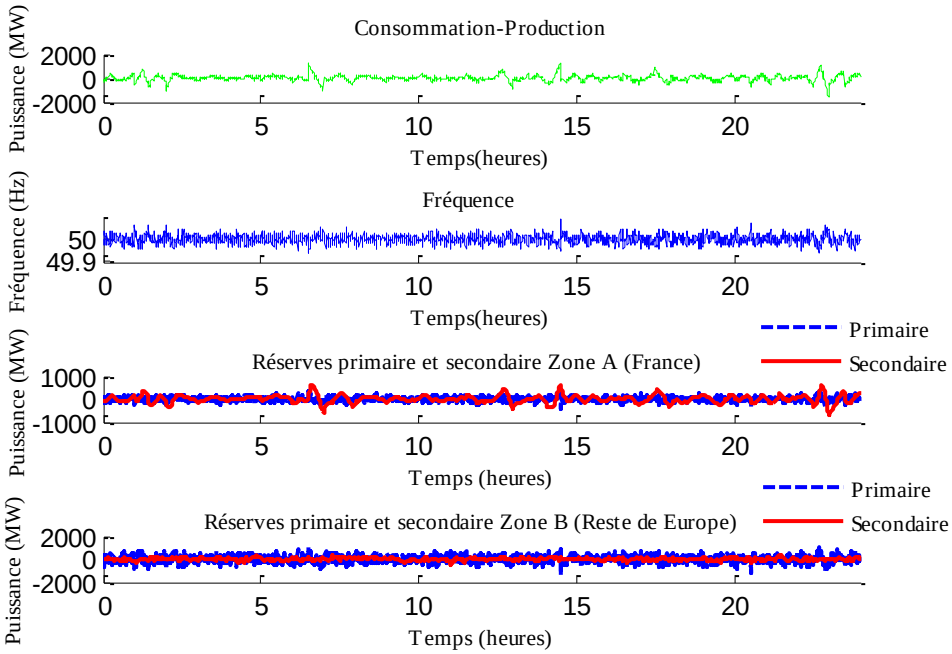


Figure 7-22 Le déséquilibre final entre la production et la consommation, l'évolution temporelle de la fréquence et les réserves primaires et secondaires libérées pour l'ajustement et pour un ΔP= 200 MW dont le CLPU est contrôlé.

7.3.6.2.2 Bloc d'effacement de 700 MW

Le déséquilibre final à ajuster, l'évolution de la fréquence dans la journée du déséquilibre et les réserves secondaires et primaires libérées pour rééquilibrer le système sont présentés dans la figure 7-23.

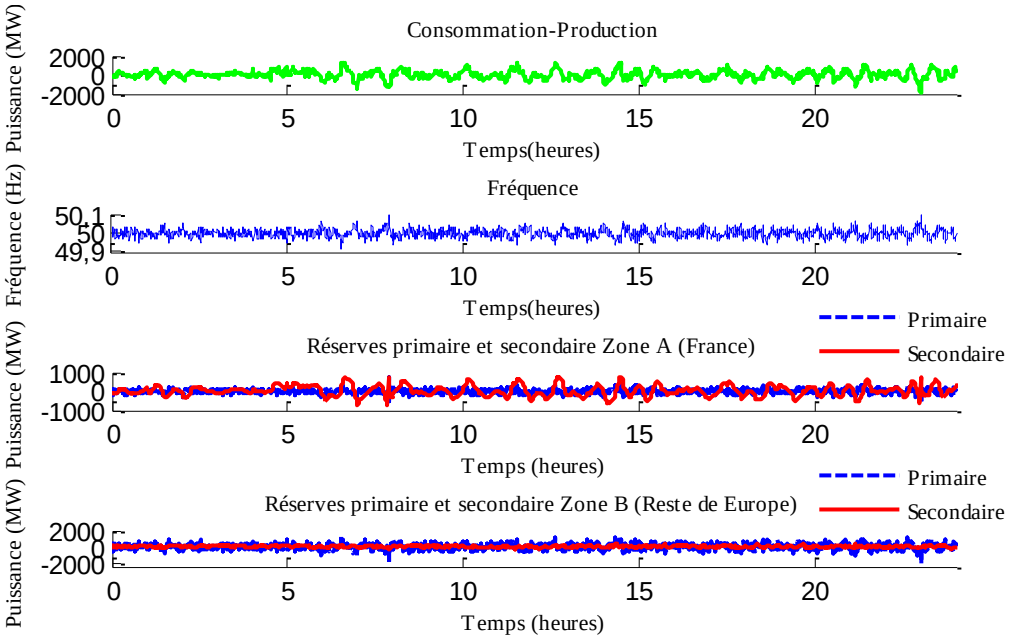


Figure 7-23 Le déséquilibre final entre la production et la consommation, l'évolution temporelle de la fréquence et les réserves primaires et secondaires libérées pour l'ajustement et pour un ΔP= 700 MW dont le CLPU est contrôlé.

On constate sur la figure 7-23 que la réserve secondaire est moins sollicitée entre 4h30 et 5h. Toutefois il reste un phénomène instable qui sollicite la réserve par la suite. Cela montre un problème de désynchronisation des charges. On peut dire que ce qui est observé ici au-delà de 5h n'est pas réaliste. Il serait nécessaire de retravailler sur le modèle de charge afin d'améliorer le retour à un foisonnement suite à une sollicitation d'effacement.

En zoomant le déséquilibre entre la production et la consommation et l'évolution de la fréquence de la figure 7-23 entre 3h30 et 7h30 comme cela est montré dans la figure 7-24 et en comparant avec la figure 7-19, on aperçoit nettement l'apport du contrôle du CLPU puisqu'on a plus ce pic de déséquilibre production-consommation (écart de près de 2500 MW), ni la chute de fréquence qui en résultait vers 4h30.

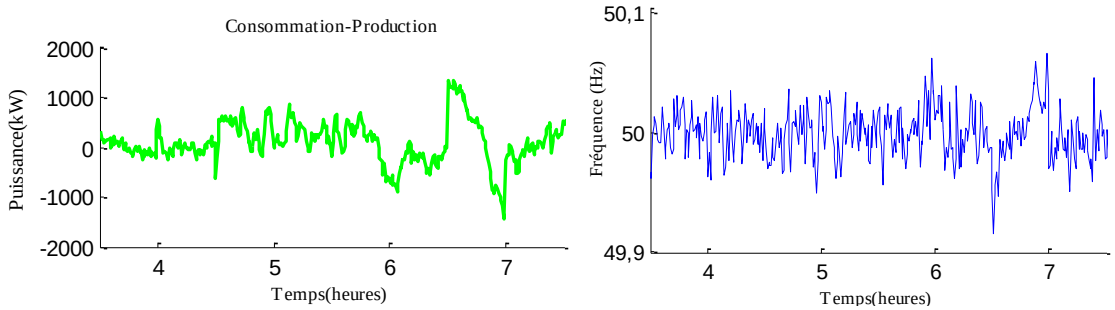


Figure 7-24 La différence entre la production et la consommation (à gauche) et l'évolution de la fréquence (à droite).

7.3.6.2.3 Bloc d'effacement de 1400 MW

Le déséquilibre final à ajuster, l'évolution de la fréquence dans la journée du déséquilibre et les réserves secondaires et primaires libérées pour rééquilibrer le système sont présentés dans la figure 7-25.

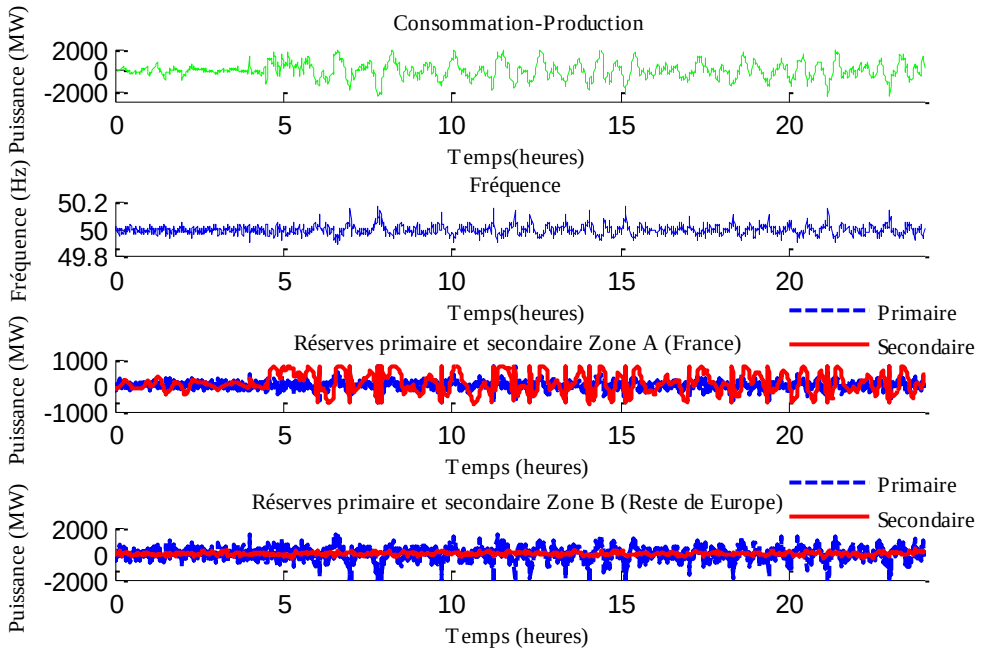


Figure 7-25 Le déséquilibre final entre la production et la consommation, l'évolution temporelle de la fréquence et les réserves primaires et secondaires libérées pour l'ajustement et pour un ΔP= 1400 MW.

Pour ce cas, les commentaires sont similaires au cas 700 MW, avec un effet plus marqué de l'instabilité. A partir de 4h30, la réserve secondaire est partiellement sollicitée pendant 1h à 1h30.
Cela peut conduire à mobiliser la réserve tertiaire pour reconstituer la réserve secondaire afin de garantir la sûreté du système.

En zoomant entre 3h30 et 7h, la consommation – la production est présentée dans la figure 7-26.

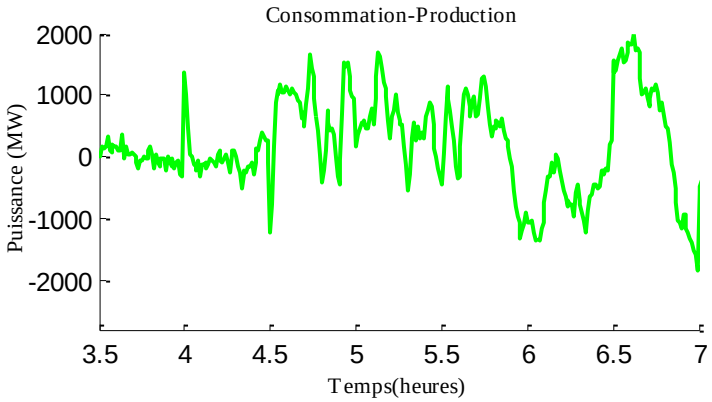


Figure 7-26 La différence entre la consommation et la production sans et avec effacement de 1400 MW et de 4h à 4h30.

7.4 Conclusion du chapitre 7

La problématique de la gestion du profil de la courbe de charge, et plus particulièrement de la pointe de consommation est de plus en plus critique pour la sécurisation du système électrique tant localement (réseau de distribution) que globalement (réseau de transport). Pour l'équilibre global, il est important d'avoir un profil de consommation en adéquation avec les caractéristiques des moyens de production. La France qui s'est lancé dans les années 70 dans un vaste programme nucléaire a développé la consommation (chauffage et eau chaude sanitaire) pour augmenter l'indépendance énergétique. Le peu de flexibilité des centrales nucléaires a conduit à la mise en place de programme de tarification pour éviter les creux de consommation de la nuit. Ces programmes sont principalement dédiés aux chauffe-eau électriques avec une mise en marche automatique sur réception du signal TCFM pour les heures creuses.

Le problème de la gestion de la pointe pourrait être plus sérieux avec l'augmentation du nombre de VEs susceptibles de se recharger à partir de 19h ou 20h.

Une tarification spéciale aux propriétaires de VEs peut leur être proposée pour appliquer les actions de DR sur leurs opérations de recharge afin de diminuer la pointe de recharge et les surcharges locales comme cela a été présenté dans ce chapitre. Le déploiement de ces tarifications spéciales requière l'implantation d'une infrastructure intelligente. En utilisant cette infrastructure, les consommateurs peuvent lancer la recharge avant la réception du signal de DR en cas d'un fort besoin de charge, ou en cas de départ très tôt le matin. Cela permet de garantir un *SOC* suffisant au départ du véhicule tout en limitant les contraintes sur le réseau de distribution.

En ce qui concerne la participation de l'effacement à l'ajustement, une partie de l'ajustement du déséquilibre peut être comblé par un bloc d'effacement pour une certaine durée ce qui réduit la participation de l'unité de production conventionnelle à l'ajustement. Pour une offre d'effacement pas trop importante (environ 200 MW), l'impact du CLPU sur les réserves est proche des effets liés à la synchronisation des blocs d'ajustement de production (cf rapport ENTSO). Ainsi un contrôle du CLPU n'est peut-être pas indispensable. Toutefois nous avons pu montrer qu'un contrôle du CLPU réduisait fortement l'impact sur la réserve. Par contre pour des valeurs plus importantes de la puissance effacée, le contrôle du CLPU est indispensable sous peine de solliciter l'ensemble de la réserve secondaire et primaire.

Dans notre modèle, la participation de l'effacement à l'ajustement – avec contrôle du CLPU – conduit à une instabilité. Cela montre une limite de notre modèle qui ne permet pas un bon recouvrement du foisonnement des charges. La prise en compte de perturbations et une plus grande dispersion des caractéristiques des logements pourrait permettre une amélioration.

8. Conclusion générale et perspectives

L'objectif de la thèse est d'étudier le contrôle de la charge électrique pour accroître la flexibilité du système électrique. Les charges contrôlées et présentées sont des charges thermiques, qui sont les chauffages et les chauffe-eau, et les charges stockables électriques qui sont dans notre cas les batteries des véhicules électriques. Les deux types de chauffages électriques étudiés sont les convecteurs et les radiateurs à inertie. Ces charges sont choisies dans notre étude pour leurs capacités à garder un certain degré de confort de consommation pendant l'interruption de la consommation de celles-ci grâce à l'énergie thermique stockée dans la pièce ainsi que dans l'eau du réservoir et grâce à l'énergie électrique stockée dans les batteries des VEs.

Les actions de contrôle des charges électriques sont nommées des actions de DR. Elles consistent en soit des actions de contrôle à base d'actions ON/OFF sur différentes périodes, soit des stratégies de contrôle des thermostats qui consistent à réduire les consignes de ces thermostats d'une certaine valeur pendant une certaine durée avec ou sans la restitution graduelle (en pente) de ces consignes. Ces actions de DR sont analysées dans le cinquième chapitre.

Dans le premier chapitre, une introduction générale sur le contenu des différents chapitres de la thèse est présentée ainsi que l'objectif de la thèse qui est d'analyser la contribution du contrôle appliqué sur les charges électriques pour augmenter la flexibilité du système électrique.

Dans le deuxième chapitre, une introduction sur le fonctionnement du système électrique est présentée, les différents programmes de DR qui existent dans le monde et dans lesquels les actions de DR sont appliquées ainsi que l'infrastructure requise pour l'implantation des actions de DR est présentée. La typologie des charges participant à ces genres d'actions est présentée dans le même chapitre et les techniques de mesure des puissances effacées adoptés par plusieurs opérateurs du système gérant ces programmes sont détaillées.

Dans le troisième chapitre, les modèles, les caractéristiques de ces charges ainsi que le comportement statique et dynamique de leur consommation, sont définis et détaillés. La dégradation du confort thermique est définie. Les batteries des véhicules électriques sont étudiées aussi et un parc de véhicules électriques est agrégé pour étudier l'effet des actions de DR sur les opérations de recharge de ces véhicules. Un parc de chauffages et un autre de chauffe-eau sont ainsi créés, l'objectif de la création de tels parcs est d'apporter une analyse globale sur l'effet des actions de DR sur la consommation de ces charges électriques. Dans la dernière partie du chapitre, les réglages de fréquence primaire et secondaire sont modélisés et un déséquilibre est simulé entre la production et la consommation sur une journée. Les caractéristiques des deux réglages de fréquence sont ensuite adaptées pour pouvoir y faire participer les actions de DR.

Dans le quatrième chapitre, un effacement de la consommation d'un parc de chauffages et d'un parc de chauffe-eau est simulé et analysé et le phénomène du CLPU qui apparait au moment de la reconnexion des charges électriques thermiques est étudié. La dégradation du confort thermique pendant la durée de coupure est évaluée pour chaque type de charges thermiques en considérant les deux types de chauffages électriques ainsi que les chauffe-eau. Un effacement est réalisé aussi au niveau du parc de véhicules électriques pour montrer qu'il n'existe pas d'effet considérable de CLPU quand les opérations de recharge de celles-ci sont interrompues pour une heure. L'objectif de ce chapitre est de mettre en évidence les paramètres clés sur lesquels on a agi pour établir les stratégies de commandes comme la durée de coupure.

Dans le cinquième chapitre, les stratégies de contrôle des charges appartenant aux actions de DR sont définies, qui sont des actions ON/OFF sur un ou plusieurs groupes, ainsi que les actions de réduction des consignes des thermostats avec ou sans restitution de ces consignes.

L'objectif de ces stratégies de contrôle est d'arriver à réduire la magnitude du CLPU et de réduire la dégradation du confort thermique. En réduisant le nombre de charges contrôlées, on arrive à réduire la magnitude du CLPU ainsi que la dégradation du confort thermique, mais, la quantité de puissance effacée est petite, donc différents

groupes sont contrôlées séquentiellement contenant chacun un nombre défini de nombre de charges électriques thermiques.
Dans le chapitre 6, le nombre de charges électriques est optimisé dans chacun des derniers groupes mentionnés précédemment, l'objectif de l'optimisation est d'avoir une quantité de puissance effacée constante sur la durée d'effacement. Une méthode des moindres carrés simple est utilisée pour l'optimisation avec les contraintes qui sont la durée d'effacement, le nombre de charges contrôlées, ainsi que la quantité de puissance effacée, cette optimisation est appliquée sur un parc de convecteurs et un autre parc de chauffe-eau ; l'effet des différents paramètres est étudié, comme le nombre de charges à contrôler qui croît pour une quantité demandée de puissance effacée plus grande. Une deuxième partie du chapitre consiste à optimiser le contrôle du CLPU qui suit l'effacement, avec comme contrainte la magnitude du CLPU généré par l'effacement, cette optimisation est appliquée sur un parc de convecteurs, les relations entre les différents paramètres de l'optimisation sont analysées comme la relation entre la magnitude du CLPU et la durée du contrôle du CLPU.

Dans le chapitre 7, une analyse est étudiée sur les services rendus au système électrique suite à l'application des actions de DR sur les charges électriques thermiques et les batteries, en ce qui concerne l'ajustement de la pointe et la réduction des surcharges créées sur les transformateurs HTA/BT.

Le service rendu au système électrique par l'application des actions de DR aux opérations de recharge est la réduction de la surcharge sur les transformateurs générée autour de la pointe journalière.

Le service rendu par les blocs d'effacement des charges thermiques est la participation à l'ajustement du système électrique, l'effet sur la réserve secondaire sollicitée est partiellement étudié.

Le tableau 8-1 présente une synthèse générale des différentes stratégies de contrôle proposées en sachant que sum(Nb) et le nombre de charges contrôlées et DDCM est la dégradation de confort maximale atteinte pendant la période de contrôle.

Stratégie / Critère	Cas n°1 de base 1 groupe de 500 (parc de 500)	Cas n°2 dispatché 5 groupes de 500 (parc de 2500)	Cas n°3 : Réduction des consignes de 2°C (parc de 500)	Cas n°4 dispatché 5 groupes de 500 (Avec optimisation de l'effacement et d'un parc de 25000)	Cas n°5 dispatché 5 groupes de 500 (Avec optimisation de l'effacement et du contrôle du CLPU, pour ΔT_{CLPU} =1heure) d'un parc de 25000
PDS (%)	100%	757%	100%	332%	245%
CLPU (p.u)	2.13	1.33	2	1.07	1.05
DDCM (°C)	1	0.23	1	0.23	0.23
Puissance effacée (kW)	2480	553	2480	2480	2480
Sum(Nb)	500	2500	500	5800	19000

Tableau 8-1 Synthèse générale sur les différentes stratégies de contrôle à appliquées.

Pour le cas n°1 et le cas n°3, le nombre total des charges du parc est de 500.
Pour le cas n°2, le nombre total des charges du parc est de 2500.
Pour les cas n°4 et n°5, le nombre total des charges du parc est de 25000.

On ne peut pas comparer les magnitudes du CLPU mentionnées dans le tableau 8-1, parce que le nombre total des charges du parc ne sont pas les mêmes pour les différents cas, et une magnitude du CLPU pour un certain cas et pour un certain parc reste plus grande que la magnitude du CLPU pour le même cas mais pour un parc plus grand. Par contre, on peut comparer les PDS mentionnés dans le même tableau parce que ce dernier paramètre est indépendant du nombre total des charges du parc.

En conclusion sur le choix des stratégies de contrôle pour arriver à un bloc d'effacement de 2480 kW pendant une demi-heure (ΔT_{DR}=0.5 heure), pour 25000 charges à disposition pour le contrôle, nous identifions quatre cas :

1- Le critère confort est mis en priorité : quand l'opérateur de contrôle met ce critère en priorité, le cas dispatché optimisé (cas n°4 & n°5) est à appliquer en préférence sur les radiateurs, l'application d'un cas de base (cas n°1) est moins favorable parce que cela conduit à une dégradation de confort assez importante (même si le nombre de chauffages à contrôler en cas d'application du cas de base sera inférieure au nombre de chauffages contrôlés dans le cas d'application du cas dispatché donc l'effacement est optimisé) et même si le PDS du cas n°1 et inférieure aux ceux des cas n°4 et n°5.

2- L'efficacité de l'effacement est mise en priorité : ce qui veut dire que l'effacement doit être efficace, qui garantit un maximum d'effacement avec un moindre CLPU, donc, un effacement optimisé est mis en place avec ou non un CLPU dont le contrôle est optimisé (n°4 ou n°5). Parce que comme la durée de contrôle de chaque charge dans les cas n°4 et n°5 est inférieure à celle des cas n°1 et n°3, l'efficacité de la coupure d'une charge dans les deux premiers cas mentionnées est plus garantit vue que la DDCM est plus petite et ceci est vrai en terme d'une présence de consommation (pendant l'effacement) de la charge contrôlée.

3- En cas de pointe journalière de consommation, on aura besoin d'un maximum d'effacement possible, ce qui correspond au cas de base (cas n°1) ou au cas n°3. Donc, le confort thermique dans ce cas ne sera pas pris en compte, parce que la dégradation de celui-ci est de 2°C.

4- En cas de surcharge de transformateurs, un moindre CLPU est pris en compte, donc, un effacement optimisé avec un CLPU dont le contrôle est optimisé va être pris en compte (cas n°5).

Les perspectives présentées par la suite représentent du développement au niveau de nos modèles, ce qui n'était pas réalisé à cause du temps restreint pour valider un modèle complet de DR final ainsi que son service rendu au système électrique.

En conclusion générale du travail et en perspectives, les modèles des bâtiments peuvent être développés en prenant en compte par exemple les paramètres de l'ensoleillement, les déperditions à travers les fenêtres et les murs, ainsi que le nombre de pièce dans chaque logement. Les modèles de charges thermiques peuvent être éventuellement développés en développant des modèles stochastiques des chauffe-eau par exemple.

Les stratégies de contrôle des thermostats peuvent être éventuellement optimisées pour rendre des blocs d'effacement, et différentes méthodes d'optimisation peuvent être testées pour réduire l'erreur du résultat. L'algorithme génétique a été testé pour optimiser l'effacement, en résultat, l'erreur de l'optimisation était réduite mais cette méthode n'était pas adoptée à cause du temps de calcul très long qui peut atteindre deux ou trois journée.

9. Production scientifique

N.Saker, M.Petit, J-C.Vannier and J-L.Coullon, (2011). Demand Side Management of Electrical Water Heaters and Evaluation of The Cold Load Pick-Up Characteristics (CLPU), *IEEE PES Trondheim PowerTech,* pp.1-8, June 2011.

N.Saker, M.Petit, J-C.Vannier, (2011). Electric Vehicles Charging Scenarios Associated to Direct Load Control Programs (DLC), *43rd North American Power Symposium*, pp. 1-7, August 2011.

N.Saker, M.Petit, J-C.Vannier, J-L. Coullon (2011). Cold Load Pick-Up (CLPU) with Electrical Space Heating Loads Under Demand Response Actions, *17th Power System Computation Conference*, August 2011.

N.Saker, M.Petit, J-C.Vannier, J-L. Coullon(2012). DLC Programs for Electric Vehicle charging, *IEEE Transactions on Smart Grids*. Submitted paper but not accepted yet (unpublished paper).

10. Liste de bibliographie :

Ademe (2012). Chauffage électrique. Disponible sur le site : http://ecocitoyens.ademe.fr/mon-habitation/construire/chauffage-climatisation/chauffage-electrique.

AEIC (2009). Demand Response Measurement & Verification, March 2009. Disponible sur le site: http://www.naesb.org/pdf4/dsmee_group2_040909w5.pdf.

AERE (2002). Parc de chauffage électrique en France. Disponible sur le site: http://yann.lecor.free.fr/site_yann/IMG/pdf/chauffage-electrique-en-france.pdf

H.A.Alami, M.Parsa, G.R.Yousefi (2010). Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs, *Energy Policy*, vol. 87, Issue 1, pp. 243-250.

Angel Molina-García, François Bouffard, and Daniel S. Kirschen (2011). Decentralised Demand Side Contribution to Primary Frequency Control, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, vol. 26, pp.411-419.

Ariston (2005). Disponible sur le site : www.ariston-confort.fr

Arrêté (2008). Journal officiel de la république française. Arrêté du 23 avril 2008.

R.F.Bischke, R.A.Sella (1985). "Design and Controlled Use of Water Heater Load Management". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* vol.PAS-104, pp.1290-1293.

O.Blas, Y.Mansoulié (2010). ‘’Impact des véhicules électriques sur le réseau électrique en 2020’’. Rapport de Synthèse, Ecole Centrale de Paris, France.

D.Boeda (2009). Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques’’, *rapport de thèse*, G2Elab, Institut Polytechnique de Grenoble, Grenoble, France, 2009.

Capgemini Consulting (2007). Comparatif international des systèmes de télé-relève ou de télé-gestion et étude technico-économique visant a évaluer les conditions d’une migration du parc actuel de compteurs, le 8 Mars 2007, *Capgemini Consulting, Technology, Accounting*.

Capozza, B.D’Apice, D.Gallo (2005). Measurement and Control System Architecture for Electrical Energy Demand Side Management, *IEEE Russia Power Tech,* 27-30 June, St-Petersburg, pp.1-7.

P.Cassagne and S.Gicquel (1989). Déperditions thermiques et besoins de chauffage d’un logement[I], *Techniques de l’Ingénieur*, Paris, 1989, ISSN 0399-4104, B 2210, pp. 1-15.

Charles River Associates (2005). Primer on Demand-Side Management, Oakland, California.

A.C.Chuang, C.W.Gellings (2008). Demand-side Integration in a Restructured Electric Power Industry. *Electric Research Power Institute*, USA.

A.L.Cohen (1988). An Optimization Method for Load Management Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, pp.612-618.

CRE, 2012. Services système et mécanismes d’ajustement. Disponible sur le site: http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement

D.Dallinger, D.Krampe and M.Wietschel (2011). Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. *IEEE Transactions on Smart Grids*, vol. 2, pp. 302-313.

[I] ‘’thermal losses and heats needs of dwellings’’, The article is available (French) at: http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/archives-th12/archives-genie-energetique-tiabe/archive-1/deperditions-thermiques-et-besoins-de-chauffage-d-un-logement-b2210/

D.Da_silva (2007). L'analyse économique des architectures de marché électrique. L'application au Market Design du temps réel, *rapport de thèse, Université Paris Sud*. (aspect optimization des coûts sécurité du système).

E-CUBE Strategy consultant, (2011). Les modèles d'affaires << Agrégateur d'effacement diffus >>. Disponible sur le site : www.smartgrids-cre.fr.

ERDF, 2008. Compteurs électriques: ERDF fait sa révolution. Dossier de Presse disponible sur le site: http://www.erdfdistribution.fr/medias/dossiers_presse/DP_ERDF_030708.pdf.

ERDF_comptage, 2009. PROJET AMM – 20 novembre 2008-Club technique systèmes électriques.

ENSTO (2011). Deterministic frequency deviations – root causes and proposals for potential solutions.
A joint EURELECTRIC – ENTSO-E response paper, Décembre 2011. Disponible sur le site : https://www.entsoe.eu/news/announcements/newssingleview/article/the-report-on-deterministic-frequency-deviations-root-causes-and-proposals-for-potential-solu/

T.Ericson (2009). Direct load control of residential water heater, Energy Policy, vol.37, pp.3502-3512.

EXIM (2011). La performance Energétique des logements français. Disponible sur le site : www.exim-expertises.fr/

FERC (2008). Assessement of Demand Response & Advanced Metering: Staff Report, December 2008, available at http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf.

Gallo, 2009. The Telegestore, Enel Digital Meter & Automatic Meter Management System AMMs. Présentation du projet Telegestore de ENEL disponible sur le site :
http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2009/Smart_Metering/Gallo.pdf

Garofalo, 2010. Smart Metering and Smart Grids: the Enel experience. Disponible sur le site: www.ceps.eu/system/files/events/2010/02/Garofalo_ENEL.pdf.

A.Gomes, A.Gomes Martins and R.Figueiredo. Simulation Based Assessment of Electric Load Management Programs, International Journal of Energy Research, vol.23, pp.169-181, February 1999.

S. Han, S. Han and K. Sezaki, (2010). Development of an optimal Vehical-to-grid aggregator for frequency regulation, IEEE Transactions On Smart Grids, vol. 1, no. 1, pp. 65-72, June 2010.

IEA4 (International Energy Agency) (2007). Energy Use in the New Millennium, Trends in IEA country.

IEA6 (International Energy Agency) (2009). Towards a More Energy Efficient Future: Applying indicators to enhance energy policy.

INSEE, 2011. Les logements en 2011. Disponible sur le site :
http://www.insee.fr/fr/themes/tableau.asp?reg_id=0&ref_id=NATFPS05201

H.Jorge, C.H.Antunes and A.G.Martins. A Multiple Objective Decision Support Model for the Selection of Remote Load Control Strategies, IEEE transactions on Power Systems, vol. 15, pp. 865-872, May 2000.

P.Juston, F.Guy, S.Henry, P.Bertolin (2008). Contrôle de la participation des groups de production français aux réglages de fréquence et de tension, Revue de l'électricité et de l'électronique, ISSN : 1265-6534, Société de l'Electricité, de l'Electronique et des Technologies de l'Information et de la Communication, Paris, France.

W. Kempton and J. Tomic (2005). Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. Journal of Power Sources, vol. 144, pp.280-294, June 2005.

J.C. Lagarias, J. A. Reeds, M. H. Wright, and P. E. Wright, "Convergence Properties of the Nelder-Mead Simplex Method in Low Dimensions". SIAM Journal of Optimization, vol. 9, pp. 112-147, 1998.

J.C.Laurent, G.Desaulniers, R.P.Malhamé, F.Soumis (1994). A Column Generation Method for Optimal Load Management via the Control of Electrical Water Heaters. IEEE Transactions on Power Systems, vol.10, pp. 1389-1400.
S.H.Lee and C.L.Wilkins (1983). A Practical Approach to Appliance Load Control Analysis: A Water Heater Case Study. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 102, pp.1007-1013, April 1983.

S.Lefebvre, C.Desbiens (2002). Residential load modeling for predicting distribution transformer load behavior, feeder load and cold load pickup. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol.24, pp.285-293.

M.Lombardi (2009).Projet ADDRESS. Présentation disponible sur le site:
http://www.addressfp7.org/config/files/ADDRESS_23062009.pdf

R.Malhamé and C. Y. Chong. Electrical Load Model Synthesis by Diffusion Approximation of a High-Order Hybrid-State Stochastic System. IEEE Transactions on Automatic Control, vol. 30, pp. 854-860.

T.Markel and A.Simpson (2006). Cost Benefits Analysis of Plug-in Hybrid Electric Vehicle Technology," in : the 22nd International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium and Exhibition, 2006, pp. 1-12.

G.Mauri, P.Mirandola (2005). Suitability of AMR Systems to Provide Demand Control Services for LV and MV Electricity Customers, *18th International Conference on Electricity Distribution*, Turin.

Angel Molina-García*, Member, IEEE*, François Bouffard*, Member, IEEE*, and Daniel S. Kirschen. '' Decentralised demand side contribution to primary frequency control'', IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, vol. 26, pp.411-419 , February 2011.

Nissan (2012). Disponible sur le site : www.nissan.fr

Peugeot (2012). Disponible sur le site : www.peugeot.fr

PJM (2009). Reliability Pricing Model, Demand Response and Energy Efficiency. Disponible sur le site: http://pjm.com/markets-and-operations/demand-response/~/media/markets-ops/rpm/20090406-dr-ee-in-rpm-collateral.ashx.

PJM (2012). Disponible sur le site : www.pjm.com

S. Rahman, (2010). Analysis of the impact of PHEVs on the electric power distribution network, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2010, pp.1-1.

A.Rautiainen, S.Repo and P.Jarventausta. "Using Frequency Dependent Electrical Space Heating Loads to Manage Frequency Disturbances in Power Systems", presented at the IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.

RTE(2012). Bilan provisionnel de l'équilibre offre demande en 2012. Disponible sur le site : http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_synthese_2012.pdf.

RTE (2011). Documentation technique de référence. Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT. Article 4.1 – Réglage Fréquence/Puissance. Disponible sur le site :
http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/26-07-11_article_4-1__v4.pdf

RTE_MA (2004). Ouverture du marché d'électricité et qualité d'énergie. Disponible sur le site :
http://www.see.asso.fr/clubs_techniques/se/xmedia/Club_Tech_SE-2001-2008/2004/Qualite_Elec-ELEC-2004/RTE-1.pdf

RTE_MANUEL (2009). MANUEL ACTEUR APPLICATION SYGA. Disponible sur le site :
http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/Manuel_Acteur_9_octobre_2009.pdf

RTE (2012). Disponible sur le site : http://www.rte-france.com/fr

M.Saguan (2007). L'analyse économique des architectures de marché électrique. L'application au Market Design du temps réel, *rapport de thèse, Université Paris Sud*. (aspect optimization des coûts sécurité du système).

N.Saker1, M.Petit, J-C.Vannier and J-L.Coullon, (2011). Demand Side Management of Electrical Water Heaters and Evaluation of The Cold Load Pick-Up Characteristics (CLPU), *IEEE PES Trondheim PowerTech,* pp.1-8, June 2011.

N.Saker2, M.Petit, J-C.Vannier, (2011). Electric Vehicles Charging Scenarios Associated to Direct Load Control Programs (DLC), *43rd North American Power Symposium*, pp. 1-7, August 2011.

N.Saker3, M.Petit, J-C.Vannier, J-L. Coullon (2011). Cold Load Pick-Up (CLPU) with Electrical Space Heating Loads Under Demand Response Actions, *17th Power System Computation Conference*, August 2011.

N.Saker4, M.Petit, J-C.Vannier, J-L. Coullon(2012). ''DLC Programs for Electric Vehicle charging'', *IEEE Transactions on Smart Grids*. Submitted paper but not accepted yet (unpublished paper).

Shao, M. Pipattanasomporn, and S.Rahman (2011). Demand Response as a Load Shaping Tool in an Intelligent Grid With Electric Vehicles, *IEEE Transactions on Smart Grids*, vol. 2, no. 4, pp. 624-631, December 2011.

S.Shao, T.Zhang, M.Pipattanasomporn and S.Rahman, Impact of TOU Rates on Distribution Load Shapes in a Smart Grid with PHEV Penetration, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp.1-6, April 2010.

Shao, M. Pipattanasomporn, and S.Rahman, (2009). Challenges of PHEV Penetration to the Residential Distribution Network, *IEEE Power & Energy Society General Meeting,* pp. 1-8, July 2009.

SODIELEC, (2012). Disponible sur le site : http://sodielec-berger.fr/

Joe A. Short, David G. Infield, and Leon L. Freris (2007). ''Stabilization of Grid Frequency throught Dynamic Demand Control'', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 1284-1293.

Siemens, (2012). Disponible sur le site: www.siemens.fr

Syrota, 2011. Centre d'analyse stratégique, << La voiture de demain : carburants et électricité>>. Disponible sur le site : www.strategie.gouv.fr/.../cas_rapp37_**voiture_de_demain**_web_0.pdf

Th-CE (2005). French thermal regulation in an energetic strategy field. [Online]. Disponible sur le site: http://www.rt2000.net/documents/news/News25_2.pdf

Thermor, (2009). Disponible sur le site: www.thermor.fr

J.Torriti, M.G.Hassan, M.Leach (2009). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, doi:10.1016/j.energy. 2009.05.021.

T.Tran-Quoc, J.C.Sabonnadiere, N.Hadjsaid and C.Kieny, Air Conditionner Direct Load Control in Distribution Networks, in : *IEEE Bucharest PowerTech Conference*, pp.1-6, June 2009.

O.Tremblay and L-A.Dessaint, (2009). Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications, World Electric Vehicle Journal, pp.1-10.

UCTE (2004). APPENDIX 1, LOAD FREQUENCY CONTROL AND PERFORMANCES, final 1.9 E, 16 June.

R.Webster, (1999). Can the Electricity Distribution Network Cope With an Influx of Electric Vehicles?, Journal of Power Sources, vol.80, pp.217-225, July 1999.

RL.Wilde (1985). Effects of cold load pickup at the distribution substation transformer, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, ISSN: 0018-9510, vol.PAS-104, pp.704-710, March 1985.