

# TABLE DES MATIERES

<b>1 INTRODUCTION.....</b>	<b>1</b>
1.1 Description de l'entreprise.....	1
1.2 Thématique générale et problématique.....	1
1.3 Buts du projet.....	2
<b>2 LA TÉLÉCOMMANDE CENTRALISÉE D'AUJOURD'HUI .....</b>	<b>3</b>
2.1 Généralités .....	3
2.2 Fonctionnement .....	3
2.3 Programmes .....	4
<b>3 CAS ACTUEL DE DRANSENERGIE.....</b>	<b>5</b>
<b>4 PROPOSITIONS D'AMÉLIORATIONS/OPTIMISATIONS .....</b>	<b>6</b>
<b>5 OPTIMISATION MINIMISER L'ERREUR À LA MOYENNE.....</b>	<b>6</b>
5.1 But.....	6
5.2 Processus.....	7
5.2.1 <i>Définir l'heure d'enclenchement</i> .....	7
5.2.2 <i>Déterminer l'énergie disponible</i> .....	7
5.2.3 <i>Trouver l'heure de déplacement optimale</i> .....	8
5.3 Les charges déplacées .....	10
5.4 Les différentes optimisations.....	10
5.5 Contraintes .....	12
5.5.1 <i>Limitation des heures de déplacement</i> .....	12
5.5.2 <i>Contrainte en fonction des tarifs hauts/bas</i> .....	13
5.5.3 <i>Contrainte en fonction des prix spot d'achat d'électricité</i> .....	14
5.6 Résultat .....	15
5.6.1 <i>Optimisation annuelle</i> .....	15
5.6.2 <i>Optimisation saisonnière</i> .....	18
5.6.3 <i>Optimisation mensuelle</i> .....	21
5.6.4 <i>Optimisation en fonction des conditions météorologiques</i> .....	25
5.7 Partie économique .....	30
5.8 Discussion .....	30

<b>6</b>	<b>OPTIMISATION MENSUELLE AVEC PRODUCTION SOLAIRE</b>	<b>31</b>
6.1	Processus	31
7.1	Résultats	32
7.2	Discussion	33
<b>8</b>	<b>OPTIMISATION MENSUELLE PRIX D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>34</b>
8.1	But	34
8.2	Processus	34
8.3	Les charges déplacées	34
8.4	Contraintes sur l'erreur à la moyenne	35
8.5	Résultats	36
8.6	Partie économique	37
8.7	Discussion	37
<b>9</b>	<b>CONCLUSION</b>	<b>38</b>
<b>10</b>	<b>REMERCIMENTS</b>	<b>39</b>
<b>11</b>	<b>ANNEXES</b>	<b>39</b>
<b>12</b>	<b>TABLE DES ILLUSTRATIONS</b>	<b>40</b>
<b>13</b>	<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>41</b>

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 Description de l'entreprise

DransEnergie SA est une entreprise basée dans le Bas-Valais qui gère les communes de Bourg-St-Pierre, d'Orsières et de Liddes. Elle exploite des centrales hydroélectriques et les réseaux électriques de son domaine, réalise des tableaux électriques et des contrôles électriques, conçoit du solaire photovoltaïque, de la mini-hydraulique, de l'optimisation énergétique et bien d'autres services. L'entreprise possède des parts dans les Forces Motrices d'Orsières (FMO), les Forces Motrices de Sembrancher (FMS) et les Forces Motrices du Gd-St-Bernard (FGB). Elle doit gérer aux alentours de 4500 clients entre les trois communes citées ci-dessus. DransEnergie qui emploie environ 50 personnes est très actif dans les énergies renouvelables et est engagé dans différents projets novateurs.

## 1.2 Thématique générale et problématique

La flexibilisation des charges permet de répartir la demande de manière plus homogène et de réduire les pics de puissance aux heures de pointe ou périodiquement. Son but est aussi de faire varier la demande des utilisateurs finaux en fonction de la production d'électricité ou du prix d'achat de l'électricité. Une amélioration doit être faite dans ce domaine car avec le développement des nouvelles énergies renouvelables, la production d'électricité dépendra de plus en plus des conditions météorologiques. Chaque consommateur pourra également devenir producteur d'électricité, donc injecter de la puissance dans le réseau électrique ce qui pose un certain nombre de problèmes, le réseau électrique n'ayant pas été conçu dans cette perspective. Ces problèmes pourraient créer des surcharges sur le réseau ou alors des difficultés de prédition de la consommation pour les GRD. Les mesures possibles pour améliorer la flexibilisation des charges pourraient être tarifaires ou avec des technologies similaires à la télécommande centralisée (TC) :

- Mesures tarifaires : elles se feraient au niveau des consommateurs finaux, le prix de l'électricité évoluerait en fonction de leur mode consommation. Pour ce faire il faudrait qu'ils aient accès à leur consommation d'énergie en direct (smartmeters) pour qu'ils puissent déclencher ou enclencher leurs appareils électriques afin d'éviter des pics de puissance. Ce type de mesure permet certes d'économiser un peu d'électricité mais n'est pas optimal car il dépend du bon vouloir du consommateur final mais également de la compréhension de la consommation électrique, ce qui n'est pas à la portée de tous.
- Télécommande centralisée : le but est de piloter (enclencher, déclencher) des appareils électriques automatiquement afin de suivre la production et/ou la demande. On pourrait piloter des appareils « à tout moment », déclencher des appareils s'il y a une demande trop importante par rapport à l'offre ou enclencher des appareils si l'offre est supérieure à la demande.

La figure 1 ci-après montre qu'il y a de nombreux paramètres qui entrent en jeu dans la flexibilisation des charges.

Pour les clients finaux :

- Le confort du client : le client ne doit pas subir de désagréments à cause de la modification du fonctionnement de ses charges, par exemple toujours avoir de l'eau chaude
- Autoconsommation : si le client a des panneaux solaires, il ne voudra sûrement pas qu'on lui coupe ses charges à midi alors que ses panneaux solaires sont à leur production maximale
- Tarif : le client ne sera pas d'accord de payer plus cher sa facture d'électricité si on lui enclenche tous ses appareils à midi (tarif jour plus cher) alors qu'ils pourraient être enclenchés avec le tarif de nuit

Pour le réseau électrique :

- Diminution des pics de puissance : couper des appareils avant de dépasser une valeur maximale de puissance
- Empêcher les situations de surcharge : soulager le réseau en coupant des appareils
- Surdemande ou surproduction : couper ou enclencher des appareils en fonction de la courbe de production et/ou de demande d'électricité pour diminuer les pénalités du non-respect des prévisions
- Service système : couper ou enclencher des appareils en fonction des ordres de SwissGrid (gain financier)

Paramètres non-contrôlables

- Saison : conditions météorologiques, température extérieure
- Jours spéciaux/fériés : les weekends et jours fériés ne possèdent pas la même courbe de charge que les jours de semaine

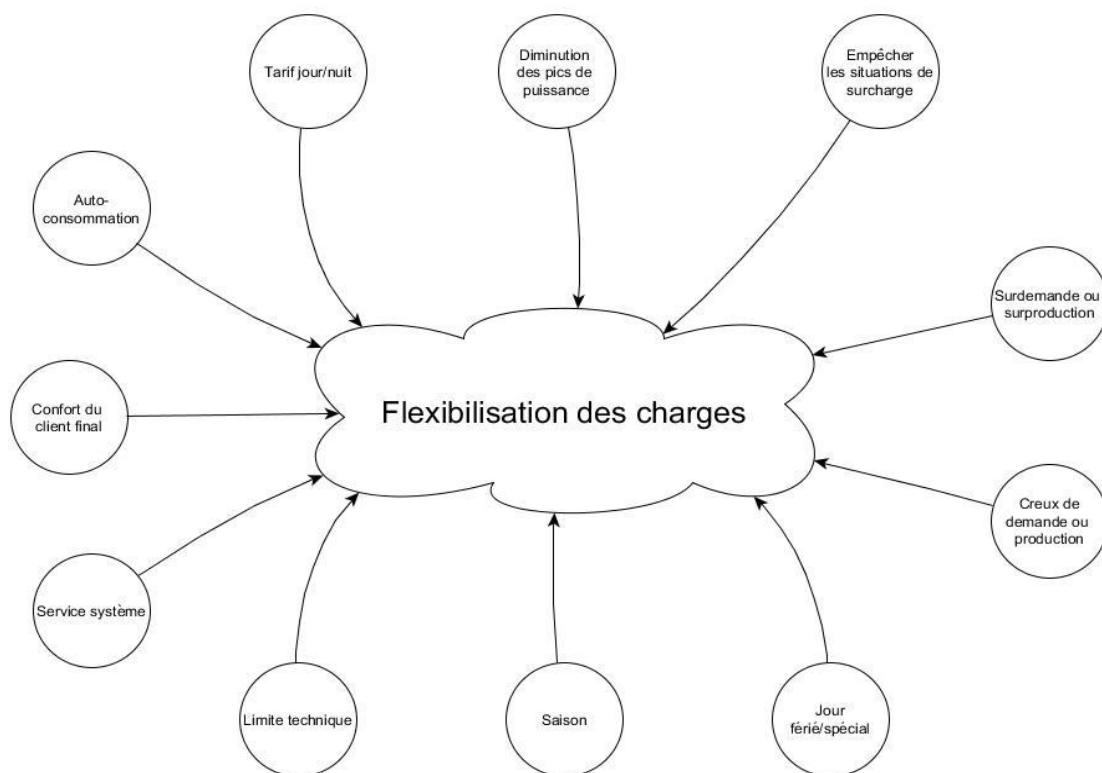


Figure 1 : Flexibilisation des charges

### 1.3 Buts du projet

- Etablir un modèle de simulation permettant d'estimer les résultats des déplacements de charges
- Quantifier l'implication économique
- Proposer d'amélioration du pilotage dans l'état actuel avec trois niveaux de complexité :  
Modification des programmes de la télécommande de manière fixe, saisonnière/hebdomadaire et journalier
- Poser des scénarios futurs avec hypothèses réalistes quant aux charges flexibles et à la production renouvelable ; calcul de l'implication sur la courbe de charge

## 2 LA TELECOMMANDE CENTRALISEE D'AUJOURD'HUI

### 2.1 Généralités

La télécommande centralisée (TC) est un système qui relie le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) au client final. C'est le GRD qui possède et gère l'installation. Cette liaison se fait à l'aide du réseau existant 50 Hz. Son but est de couper et enclencher les appareils des ménages en fonction de la courbe de demande et/ou de la production d'électricité.

Aujourd'hui, les appareils les plus utilisés par la TC pour flexibiliser le réseau sont les chauffages électriques directs et à accumulation, les pompes à chaleur, les chauffe-eaux, les lave-linges, sèche-linges et les saunas.

Ce système possède aussi une commande pour effectuer des changements de tarif durant la journée. Le réglage tarifaire d'aujourd'hui se limite à un tarif jour de 6h à 22h et un tarif nuit le reste de la journée. Le tarif de nuit a été instauré pour pousser les gens à consommer la nuit, grâce à une diminution du prix de l'électricité. La télécommande centralisée a également à disposition des entrées numériques/analogiques pour y brancher des capteurs ou automates.

### 2.2 Fonctionnement

La TC possède un générateur de fréquence qui crée un signal d'une fréquence entre 400 et 700Hz et qui va ensuite le superposer au sinus 50Hz du réseau existant. La superposition de ces deux signaux permet d'effectuer la communication entre le générateur de fréquence et le récepteur final. Cette technologie de communication s'appelle « Powerline Communication (PLC) ». De l'autre côté chez le client final, se trouve un appareil qui reçoit le signal superposé et qui isole les hautes fréquences pour décrypter la consigne. Cette consigne pourrait être de déclencher les chauffe-eaux ou de changer de tarif.

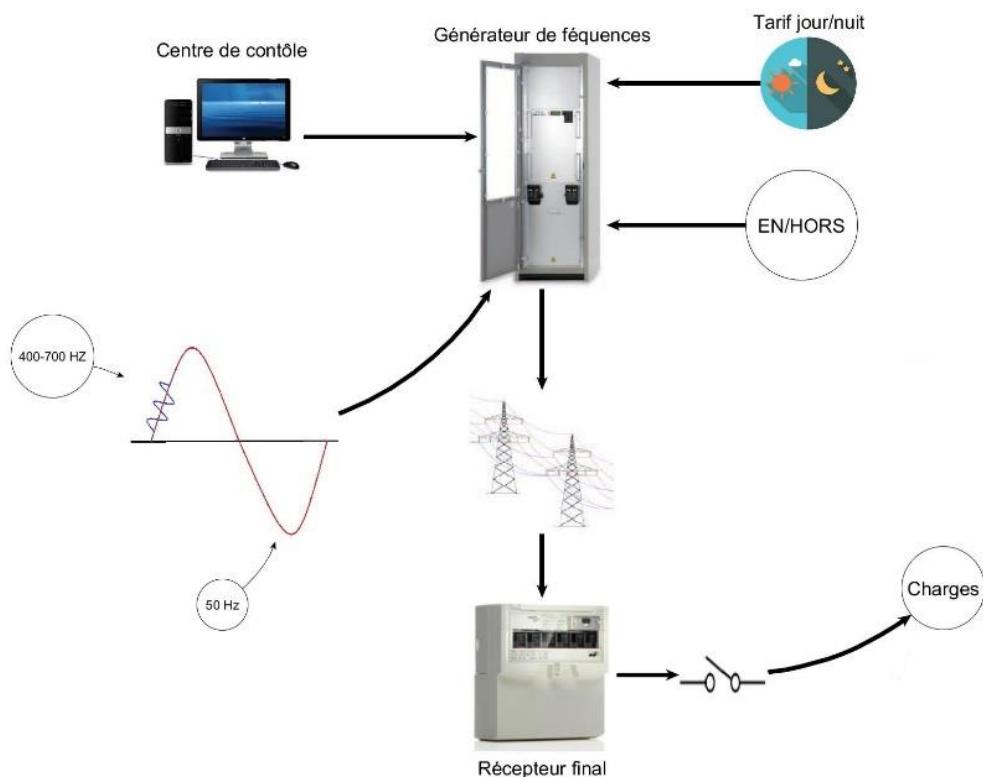


Figure 2 : Schéma de principe de la TC

## 2.3 Programmes

La figure 3 ci-dessous est la représentation du programme de la TC d'Orsières fourni par DransEnergie. Le programme représente les enclenchements et déclenchements pour toute une journée. Il faut savoir qu'il est constant pour tous les jours de l'année et qu'il n'a pas été changé depuis l'installation de la télécommande centralisée sur le réseau d'Orsières.

Tout à gauche, dans la colonne « Application », apparaissent les appareils enclenchés et déclenchés par la TC. Les applications principales pilotées sont des boilers, des chauffages directs et à accumulation, des pompes à chaleur, des machines à laver, l'éclairage public et le comptage double tarif.

A droite, il y a toutes les heures d'une journée avec en dessous des blocs rouges correspondant à chaque application. Si les heures sont en rouge cela signifie que l'appareil est enclenché, sinon quand il n'y a pas de couleur il est déclenché. Les heures en jaune définissent si l'application doit être enclenchée ou déclenchée en fonction de données externes. Par exemple, en bas de la figure 3 l'éclairage public a des parties en jaune. Les heures en jaune sont commandées par un crépusculaire afin de varier les heures d'enclenchement et de déclenchement en fonction des saisons (en hiver l'obscurité arrive plus vite qu'en été).

Tout au fond de la colonne « Application », apparaît le comptage double tarif. C'est cette partie du programme de la télécommande qui définit les tarifs nuit et jour. Ce comptage double tarif est enclenché de 6h à 22h ce qui correspond au tarif jour et déclenché le reste du temps ce qui correspond au tarif de nuit.

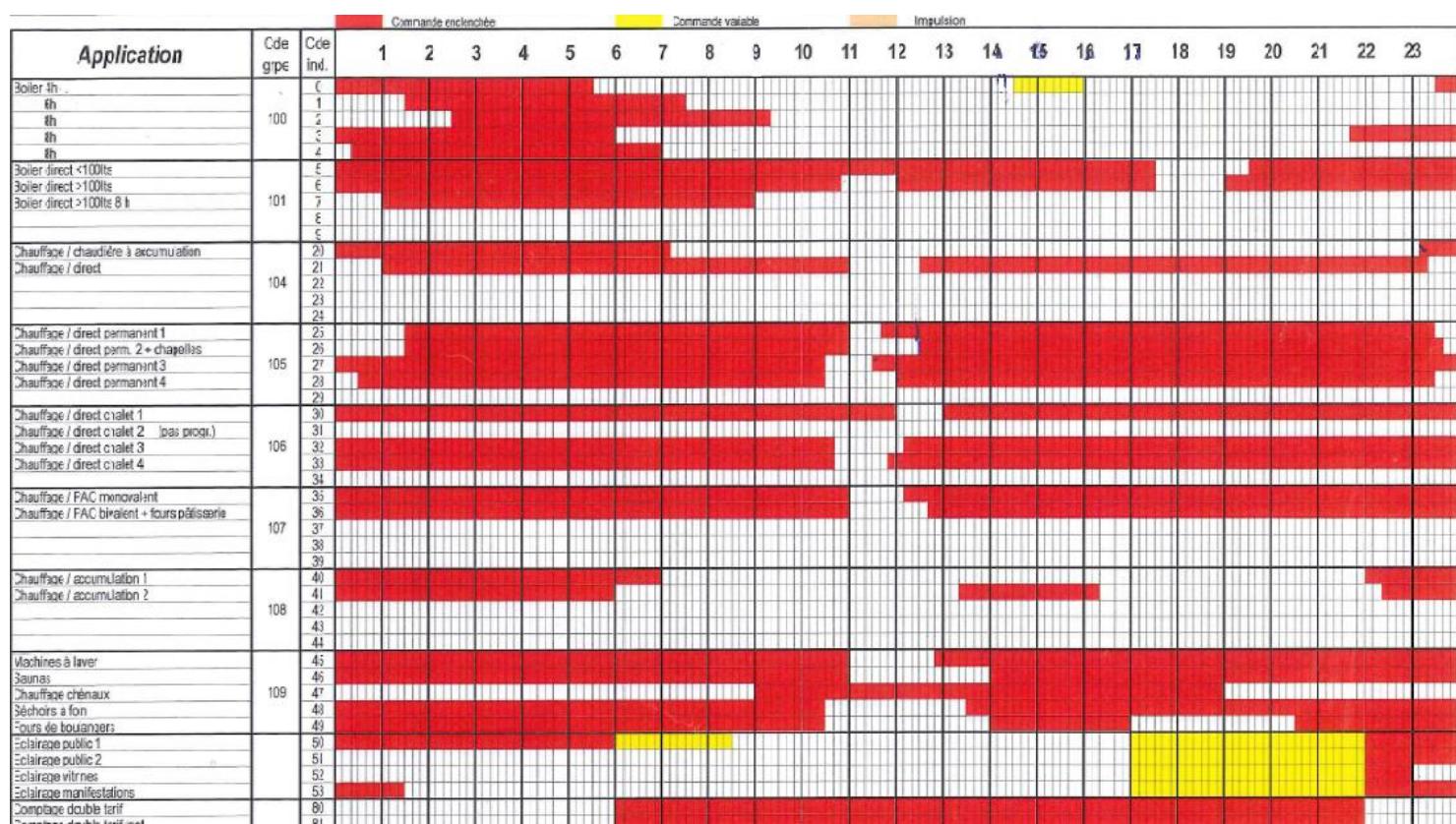


Figure 3 : Programme actuel de la télécommande d'Orsières

### 3 CAS ACTUEL DE DRANSENERGIE

Pour effectuer cette analyse DransEnergie a fourni les données 2015 de la consommation totale à Orsières. Durant le travail de Semestre de mars 2016 (prémissse de ce travail) ces données ont été traitées.

Afin de faire une première analyse graphique du potentiel de flexibilisation des charges, la figure 4 ci-dessous représente toutes les courbes de charge journalières moyennes par mois à Orsières. Elle montre bien qu'indépendamment des mois, les mêmes sauts et chutes de puissance sont visibles aux mêmes heures. La deuxième constatation est la différence entre les saisons chaudes et froides qui apparaît pour les mois « froids » dans la moitié supérieure de la figure et pour les mois « chauds » dans sa partie inférieure. Cette différence de puissance est surtout due à l'arrêt ou à la très forte diminution du chauffage électrique sur la commune.

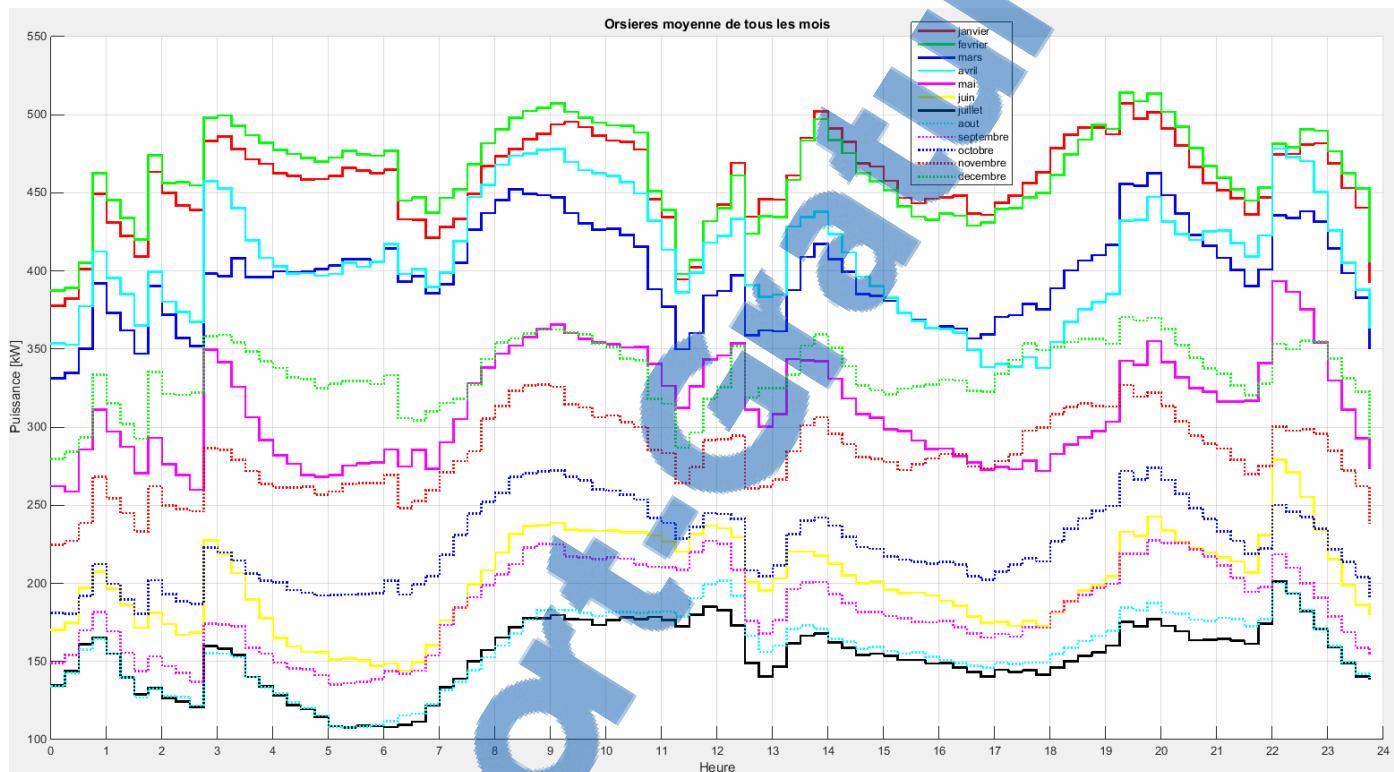


Figure 4 : moyenne de tous les mois à Orsières

## 4 PROPOSITIONS D'AMELIORATIONS/OPTIMISATIONS

Afin d'améliorer les courbes de charge de la commune, une solution serait de déplacer les blocs d'enclenchement/déclenchement du programme TC présenté au chapitre 2.3 afin d'élaborer de nouveaux programmes optimisés en fonction de conditions définies. Les optimisations étudiées dans ce travail sont :

- Déplacer les charges flexibles afin de diminuer l'erreur à la moyenne ce qui signifie diminuer les pics de puissance et augmenter les creux de puissance
- Déplacer les charges flexibles en fonction des prix de l'électricité

Ces optimisations ont été effectuées de plusieurs manières afin de ne négliger aucune possibilité et d'offrir différents choix en fonction des désirs du mandant.

## 5 OPTIMISATION MINIMISER L'ERREUR A LA MOYENNE

### 5.1 But

Cette optimisation a pour but de lisser la courbe de charge à optimiser. Le terme « lisser » veut dire diminuer la différence de puissance de chaque quart d'heure par rapport à la moyenne. Un exemple graphique est présenté dans *la figure 5*.

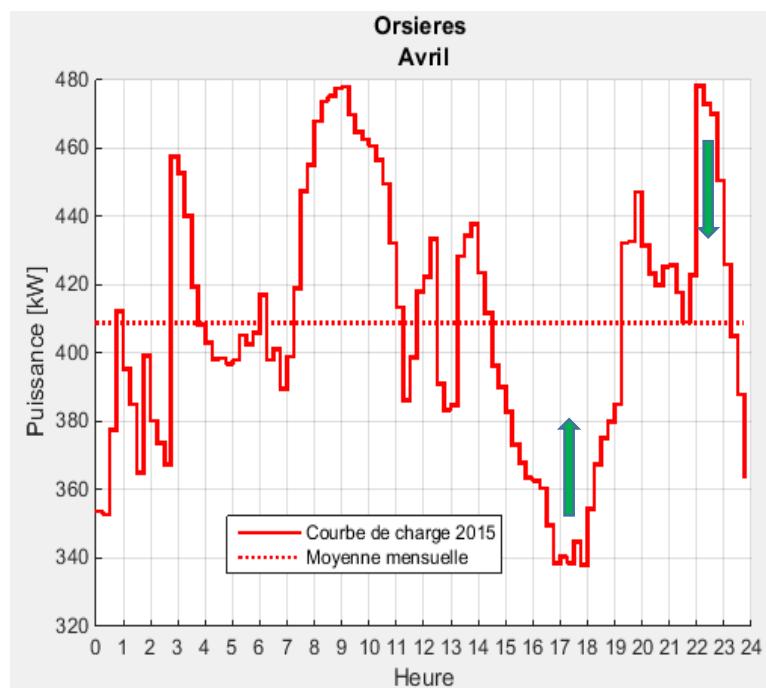


Figure 5 : Minimiser l'erreur à la moyenne

L'objectif est de diminuer les pics et les creux comme les flèches vertes ci-contre le démontrent. Le déplacement de cette énergie doit permettre d'avoir une courbe au maximum homogène par rapport à la moyenne représentée en traits-tillés dans *la figure 5*.

Pour calculer l'erreur entre la moyenne et la courbe de charge, les moindres carrés ont été utilisés. Cette manière de calculer l'erreur permet de pénaliser plus durement les grands écarts par rapport à l'objectif (la moyenne) grâce aux propriétés de la fonction carré.

Pour ce faire, la puissance de chaque quart d'heure ( $f(x_i)$ ) est soustraite à la valeur moyenne de la courbe de charge ( $y_i$ ) et la différence est élevée au carré. Ensuite toutes les différences au carré sont additionnées pour déterminer un seul nombre qui va être utilisé pour former la fonction coût. L'équation mathématique du calcul de cette partie de la fonction coût est :  $S = \sum_{i=1}^n (y_i - f(x_i))^2$

Equation 1

## 5.2 Processus

### 5.2.1 Définir l'heure d'enclenchement

Afin de pouvoir diminuer la somme de l'équation 1 de la page précédente, l'objectif est de pouvoir déplacer l'énergie de façon intelligente.

Pour commencer, il faut déterminer l'enclenchement d'un groupe d'appareils à l'aide du programme TC existant fourni par DransEnergie (cf. : chapitre 2.3). Dans la figure 6 se trouve une partie de ce programme TC d'Orsières. Le groupe « boiler 8h groupe 2 » a été choisi comme exemple (rectangle vert).

Application	Cde grpe	Cde ind.	Commande enclenchée			Commande variable			Impulsion																	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Boiler 4h ..			0																							
6h			1																							
8h			100	2																						
8h			3																							
8h			4																							

Figure 6 : Découpe du programme TC d'Orsières

Cette figure représente une journée complète avec les heures allant de 0 à 24 dans la première ligne. Les rectangles rouges représentent l'heure d'enclenchement et de déclenchement de ce groupe. Pour le groupe mis en évidence, l'enclenchement se fait à 2h30 du matin et le déclenchement à 9h15.

### 5.2.2 Déterminer l'énergie disponible

Après avoir déterminé l'heure de démarrage du groupe, l'énergie générée par le groupe doit être évaluée pour pouvoir l'isoler de la courbe de charge initiale. La figure 7 explique cela graphiquement pour l'exemple de 2h30.

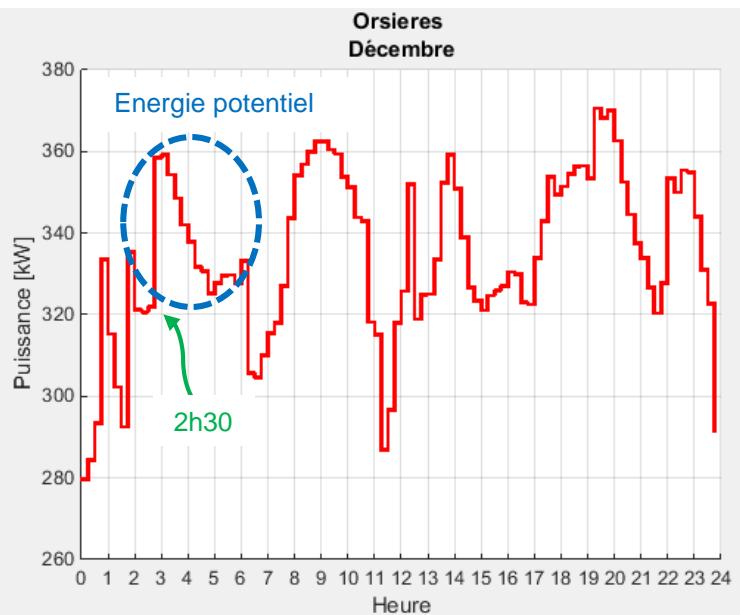


Figure 7 : Recherche énergie potentielle

Afin de définir l'énergie potentielle pour n'importe quelle courbe de charge, un algorithme a été créé.

Pour mieux le comprendre, il faut définir  $P_t$  comme la puissance à un moment donné sur la courbe de charge et  $P_{t+1}$  comme la puissance 15 minutes plus tard que  $P_t$ . Les caractéristiques de l'algorithme sont :

1. Calculer le saut de puissance depuis l'heure de départ du groupe jusqu'à la puissance suivante (15 minutes après) pour déterminer la puissance disponible pour le groupe :  $P_{enclenchement} [kW] = P_{départ+1} - P_{départ}$
2. Afin de déterminer l'énergie « cachée » derrière ce groupe, la  $P_t$  (puissance après  $P_{départ+1}$ ) est comparée à  $P_{t+1}$ . Si la puissance  $P_{t+1}$  est plus petite que  $P_t$ , on peut supposer qu'un appareil du groupe s'est arrêté donc l'algorithme va regarder la  $P_{enclenchement}$  disponible et va lui enlever la différence entre  $P_{t+1}$  et  $P_t$ . Cette manœuvre a pour but de diminuer la puissance d'enclenchement du groupe chaque fois que la puissance consommée diminue afin de prendre en compte les arrêts d'appareils. La puissance disponible se trouve donc comme suit :  $P_{dispo_t} = P_t - (P_{enclenchement} - (P_t - P_{t+1}))$
3. L'algorithme s'arrête quand  $P_{enclenchement}$  est arrivé à 0 ou quand la puissance commence à « remonter » ( $P_t < P_{t+1}$ )
4. Quand la  $P_{enclenchement}$  est arrivée à 0 ou commence à « remonter », l'algorithme isole le pic de puissance disponible de sa courbe de charge initiale

Graphiquement, l'algorithme procède comme suit :

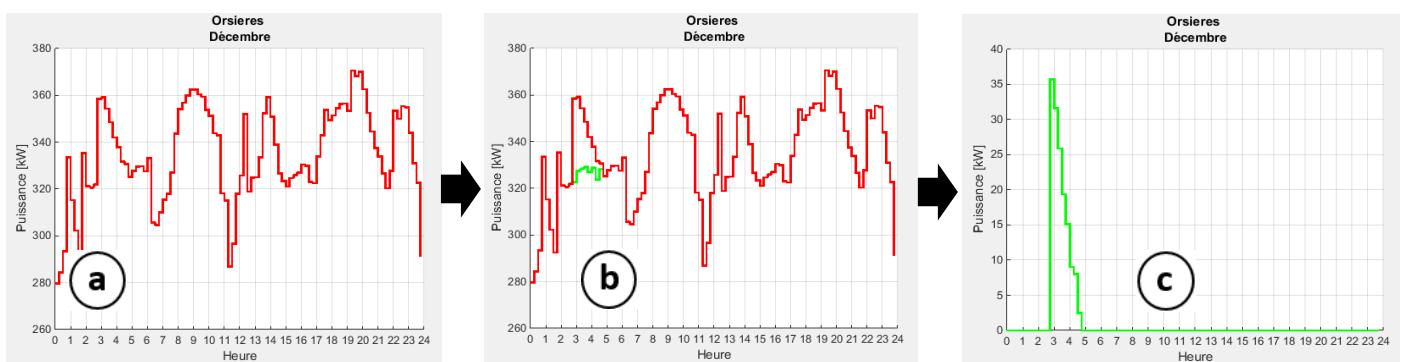


Figure 8 : Algorithme « recherche puissance disponible »

L'exemple ci-dessus montre la courbe de charge moyenne pour le mois de décembre à Orsières, en rouge et en vert la puissance disponible pour le groupe de 2h30.

### 5.2.3 Trouver l'heure de déplacement optimale

En ayant trouvé précédemment les puissances disponibles déplaçables, la nouvelle heure de départ peut être définie. Un autre algorithme a été créé pour déplacer l'énergie disponible toutes les 15 minutes de la courbe de charge et calculer à chaque fois la somme des erreurs au carré comme expliqué dans le chapitre 5.1. Le but de cet algorithme est de tester toutes les possibilités de déplacement et de garder celle qui est optimale ce qui correspond à la solution avec la somme des erreurs au carré la plus faible.

L'algorithme procède comme suit :

1. Soustrait la puissance disponible à l'heure initiale à la courbe de charge initiale

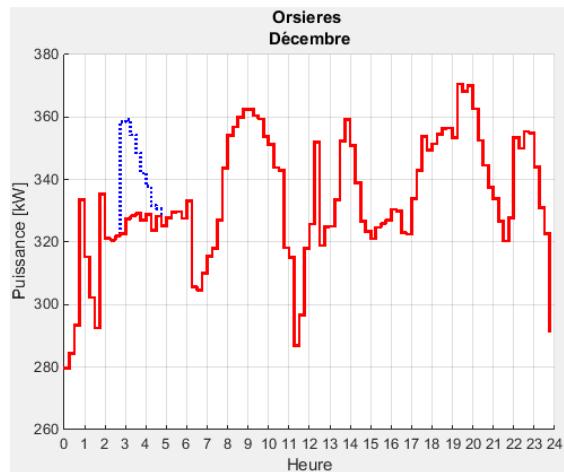


Figure 9 : Courbe de charge modifiée

2. Met la puissance disponible du groupe (figure 8, graphique c) à 00:00 pour commencer
3. Additionne cette puissance disponible à 00:00 à la courbe de charge de la figure 10

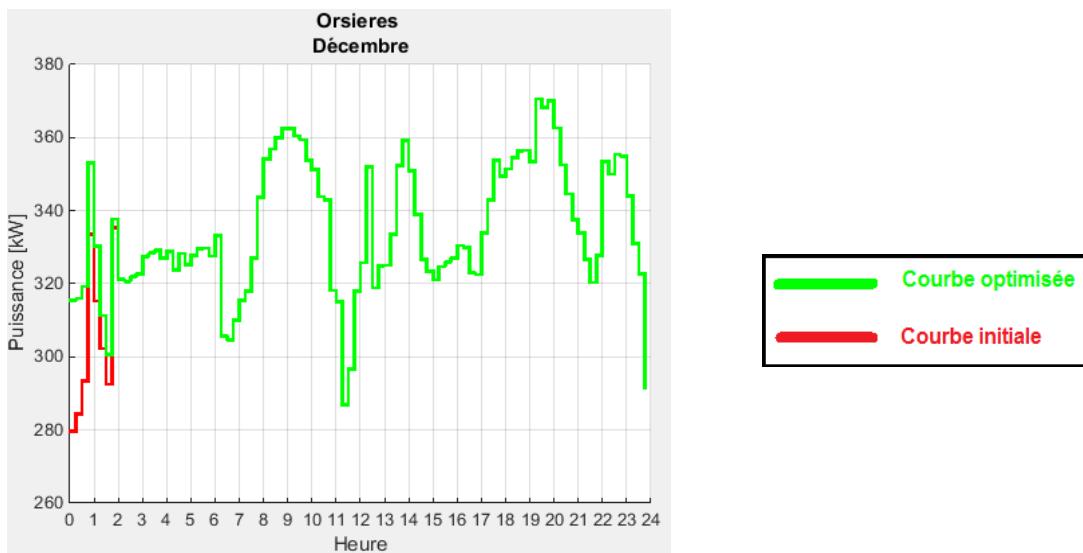


Figure 10 : Courbe de charge optimisée

4. Calcule la somme des erreurs au carré par rapport à la moyenne de la courbe optimisée
5. Répète les 4 premiers points pour tous les quarts d'heure de la courbe de charge
6. Sauvegarde la courbe de charge optimale (celle qui a la somme des erreurs au carré la plus faible), la somme des erreurs la plus faible, la nouvelle heure de départ

## 5.3 Les charges déplacées

Les 5 groupes de charge suivants ont été utilisés avec la même méthode que celle expliquée dans le chapitre précédent afin déterminer leur heure d'enclenchement optimale :

- Boilers groupe 4 et chauffage direct permanent 4 : enclenchement **00h30**
- Chauffage/direct permanent gr.1, chauffage/direct permanent gr.2 +chapelles, boiler 6h : enclenchement **01h30**
- Boilers groupe 2 : enclenchement **02h30**
- Boilers directs>100l : enclenchement **19h00**
- Boilers groupe 3 : enclenchement **21h45**

Les autres groupes n'ont pas pu être identifiés par la méthode expliquée précédemment.

## 5.4 Les différentes optimisations

Plusieurs optimisations ont été explorées pour pouvoir les comparer et trouver un compromis entre le nombre de programmes, la précision et la facilité d'implémentation pour DransEnergie. L'arbre ci-dessous illustre les différentes optimisations expérimentées. Il explique les divers programmes conçus (■), sur quelle courbe de charge les programmes ont été établis (□) et sur quelles courbes de charge ils ont été testés (□).

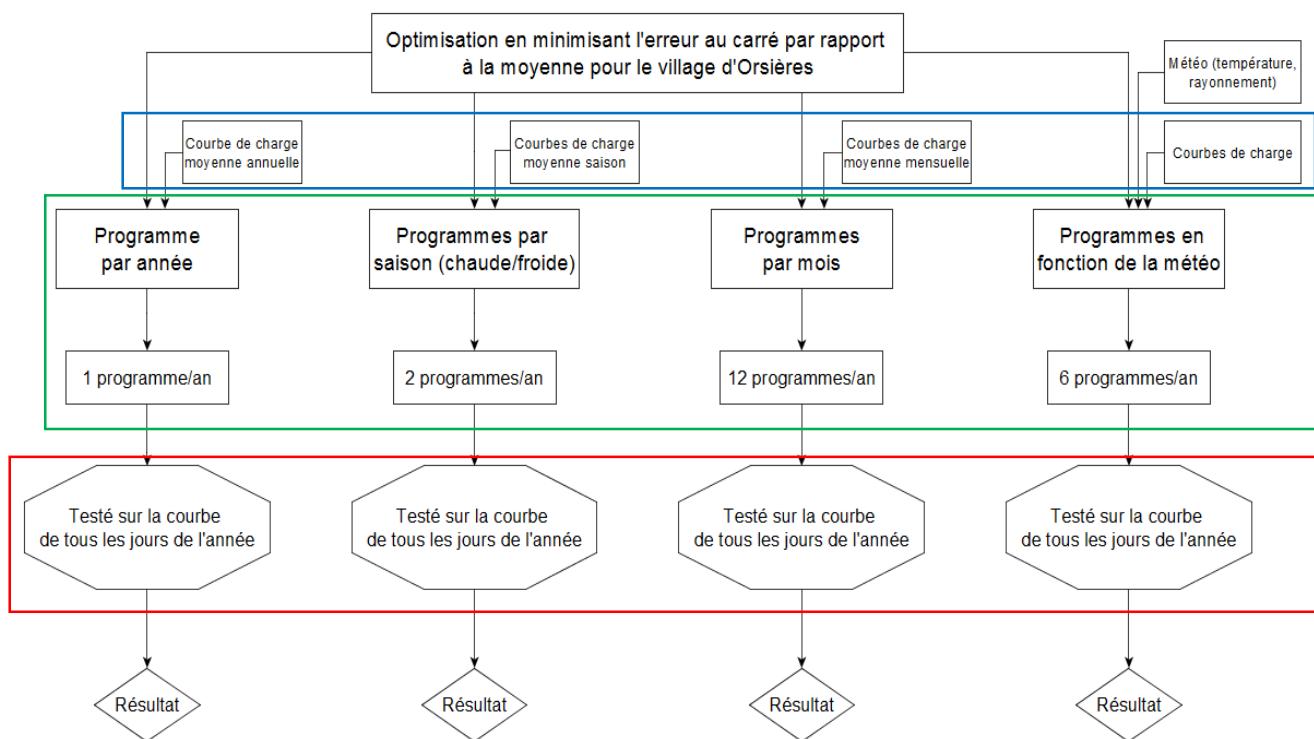


Figure 11 : Arbre des différentes optimisations

Tout à gauche, la possibilité d'avoir un programme annuel a été exploré. Cette solution a été expérimentée car c'est celle qui se rapproche le plus de la situation actuelle de DransEnergie avec un programme par année. Le programme a été conçu sur la courbe de charge moyenne de tous les jours de l'année à Orsières et a été testé sur les courbes de tous les jours de l'année pour vérification.

Avec deux programmes distincts qui différencient les saisons chaudes et froides de l'année, le modèle gagne en précision comparé au programme annuel. Dans cette solution l'année a donc été séparée en deux, la saison froide qui comprend les mois de janvier, février, mars, octobre, novembre et décembre et la saison chaude qui comprend les mois d'avril, mai, juin, juillet, août, septembre. Le choix des mois chauds et froids a été effectué en fonction des températures extérieures et des caractéristiques des courbes de charge de chaque mois. Pour les deux saisons les programmes ont été composés sur la courbe moyenne des mois chauds et des mois froids et ont été vérifiés sur les courbes de tous les jours de l'année.

Les programmes mensuels, comme leur nom l'indique, possèdent douze programmes distincts, c'est à dire un pour chaque mois de l'année. La précision est décuplée par rapport aux deux précédents types d'optimisation mais l'implémentation demandera une augmentation du temps de travail au centre de commande de la télécommande centralisée. Les différents programmes ont été construits sur la moyenne de tous les jours de chaque mois de l'année et vérifiés sur chaque jour de l'année.

Pour les programmes variant en fonction des conditions météorologiques, ils s'élèvent au nombre de six. Il y a les jours de beau temps qui ont une moyenne de rayonnement solaire par jour supérieure ou égale à  $2600 \text{ Wh/m}^2$  et les jours de mauvais temps dans le cas où le rayonnement moyen par jour est inférieur à  $2600 \text{ Wh/m}^2$ . Il y a les jours chauds qui ont une moyenne de température extérieure par jour supérieure à  $13^\circ\text{C}$ , les jours moyens où la température est supérieure ou égale à  $13^\circ\text{C}$  et inférieure ou égale à  $6^\circ\text{C}$  et les jours froids où la température est inférieure à  $6^\circ\text{C}$ . En résumé 6 programmes ont été créés :

- Programme pour les jours beau/chaud
- Programme pour les jours beau/froid
- Programme pour les jours beau/moyen
- Programme pour les jours mauvais/moyen
- Programme pour les jours mauvais/chaud
- Programme pour les jours mauvais/froid

Ces 6 programmes ont été établis sur la moyenne de tous les jours de l'année qui correspondaient aux critères ci-dessus. Pour les vérifier, ils ont été testés sur tous les jours correspondant à leur catégorie.

## 5.5 Contraintes

Pour compléter l'optimisation, des contraintes peuvent être activées ou non dans l'élaboration des programmes. Une d'elle limite les heures de déplacement des groupes de charge, une autre empêche un groupe de charge initialement enclenché dans le tarif de nuit d'être enclenché pendant le tarif de jour avec l'optimisation et la dernière déplace les groupes de charge en fonction du coût d'achat de l'électricité calculé avec les prix spot.

### 5.5.1 Limitation des heures de déplacement

La limite des heures de déplacement a été instauré afin d'éviter tout répercussion sur le confort du client final. Par exemple pour l'eau chaude sanitaire, si les boîters d'un groupe s'enclenchaient initialement à 2h45 du matin et que l'optimisation déplace ce groupe à 10h00 du matin les consommateurs n'auront probablement pas d'eau chaude au réveil aux alentours de 6h00 du matin. Pour éviter ce désagrément, une amélioration a été apportée à l'algorithme. Elle est expliquée ci-dessous :

1. Fixer une limite de temps de déplacement (peut-être variable pour chaque groupe)
2. Lancer l'algorithme et tester si la nouvelle heure de déplacement dépasse ou pas la limite fixée dans le point 1 par rapport à l'enclenchement initial
3. Si la nouvelle heure d'enclenchement dépasse la limite, la somme des erreurs au carré par rapport à la moyenne est pénalisée pour que cette solution ne soit pas choisie par l'algorithme

Dans *la figure 12 et 13*, le résultat avec et sans contrainte est affiché pour l'exemple des boîters enclenchés à 2h45 du matin. La limite de déplacement pour cet exemple est de 4 heures.

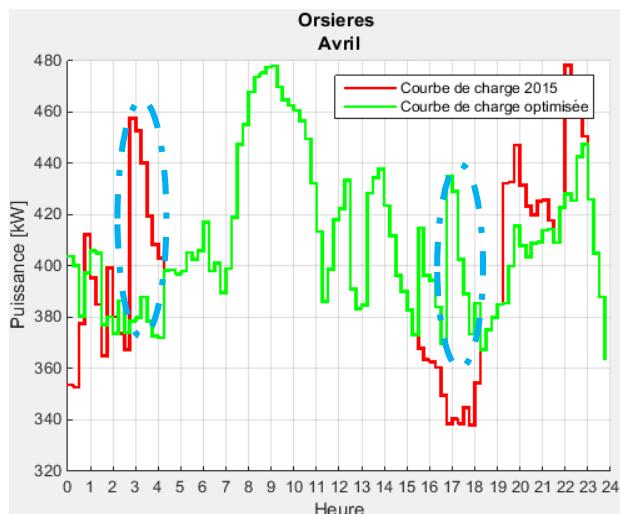


Figure 12 : Courbe de charge sans contrainte

En lançant l'algorithme sans contrainte la position optimale d'enclenchement est à 16h45 alors que son heure d'allumage initiale était à 2h45.

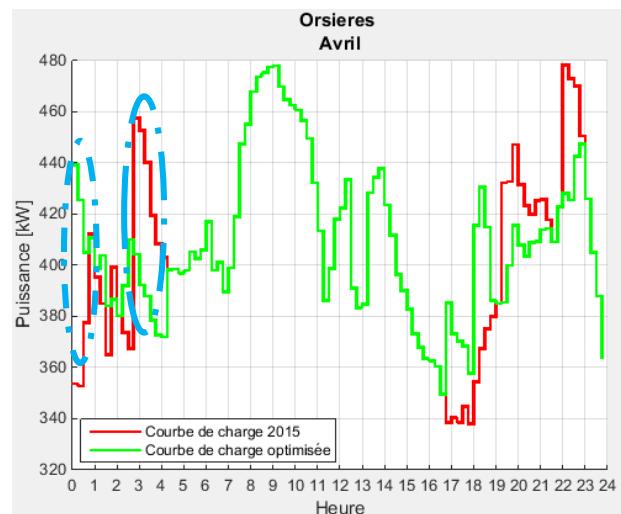


Figure 13 : Courbe de charge avec contrainte

En lançant l'algorithme avec contrainte la position optimale d'enclenchement est à 00h00. La nouvelle heure d'enclenchement est dans la fourchette des plus ou moins 4 heures autour de 2h45.

L'heure de déplacement maximal peut être adaptée et modifiée pour chaque groupe d'appareils ce qui laisse une bonne flexibilité selon les désirs de l'utilisateurs.

### 5.5.2 Contrainte en fonction des tarifs hauts/bas

Le tarif de l'électricité chez DransEnergie et chez la plupart des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) est séparé en deux. Il y a le tarif de jour entre 6h et 22h et le tarif de nuit le reste du temps. La différence entre ces deux tarifs est le prix de son kWh, le prix du tarif de nuit est environ 20 à 30% moins cher que celui du tarif de jour. Cette différence a été instauré par les GRD pour déplacer une partie de la consommation journalière pendant la nuit.

Afin de ne pas pénaliser financièrement les clients qui avaient leurs appareils qui s'enclenchaient initialement dans le tarif de nuit, tous les appareils dans ce cas sont forcés à s'enclencher pendant le tarif de nuit. Dans le sens contraire c'est dire si le groupe d'appareils est initialement enclenché dans le tarif de jour, il peut sans autre être enclenché dans le tarif de nuit. Dans l'algorithme, l'implémentation de cette contrainte a été effectuée comme suit :

1. Définir les heures du tarif de jour et les heures de tarif de nuit (possibilité de les varier facilement)
2. Déterminer si l'heure d'enclenchement du groupe se fait dans le tarif de nuit ou pas
3. Si le groupe démarre pendant le tarif de nuit et que la nouvelle heure de départ définie par l'algorithme est dans le tarif de jour, cette solution est fortement pénalisée afin que l'algorithme ne la choisisse pas

Un exemple est illustré ci-dessous avec dans la première figure une optimisation sans contrainte sur le tarif et dans la deuxième figure à la page suivante une optimisation avec cette contrainte :

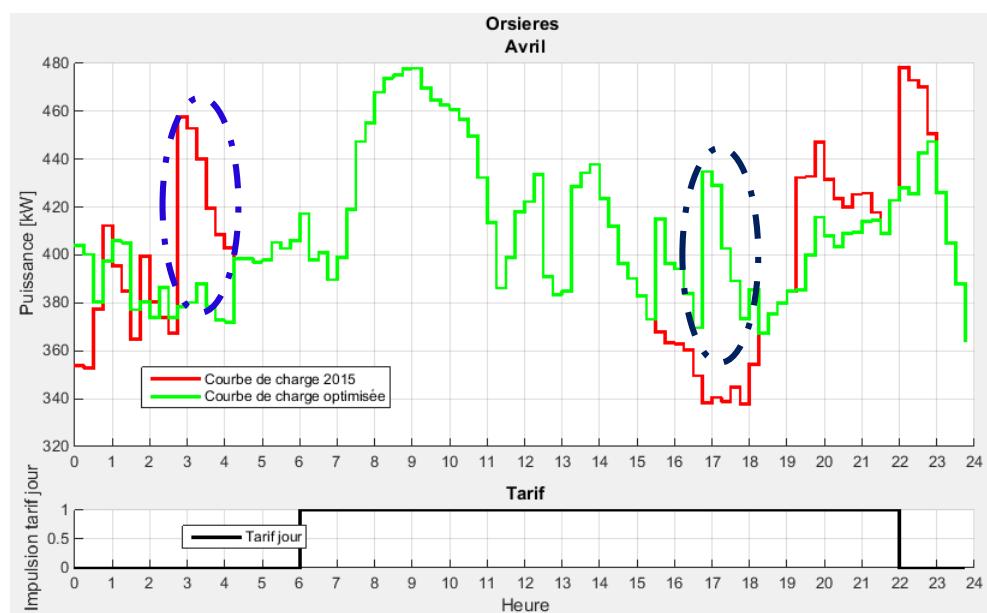


Figure 12 : Courbe de charge sans contrainte

Dans la figure 12, ci-dessus le groupe boiler enclenché à 02h45 ( cercle bleu) est initialement allumé pendant le tarif de nuit. En lançant l'algorithme sans contrainte, il déplace le groupe à 16h45 ( cercle noir) pendant le tarif de jour ce qui va faire augmenter la facture d'électricité des clients qui possèdent un boiler dans ce groupe.

Afin de ne pas désavantager les clients finaux, l'optimisation avec la contrainte sur le tarif va fixer la nouvelle heure d'enclenchement non pas à 16h45 mais à 00h00 pour rester dans le tarif de nuit. Le résultat se trouve ci-dessous.

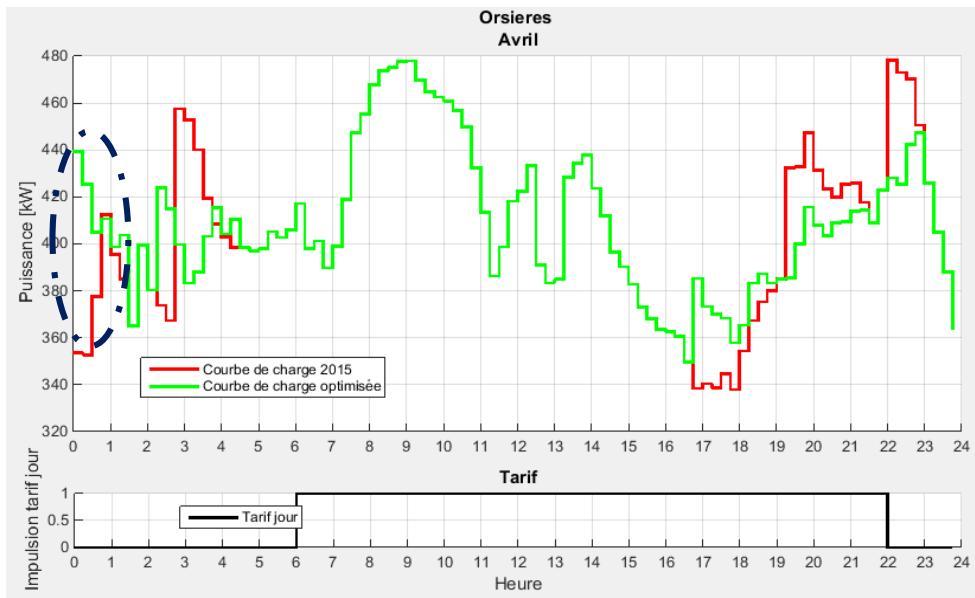


Figure 13 : Courbe de charge avec contrainte

### 5.5.3 Contrainte en fonction des prix spot d'achat d'électricité

Afin de tenir compte du côté économique du problème, la contrainte en fonction des prix spot d'achat d'électricité a été implémentée. Prendre les prix spot pour calculer le coût total d'électricité acheter par année est une approximation car l'achat d'électricité de la commune d'Orsières se fait en Full Supply. L'achat en Full Supply signifie que la commune d'Orsières paie un prix fixe pour son énergie électrique. Elle ne s'occupe de rien à part de payer leur consommation effective. C'est l'entreprise Cimo SA qui s'occupe de faire la prédiction de la consommation de la commune et de se procurer l'énergie électrique qu'il faut à Orsières. C'est aussi Cimo qui assume les pénalités de non-respect de la prédiction. N'ayant pas eu contact avec Cimo, le prix spot chaque 15 min pour l'année 2015 a été pris en compte dans l'optimisation.

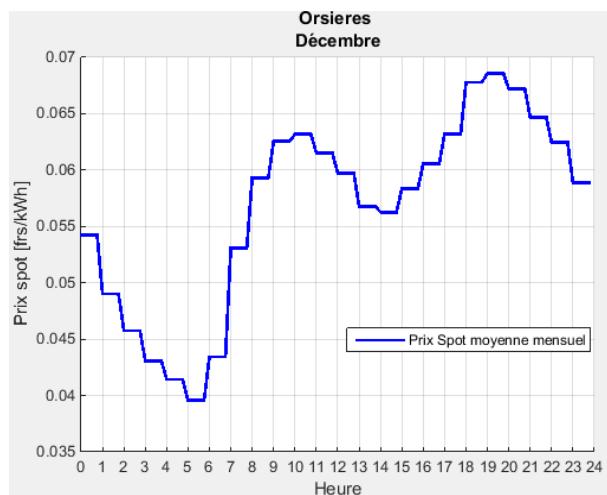


Figure 14 : Prix spot moyenne mensuelle

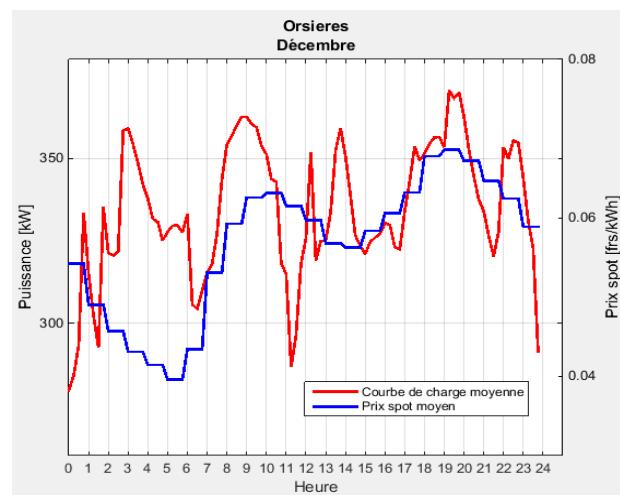


Figure 15 : Superposition courbe de charge et prix spot

Dans la figure 14 ci-dessus, la moyenne des prix spot du mois de décembre est affiché. La figure montre que le tarif spot est faible en début de matinée, qu'il augmente gentiment jusqu'à 9h, qu'il possède un creux dans l'après-midi et un pic important entre 19h et 21h. A droite la figure affiche la courbe de charge du mois de décembre sur l'axe y de gauche qui est superposée à la courbe des prix spot du mois correspondant sur l'axe y de droite.

Afin de déplacer les groupes de charge dans les périodes où le prix spot est le plus avantageux, l'algorithme a été modifié comme suit :

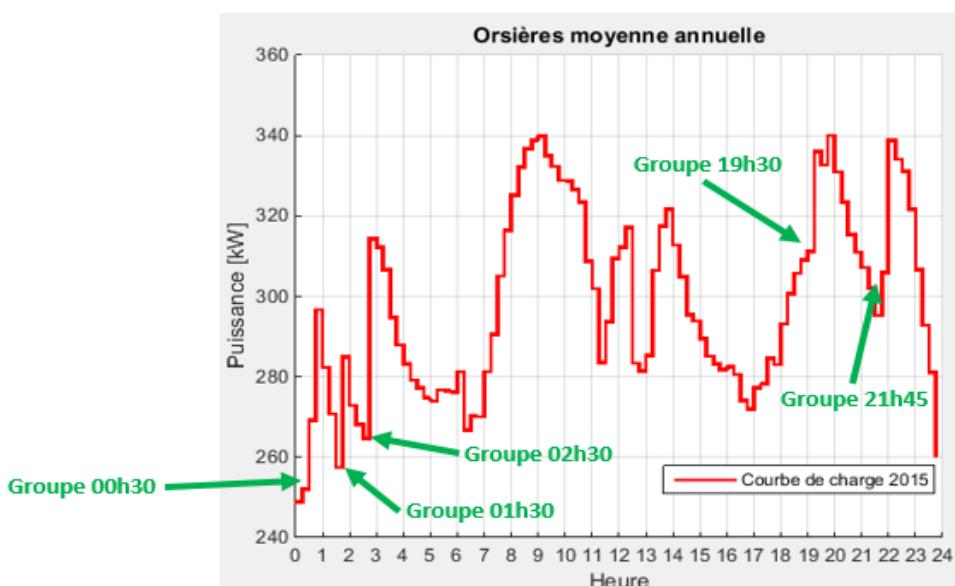
1. Calcul du coût total de l'achat d'électricité pour chaque possibilité de déplacement
2. Si le coût total de l'achat d'électricité du déplacement est plus faible que le précédent, il est sauvegardé en tant que coût optimal, sinon la somme des erreurs au carré est pénalisée pour dissuader l'algorithme de choisir cette possibilité

## 5.6 Résultat

Pour chaque résultat, la contrainte de déplacement est de plus ou moins 4 heures, la contrainte sur le tarif jour/nuit et la contrainte en fonction des prix spot sont activées.

### 5.6.1 Optimisation annuelle

Le but de cette optimisation est de créer un programme constant pour toute l'année. Afin de pouvoir effectuer ce programme annuel, la courbe de charge moyenne pour toute l'année 2015 à Orsières a été calculée. (Figure 16)



Les différents groupes potentiellement déplaçables sont indiqués par les flèches vertes ci-dessus, le bout de la flèche pointe le démarrage du groupe. L'identification de l'énergie disponible pour les différents groupes de charge a été effectuée comme expliqué dans le chapitre 5.2.2.

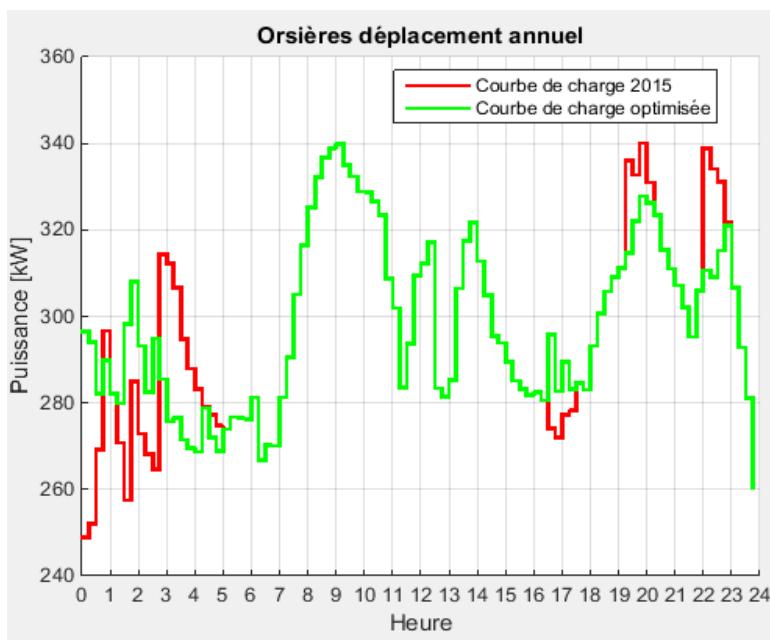


Figure 17 : Courbe de charge annuelle optimisée

Dans la figure ci-contre, la courbe verte représente la solution optimale annuelle pour le déplacement des charges. Elle a été superposée à la courbe de la figure 16 afin de mettre en évidence les modifications par rapport à la courbe de charge initiale. La contrainte de déplacement est de plus ou moins 4 heures par rapport à l'heure initiale de leur démarrage respectif.

L'optimisation a réduit les pics de 19h00 et de 21h45 et comblé le « trou » du début de matinée. Sauf pour un groupe qui a été déplacé à 16 heures, c'est à cause de la contrainte de déplacement de plus ou moins 4 heures. Au paragraphe suivant qui détaille le nouveau programme de la télécommande, on pourra s'apercevoir que ce groupe est effectivement celui qui démarrait initialement à 19 heures.

Afin de fixer le programme clairement, le tableau 1 ci-dessous montre précisément à quelle heure chaque groupe était enclenché initialement et à quelle heure ils sont enclenché après optimisation.

Programme initiale	Nouveau programme annuel	Delta déplacement
Groupe 00h30	Déplacé à 02h15	01h45
Groupe 01h30	Déplacé à 04h15	02h45
Groupe 02h30	Déplacé à 00h00	02h30
Groupe 19h00	Déplacé à 16h30	02h30
Groupe 21h45	Déplacé à 01h30	03h45

Tableau 1 : Programme annuel

Le delta déplacement démontre que la contrainte de déplacement est bien active et que pour certains groupes il n'y a pas besoin de faire de grand déplacement pour améliorer la courbe de charge.

Pour vérifier si le nouveau programme annuel peut être implémenté pendant toute l'année, il a été testé sur toutes les courbes de charge de chaque jour de l'année. Le but est de pouvoir confirmer que ce programme ne déstabilise pas plus les courbes de charge qu'il les améliore. Le tableau 2 ci-dessous affiche le delta en pourcent de la somme des erreurs au carré initiale et de la somme des erreurs au carré après optimisation. Le but de cette optimisation étant d'avoir la somme des erreurs au carré la plus petite possible. Formule utilisée pour trouver ce delta :

$$\text{delta erreur} = 100 - \left( \frac{100}{\text{somme erreur initiale}} * \text{somme erreur optimale} \right)$$

Jours du mois	Mois											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-3%	3%	4%	28%	10%	12%	11%	1%	1%	10%	13%	5%
2	-1%	-13%	7%	25%	31%	15%	-4%	2%	4%	7%	9%	9%
3	20%	-12%	11%	43%	4%	7%	11%	9%	6%	8%	7%	15%
4	10%	-18%	13%	31%	9%	4%	15%	1%	3%	24%	3%	-3%
5	8%	5%	0%	29%	16%	11%	-1%	5%	-3%	4%	4%	14%
6	6%	-19%	9%	24%	5%	7%	4%	8%	19%	-1%	6%	24%
7	15%	-8%	7%	17%	19%	24%	5%	5%	3%	4%	21%	15%
8	7%	2%	21%	20%	22%	6%	6%	9%	6%	4%	19%	16%
9	7%	-9%	14%	16%	26%	-4%	9%	12%	6%	5%	10%	14%
10	28%	-7%	19%	23%	22%	-5%	3%	5%	3%	17%	7%	20%
11	21%	-10%	15%	27%	17%	5%	3%	3%	3%	24%	6%	-3%
12	-1%	14%	22%	20%	13%	11%	7%	0%	-5%	9%	14%	11%
13	12%	7%	10%	18%	22%	8%	3%	5%	9%	6%	10%	3%
14	12%	20%	38%	19%	19%	9%	2%	3%	4%	7%	10%	10%
15	10%	20%	31%	12%	9%	9%	6%	7%	5%	3%	27%	5%
16	9%	5%	24%	27%	24%	13%	7%	-1%	1%	13%	12%	19%
17	14%	20%	11%	15%	14%	15%	2%	4%	2%	26%	7%	17%
18	22%	10%	10%	26%	16%	11%	9%	4%	7%	18%	6%	9%
19	16%	15%	23%	20%	10%	19%	7%	1%	1%	18%	7%	17%
20	3%	20%	19%	14%	16%	23%	3%	10%	19%	7%	6%	19%
21	-10%	28%	18%	9%	16%	16%	1%	10%	3%	9%	14%	19%
22	5%	42%	37%	16%	13%	11%	5%	2%	8%	10%	19%	28%
23	5%	2%	7%	18%	26%	3%	0%	7%	1%	9%	10%	28%
24	-1%	15%	20%	12%	22%	19%	2%	4%	10%	32%	6%	15%
25	11%	5%	9%	28%	19%	17%	1%	5%	9%	13%	9%	9%
26	-11%	4%	9%	20%	15%	19%	10%	8%	26%	8%	10%	22%
27	4%	9%	32%	15%	20%	13%	4%	5%	20%	6%	12%	8%
28	7%	22%	20%	11%	14%	16%	7%	0%	10%	7%	-11%	22%
29	18%		8%	13%	19%	11%	3%	12%	5%	8%	17%	21%
30	-2%		30%	23%	30%	11%	8%	20%	9%	11%	2%	18%
31	1%		24%		20%		10%	4%		14%		19%

Tableau 2 : Contrôle programme annuel

Le tableau 2 démontre que pour 26 jours de l'année les courbes de charge avec le nouveau programme annuel possèdent une moins bonne somme des erreurs au carré.

Une autre constatation est que ce nouveau programme est plus performant pour les mois de transition entre la saison chaude et froide ce qui n'est pas étonnant car le programme a été conçu sur la courbe moyenne annuelle.

## 5.6.2 Optimisation saisonnière

Afin de prendre en compte les mois où il y a beaucoup de chauffage et inversement, une optimisation saisonnière a été créée. Pour faire cette distinction l'année a été séparée en deux : d'un côté les mois froids et de l'autre les mois chauds. Comme mentionné dans le chapitre 5.4, les mois chauds vont d'avril à septembre et les mois froids constituent le reste de l'année soit janvier, février, mars, octobre, novembre, décembre. La disposition de ces mois chauds et froids a été effectuée en fonction des températures extérieures et des caractéristiques des courbes de charge de chaque mois.

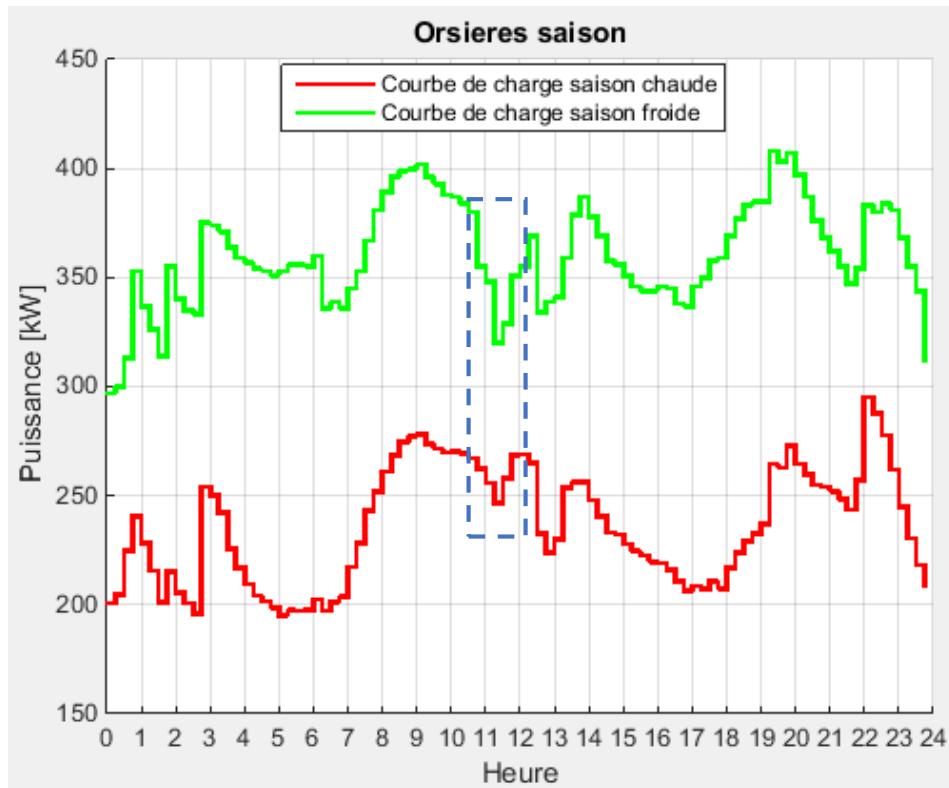


Figure 18 : Courbes de charge saisonnières

Du fait des deux cas possibles, il y aura deux programmes distincts par année. Ces nouveaux programmes ont été élaborés sur les deux courbes de charge de la figure 18 qui sont respectivement la courbe de charge moyenne des mois chauds et la courbe de charge moyenne des mois froids. La comparaison des deux courbes montre qu'en saison froide la puissance moyenne de la courbe est 35% plus élevé qu'en saison chaude du fait des chauffages électriques. Pour confirmer l'hypothèse de l'absence de chauffages électriques durant la saison chaude, le pic négatif aperçu à partir de 10h30 dans le rectangle bleu ci-contre est plus important pendant la saison froide. S'il est corrélé avec le programme TC (cf. chapitre 2.3), on remarque qu'entre 10h30 et 11h quasiment tous les chauffages électriques d'Orsières sont coupés. La courbe de la saison froide est aussi plus compacte comparée à celle de la saison chaude qui a des creux plus importants entre 5 et 6 heures du matin et en fin d'après-midi soit entre 16 et 19 heures. Quant à elle la courbe de la saison froide a des creux en tout début de matinée avec un minimum à minuit.

Dans la figure 19 ci-dessous les deux courbes de charge optimisées pour les deux saisons ont été superposées aux courbes de la figure 18.

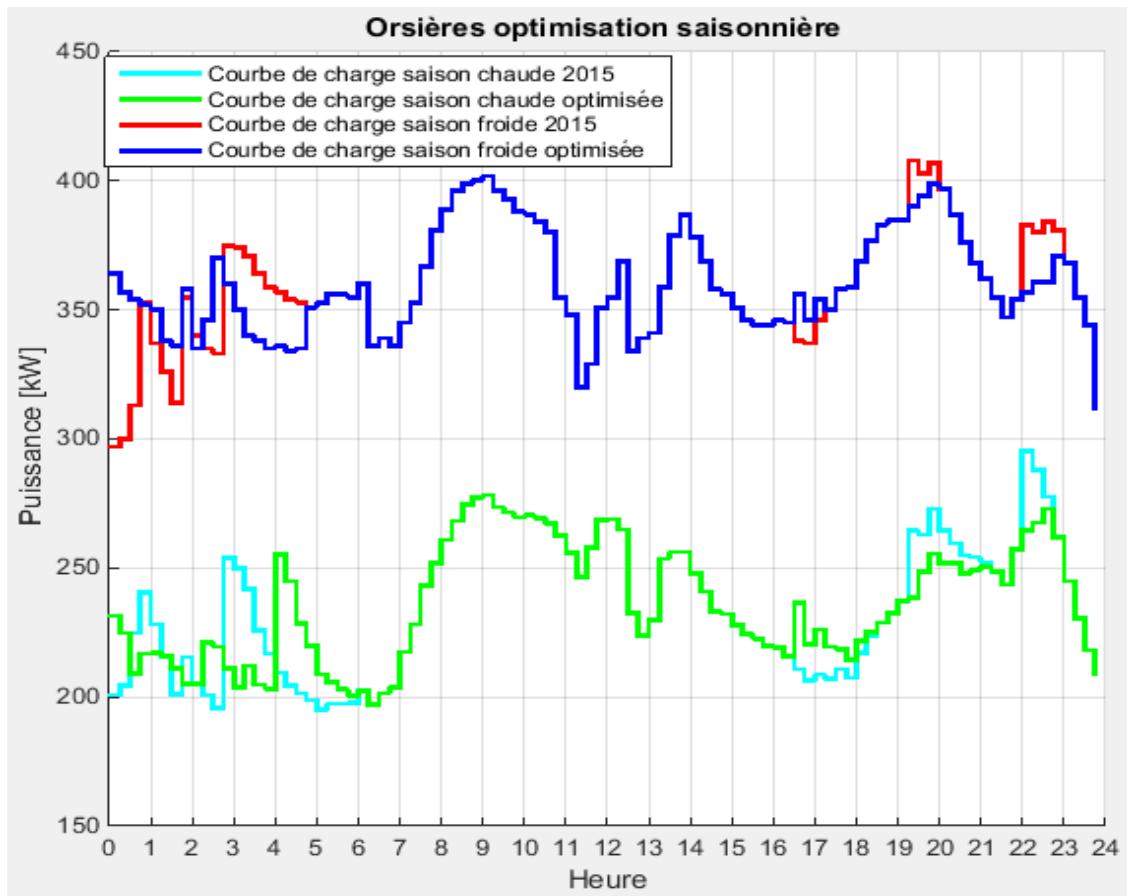


Figure 19 : Optimisation saisonnière

Les deux optimisations ont comblé les creux cités dans le paragraphe précédent. En saison froide les charges se sont déplacées principalement en tout début de matinée et en saison chaude les charges ont comblé les creux de 5-6 heures.

Les deux programmes détaillés sont :

Programme initiale	Programme saison chaude	Programme saison froide
Groupe 00h30	Déplacé à 02h15	Déplacé à 02h15
Groupe 01h30	Déplacé à 01h30	Déplacé à 01h00
Groupe 02h30	Déplacé à 04h00	Déplacé à 00h00
Groupe 19h00	Déplacé à 16h30	Déplacé à 16h30
Groupe 21h45	Déplacé à 00h00	Déplacé à 00h00

Tableau 3 : Programmes saisonniers

Pour les groupes écrits en vert les déplacements sont pareils. Par contre pour les deux groupes restant, une fois les déplacements combinent le creux de 4-6 heures pour la saison chaude et une fois ils combinent le creux de minuit pour la saison froide qui avait justement son minimum à minuit.

Pour vérifier si les nouveaux programmes saisonniers peuvent être implémentés pour chaque mois de l'année, ils ont été testés sur toutes les courbes de charge de l'année 2015. Le but est de pouvoir confirmer que ces programmes sont de qualité. Le tableau 4 ci-dessous affiche le delta en pourcent entre la somme des erreurs au carré initiale et de la somme des erreurs au carré après optimisation. Formule utilisée pour trouver ce delta :

$$\text{delta erreur} = 100 - \left( \frac{100}{\text{somme erreur initiale}} * \text{somme erreur optimale} \right)$$

Jours du mois	Mois											
	Mois « Froids »			Mois « Chauds »						Mois « Froids »		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-2%	7%	10%	14%	9%	17%	21%	12%	2%	8%	7%	10%
2	0%	-9%	10%	17%	29%	16%	6%	9%	7%	3%	6%	13%
3	21%	-5%	14%	28%	4%	13%	14%	11%	8%	1%	4%	16%
4	13%	-6%	18%	22%	6%	47%	21%	10%	7%	18%	3%	6%
5	17%	14%	5%	26%	19%	14%	14%	14%	6%	1%	3%	20%
6	13%	-9%	12%	8%	9%	14%	9%	10%	23%	-1%	4%	25%
7	18%	1%	9%	3%	17%	31%	9%	11%	5%	4%	10%	16%
8	14%	5%	21%	4%	23%	8%	7%	12%	10%	4%	9%	15%
9	18%	-2%	16%	10%	27%	-4%	16%	15%	9%	2%	7%	13%
10	34%	3%	20%	16%	20%	-1%	11%	7%	5%	-1%	6%	19%
11	22%	-4%	20%	26%	17%	1%	19%	7%	5%	17%	5%	2%
12	10%	17%	22%	13%	18%	10%	12%	13%	14%	7%	11%	15%
13	16%	15%	10%	12%	26%	21%	6%	7%	8%	4%	9%	10%
14	17%	26%	39%	13%	21%	15%	8%	6%	4%	6%	9%	11%
15	12%	23%	34%	10%	9%	9%	11%	12%	6%	3%	21%	8%
16	12%	8%	22%	14%	19%	15%	12%	7%	6%	10%	8%	21%
17	16%	24%	10%	16%	13%	17%	6%	6%	4%	27%	6%	16%
18	26%	12%	8%	26%	11%	17%	14%	7%	9%	17%	4%	11%
19	17%	17%	21%	11%	9%	20%	11%	6%	13%	16%	6%	19%
20	12%	20%	17%	6%	15%	24%	5%	11%	27%	7%	5%	16%
21	2%	34%	14%	1%	10%	21%	9%	14%	4%	8%	14%	16%
22	14%	42%	35%	9%	10%	17%	9%	10%	10%	8%	17%	28%
23	12%	5%	10%	14%	25%	12%	8%	9%	4%	7%	11%	26%
24	13%	17%	21%	10%	23%	23%	9%	5%	8%	26%	9%	24%
25	16%	8%	8%	31%	19%	18%	13%	7%	7%	11%	12%	7%
26	0%	6%	9%	29%	19%	24%	19%	11%	34%	6%	11%	22%
27	11%	11%	30%	13%	17%	23%	8%	6%	24%	3%	17%	11%
28	12%	29%	21%	9%	6%	27%	10%	4%	10%	5%	-5%	22%
29	22%			8%	5%	19%	24%	7%	17%	6%	5%	20%
30	3%			22%	17%	37%	25%	10%	22%	11%	10%	6%
31	6%			22%	22%		12%	5%	10%			19%

Tableau 4 : Contrôle programmes saisonniers

Le tableau 4 démontre que pour 12 jours de l'année, les courbes de charge avec le nouveau programme annuel possèdent une moins bonne somme des erreurs au carré. Le mois le plus touché est le mois de février car c'est le mois qui a la puissance la plus élevée des mois froids donc le plus éloignée de la moyenne de mois froids sur laquelle le programme a été conçu.

### 5.6.3 Optimisation mensuelle

L'optimisation mensuelle va permettre de créer 12 programmes distincts par année comme son nom l'indique un par mois. Ces 12 programmes ont été élaborés sur la courbe moyenne de tous les jours de chaque mois, illustré par *la figure 4* au début de ce rapport. En lançant cette optimisation les résultats pour les 12 nouveaux programmes sont montrés dans *le tableau 5* ci-dessous et 2 exemples de courbe ont été choisis pour les illustrer :

<b>Programmes mensuels</b>						
	<b>Janvier</b>	<b>Février</b>	<b>Mars</b>	<b>Avril</b>	<b>Mai</b>	<b>Juin</b>
<b>Initial</b>	Déplacé à					
Groupe 00h30	00h45	00h45	02h15	02h15	02h15	04h00
Groupe 01h30	02h15	00h15	03h30	03h30	01h00	04h45
Groupe 02h30	00h00	00h00	00h00	00h00	04h00	05h00
Groupe 19h00	16h30	16h30	16h15	16h45	16h45	16h45
Groupe 21h45	00h00	00h00	01h30	01h30	00h00	01h30
	<b>Juillet</b>	<b>Août</b>	<b>Septembre</b>	<b>Octobre</b>	<b>Novembre</b>	<b>Décembre</b>
<b>Initial</b>	Déplacé à					
Groupe 00h30	02h45	02h45	02h30	02h15	03h30	00h45
Groupe 01h30	01h30	01h30	03h00	04h15	03h00	00h30
Groupe 02h30	05h00	04h45	04h00	00h00	00h00	00h00
Groupe 19h00	16h45	16h30	16h15	16h30	21h30	15h00
Groupe 21h45	01h30	01h30	01h30	01h30	01h30	01h30

Tableau 5 : Programmes mensuel

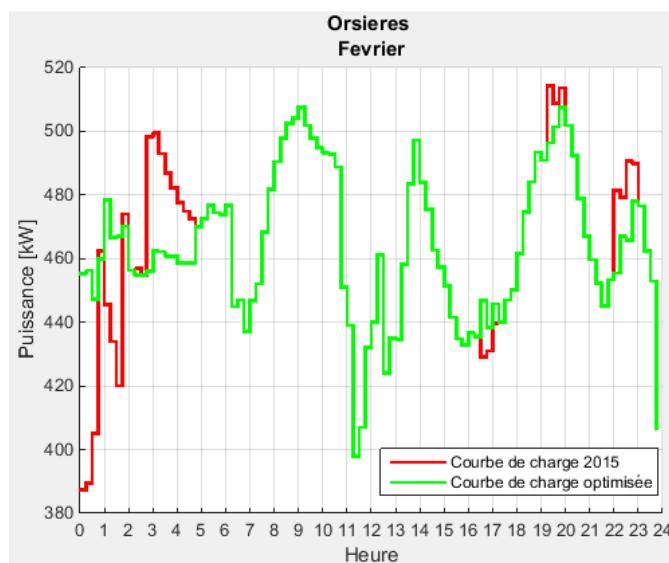


Figure 20 : Courbes de charge avec optimisation mensuelle 2

Les deux courbes suivantes (*figure 20 et 21*) ont été choisies afin de mettre en évidence la différence entre les mois où il y a du chauffage comme au mois de février (ci-contre) et les mois sans chauffage ou réduit comme au mois de mai (*figure 21*). Les programmes mensuels des mois chauds et froids ressemblent aux programmes de l'optimisation saisonnière vu précédemment mais en rajoutant un niveau de précision.

En mai, l'algorithme sert plutôt à déplacer les pics de fin de journée afin de limiter les appels de puissance importants car en début de matinée il n'y a pas de gros creux de puissance. Par contre en février (figure 20), un gros creux de puissance se forme vers minuit. Dans ce cas l'algorithme travaille à combler ce creux en déplaçant la plupart des groupes charge en début de matinée.

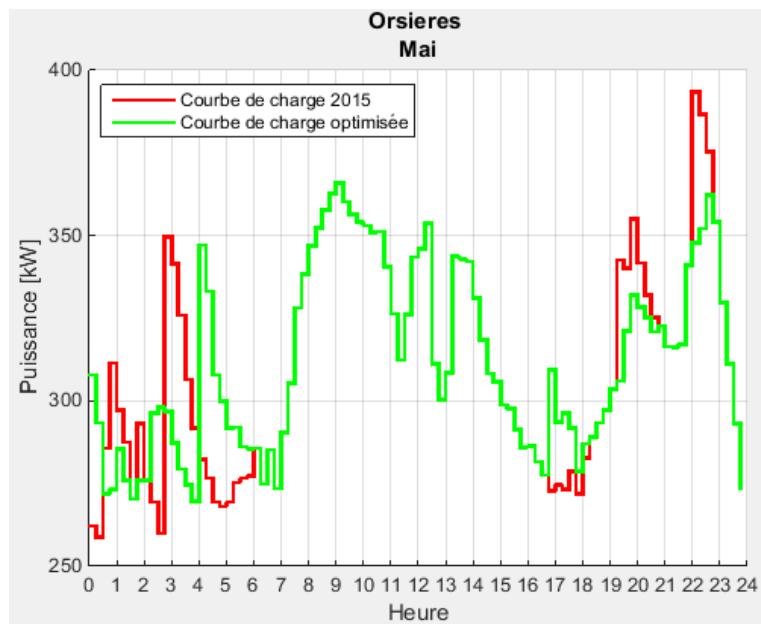


Figure 21 : Courbes de charge avec optimisation mensuelle 2

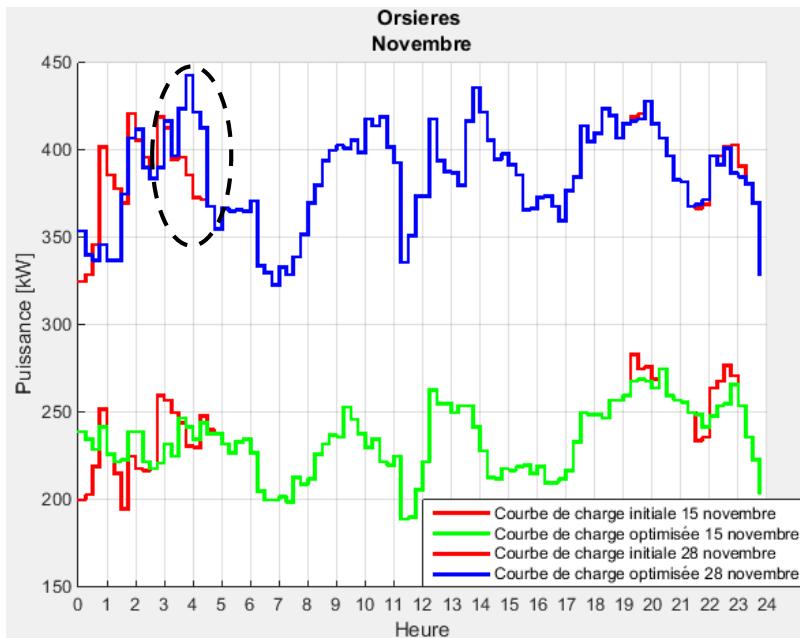
Les moyennes de la puissance pour les deux mois présentés ci-dessus sont également différentes. En février elle est de 464 kW et en mai de 312 kW, soit une différence de 33%.

Pour déterminer si ces programmes mensuels sont performants toute l'année, le delta entre la somme des erreurs au carré par rapport à la moyenne de la courbe initiale et de la courbe optimisée a été calculé pour tous les jours de l'année

Jours du mois	Mois											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>1</b>	0%	19%	3%	29%	9%	18%	28%	22%	1%	10%	12%	18%
<b>2</b>	20%	14%	6%	25%	26%	19%	9%	15%	6%	7%	10%	18%
<b>3</b>	23%	18%	11%	43%	4%	15%	16%	15%	8%	8%	7%	16%
<b>4</b>	18%	20%	14%	31%	6%	24%	26%	15%	7%	24%	3%	6%
<b>5</b>	22%	27%	0%	29%	20%	19%	20%	17%	6%	4%	3%	17%
<b>6</b>	21%	19%	10%	25%	10%	19%	13%	11%	24%	-1%	6%	27%
<b>7</b>	21%	20%	7%	17%	17%	32%	14%	16%	4%	4%	20%	20%
<b>8</b>	26%	20%	22%	21%	23%	9%	7%	10%	10%	4%	11%	21%
<b>9</b>	28%	19%	16%	17%	27%	4%	21%	20%	9%	5%	10%	14%
<b>10</b>	34%	16%	20%	25%	20%	-5%	17%	10%	5%	17%	5%	23%
<b>11</b>	19%	16%	16%	28%	17%	-1%	33%	11%	5%	24%	5%	16%
<b>12</b>	28%	23%	23%	21%	18%	11%	18%	17%	17%	9%	11%	22%
<b>13</b>	17%	28%	10%	19%	27%	30%	9%	9%	8%	6%	10%	16%
<b>14</b>	18%	34%	41%	21%	21%	27%	12%	9%	4%	7%	10%	17%
<b>15</b>	18%	28%	34%	12%	9%	13%	14%	16%	5%	3%	24%	17%
<b>16</b>	12%	16%	25%	28%	16%	19%	16%	12%	6%	13%	12%	21%
<b>17</b>	15%	23%	13%	15%	14%	20%	9%	8%	3%	26%	7%	19%
<b>18</b>	24%	14%	11%	26%	12%	20%	15%	10%	9%	18%	6%	13%
<b>19</b>	16%	20%	24%	23%	9%	22%	13%	8%	14%	18%	7%	15%
<b>20</b>	21%	20%	20%	15%	15%	29%	6%	13%	31%	7%	6%	18%
<b>21</b>	23%	33%	18%	9%	11%	26%	14%	17%	4%	9%	14%	16%
<b>22</b>	25%	37%	40%	16%	10%	20%	10%	15%	9%	10%	14%	33%
<b>23</b>	21%	16%	8%	18%	25%	16%	14%	12%	3%	9%	9%	25%
<b>24</b>	28%	22%	22%	12%	23%	29%	14%	6%	8%	32%	4%	27%
<b>25</b>	24%	17%	10%	26%	19%	20%	19%	9%	8%	13%	13%	10%
<b>26</b>	13%	19%	9%	18%	19%	32%	25%	11%	37%	8%	11%	28%
<b>27</b>	23%	17%	32%	15%	18%	31%	12%	7%	25%	6%	12%	17%
<b>28</b>	14%	35%	20%	11%	7%	37%	13%	5%	10%	7%	-10%	26%
<b>29</b>	27%		8%	13%	18%	31%	7%	22%	6%	8%	14%	31%
<b>30</b>	17%		32%	24%	35%	29%	15%	24%	12%	11%	6%	30%
<b>31</b>	15%		24%		21%		13%	6%		14%		16%

Tableau 6 : Contrôle programmes mensuels

Le tableau 6 démontre qu'il y a 4 jours dans l'année où les nouveaux programmes mensuels empiorent la différence à la moyenne entre la courbe initiale et optimale. Les deux pires cas ont été choisis pour être analysés (28 novembre et 10 juin) et ils ont été comparé au meilleur résultat de leur mois respectif (15 novembre et 28 juin) :



En bleu, la courbe optimisée du 28 novembre qui est le pire jour de l'année est superposée à sa courbe initiale (en rouge). En vert, c'est la courbe optimisée avec le meilleur delta, elle est également superposée avec sa courbe de charge initiale (rouge).

La première constatation est que la différence de puissance entre les jours d'un même mois peut être élevée. La deuxième est que pour le 28, déplacer les groupes de 00h30 et de 01h30 à 03h30 et 03h00 n'est pas une bonne chose car cela empire le pic visible dans le cercle noir ci-contre.

Figure 22 : Comparaison meilleur et pire jour 1

Comme dans la figure 22, il y a la meilleure courbe de charge du mois de juin en vert et la pire en bleu affiché dans la figure 23.

La pire courbe en bleu a une puissance très faible par rapport à la verte et tous les groupes de début de matinée ne sont pas visibles ou pas identifiables clairement donc presque pas de déplacement. Les deux groupes de la soirée sont identifiés mais ils sont très faibles donc ils n'ont pas beaucoup d'impact sur la courbe de charge. La courbe du juin est tellement bizarre qu'il y a peut-être eu un bug dans la collecte des données.

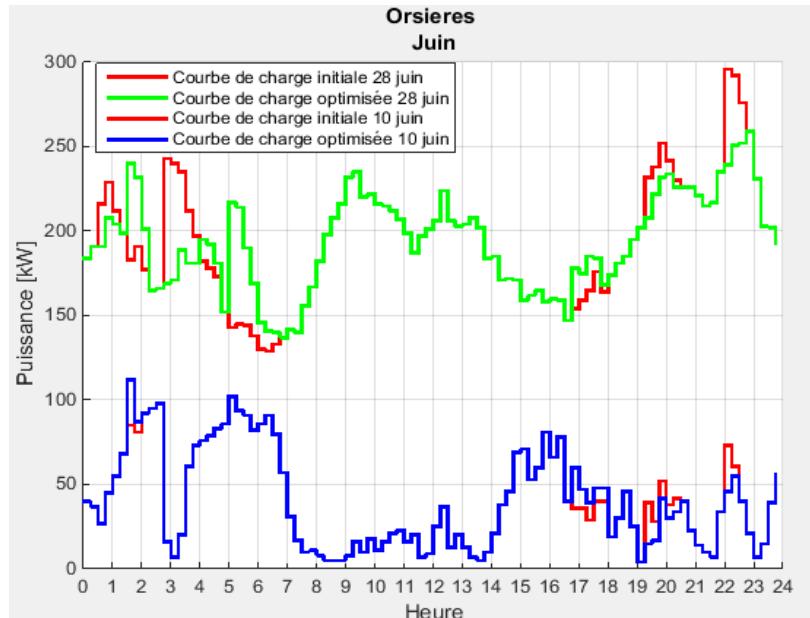


Figure 23 : Comparaison meilleur et pire jour 2

## 5.6.4 Optimisation en fonction des conditions météorologiques

La différence entre les mois chauds et froids ne faisait aucun doute, mais pour gagner en précision une optimisation en fonction des conditions météorologiques a été créé. Cette optimisation prend en compte la température extérieure moyenne et le rayonnement solaire moyen pour chaque jour de l'année.

Six nouveaux programmes ont été élaborés en fonction des paramètres suivants. Il y a les jours de beau temps qui ont une moyenne de rayonnement solaire par jour supérieur ou égal à  $2600 \text{ Wh/m}^2$  et les jours de mauvais temps dans le cas où le rayonnement moyen par jour est inférieur à  $2600 \text{ Wh/m}^2$ . Il y a les jours chauds qui ont une moyenne de température extérieure par jour supérieure à  $13^\circ\text{C}$ , les jours moyens où la température est supérieure ou égale à  $13^\circ\text{C}$  et inférieure ou égale à  $6^\circ\text{C}$  et les jours froids où la température est inférieure à  $6^\circ\text{C}$ . Ces six programmes sont résumés comme suit :

- Programme pour les jours beau/chaud
- Programme pour les jours beau/froid
- Programme pour les jours beau/moyen
- Programme pour les jours mauvais/moyen
- Programme pour les jours mauvais/chaud
- Programme pour les jours mauvais/froid

Ces paramètres ont été choisis en réalisant des tests, c'est-à-dire en faisant varier les paramètres de températures et de rayonnement solaire directement dans l'algorithme et en observant le résultat. Une autre analyse a également été étudiée, la corrélation directe entre la puissance consommée moyenne et la température extérieure et entre la puissance consommée moyenne et le rayonnement solaire moyen. Ces données météorologiques<sup>1</sup> viennent de la station météo de Bruson à 1085 m d'altitude, la station la plus proche d'Orsières (altitude 900 m) disponible.

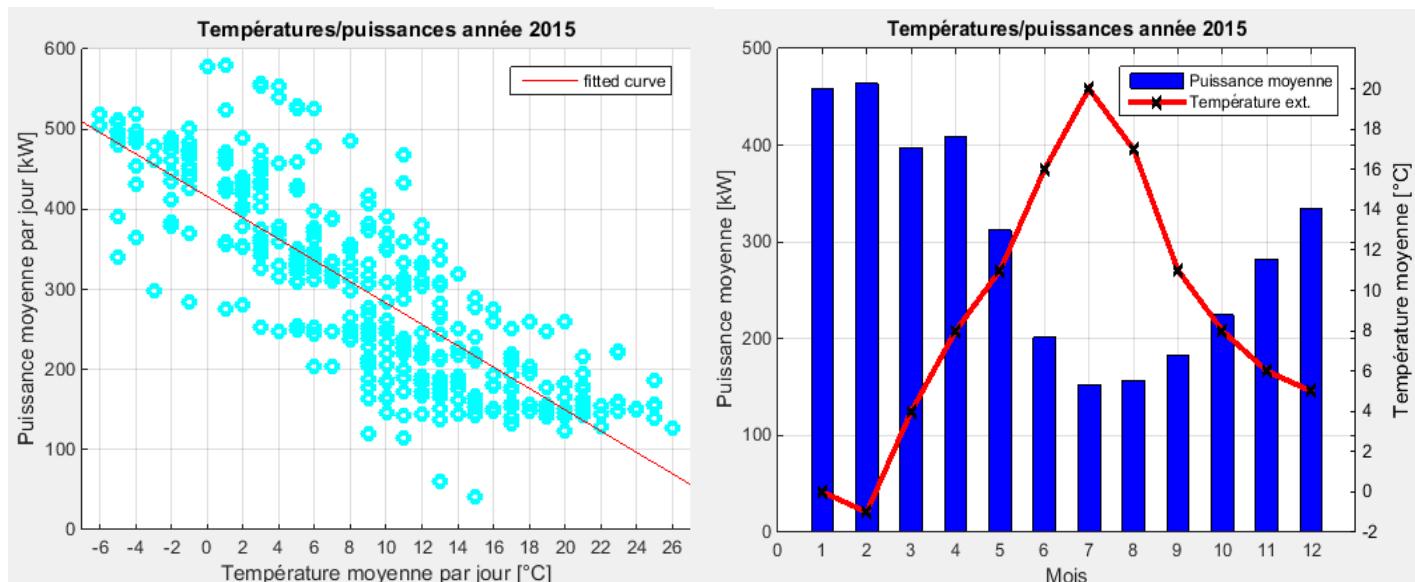
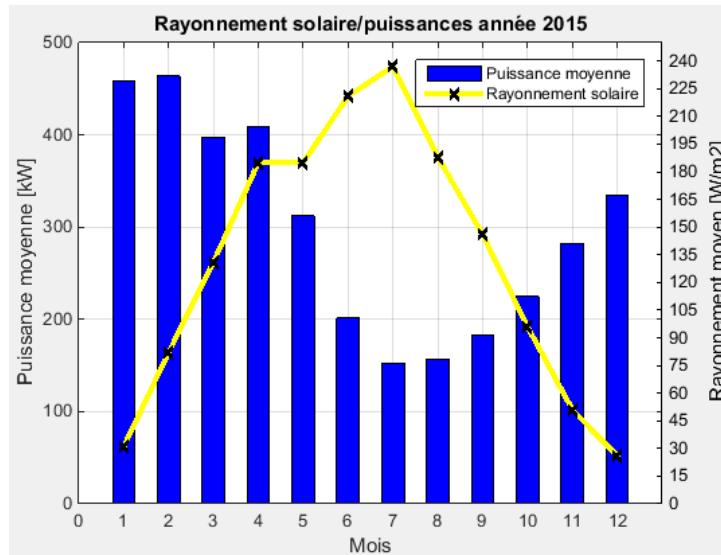


Figure 24 : Températures/puissances consommées

Dans la figure 24 ci-dessus, l'analyse effectuée entre la température extérieure moyenne et la puissance consommée moyenne est dévoilée. Le graphique de gauche montre la relation pour tous les jours de l'année entre la température moyenne par jour et la puissance moyenne par jour. La « fitted curve » démontre que plus la température est grande plus la puissance diminue. Dans le graphique de droite qui affiche cette fois les moyennes mensuelles, la même constatation peut être déduite. Pendant les mois chauds où la température est élevée la puissance moyenne est faible.

<sup>1</sup> Données météorologiques, <http://www.agrometeo.ch/fr/meteorology/datas>

La figure 25 affiche la relation entre la puissance du rayonnement solaire moyen par mois et la puissance consommée moyenne par mois.



La disposition ressemble fortement à celle du graphique de droite de la figure 24, la courbe de rayonnement solaire est l'inverse de la puissance consommée. Plus la moyenne de rayonnement est élevée plus la puissance moyenne consommée est faible.

Les graphiques des figures 24 et 25 démontrent bien qu'il y a une corrélation entre la puissance consommée et les paramètres météorologiques.

Figure 25 : Rayonnement solaire/puissances consommées

Après avoir défini les paramètres météorologiques, chaque courbe de charge de chaque jour de l'année a été classé dans ces 6 catégories. Pour pouvoir créer les nouveaux programmes 6 courbes de charges moyennes ont été créés avec la moyenne de tous les jours de chaque classe (figure 26).

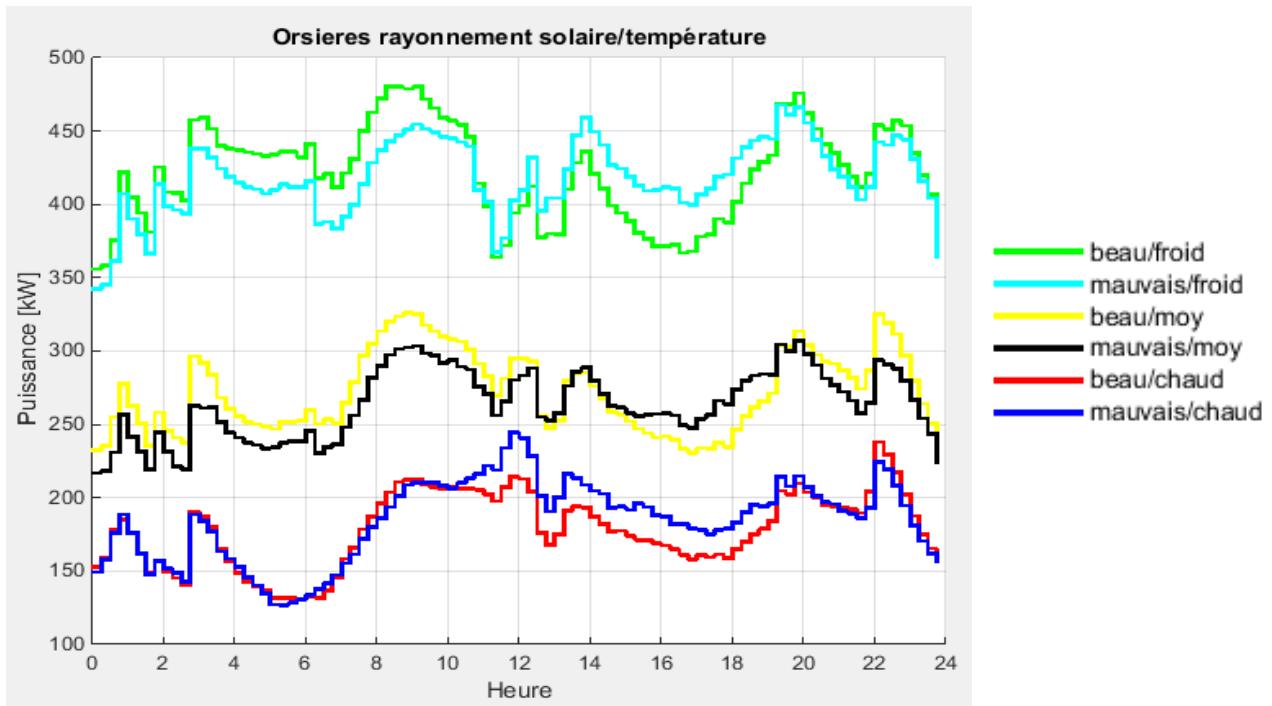


Figure 26 : Courbe de charge moyenne « météo »

La figure 26 montre bien 3 paires de courbe qui sont les 3 groupes de température distincts soit température chaude, moyenne et froide. Comme attendu la puissance va en diminuant en fonction de la température extérieure. Ce graphique montre également que la puissance est plus élevée le matin et en fin de soirée pour les jours de beau temps, par contre pour les jours de mauvais temps la puissance est plus élevée dans l'après-midi, ce qui pourrait être dû en partie à l'éclairage.

La réparation des 365 jours de l'année en fonction des classes se fait comme suit :

- 26 jours pour la classe beau/froid
- 97 jours pour la classe mauvais/froid
- 84 jours pour la classe beau/moyen
- 68 jours pour la classe mauvais/moyen
- 81 jours pour la classe beau/chaud
- 9 jours pour la classe mauvais/chaud

A l'aide des courbes de *la figure 26*, les 6 nouveaux programmes créés sont :

Programmes « météo »						
	Beau et Froid	Mauvais et Froid	Beau et Moyen	Mauvais et Moyen	Beau et Chaud	Mauvais et Chaud
Initial	Déplacé à					
Groupe 00h30	03h30	00h45	01h15	04h00	04h00	04h00
Groupe 01h30	02h15	02h15	04h30	01h30	04h45	04h30
Groupe 02h30	00h00	00h00	02h15	02h15	05h00	05h00
Groupe 19h00	16h00	16h30	16h30	16h30	16h45	23h00
Groupe 21h45	00h00	00h00	00h00	00h00	01h30	01h30

Tableau 7 : Programmes optimisation météo

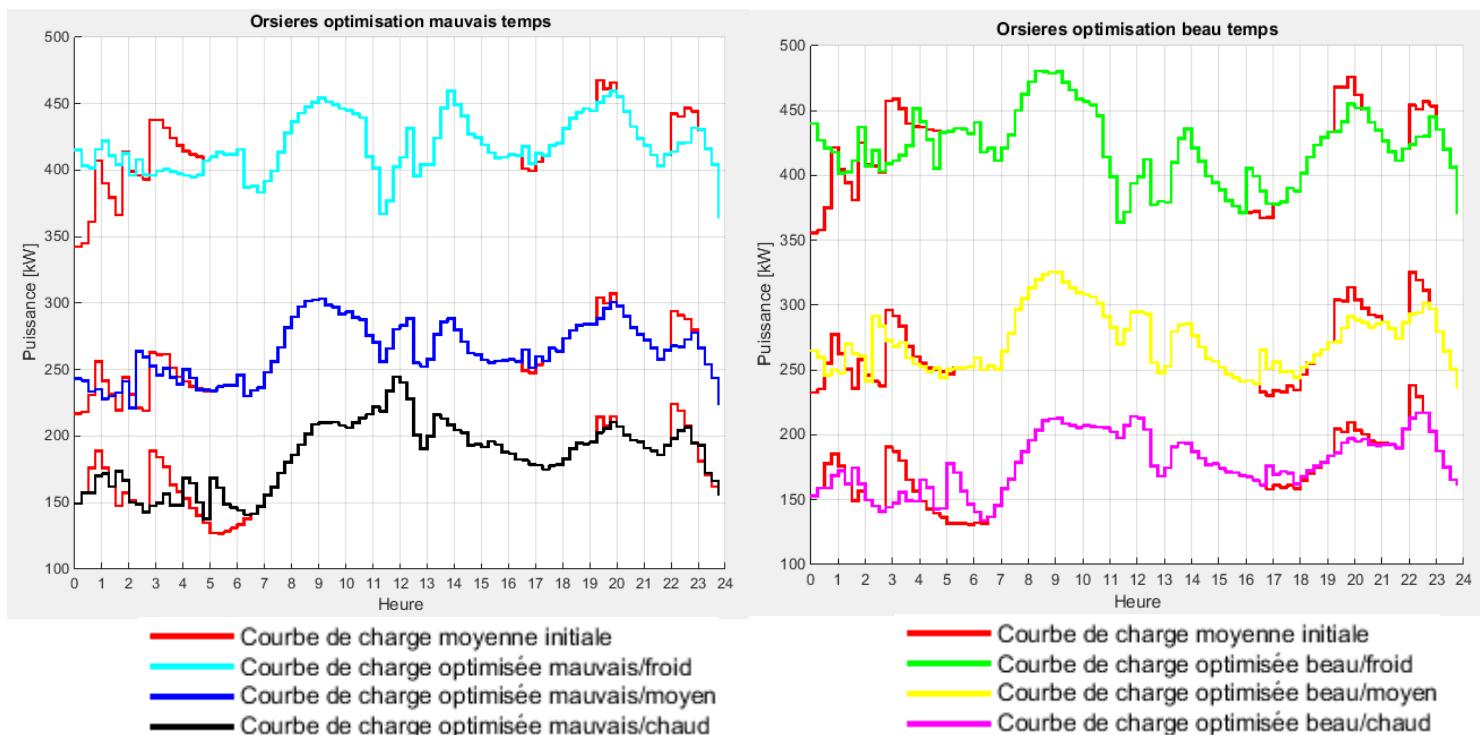


Figure 27 : Courbe de charge optimisation « météo »

Les six courbes optimisées avec les nouveaux programmes « météo » sont affichés dans *la figure 27*.

Le contrôle des nouveaux programmes « météo » est affiché dans *le tableau 8* ci-dessous, il regroupe tous les jours de l'année avec le delta en pourcent entre la somme des erreurs au carré de la courbe initiale et la somme des erreurs carré de la courbe avec le nouveau programme

	Mois											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>1</b>	0%	18%	23%	23%	9%	14%	28%	27%	5%	10%	9%	19%
<b>2</b>	20%	12%	13%	24%	30%	18%	5%	15%	10%	6%	8%	19%
<b>3</b>	23%	15%	9%	36%	5%	13%	19%	16%	7%	14%	7%	7%
<b>4</b>	18%	16%	20%	19%	3%	-7%	26%	15%	6%	25%	2%	4%
<b>5</b>	22%	27%	1%	22%	19%	20%	18%	14%	4%	6%	2%	19%
<b>6</b>	21%	17%	10%	18%	11%	17%	14%	13%	23%	1%	5%	26%
<b>7</b>	21%	18%	7%	16%	19%	27%	15%	17%	4%	4%	18%	18%
<b>8</b>	26%	19%	13%	14%	20%	11%	9%	16%	8%	4%	20%	16%
<b>9</b>	26%	17%	9%	13%	27%	-3%	21%	21%	9%	6%	8%	13%
<b>10</b>	15%	15%	14%	21%	22%	-5%	16%	11%	5%	21%	5%	21%
<b>11</b>	19%	-6%	18%	27%	11%	-1%	27%	12%	5%	25%	5%	21%
<b>12</b>	28%	15%	22%	20%	12%	11%	16%	14%	14%	6%	9%	23%
<b>13</b>	17%	27%	10%	15%	28%	25%	10%	12%	15%	5%	5%	21%
<b>14</b>	18%	33%	39%	16%	24%	23%	12%	12%	4%	6%	7%	17%
<b>15</b>	18%	27%	33%	14%	4%	13%	14%	10%	6%	2%	20%	17%
<b>16</b>	12%	15%	21%	20%	18%	19%	14%	4%	6%	9%	10%	22%
<b>17</b>	15%	19%	13%	17%	12%	19%	10%	6%	3%	26%	3%	7%
<b>18</b>	24%	6%	9%	27%	9%	18%	15%	5%	9%	15%	6%	1%
<b>19</b>	15%	14%	21%	17%	8%	22%	14%	6%	13%	18%	4%	7%
<b>20</b>	21%	19%	17%	13%	10%	22%	9%	11%	28%	5%	3%	14%
<b>21</b>	23%	36%	13%	7%	11%	18%	14%	19%	4%	8%	13%	12%
<b>22</b>	25%	40%	37%	13%	14%	18%	10%	14%	10%	8%	21%	18%
<b>23</b>	21%	15%	9%	16%	23%	9%	14%	14%	3%	7%	13%	25%
<b>24</b>	28%	22%	17%	10%	20%	21%	14%	8%	10%	29%	17%	27%
<b>25</b>	24%	6%	7%	30%	17%	17%	17%	5%	12%	13%	16%	5%
<b>26</b>	13%	4%	9%	30%	17%	30%	16%	12%	34%	2%	15%	16%
<b>27</b>	23%	16%	27%	13%	20%	28%	13%	8%	25%	4%	26%	5%
<b>28</b>	14%	35%	15%	8%	11%	34%	13%	6%	11%	5%	11%	11%
<b>29</b>	27%		3%	9%	12%	29%	10%	23%	8%	9%	26%	29%
<b>30</b>	17%		19%	23%	34%	29%	9%	25%	11%	8%	17%	32%
<b>31</b>	15%		22%		14%		14%	8%		15%		17%

Tableau 8 : Contrôle programme « météo »

Comme pour l'optimisation mensuelle les deux pires résultats (4 juin et 11 février) ont été choisis pour être analysés et comparés avec le meilleur résultat de leur mois respectif (28 juin et 22 février).

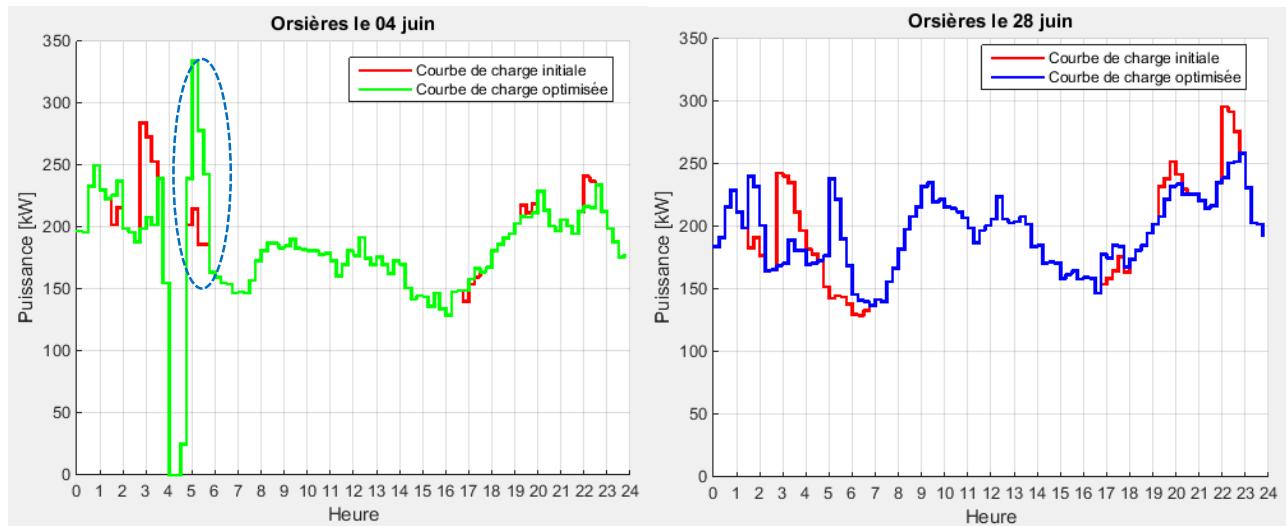


Figure 28 : Comparaison pire et meilleur jour « météo » 1

Le 4 juillet et le 28 juin ci-dessus sont dans la catégorie beau et chaud. Le pire jour est sur le graphique de gauche, il montre que pendant 30 minutes la puissance est à zéro ce qui n'est pas normal et provient peut-être d'une erreur lors de la collecte de données. Mais le phénomène qui fausse le plus l'erreur à la moyenne est l'enclenchement du groupe programmé initialement à 1h30, à 4h45 et du groupe initialement programmé à 2h45, à 5h00 (cercle bleu). Le meilleur jour de juin avec l'optimisation « météo » est de nouveau le 28 comme pour l'optimisation mensuelle.

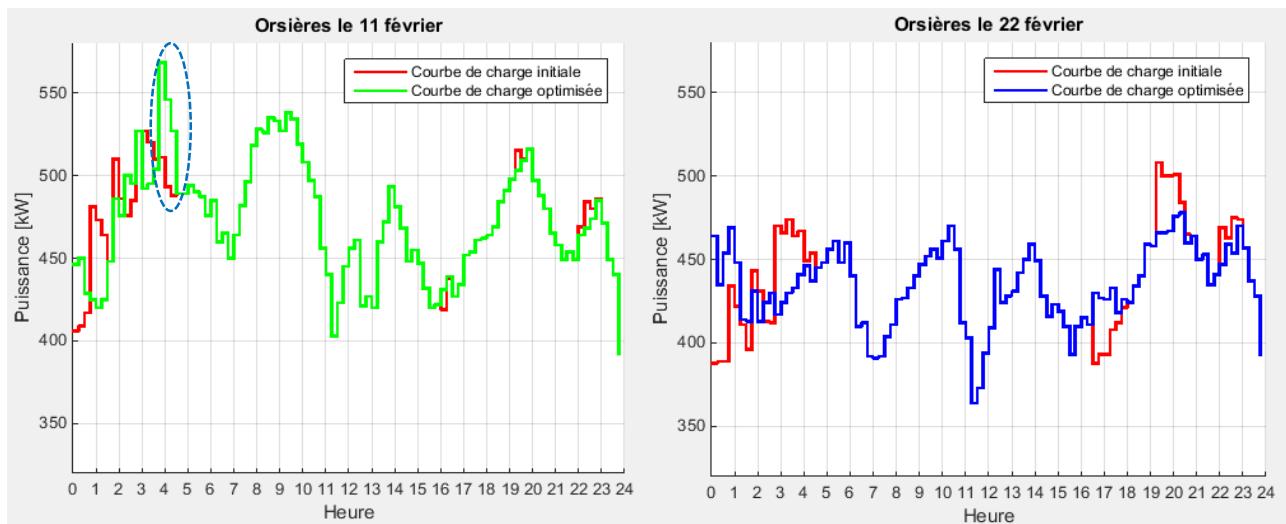


Figure 29 : Comparaison pire et meilleur jour « météo » 2

Les deux jours de la figure 29 ne sont pas dans la même catégorie. Le jour de février ayant le moins bon delta (à gauche) est un jour avec un temps beau et froid, par contre le meilleur delta de février est un jour avec un mauvais temps et froid. Un problème similaire au 4 juin s'est produit le 11 février c'est-à-dire que le groupe déplacé à 3h30 (cercle bleu) n'aurait pas dû l'être pour ce jour.

## 5.7 Partie économique

Afin de pouvoir avoir un autre angle de comparaison que simplement la somme des erreurs à la moyenne, une étude économique a été effectuée. Pour chaque sorte d'optimisation le coût total de l'achat d'électricité pour l'année 2015 a été calculé à l'aide des prix spot de cette même année.

Pour chaque sorte d'optimisation le coût initial de l'achat d'électricité a été comparé au coût d'achat de l'électricité des courbes de charge avec les nouveaux programmes implémentés.

Optimisation	Coût de l'achat d'électricité initial [frs]	Coût de l'achat d'électricité après optimisation [frs]	Delta [frs]
Annuelle	119'897	119'864	33
Saisonnière		119'811	86
Mensuelle		119'829	68
Météo		119'848	49

Tableau 9 : Coût de l'achat d'électricité en 2015 (prix spot)

Le tableau 9 montre que déplacer les charges ne rapporte pas d'argent car un gain de 50 frs en moyenne par année est négligeable sur les 120'000 frs d'électricité par année. Ces très faibles gains peuvent s'expliquer par le fait que la plupart des groupes de charge sont déplacés à l'intérieur du tarif de nuit qui a déjà les prix les avantageux et qu'aucune puissance n'est gagnée ou perdue dans les optimisations.

La seule constatation intéressante est que l'optimisation saisonnière avec ces deux programmes est plus avantageuse que les optimisations mensuelles et « météo » qui ont en respectivement 12 et 6 programmes.

## 5.8 Discussion

Afin de trouver la meilleure optimisation en fonction des résultats obtenus, une dernière comparaison a été effectuée. La somme de tous les deltas des différents tableaux de contrôle de chaque jour de l'année pour chaque sorte d'optimisation a été calculée. Le but de ce résultat est de pouvoir comparer les différentes optimisations entre elles. La meilleure optimisation aura la somme des deltas la plus élevée.

Somme des deltas des différents tableaux de contrôle	
Annuelle	4022%
Saisonnière	4701%
Mensuelle	5962%
Météo	5510%

Tableau 10 : Comparaison des optimisations

Les résultats du tableau 10 sont fidèles à ce qui pouvait être attendu, c'est-à-dire que l'optimisation ayant le plus grand nombre de programmes est la meilleure et celle qui en a le moins est la moins bonne.

Pour déterminer la meilleure optimisation l'étude économique du tableau 9 ci-dessus est négligée car trop faible. C'est en analysant le tableau 10 que l'on constate que la meilleure optimisation est l'optimisation mensuelle car elle a la somme des deltas la plus élevée.

## 6 OPTIMISATION MENSUELLE AVEC PRODUCTION SOLAIRE

### 6.1 Processus

Cette optimisation est un peu à part des autres car elle ne pouvait pas être comparée aux précédentes du fait qu'elle n'a plus la même puissance consommée. Cependant son but est le même, minimiser l'erreur à la moyenne. Le fonctionnement de l'algorithme et la méthode pour déplacer les groupes de charge sont également les mêmes que les optimisations précédentes.

L'irradiance solaire en  $\text{W/m}^2$  pour chaque mois à Orsières a été importée du logiciel PVGIS, puis importée dans Matlab. Pour déterminer la puissance solaire produite à Orsières, la moyenne suisse de solaire par habitant, soit  $92 \text{ W/hab}^2$ , a été choisie pour faire la simulation. Il faut savoir que le village d'Orsières compte environ 3200 habitants. La puissance produite moyenne pour le mois de juillet a été choisi pour illustrer cette explication (Figure 30).

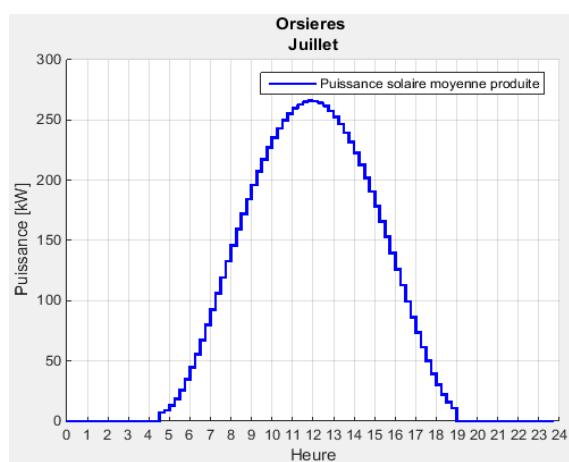
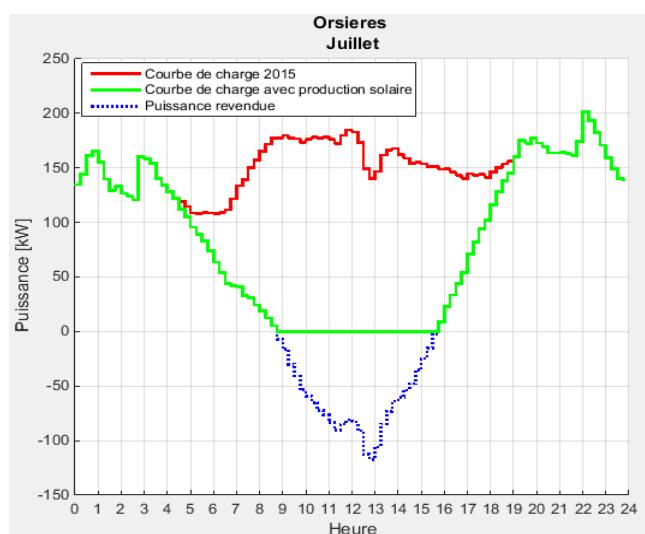


Figure 30 : Exemple de production solaire

La production solaire de chaque mois a été soustraite à la puissance moyenne consommée de chaque mois de l'année 2015.



La figure 31 montre en vert la nouvelle courbe de charge à optimiser. À noter que la courbe en bleu pointillée représente la puissance en surplus qui est revendue.

Figure 31 : Courbe de charge avec production solaire

<sup>2</sup> EPIA, « Global Market Outlook », 2014

## 7.1 Résultats

En lançant l'algorithme expliqué au chapitre 5.2, les groupes de charge cités au chapitre 5.3 ont été déplacés. Une différence avec les optimisations effectuées précédemment est à souligner, celle-là n'a aucune contrainte activée.

Le résultat pour le mois de juillet a été choisi pour l'analyse ci-dessous car c'est le mois avec le plus de production solaire :

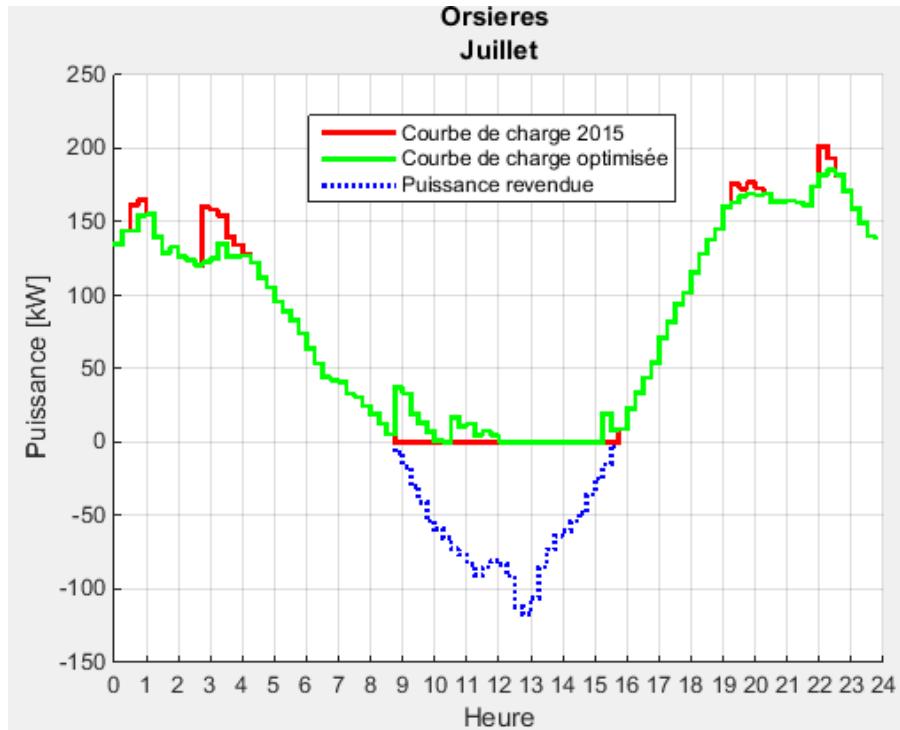


Figure 32 : Résultats optimisation solaire

La figure 32 montre que toutes les charges sont déplacées dans le « creux » créé par la production solaire pour maximiser l'autoconsommation. Avec une faible consommation en été et une grande production solaire, la puissance maximale à revendre s'élève à environ 110 kW.

<b>Programmes optimisation avec production solaire</b>						
	<b>Janvier</b>	<b>Février</b>	<b>Mars</b>	<b>Avril</b>	<b>Mai</b>	<b>Juin</b>
<b>Initial</b>	Déplacé à					
Groupe 00h30	12h15	12h15	12h30	10h30	14h15	11h30
Groupe 01h30	10h45	12h00	10h45	14h30	10h45	13h00
Groupe 02h30	11h25	11h25	11h25	11h25	12h30	12h15
Groupe 19h00	11h25	11h25	12h30	12h30	11h00	10h45
Groupe 21h45	11h00	11h00	11h00	12h45	11h15	13h15
	<b>Juillet</b>	<b>Août</b>	<b>Septembre</b>	<b>Octobre</b>	<b>Novembre</b>	<b>Décembre</b>
<b>Initial</b>	Déplacé à					
Groupe 00h30	10h30	12h30	11h45	12h00	12h30	12h15
Groupe 01h30	13h00	01h30	12h00	12h15	12h15	11h45
Groupe 02h30	08h45	09h00	09h45	11h25	11h25	11h25
Groupe 19h00	11h00	13h30	13h00	12h30	12h45	11h00
Groupe 21h45	15h15	13h00	12h30	12h45	12h30	10h45

Tableau 11 : Programmes optimisation solaire

Le tableau 11 présente les programmes pour chaque mois de l'optimisation solaire. Tous les groupes sont enclenchés entre 8h45 et 15h15, il y a juste le groupe de 1h30 en août qui est enclenché à son heure initiale ( cercle bleu). Ce groupe est réenclenché à son heure de départ initiale car il n'y a pas de puissance déplaçable disponible en août.

## 7.2 Discussion

Certains mois de l'année, comme dans l'exemple de juillet expliqué précédemment, la puissance produite est telle qu'il faut revendre une partie de cette puissance. Pour rappel cette puissance solaire a été construite avec l'hypothèse de 92 W de solaire par habitant (moyenne suisse) ce qui n'est pas énorme. A titre de comparaison la moyenne de solaire par habitant allemande s'élève à 700 W/hab<sup>3</sup> soit sept fois plus élevée, de plus cette dernière correspondrait aux désirs du Conseil Fédéral en ce qui concerne la puissance solaire. Beaucoup de progrès sont encore à faire si cette moyenne veut vraiment être atteinte. Si le cas de la moyenne suisse est traité comme pour cette optimisation, un problème apparaît déjà : celui de la revente de l'énergie de surplus entre 9h et 15h, car si tous les communes possèdent autant ou plus de puissance solaire que cela, tout le monde voudra revendre de l'énergie dans cette période, ce qui va engendrer une très forte chute des prix de l'électricité et ce ne sera plus rentable de la revendre.

Une solution pourrait être le stockage de masse afin d'être en mesure d'utiliser cette puissance la nuit ou les jours de mauvais temps.

<sup>3</sup> EPIA, « Global Market Outlook »,2014

## 8 OPTIMISATION MENSUELLE PRIX D'ACHAT D'ELECTRICITE

### 8.1 But

L'objectif de cette nouvelle optimisation est de déplacer les groupes de charge afin de trouver le coût d'achat de l'électricité le plus avantageux. Ce coût est calculé avec les prix spot pour l'année 2015. Le choix de faire une optimisation mensuelle a été choisi car elle est l'optimisation la plus précise.

### 8.2 Processus

La méthode pour définir l'énergie potentielle disponible et pour le déplacement des groupes de charge est la même que dans les optimisations précédentes, elle est expliquée aux chapitres 5.2.1 et 5.2.2.

Par contre, la différence se trouve dans l'algorithme d'optimisation qui fonctionne comme suit :

1. Calcule le coût d'achat de l'électricité de la courbe de charge initiale (sans déplacement) avec les prix spot et le définit comme coût optimal
2. Définit l'énergie potentielle disponible pour les différents groupes à déplacer (avec déplacement)
3. Déplace cette énergie disponible à 00h00
4. Recalcule le coût d'achat de l'électricité de la nouvelle courbe de charge
5. Compare le nouveau prix d'achat avec le prix d'achat optimal trouvé précédemment :
  - a. Si le nouveau prix est plus avantageux que le coût optimal, l'algorithme le définit comme nouveau coût optimal et mémorise la nouvelle heure de départ optimale du groupe de charge
  - b. Si le prix est plus cher que le coût optimal, l'algorithme passe au point suivant
6. Refait les points de 3 à 5 en faisant plus 15 minutes à l'heure de départ initiale du point 3 jusqu'à 23h45
7. Enregistre toutes les nouvelles heures de départ optimales

### 8.3 Les charges déplacées

Les mêmes 5 groupes de charge suivants ont été déplacés dans l'optimisation, rappel :

- Boilers groupe 4 et chauffage direct permanent 4 : enclenchement **00h30**
- Chauffage/direct permanent gr.1, chauffage/direct permanent gr.2 +chapelles, boiler 6h : enclenchement **01h30**
- Boilers groupe 2 : enclenchement **02h30**
- Boilers directs>100l : enclenchement **19h00**
- Boilers groupe 3 : enclenchement **21h45**

## 8.4 Contraintes sur l'erreur à la moyenne

Une contrainte a été implémentée dans l'algorithme décrit au chapitre 7.2 afin de ne pas créer des pics et des creux de puissance trop importants en déplaçant les charges. Cette contrainte prend en compte la somme des erreurs au carré comme pour les optimisations précédentes mais en laissant la priorité au prix d'achat de l'électricité. Une modification a été apportée à l'algorithme, elle est expliquée ci-dessous.

1. Calcul la somme des erreurs au carré de la courbe de charge initiale et la définit comme somme optimale
2. Quand le premier déplacement est effectué (à 00h00), la somme des erreurs au carré pour la nouvelle courbe de charge est de nouveau calculée
3. Compare la nouvelle somme et la somme optimale
  - a. Si la nouvelle somme est plus faible que la somme optimale, cette nouvelle somme est définie comme somme optimale
  - b. Si la nouvelle somme est plus élevée que la somme optimale, le coût de l'achat d'électricité calculé par l'algorithme dans le chapitre précédent est pénalisé pour décourager l'algorithme de choisir ce déplacement
4. Refait les points 2 et 3 pour toutes les possibilités de déplacement

Graphiquement le résultat sans et avec la contrainte sur l'erreur à la moyenne est illustré ci-dessous :

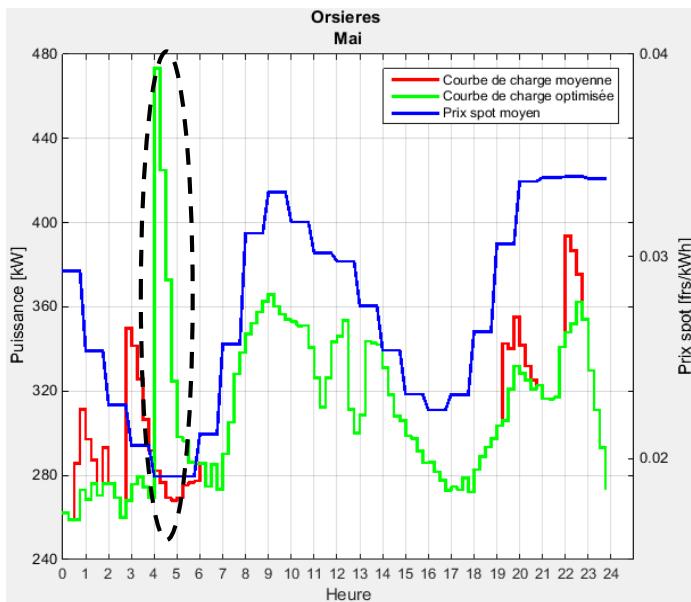


Figure 33 : Optimisation sans contrainte

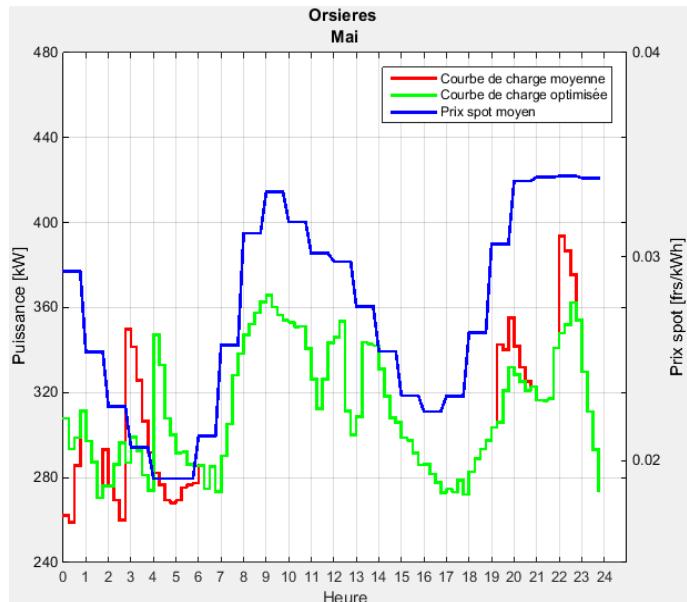


Figure 34 : Optimisation avec contrainte

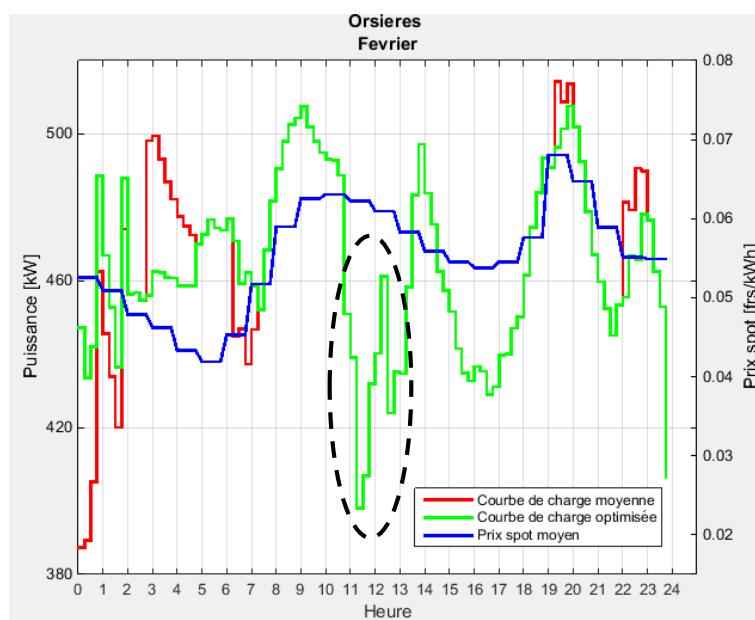
Les deux graphiques présentent la différence entre l'algorithme sans et avec la contrainte de l'erreur à la moyenne. La figure de gauche (sans contrainte) montre que toutes les charges vont s'enclencher au prix le plus avantageux (cercle noir) pour payer le moins cher. Alors que la figure 34 affiche une courbe plus lisse en trouvant un compromis entre prix avantageux et lissage de la courbe de charge.

## 8.5 Résultats

En lançant l'algorithme avec la contrainte sur l'erreur à la moyenne activée, les nouveaux programmes pour tous les mois de l'année sont :

Programmes mensuels						
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
Initial	Déplacé à					
Groupe 00h30	00h15	00h15	01h15	17h15	00h15	06h00
Groupe 01h30	01h15	01h15	01h15	01h15	02h15	04h45
Groupe 02h30	00h00	00h00	00h00	16h00	04h00	05h00
Groupe 19h00	00h00	00h00	02h15	16h30	02h30	04h00
Groupe 21h45	06h15	06h15	03h15	00h00	00h00	05h30
	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Initial	Déplacé à					
Groupe 00h30	06h00	06h15	05h30	03h30	01h15	00h15
Groupe 01h30	01h15	02h30	01h15	01h15	03h45	01h15
Groupe 02h30	04h30	04h45	04h00	00h00	00h00	00h00
Groupe 19h00	05h00	05h15	02h15	02h15	01h15	06h15
Groupe 21h45	05h45	06h00	05h15	04h15	02h15	01h30

Tableau 12 : Programmes optimisation prix d'achat de l'électricité



Le résultat pour le mois de février a été choisi comme exemple. On peut voir que les groupes de charge sont enclenchés en début de matinée quand les prix sont plus faibles. Alors qu'entre 11h et 12h (cercle noir), il y a également un gros creux de puissance, on constate qu'il n'a pas été comblé à cause des prix qui sont élevés à cette période. L'algorithme a préféré enclencher un groupe de charge à 6h15.

Figure 35 : Résultat optimisation prix d'achat de l'électricité

## 8.6 Partie économique

Le coût d'achat de l'électricité total pour l'année a été calculé avec les prix spot de cette même année avant et après optimisation afin de pouvoir comparer les deux. Le résultat est visible dans *le tableau 13* ci-dessous :

Optimisation	Coût de l'achat d'électricité initial [frs]	Coût de l'achat d'électricité après optimisation [frs]	Delta [frs]
Prix de l'élec.	119'897	119'800	97

*Tableau 13 : Comparaison des coûts d'achat de l'électricité*

Malgré cette optimisation spécifique au prix de l'électricité, le gain financier s'élève seulement à 97 frs. Ce gain est toujours négligeable en comparaison au 120'000 frs d'énergie électrique achetée.

## 8.7 Discussion

Cette optimisation a été réalisée sans la contrainte sur le déplacement maximum des charges et sans la contrainte sur les périodes du tarif afin de quantifier le gain financier maximum (avec les prix spot) en déplaçant les charges. Même en effectuant une telle optimisation, le delta entre le prix d'achat avant et après optimisation n'est pas important. Du fait de ce faible gain financier, cette optimisation peut être abandonnée au profit de l'optimisation mensuelle qui optimise l'erreur par rapport à sa moyenne.

L'optimisation pourrait être améliorée en ajoutant les deux contraintes citées ci-dessus, soit la contrainte sur le déplacement maximum des charges et sans la contrainte sur les périodes du tarif. Par contre le gain financier sera encore plus faible.

## 9 CONCLUSION

Le fonctionnement général de la télécommande centralisée a été étudié afin de pouvoir comprendre comment elle était utilisée dans la commune d'Orsières et pouvoir déterminer le potentiel et les enjeux d'un tel système.

En corrélant les courbes de charge et le programme de la TC, les premiers enjeux sont apparus :

1. Déterminer quel groupe était toujours d'actualité sur le programme
2. Définir la consommation pour chaque groupe sur toutes les courbes de charge de chaque jour de l'année

Après avoir établi la consommation des groupes potentiellement déplaçables, diverses optimisations ont été conçues :

- Optimisation pour minimiser l'erreur à la moyenne d'une courbe de charge, ce qui veux dire avoir une courbe la plus compacte autour de la moyenne que possible. Cette optimisation a été déclinée en plusieurs analyses :
  - Optimisation annuelle avec un nouveau programme TC par année
  - Optimisation saisonnière avec deux nouveaux programmes par année, un pour les mois « chauds » et un pour les mois « froids »
  - Optimisation mensuelle avec douze nouveaux programmes, un par mois
  - Optimisation « météo » avec six nouveaux programmes en fonction de la température extérieure et du rayonnement solaire

Les résultats quantifient l'amélioration de la courbe de charge et le gain financier sur le coût d'achat de l'électricité. Pour l'amélioration purement technique de la courbe de charge, l'optimisation mensuelle est la plus performante. Pour le gain financier l'optimisation saisonnière est la plus avantageuse mais le gain financier est tellement faible (86 frs par année) qu'il est négligé. Donc la meilleure optimisation pour toutes ces possibilités est l'optimisation mensuelle.

Une autre optimisation mensuelle avec le même but de minimiser l'erreur à la moyenne a été réalisé mais en soustrayant à la consommation initiale une production solaire. Son but était de se rapprocher au maximum d'un scénario qui pourrait arriver dans un futur proche.

- Optimisation mensuelle qui minimise le prix d'achat d'électricité, l'algorithme créé cherche à positionner les groupes de charge quand le prix d'achat de l'électricité spot est le plus faible

Le résultat quantifie le gain financier entre le coût d'achat de l'électricité initiale et après optimisation. Le coût d'achat de l'électricité est calculé à l'aide des prix spot de l'année 2015. Le gain financier est également négligeable car trop faible.

Cette optimisation peut être abandonnée au profit de l'optimisation mensuelle qui minimise l'erreur par rapport à la moyenne.

Toutes ces optimisations ne rapportent pas de gain financier direct sur l'achat d'énergie électrique, par contre elles améliorent les courbes de charge en diminuant l'écart à la moyenne.

Cette amélioration pourrait être utilisée pour améliorer la prédition des courbes de charge futures lors de l'achat d'électricité en gros. Donc cet outil pourrait être utile à l'entreprise qui achète l'électricité pour la commune d'Orsières.

Dans le futur, si une entreprise gère plusieurs communes avec une télécommande centralisé ou un système ressemblant. Elle pourrait s'inscrire au service système de Swissgrid afin de participer au réglage de la fréquence du réseau électrique et de gagner de l'argent. Pour participer à ce service, il faut avoir une puissance déplaçable à tout moment supérieure à 1 MW<sup>4</sup> c'est pourquoi il faut créer des « pools » avec beaucoup de commune afin d'avoir un maximum de puissance disponible.

A long terme la télécommande centralisée va disparaître au profit de système encore plus intelligent, avec des données centralisées et avec de plus grandes possibilités de pilotage de charge.

## 10 REMERCIMENTS

J'adresse mes remerciements aux personnes qui m'ont aidé dans la réalisation de ce travail de Bachelor.

En premier lieu, je remercie M. Pierre-Olivier Moix, professeur à l'HES-SO. En tant que responsable du projet, il m'a guidé dans mon travail et m'a aidé à trouver des solutions pour avancer.

Je remercie aussi M. Didier Jacquemetz, chef du secteur conception de l'entreprise DransEnergie SA, qui a été présent tout au long du projet et qui m'a fourni les données de la consommation d'Orsières et le programme de la télécommande centralisée.

Je remercie également M. Emmanuel Lattion et M. Benoit Martinet, de l'entreprise FMV SA, qui m'ont éclairé sur la partie économique des marchés de l'électricité et en me fournissant des données précises sur le marché spot de l'achat d'électricité.

Et pour finir je remercie Mme. Sabine Perruchoud pour les nombreuses relectures de ce travail.

## 11 ANNEXES

Annexe 1 : codes Matlab

Annexe 2 : fichiers CSV de la consommation à Orsières

Annexe 3 : fichiers CSV pour les autres régions de DransEnergie

Annexe 4 : fichiers CSV des données météorologiques

Annexe 5 : fichiers CSV des prix spot et prix PSA

---

<sup>4</sup> Swissgrid, Prestations de service système, <https://www.swissgrid.ch>

## 12 TABLE DES ILLUSTRATIONS

<i>Tableau 1 : Programme annuel</i> .....	16
<i>Tableau 2 : Contrôle programme annuel</i> .....	17
<i>Tableau 3 : Programmes saisonniers</i> .....	19
<i>Tableau 4 : Contrôle programmes saisonniers</i> .....	20
<i>Tableau 5 : Programmes mensuel</i> .....	21
<i>Tableau 6 : Contrôle programmes mensuels</i> .....	23
<i>Tableau 7 : Programmes optimisation météo</i> .....	27
<i>Tableau 8 : Contrôle programme « météo »</i> .....	28
<i>Tableau 9 : Coût de l'achat d'électricité en 2015 (prix spot)</i> .....	30
<i>Tableau 10 : Comparaison des optimisations</i> .....	30
<i>Tableau 11 : Programmes optimisation solaire</i> .....	33
<i>Tableau 12 : Programmes optimisation prix d'achat de l'électricité</i> .....	36
<i>Tableau 13 : Comparaison des coûts d'achat de l'électricité</i> .....	37
<i>Figure 1 : Flexibilisation des charges</i> .....	2
<i>Figure 2 : Schéma de principe de la TC</i> .....	3
<i>Figure 3 : Programme actuel de la télécommande d'Orsières</i> .....	4
<i>Figure 4 : moyenne de tous les mois à Orsières</i> .....	5
<i>Figure 5 : Minimiser l'erreur à la moyenne</i> .....	6
<i>Figure 6 : Découpe du programme TC d'Orsières</i> .....	7
<i>Figure 7 : Recherche énergie potentielle</i> .....	7
<i>Figure 8 : Algorithme « recherche puissance disponible »</i> .....	8
<i>Figure 9 : Courbe de charge modifiée</i> .....	9
<i>Figure 10 : Courbe de charge optimisée</i> .....	9
<i>Figure 11 : Arbre des différentes optimisations</i> .....	10
<i>Figure 12 : Courbe de charge sans contrainte</i> .....	13
<i>Figure 13 : Courbe de charge avec contrainte</i> .....	14
<i>Figure 14 : Prix spot moyenne mensuelle</i> .....	14
<i>Figure 15 : Superposition courbe de charge et prix spot</i> .....	14
<i>Figure 16 : Courbe de charge moyenne annuelle</i> .....	15
<i>Figure 17 : Courbe de charge annuelle optimisée</i> .....	16
<i>Figure 18 : Courbes de charge saisonnières</i> .....	18
<i>Figure 19 : Optimisation saisonnière</i> .....	19
<i>Figure 20 : Courbes de charge avec optimisation mensuelle 2</i> .....	21
<i>Figure 21 : Courbes de charge avec optimisation mensuelle 2</i> .....	22
<i>Figure 22 : Comparaison meilleur et pire jour 1</i> .....	24
<i>Figure 23 : Comparaison meilleur et pire jour 2</i> .....	24
<i>Figure 24 : Températures/puissances consommées</i> .....	25
<i>Figure 25 : Rayonnement solaire/puissances consommées</i> .....	26
<i>Figure 26 : Courbe de charge moyenne « météo »</i> .....	26
<i>Figure 27 : Courbe de charge optimisation « météo »</i> .....	27
<i>Figure 28 : Comparaison pire et meilleur jour « météo » 1</i> .....	29
<i>Figure 29 : Comparaison pire et meilleur jour « météo » 2</i> .....	29
<i>Figure 30 : Exemple de production solaire</i> .....	31
<i>Figure 31 : Courbe de charge avec production solaire</i> .....	31
<i>Figure 32 : Résultats optimisation solaire</i> .....	32
<i>Figure 33 : Optimisation sans contrainte</i> .....	35
<i>Figure 34 : Optimisation avec contrainte</i> .....	35
<i>Figure 35 : Résultat optimisation prix d'achat de l'électricité</i> .....	36

## 13 BIBLIOGRAPHIE

- [1] Moix, Pierre-Olivier, « Automation répartie pour le Smart-Grid, partie 2 : Optimisation », 2016
- [2] Données météorologiques, <http://www.agrometeo.ch/fr/meteorology/datas>, consulté le 30 juin 2016
- [3] Rayonnement solaire, <http://www.solaire1300.ch>, consulté le 22 juin 2016
- [4] EPIA, « Global Market Outlook », 2014
- [5] Swissgrid, Prestations de service système, <https://www.swissgrid.ch>, consulté le 13 juillet 2016
- [6] MathWorks, « The MathWorks, inc », 2016