

# Table des matières

<b>Liste des tableaux</b>	<b>V</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>VI</b>
<b>Liste des abréviations</b>	<b>VII</b>
<b>I Introduction</b>	<b>1</b>
<b>1 Introduction générale</b>	<b>2</b>
1.1 Contexte de l'étude . . . . .	2
1.1.1 Libéralisation du marché . . . . .	3
1.1.2 Prix de l'électricité et ses facteurs de variabilité . . . . .	3
1.1.3 Construction du prix de l'électricité . . . . .	5
1.1.4 Marché de l'énergie électrique en Suisse . . . . .	5
1.1.5 Stratégie énergétique valaisanne . . . . .	7
1.1.6 Le rôle évolutif du distributeur d'électricité . . . . .	8
1.2 Objectifs de l'étude . . . . .	9
1.3 Structure du rapport . . . . .	10
1.4 Motivations . . . . .	10
<b>2 Présentation de l'entreprise</b>	<b>12</b>
2.1 Présentation générale . . . . .	12
2.2 Stratégie d'achat de l'énergie chez le mandant . . . . .	13
2.3 Types de clients et tarification . . . . .	15
2.4 Tarification pratiquée chez le mandant . . . . .	16
2.4.1 Niveaux de tension . . . . .	17
2.4.2 Heures pleines - heures creuses . . . . .	18
2.4.3 DUP . . . . .	18
2.4.4 Saisonnalité . . . . .	19
<b>II Développements</b>	<b>20</b>
<b>3 Introduction</b>	<b>21</b>
<b>4 Notions théoriques</b>	<b>22</b>
4.1 Courbe de charge . . . . .	22
4.2 Base et peak d'une CDC . . . . .	22
4.3 Autoconsommation et autosuffisance . . . . .	22
4.4 Durée d'utilisation de la puissance . . . . .	25
<b>5 Méthodologie</b>	<b>26</b>
5.1 Acquisition et type de données . . . . .	26
5.2 Désagrégation de la CDC d'un transformateur . . . . .	27
5.2.1 Choix d'un transformateur . . . . .	27
5.2.2 Profilage des clients . . . . .	28
5.3 Reconstruction d'une CDC "zéro" . . . . .	34

<b>6 Objectif 1 : impact du solaire</b>	<b>38</b>
6.1 Hypothèse de travail . . . . .	38
6.2 Simulation de production solaire sur l'entier des communes raccordées à Écône . . . . .	41
6.3 Résultats et commentaires . . . . .	43
<b>7 Objectif 2 : propositions de tarification pour les ménages avec PV</b>	<b>46</b>
7.1 La tarification dynamique comme système tarifaire pour les ménages ? . . . . .	47
7.2 Hypothèse de travail . . . . .	48
7.3 Création du banc de test virtuel et simulations réalisées . . . . .	48
7.4 Résultats et commentaires . . . . .	51
7.4.1 Time Of Use . . . . .	51
7.4.2 Critical Peak Pricing . . . . .	53
7.4.3 Real Time Pricing . . . . .	55
7.4.4 Indicateur de performance . . . . .	55
<b>III Conclusion</b>	<b>57</b>
<b>8 Rappel des résultats et conclusion</b>	<b>58</b>
8.1 Développements futurs . . . . .	58
<b>Références</b>	<b>62</b>
<b>Annexes</b>	<b>63</b>
A.1 Répartition mondiale des sources d'énergies génératrices d'électricité . . . . .	63
A.2 Puissance mondiale en GWp installée par année . . . . .	63
A.3 Pyramide de la stratégie énergétique du canton du Valais . . . . .	64
A.4 Ensoleillement annuel de la ville de Sion . . . . .	64
A.5 Émissions de GES en Suisse de 1990 à 2017 avec une projection polynomiale pour 2020 . . . . .	65
A.6 Données agrégées des prix moyens du kWh vendus par les GRD en Suisse . . . . .	65
A.7 Tarification 2019 de SEIC Teledis . . . . .	66
A.8 Ordre de mérite des centrales de production . . . . .	67
A.9 Énergie fournie en 2018 par catégorie de tarif . . . . .	68
A.10 Consommation d'un chantier du 27 au 30 avril . . . . .	68
A.11 Extrait du plan physique du réseau MT/BT du mandant . . . . .	69
A.12 Ratios pour calculer le nombre de clients par stations pour une commune . . . . .	70
A.13 Calcul pour le coefficient de simultanéité en fonction du nombre de clients raccordés en aval . . . . .	71
A.14 Code du script matlab pour établir la CDC estimée des clients "ménages" . . . . .	72
A.15 Fonction matlab pour calculer les degrés-jours d'une courbe de température . . . . .	75
A.16 Calcul d'une MAPE . . . . .	76
A.17 Ensoleillement de Saxon . . . . .	76
A.18 Analyse de la base-peak-offpeak . . . . .	77
A.19 Contrats d'achats pour la fourniture de base pour l'année 2018 . . . . .	78
A.20 Prédiction de température au moyen du Support Vector Machine . . . . .	78
A.21 Catégories de consommateurs définies par l'ElCom. . . . .	79

## Liste des tableaux

2.1	Prix moyens du MWh par catégorie de produit. Année civile 2018. . . . .	14
2.2	Composition du prix en fonction des saisons et de la DUP d'un client tarifié en puissance sur la BT. . . . .	19
5.1	Exemple d'une série temporelle. . . . .	26
5.2	Liste des données acquises et sources correspondantes. . . . .	27
5.3	Extrait de la liste des points de livraison (PL) du mandant avec la commune d'Isérables comme exemple. . . . .	29
5.4	Liste des communes connectées au transformateur d'Écône et nombre de clients par type. . . . .	31
5.5	Énergie et puissance maximum par transformateur. . . . .	32
5.6	Liste des typologies et structures familiales correspondantes. . . . .	33
5.7	Typologies de foyers et facteurs correspondants pour le nombre de clients de la typologie. . . . .	34
5.8	CDC estimée par rapport à la CDC objectif avec les pourcentages d'erreur. . . . .	37
6.1	Informations de base de la tarification 2018 et application sur la CDC estimée des clients "ménages" d'Écône. . . . .	38
6.2	Données de base. . . . .	39
6.3	Informations de base sur les communes et les clients "ménages" raccordés à Écône. . . . .	39
6.4	Clients avec des installations PV et résultats de clients sans installations. . . . .	40
6.5	Potentiel solaire des toits des communes et calculs en décluant. . . . .	40
6.6	Niveau d'atteinte des objectifs 2035. . . . .	41
6.7	Résultats des simulations : revenus et coûts. . . . .	43
6.8	Tarification utilisée pour la simulation. . . . .	44
7.1	Tarification CPP en US dollars et plage d'application. . . . .	53

## Liste des figures

1.1	Prix moyen de l'électricité pour les catégories Hx en Suisse. . . . .	4
1.2	Prix moyen de l'électricité pour les catégories Cx en Suisse. . . . .	4
1.3	Construction de l'approvisionnement en énergie [Genoud, 2019] . . . . .	6
1.4	Fonctionnement simplifié des interactions entre les acteurs de l'énergie électrique en Suisse. . . . .	6
2.1	Zone de desserte de SEIC Teledis SA. . . . .	12
2.2	Exemples de centrales utilisées pour la baseload (BL) et la peakload (PL). . . . .	14
2.3	Répartition des composantes du prix de l'électricité chez SEIC SA [Groupe SEIC-Télédis et Le fin mot Communication, 2019] . . . . .	17
2.4	Influence de la prévisibilité et de la forme d'une demande sur le prix payé par le consommateur final [Genoud, 2019]. . . . .	18
4.1	Explicatif de la base et peak d'une CDC. . . . .	22
4.2	Exemple d'autoconsommation en été et en hiver. . . . .	23
4.3	Courbe de charge annuelle agrégée du transformateur d'Écône. [SEIC Teledis SA, 2019] . . . . .	24
4.4	Calcul de la durée d'utilisation de la puissance d'un client. [Genoud, 2019] . . . . .	25
5.1	CDC des 5 transformateurs du mandant : Aproz (rouge), Écône (vert), Siviez (rose), Vernayaz (jaune) et Vorzier (bleu). . . . .	28
5.2	Vue aérienne type ménage : 100% ménages ou 80% ménages et 20% bureaux. La photo ci-dessus montre le centre du village de Chamoson et le PL est l'école primaire de Chamoson.	30
5.3	Vue aérienne type industrie : 80% entreprises et 20% bureaux. La photo ci-dessus montre la STEP de Saillon où est situé le PL. . . . .	30
5.4	CDC d'Écône avant correction (en vert) et après correction (en rouge) sur l'année 2018. . . . .	32
5.5	CDC résultante d'une courbe type ménage multipliée par le nombre de clients type "ménage". Période analysée de janvier à décembre 2018. . . . .	33
5.6	Opérations réalisées pour obtenir un foisonnement s'approchant le plus du cas réel. . . . .	35
5.7	CDC estimée par rapport à la CDC objectif. . . . .	36
6.1	Courbes de puissance : $P_{prodPV}$ en rouge, $CDC_{zero}$ en bleu et $P_{bilan}$ en vert. . . . .	42
6.2	Courbes de puissance fragmentée par les HP et HC. . . . .	43
6.3	Revenus nets des coûts en fonction de la surface. . . . .	44
7.1	Défauts d'un prix fixe pour la tarification de l'électricité [Hogan, 2014]. . . . .	46
7.2	Dashboard "Tarification". . . . .	49
7.3	Dashboard "Achat". . . . .	50
7.4	Résultat du type villa H7 sans PV. . . . .	51
7.5	Résultat du type villa H7 avec PV. . . . .	52
7.6	Courbes permanentes issues de e-predict. . . . .	54
7.7	Zoom sur une portion de la courbe de pricing de la CPP. . . . .	54
7.8	Code matlab pour définir l'abonnement subi par le client en fonction de sa DUP et des puissances maximums mensuelles. . . . .	55
7.9	Indicateur de performance des tarifications. . . . .	56

## Liste des abréviations

CAPEX	Coûts d'investissement (en anglais : capital expenditure)
DSR	Gestion de la demande (en anglais : Demand Side Response)
DUP	Durée d'utilisation de la puissance
EU	European Union
GWp	Giga Watt crête (en anglais : Giga Watt peak)
GWh/a	Giga Watt heure par année
IEA	International Energy Agency
KPI	Indice de performance (en anglais : Key Performance Indicator)
kWc	Kilowatt-crête
kWh	Kilowatt-heure
LApEl	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
MCHF	Million de francs suisse
OApEl	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OPEX	Coûts d'exploitation (en anglais : operational expenditure)
PV	Panneaux solaires photovoltaïques
PVPS	Photovoltaïc Power Systems Programme

# Première partie

# Introduction

## 1 Introduction générale

Avec une production d'électricité reposant à hauteur de plus de 75% sur des vecteurs énergétiques d'origines fossiles, des énergies dites non-renouvelables<sup>I</sup> à l'échelle humaine (*cf. Annexe A.1, p.63, [IEA, 2019a]*), la réduction de la consommation de ces énergies fossiles est un enjeu capital pour notre société moderne. En effet, d'après les statistiques de l'IEA, nous avons atteint un pic mondial historique en 2018 avec 33.1 Gt émis de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), à cause du secteur énergétique, ce qui représente une augmentation de 1.7% par rapport à 2017 [*IEA, 2019b*]. Le 5ème rapport du GIEC nous montre bien que cette augmentation minime suffit pour qu'un changement climatique radical survienne sur la planète si nous ne faisons rien. Il est notamment explicité dans le scénario le plus ambitieux (RCP 2.6) que si nous voulons rester en-dessous des +2°C d'augmentation globale de la température moyenne sur Terre, nous devrions tenir des objectifs d'au maximum 15 Gt de CO<sub>2</sub> rejeté dans l'atmosphère par année en 2060, pour finalement arriver à 0 tonne de CO<sub>2</sub> rejeté en 2100 [*IPCC, 2014*].

C'est pourquoi l'engouement pour les énergies renouvelables se maintient et augmente même avec une progression qui reste forte surtout en sachant que 65% des gaz à effet de serre (GES) sont causés par les énergies fossiles et les processus industriels [*Léonard, 2018*]. Les efforts d'économie d'énergie et la production d'énergie "propre" sont maintenus et la transition énergétique s'accélère. Elle se traduit, par exemple, par une augmentation du nombre de panneaux photovoltaïques (PV) installés sur l'année avec une capacité mondiale installée qui atteint les 500 GWp à fin 2018, ce qui représente 100 GWp de plus qu'à fin 2017. La palme revient à la Chine avec 45 GWp de PV installés sur la seule année 2018 (*cf. Annexe A.2, p.63*).

Nous pouvons aussi citer un rapport mandaté par l'OFEN [*Association VUE, 2019*] qui nous apprend qu'un tiers des ménages en Suisse commande consciemment des produits issus des énergies renouvelables aux distributeurs d'énergie électrique et que les installations de PV en Suisse ont augmenté d'un peu plus de 14% entre 2016 et 2017 [*Hostettler, 2018*].

Finalement, cette voie du renouvelable est aussi bien soutenue politiquement, notamment avec la Stratégie 2050 qui a été adoptée par le peuple Suisse le 21 mai 2017. Elle a été élaborée suite à l'accident nucléaire de Fukushima et pose les jalons pour une sortie progressive du nucléaire en Suisse. Cette nouvelle stratégie révise la LEne en mettant en avant de nouvelles mesures concernant la réduction de la consommation d'énergie, l'efficience énergétique, la promotion du renouvelable et bien évidemment la sortie du nucléaire.

### 1.1 Contexte de l'étude

Pour mieux comprendre le sujet de l'étude, il est intéressant de s'arrêter quelques minutes sur le contexte dans lequel elle viendrait à évoluer. Nous verrons des notions du marché de l'énergie, la stratégie énergétique cantonale ainsi qu'une revue des différents acteurs intervenant dans les différents processus du marché de l'électricité.

I. le nucléaire est compté dedans

### 1.1.1 Libéralisation du marché

Actuellement le marché suisse n'est pas ouvert à 100%. En effet, depuis 2009, seul les gros consommateurs ayant plus de 100'000 kWh de consommation annuelle peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité. Les consommateurs en-dessous de cette limite (petits consommateurs) n'ont pas la possibilité de choisir librement leur fournisseur et subissent la tarification appliquée localement suivant la zone dans laquelle ils se trouvent. Ils sont ce que l'on appelle des clients "captifs". Il n'est pas encore très clair si ce désavantage va être enlevé prochainement ou non mais tout porte à croire que le marché suisse devrait s'ouvrir totalement comme le reste de l'EU.

En France ainsi que pour le reste des pays adhérents de l'EU, l'ouverture du marché est pour tout le monde depuis 2007 et pour les gros consommateurs depuis 1999 [Gaubert, 2019]. Ainsi les gros consommateurs, pouvant choisir leur fournisseur d'électricité, peuvent négocier leur électricité au prix du marché. Évidemment, comme on va le voir ci-après, ce prix est soumis à plusieurs facteurs qui le feront varier.

Cette libéralisation du marché permettra de donner un nouveau souffle sur les mécanismes actuels et nourrira une saine concurrence. Elle permettra peut-être d'avoir des prix qui remontent comme nous disent Gay et Glita en parlant du début de la libéralisation du marché électrique en Europe : "La libéralisation du marché électrique n'a pas apporté la baisse de prix escomptée, à part une légère baisse vers les années 2000 avec l'entrée en jeu de nouveaux acteurs. Ils sont même repartis à la hausse dès 2006 pour atteindre environ 23% de hausse en 2011 notamment en Allemagne, au Royaume-Uni et aux Pays-Bas" [Gay & Glita, 2012].

### 1.1.2 Prix de l'électricité et ses facteurs de variabilité

Le prix de l'électricité sur la bourse est soumis à la loi de l'offre et de la demande, ainsi, lorsque la demande ou l'offre en électricité change, le prix sera influencé en positif ou négatif.

- **la demande** est notamment influencée par les aléas météorologiques. Par exemple, s'il fait plus froid, la consommation d'électricité va augmenter à cause de l'enclenchement des chauffages chez les particuliers. Des moyens de production supplémentaires devront être enclenchés, ainsi le prix va varier. Une étude sur la demande mensuelle en électricité d'un pays comme l'Italie a mis en évidence que les changements de température et les effets calendaires (jours fériés, vacances) sont des facteurs de variabilité de la demande électrique [Apadula, Bassini, Elli, & Scapin, 2012].
- **l'offre** est notamment influencée aussi par la météo surtout depuis l'arrivée des NER qui sont des moyens de production stochastiques. Ainsi plus le rayonnement solaire est intense, pour le cas des PV, plus il y aura de production d'énergie électrique sur le réseau. Ceci aura pour effet de venir changer l'ordre de mérite des centrales et viendra intercaler les centrales de production NER à l'avant du panel (*cf. Annexe A.8, p.67*). L'injection du courant produit par des NER aura aussi pour effet de rendre le prix du marché plus volatile ce qui peut induire une légère baisse sur le marché SPOT comme nous l'apprend une étude sur l'impact du courant issu des éoliennes sur le prix SPOT en Allemagne

[Benhmadi & Percebois, 2013].

Les politiques gouvernementales, les coûts des mesures de protection de l'environnement ou encore les coûts des énergies primaires utilisées pour produire de l'électricité sont aussi des facteurs influençant le prix de l'électricité comme le conclut une étude sur l'évolution des prix de l'électricité dans les pays d'Europe centrale [Cruciani & al, 2010].

Pour revenir en territoire Suisse, il a été remarqué que le prix moyen pour le consommateur final (tout type de consommateur et tarifs confondus) a augmenté régulièrement de 2009 à 2012. Dès 2012, il est resté plutôt stable avec une petite cassure en 2017 alors que le nombre de gestionnaires du réseau de distribution (GRD) diminuait régulièrement depuis 2010 avec une cassure en 2014 (*cf. Figure 1.1, p.4 et cf. Figure 1.2, p.4*). Vous pouvez trouver la table de valeur issue des données de prix agrégées par l'ElCom en annexe (*cf. Annexe A.6, p.65*).

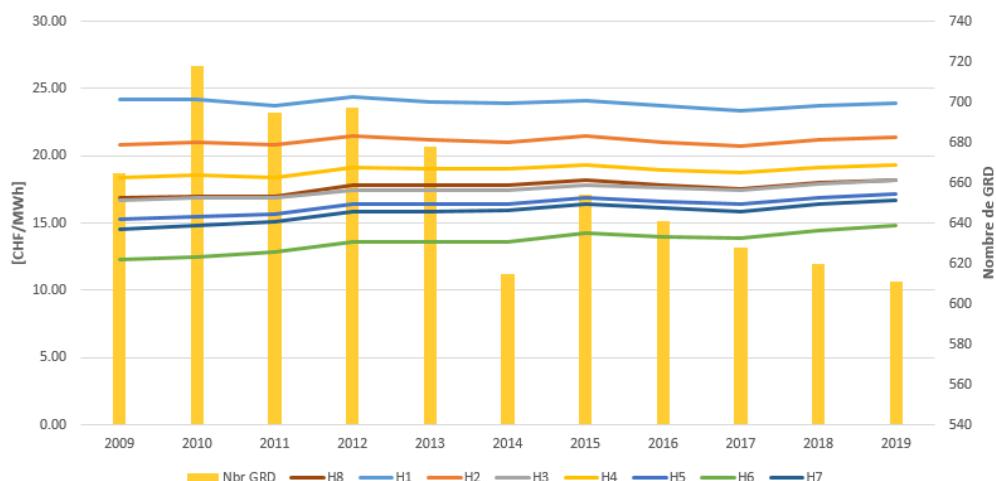


Figure 1.1 – Prix moyen de l'électricité pour les catégories Hx en Suisse.

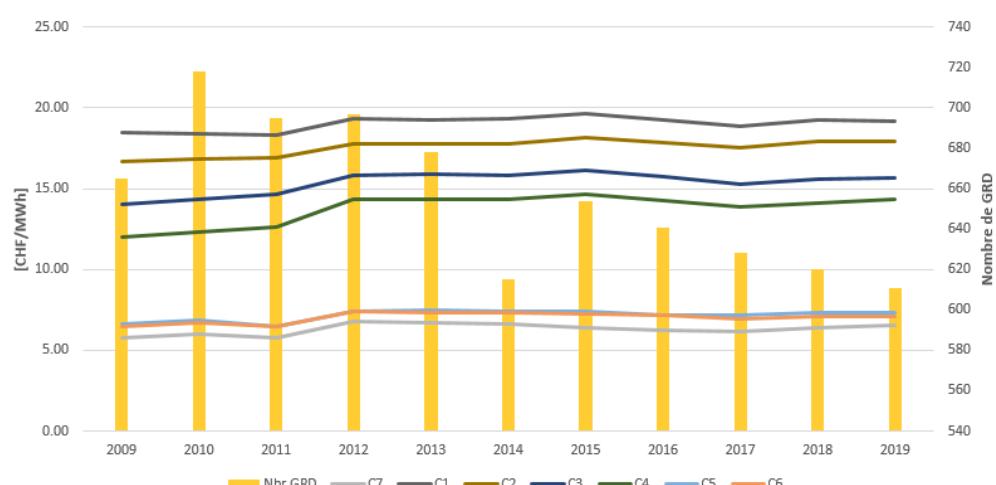


Figure 1.2 – Prix moyen de l'électricité pour les catégories Cx en Suisse.

### 1.1.3 Construction du prix de l'électricité

Le prix de l'électricité est composé de trois parties pour les clients "captifs" astreints au tarif régulé :

- **l'énergie** : la partie énergie est tout simplement comptée en relevant le compteur d'électricité du client une fois par année et en faisant la différence entre la valeur relevée et celle de l'année précédente. Mathématiquement, c'est aussi égal à l'intégrale de la courbe de charge du client. Le calcul de cette énergie se fait une fois par année en faisant la différence entre l'index de l'année n et l'année n-1. Certains clients ayant l'obligation d'être tarifiés à la puissance (consommateur au-dessus de 100 MWh de consommation par année) seront astreints à avoir un compteur à courbe de charge qui envoie la puissance tirée sur le réseau toutes les 15 minutes.
- **l'acheminement** : cette partie représente les CAPEX et OPEX du réseau électrique qui permet d'amener l'électricité jusqu'au client final. Cette partie est gérée par le régulateur Swissgrid car le réseau de transport se trouve être un monopole "naturel".
- **les taxes** : cette dernière catégorie représente les taxes fédérales, cantonales ou communales, les redevances pour l'encouragement du renouvelable comme la RPC, la taxe fédérale pour le démantèlement des centrales nucléaires, etc.

### 1.1.4 Marché de l'énergie électrique en Suisse

Actuellement, il n'y a pas de marché électrique suisse au sens d'une bourse de l'électricité. Les acteurs du marché suisse s'approvisionnent donc directement sur la bourse européenne, la bourse EPEXSPOT, née de la fusion de PowerNext (France) et d'European Energy Exchange (EEX) qui est la bourse allemande.

L'achat de la base et du peak d'une courbe de charge (*cf. Chapitre 4.1, p.22 et cf. Chapitre 4.2, p.22*) peut être effectué avec les produits « Forward » (dans le cas d'un achat en gré-à-gré auprès d'un producteur) ou « Future » (dans le cadre d'un achat sur une bourse organisée). Ces deux produits peuvent être achetés jusqu'à 3 ans avant la date de livraison de l'énergie au client final. Plus on approche de la date de livraison, plus on complète les blocs d'énergie qui manquent pour coller au mieux de la prévision de la courbe de charge agrégée des clients (*cf. Figure 1.3, p.6*). Ceci peut se faire jusqu'au jour précédent le jour J, voire durant le jour J ce qui permet de tirer parti des meilleurs prix avec les produits Spot ou Intraday/Infraday.

Ensuite, après avoir remonté les chiffres au groupe-bilan, les ajustements se font en fin de journée sur le marché Day after et le distributeur doit payer ou être payé en fonction des différences d'ajustement constatées par le régulateur (*cf. Figure 1.4, p.6*).

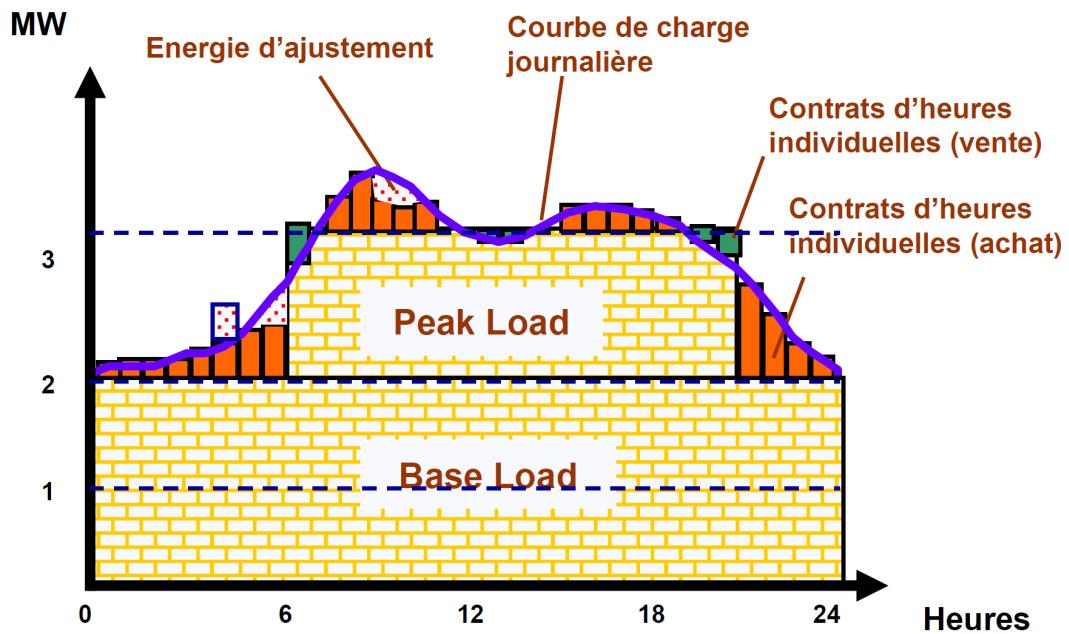


Figure 1.3 – Construction de l'approvisionnement en énergie [Genoud, 2019]

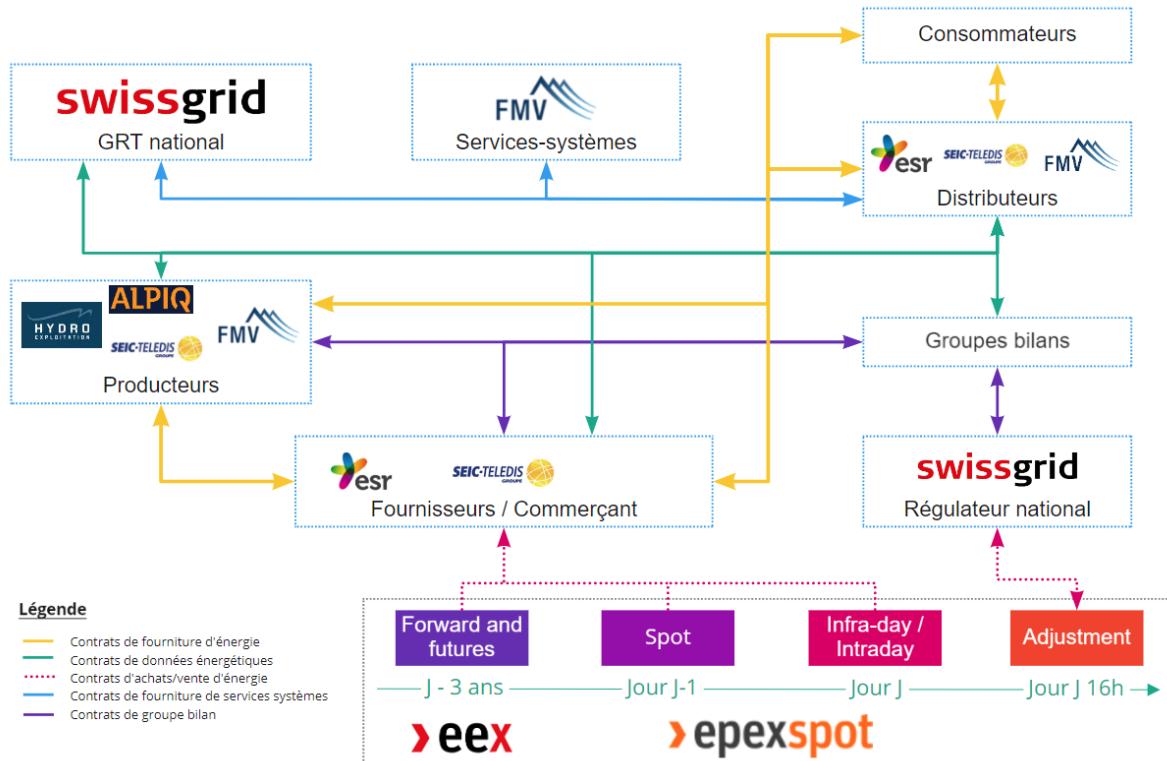


Figure 1.4 – Fonctionnement simplifié des interactions entre les acteurs de l'énergie électrique en Suisse.

L'électricité est une commodité vraiment particulière et doit être gérée à la seconde. Ceci a pour effet de rendre son marché plus complexe et de faire intervenir plusieurs acteurs en même temps et qui, parfois, prennent différentes "casquettes" pour remplir leur rôle comme on peut le voir sur la figure 1.4. Les acteurs présentés sur cette figure sont des entreprises ou des industries exception faite des consommateurs.

- **les fournisseurs ou commerçants** sont là pour acheter ou vendre de l'énergie mais n'en produisent ou n'en transportent pas. Ils servent d'intermédiaires entre d'autres entités.
- **les producteurs** sont souvent des industries de production de l'énergie électrique comme FMV qui possède des barrages ou encore ALPIQ qui possède des centrales thermiques par exemple.
- **les distributeurs ou GRD** sont là pour distribuer l'énergie sur le réseau MT/BT. Leur clientèle est composée de ménages, bureaux, PME, etc. Ils gèrent la plupart du temps le réseau, son entretien et son exploitation pour les niveaux 5, 6 et 7.
- **les groupes bilans** sont des entités qui s'occupent d'une zone géographique bien définie. Ils doivent transmettre chaque jour les prévisions de consommation faites par les GRD et la consommation réellement fournie aux clients et calculer la différence qu'ils remontent ensuite au régulateur national, à savoir Swissgrid. En fonction du signe de la différence mathématique, le distributeur va devoir payer ou être payé pour les différences d'ajustement.
- **Les services-systèmes ou SS** sont là pour combler les différences d'ajustement qui surviennent en tout temps sur le réseau et éviter qu'il ne tombe. Certains SS s'enclenchent automatiquement en cas de problèmes et d'autres seront activés si vraiment le besoin se fait sentir.
- **le gestionnaire du réseau de transport ou GRT** s'occupe de l'exploitation et la maintenance de tout ou partie du réseau de transport.
- **les consommateurs** sont ceux qui changent radicalement depuis quelques années en devenant aussi des producteurs d'énergie de manière décentralisée. Leur façon de consommer n'est plus la même et c'est pour cela que les GRD doivent s'adapter à ce nouveau type de client.

D'autres acteurs, comme le canton ou la confédération, font aussi partie du jeu. Ces deux entités vont plutôt être là pour donner des lignes directrices en matière de stratégie énergétique en fonction de ce que la population votera ou d'autres impératifs.

### 1.1.5 Stratégie énergétique valaisanne

En 2013, un des objectifs stratégiques était la stabilisation de la consommation, sans inclure la consommation de la grande industrie. Le rapport "Stratégie : Efficacité et approvisionnement en énergie", réalisé par le Service de l'énergie et des forces hydrauliques (SEFH), nous apprend que l'objectif est atteint. En effet, la consommation finale en électricité à fin 2018 est de 2349 GWh au lieu de 2370 GWh à fin 2010 [Steiner, Fournier, & Vannay, 2013].

Fort de ce constat et des possibilités énergétiques du canton, le Conseil d'État a approuvé la vision d'un Valais allant vers un approvisionnement énergétique 100% renouvelable à long

terme. Des objectifs intermédiaires à l'horizon 2035 ont été posés et sont relatés dans le rapport "Valais, Terre d'énergies : Ensemble vers un approvisionnement 100% renouvelable et indigène. Vision 2060 et objectifs 2035" [Fournier, Vannay, & SEFH, 2019]. Ces objectifs<sup>II</sup> concernent :

- **la consommation d'énergie** avec notamment une baisse voulue de 43% de l'énergie finale moyenne consommée par habitant dont 13% de baisse pour le seul domaine de l'électricité en 2035. Cette baisse concerne la période allant de 2000 à 2035.
- **la production d'énergie renouvelable et indigène et la valorisation des rejets de chaleur** avec, par exemple, une augmentation de 15 fois plus de production au moyen de PV en passant de 60 GWh/a en 2015 à une production de 900 GWh/a en 2035. Ceci représenterait 69% des objectifs cantonaux pour couvrir la consommation d'énergie électrique valaisanne. L'éolien devrait aussi être augmenté de 15.5 fois plus pour tenir les objectifs en passant de 20 GWh/a à 310 GWh/a et pourrait représenter 24% des objectifs cantonaux en 2035.
- **l'appartenance des activités dans la chaîne de valeur énergétique** qui dit que "*les nouvelles installations, en particulier les aménagements hydro-électriques, les installations éoliennes et les installations photovoltaïques, doivent majoritairement être en mains valaisannes.*"

Ces objectifs doivent évidemment tenir compte des lois et ordonnances y relatifs concernant la génération d'électricité ou de chaleur au moyen d'énergies fossiles. Nous pouvons notamment citer l'article 3 de la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du 23 décembre 2011 (RS 641.71)<sup>III</sup> ou l'article 3 du projet de loi fédérale sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre<sup>IV</sup>.

Ce qui est intéressant à noter, c'est le rôle du GRD dans cette stratégie énergétique cantonale. En analysant la pyramide stratégique du canton (*cf. Annexe A.3, p.64, [Fournier et al., 2019]*), on remarque que la position d'un distributeur d'électricité est importante pour le canton car il tient une position centrale qui touche beaucoup de domaines essentiels avec notamment :

- le point 1 concernant l'efficacité énergétique
- le point 2 concernant les énergies renouvelables
- le point 4 concernant le transport et la distribution de l'électricité
- le point 5 concernant le stockage

On comprend ici les enjeux pour un distributeur d'électricité de rester proche de ses clients et de se maintenir en adéquation constante avec le monde qui l'entoure et la technologie qui évolue rapidement.

### 1.1.6 Le rôle évolutif du distributeur d'électricité

La gestion du réseau électrique de distribution par les sociétés s'en occupant n'est pas une activité triviale en soi. En tout temps elles doivent s'assurer que la fourniture d'énergie

II. Note du rapport cité : les chiffres avancés sont sans tenir compte des grandes industries qui ont un caractère très variable et des consommations importantes.III. Note du rapport cité : - 20% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020 par rapport à 1990. ndlr : en faisant une régression linéaire des chiffres enregistrés entre 1990 et 2017, nous serions plutôt vers les -10% en 2020 par rapport à 1990 (*cf. Annexe A.5, p.65*)IV. Note du rapport cité : - 50% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport à 1990

correspond bien à la consommation des clients et ainsi maintenir un équilibre entre offre et demande afin de satisfaire la clientèle qui recherche une continuité et une qualité de fourniture ainsi qu'un service clientèle qui les satisfasse.

Évidemment, les "règles du jeu" changent avec l'intégration du PV chez les particuliers. Les consommateurs deviennent ainsi des prosumers, en étant parfois consommateurs quand leurs installations solaires ne suffisent plus, typiquement la nuit, ou producteurs lorsque leurs installations produisent plus que leurs besoins sur le pic de midi. Le prosumer va donc vouloir augmenter son autoconsommation et ainsi baisser le plus possible sa facture d'électricité (*cf. Chapitre 4.3, p.22*).

Dans ce nouveau contexte, le distributeur d'électricité doit revoir sa position et pouvoir proposer de nouveaux services à cette nouvelle catégorie de clients. Surtout, il doit prendre en compte le fait d'être légalement obligé de reprendre le surplus de production de ses clients au sens de l'article 15.2 de la LEne (RS 730.0) qui dit que "*les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si elle provient d'installations d'une puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh*".

## 1.2 Objectifs de l'étude

Nous avons pu voir qu'une augmentation des installations PV est clairement en train d'arriver. En nous fiant aux différentes stratégies, nous pouvons affirmer que cette augmentation va aller en s'accélérant en supposant que le potentiel solaire sur les façades et toitures en Suisse se monte à 67 TWh/a [AES, 2019].

Suite à ce constat, la question qui se pose est la suivante : qui va payer pour l'entretien et l'exploitation du réseau de distribution et de transport de l'électricité si tous les clients autoconsomment leur propre énergie produite localement ? Comment tarifier au mieux les prosumers<sup>V</sup> pour que les CAPEX et OPEX du réseau soient répartis le plus équitablement possible entre tous types de consommateurs ? De plus, la nature stochastique de l'énergie solaire rend les prévisions de consommation plus compliquées. En effet, le taux d'erreur des prévisions météorologiques vont venir creuser l'écart sur le taux d'erreur de la prévision de la consommation électrique que le mandant exécute chaque jour. Si leur taux d'erreur augmente, cela veut dire que le GRD devra faire appel à des centrales rapides pour combler les erreurs de prévisions sur la demande et devra donc payer pour cette capacité demandée en plus.

Nous le voyons ici, l'engouement pour les NER est présent et même important mais cela comporte deux points négatifs. D'une part, cela est gênant pour les distributeurs car leur taux d'erreur sur les prévisions de consommation électrique va augmenter et ils vont devoir payer pour combler cette erreur. D'autre part, cela est paradoxal car des centrales à enclenchement rapide devront être activées, souvent du charbon ou éventuellement des stations de pompage-turbinage (STEP) comme Nant-de-Drance, pour répondre complètement à la demande.

---

V. Le mot prosumer est la contraction entre producteur et consommateur en anglais

Cette étude est destinée à l'entreprise SEIC TELEDIS SA, appelé "la mandant" pour le reste du travail. Elle a pour premier objectif de proposer une méthode d'analyse de l'impact d'une pénétration croissante des installations PV sur la tarification actuelle du distributeur. En deuxième lieu, elle doit pouvoir proposer des scénarios de tarifications dynamiques qui tiendraient compte des différents facteurs liés à la présence de PV chez le client. Finalement, cette étude doit permettre l'établissement d'indicateurs de performance utiles au distributeur. De cette manière, ceci pourra l'aider à prendre les bonnes décisions quant à l'établissement de scénarios probables pour le futur de ses consommateurs et ainsi pouvoir proposer la tarification la plus adaptée pour chaque client en adéquation avec toujours plus de prosumers.

### **1.3 Structure du rapport**

Après avoir vu dans quel contexte l'étude va évoluer, le chapitre suivant se concentrera sur l'aspect "entreprise" pour présenter le mandant et son positionnement plus en détail dans le paysage énergétique suisse. Nous traiterons le fonctionnement de la partie énergie de l'entreprise et la façon dont ils s'approvisionnent pour répondre à la demande. Nous verrons aussi une explication détaillée de la tarification actuelle pratiquée par le mandant et les types de clients qu'il doit fournir.

La partie "Développement", le coeur de ce travail, portera sur l'aspect "clients" avec la méthodologie utilisée pour désagréger une courbe de charge donnée d'un transformateur moyenne tension (MT) / basse tension (BT) du mandant. Un transformateur MT/BT se trouvant en amont d'autres transformateurs ou coffrets de distribution et délimite une zone de desserte du distributeur et fait la jonction entre la moyenne tension et la basse tension. Nous verrons comment réaliser un profilage de clients types ce qui nous amènera à faire une catégorisation afin de simplifier la désagrégation de la courbe de charge pour mieux situer les types de clients qu'un distributeur peut avoir. Ceci afin de déterminer un cas d'étude de base. .

Le suite du travail verra se définir des scénarios afin de faire varier les courbes de charge des clients et ainsi étudier l'impact d'une tarification basique "Heures pleines - Heures creuses". De cette façon, nous pourrons discuter de la tarification dynamique, son fonctionnement et l'apport que cela peut engendrer pour une entreprise comme un GRD. Nous discuterons notamment de la gestion de la demande (DR) qui est une possibilité pour répondre aux besoins de flexibilités du réseau sans trop impacter le confort des clients.

Finalement, les derniers chapitres permettront de quantifier ces impacts en développant des indicateurs de performance de la méthode et ainsi permettre une évaluation rapide par le gestionnaire des scénarios testés.

### **1.4 Motivations**

Mes motivations pour le choix de ce travail sont multiples. D'une part, travailler sous mandat directement avec une entreprise ajoute une dimension de réalité qu'un travail purement académique n'aurait éventuellement pas pu m'apporter.

D'autre part, le fait d'avoir accès à une quantité non négligeable de données réelles renforce encore plus cet ancrage dans le réel et me permet de mettre à l'épreuve ma capacité à synthétiser une grande quantité de données en des indicateurs utiles et faciles à appréhender directement pour le gestionnaire qui les utilisera plus tard. Ce sentiment d'utilité est fortement présent surtout en sachant que l'entreprise mandataire pourra se référer à ce travail et les solutions proposées comme étant une plus-value directe pour elle.

Finalement, travailler avec l'entreprise SEIC Teledis SA est aussi un facteur de choix car il s'agit d'une entreprise innovante qui se positionne comme étant un acteur majeur de la transition énergétique du canton du Valais. Cette force de remise en question pour s'adapter aux évolutions constantes de ce marché de l'énergie électrique est très motivante.

## 2 Présentation de l'entreprise

### 2.1 Présentation générale

Le groupe SEIC Teledis SA, basée à Vernayaz, est un groupement d'entreprises actives dans plusieurs domaines notamment celui de l'énergie comme fournisseur et producteur d'électricité depuis 1992. La partie SEIC est la deuxième plus grande entreprise fonctionnant comme gestionnaire du réseau de distribution (GRD) d'énergie électrique en Valais. Le groupe est aussi actif dans le domaine du multimédia avec son produit Bli-Bla-Blo qui fait de la partie TELEDIS le leader actuel valaisan depuis 2004. La figure ci-dessous présente sa zone de desserte en énergie et en multimédia ainsi que l'emplacement des 5 transformateurs MT/BT ou 16kV/0.4kV qu'elle possède.

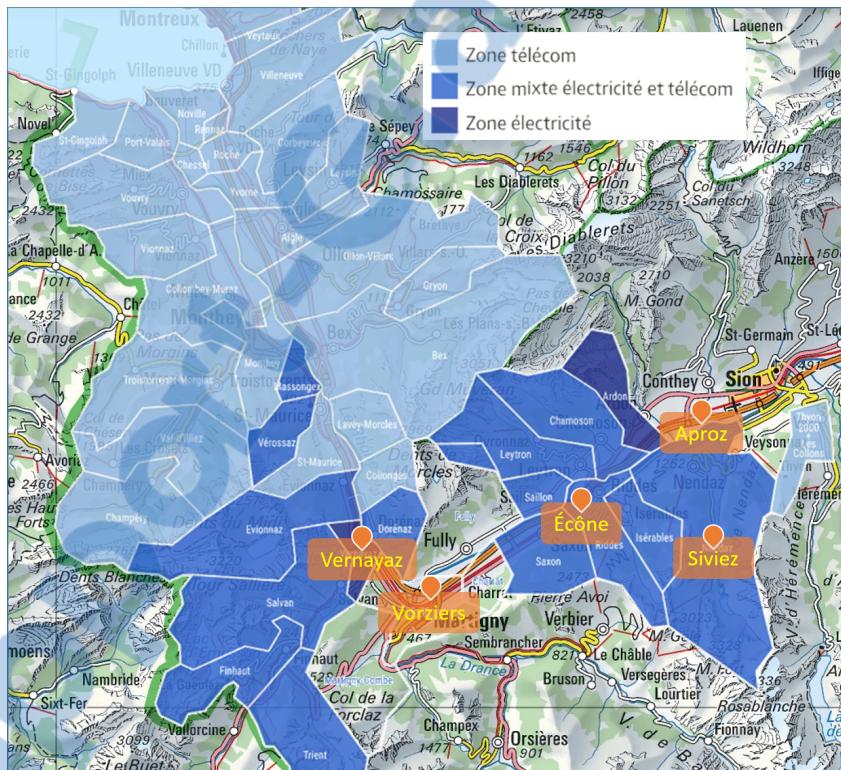


Figure 2.1 – Zone de desserte de SEIC Teledis SA.

Ce groupe, composé de 160 collaborateurs, a fourni en électricité 32860 clients pour un total de 260 GWh en 2018. Son objectif principal pour le secteur énergie est de fournir une énergie 100% renouvelable, ce qui est déjà le cas avec notamment une provenance majoritairement hydraulique. Un deuxième objectif est de fournir une énergie locale produite par eux à 50% d'ici 2030, ce qui représente 35% de plus qu'actuellement.

## 2.2 Stratégie d'achat de l'énergie chez le mandant

Pour fournir l'électricité à ses clients, le mandant doit soit la produire, soit l'acheter à un fournisseur, soit l'acheter sur la bourse (*cf. Chapitre 1.1.4, p.5*). A chaque trimestre, une période d'achat s'ouvre et le mandant peut construire son portefeuille d'énergie avec une partie physique et une partie optionnelle. La principale difficulté est que l'électricité ne se stocke pas ce qui induit que le mandant doit se fournir en électricité au bon moment et pour la bonne quantité demandée par ses clients au pas horaire. Les achats pour la partie physique ainsi que le trading sur la partie optionnelle sont réalisés à court et moyen terme. Des achats à long terme sont aussi effectués par le mandant afin de diminuer le risque de couverture. Ces achats sont réalisés grâce à une courbe de charge prévisionnelle qui est calculée plusieurs fois par année pour permettre au mandant d'ajuster ses achats ou reventes s'il estime avoir trop acheté pour un moment donné.

Actuellement le mandant se fournit uniquement sur la bourse allemande pour constituer sa fourniture de base et va établir ses achats par bloc en achetant de la "Base", du "Peak", du "Off-Peak" et éventuellement du "Profil".

- BASE : quantité d'électricité constante sur toute l'année, achat annuel possible jusqu'à 3 ans avant la date de livraison (*cf. Chapitre 1.1.4, p.5*)
- PEAK : quantité d'électricité constante de 8h à 20h du lundi au vendredi et nulle le reste du temps. Identifié comme étant intéressant de 6h à 10h et de 18h à 22h (*cf. Annexe A.18, p.77*) pour le mandant.
- OFF-PEAK : quantité d'électricité en dehors des heures du PEAK mais ceci n'est pas un produit standard de la bourse.
- PROFIL : le mandant se restreint à acheter ce produit seulement jusqu'à l'année  $n+1$  malgré les fournisseurs qui proposeraient un prix intéressant surtout pour la fourniture en été d'après M. Jordan Alexandre. Le profil est un achat structuré d'un mix de BASE et de PEAK.
- PROD : ces produits sont fonction de la météo vu qu'il s'agit pour les trois d'énergies renouvelables.

La table 2.1 (*p. 14*) présente les prix moyens du MWh par catégorie de produit que le mandant a payés pour se fournir en électricité sur l'année civile 2018. Nous avons trouvé intéressant d'ajouter le prix minimum et le prix maximum avec la quantité achetée ainsi que le prix moyen annuel du MWh payé. Le produit acheté pour le prix minimum et le prix maximum provient de la "Base".

<i>Catégories</i>	<i>Quantité</i> [MWh]	<i>Prix moyen par catégorie</i> [CHF/MWh]
Base	163220	49.80
Peak	792	55.70
Profil	35939.5	57.92
Prod	13850	59.35
Min price	43800	34.63
Max price	43800	97.00
<b>Prix moyen annuel</b>		<b>54.59</b>

Table 2.1 – Prix moyens du MWh par catégorie de produit. Année civile 2018.

Pour la partie "Peak" les prix sont plus élevés car la demande "Peak" est plus fluctuante et imprévisible que la demande "Base" ce qui va mobiliser des unités de production plus flexibles comme des centrales à gaz, au fioul ou au charbon. Ce genre de centrale a des coûts variables plus hauts et des coûts fixes plus bas que des centrales hydrauliques au fil de l'eau ou des centrales nucléaires qui sont conçues pour répondre au "ruban" de base. Comme on peut le voir sur la figure 2.2, le profil de consommation d'un client va déterminer la construction du tarif auquel il sera soumis. Si son profil est plus variable, le tarif va se rapprocher du prix de la peakload (PL). A contrario, si son profil est plus plat, le tarif va se rapprocher du prix de la baseload (BL).

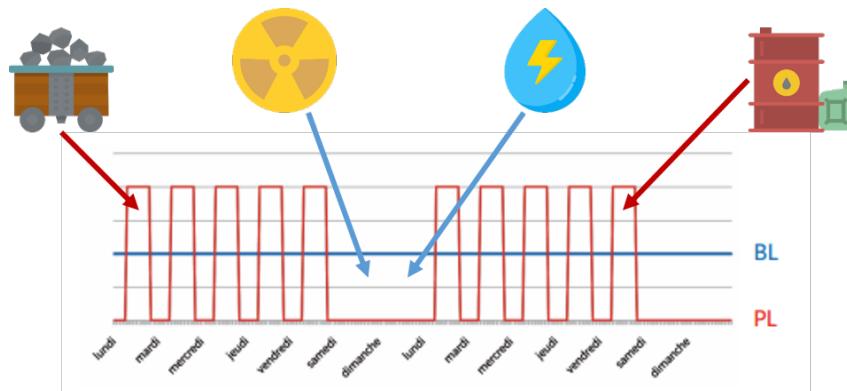


Figure 2.2 – Exemples de centrales utilisées pour la baseload (BL) et la peakload (PL).

Si nous regardons la ligne "Prod" nous avons une petite quantité mais un prix moyen plus haut que les autres produits. Ce prix haut est en grande partie le reflet de la volatilité de la production renouvelable que le mandant possède. Dans cette production qui se chiffre à 13.85 GWh pour 2018, nous avons 65% de solaire, 29% d'éolien et un petit 6% d'hydraulique. L'hydraulique est assez constant comme type de production mais les autres sont sujets à de fortes variations, surtout le solaire. De ce fait, le prix de revient moyen du MWh est plus haut que les autres produits achetés par le mandant.

A propos de la partie optionnelle, le mandant prend quelques options en début d'année. Si à la fin de l'année le prix de l'option est supérieur au prix du marché, il va revendre l'option prise. Si non, il garde l'option et l'utilise au moment voulu. Ce système permet de faire du trading, cependant le mandant n'utilise pas trop ce système dans ce sens.

Au niveau des charges et revenus, si nous prenons le rapport de gestion 2018 de l'entreprise, il y a principalement 3 items qui nous intéressent. Il s'agit des items "Achat d'énergie" et "Exploitation et entretien réseau" qui se trouvent dans la partie "Charges d'exploitation" ainsi que l'item "Ventes d'énergie et acheminement" qui se trouve dans la partie "Produits d'exploitation" [Groupe SEIC-Télédis et Le fin mot Communication, 2019].

Les items "Achat d'énergie" et "Exploitation et entretien réseau" concernent les charges du mandant pour pouvoir fournir l'énergie aux clients alors que l'item "Ventes d'énergie et acheminement" concerne les factures faites aux clients. C'est là derrière que nous trouverons la facture pour l'énergie et l'acheminement. L'énergie qui représente 42% de l'item est quantifiée à hauteur de 17.45 MCHF et l'acheminement qui représente 58% de l'item est quantifié à hauteur de 24.1 MCHF. Mais l'item qui nous importe le plus est "Achat d'énergie" dans les charges d'exploitation du mandant et se chiffre à 20.07 MCHF en achat d'énergie dont 815'000 CHF d'énergie d'ajustement.

Suite à un échange avec M. Jordan Alexandre, nous pouvons dire que cette énergie d'ajustement découle directement d'événements anormaux qui pourraient se produire. Ces événements, comme un coup de chaud ayant pour résultat plus de climatisations enclenchées ou une température idéale plus tôt que prévu, ayant pour résultat l'enclenchement prématué des canons à neige en station, font grimper le taux d'erreur sur la prévision de la charge.

L'objectif du mandant est de rester aux alentours d'un taux d'erreur de 5% (le taux d'erreur est donné par l'équation 2.1) sur la prévision. Cependant lorsque ces événements surviennent, leur taux d'erreur peut atteindre 10-12%. Comme nous le disions en introduction de ce travail, ce taux d'erreur sur la prévision sera fortement impacté par l'arrivée massive des installations PV sur leur réseau. Le taux d'erreur des prévisions météo pour estimer la production PV de leurs clients va venir s'ajouter à leur taux d'erreur sur l'énergie prévue pour un jour J.

$$Taux_{erreur} = \frac{Forecast_{load}}{Actual_{load}} * 100 \quad (2.1)$$

Avec :  $Actual_{load} = Forecast_{load} + Adjust_{load}$ .

### 2.3 Types de clients et tarification

Au vu de sa consommation, un client sera donc tarifié soit en énergie, soit en puissance, pour autant qu'il s'agisse d'un client captif et non soumis au tarif du marché libre.

Ces clients captifs seront soumis à une tarification, explicitée dans le chapitre 2.4, après analyse de leur type de consommation. Ainsi SEIC pourra leur proposer de les tarifier d'une manière ou d'une autre. Par exemple, un ménage sans PV et sans chauffage électrique sera tarifié selon le

tarif simple. Un autre client avec du chauffage électrique sera plutôt conseillé de prendre le tarif double, plus avantageux pour le type de consommation due au chauffage électrique<sup>I</sup> (*cf. Annexe A.7, p.66*).

Une autre catégorie de client sera tarifiée en puissance car ils ont des appels de puissance plus hauts que la normale et des consommations plus élevées que les ménages comme par exemple un boulanger, un artisan qui posséderait des machines tournantes ayant de forts appels de puissance ou encore un immeuble de bureaux. Ces clients-là vont payer une taxe supplémentaire pour le pic mensuel de puissance (*Paragraphe §2, cf. Chapitre 2.4.1, p.17*).

Une troisième catégorie de client concerne plutôt les grosses entreprises de type industries qui consomment beaucoup et sont raccordées au niveau 5 ou 6 de tension qui est la moyenne tension (MT 16kV). Ils vont aussi être tarifiés en puissance, les prix sont juste différents et souvent un peu moins chers car leurs consommations sont plus importantes que celles des petits consommateurs. La différence principale entre le niveau 5 et 6 réside dans le propriétaire du transformateur. En MT5, l'industrie est le propriétaire du transformateur tandis qu'en MT6 SEIC en est le propriétaire.

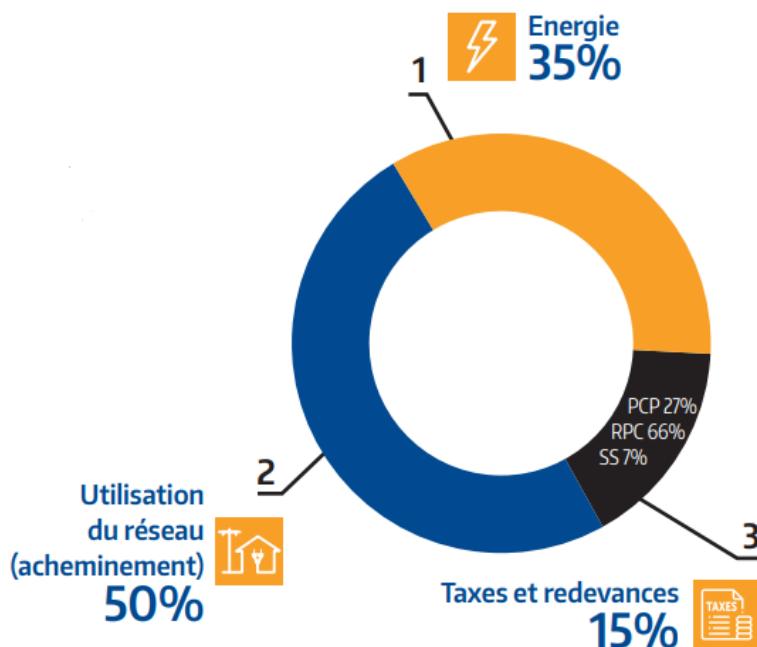
## 2.4 Tarification pratiquée chez le mandant

La tarification actuelle de l'entreprise est basée sur un schéma classique en tarifiant par niveaux de tension et en faisant la distinction sur certains paramètres (*cf. Annexe A.7, p.66*). On compte actuellement 7 niveaux de tarification avec 5 types en BT et 2 types en MT qui sont influencés par différents facteurs.

Les trois composantes obligatoires d'une facture d'électricité, à savoir la fourniture d'énergie, l'acheminement de cette énergie (souvent appelé timbre ou la partie réseau) ainsi que les taxes, vont être impactées par ces différents facteurs. La répartition de ces composantes dans le prix final pour le consommateur (*cf. Figure 2.3, p.17*) peut changer d'un distributeur à l'autre. Chez SEIC, l'acheminement compte pour presque la moitié de la composition du prix du kWh consommé par le client. Nous allons maintenant détailler plus en détail les facteurs influençant cette tarification.

---

I. Le tarif simple étant destiné à des clients ayant une consommation plutôt sur la journée, alors que le tarif double se destine aux clients voulant optimiser leurs consommations et ayant donc une consommation répartie sur les heures creuses aussi pour bénéficier d'un meilleur prix. D'après M. Jordan Alexandre : "Historiquement le tarif double était surtout pour les clients ayant du chauffage électrique mais le client pourrait très bien choisir".



**Figure 2.3 – Répartition des composantes du prix de l'électricité chez SEIC SA [Groupe SEIC-Télédis et Le fin mot Communication, 2019]**

#### 2.4.1 Niveaux de tension

SEIC Teledis SA s'occupe de fournir de l'énergie sur le réseau BT avec notamment 950 km de réseau enterré à plus de 80% et sur le réseau MT en niveau 5 et 6 avec notamment 450 km de réseau enterré à plus de 90%.

Actuellement, 5 types de tarifs en BT sont destinés aux particuliers, aux communes et aux PME. Le tarif simple et le tarif double pour les ménages, bureaux, etc. constituent l'approvisionnement de base. Un 3ème tarif est destiné aux communes pour la consommation électrique de l'éclairage. Le 4ème tarif "provisoire" est destiné aux manifestations temporaires comme les chantiers, nous apprend, durant une conversation téléphonique, M. Alexandre Jordan, gestionnaire de portefeuille et asset management chez SEIC. Le 5ème tarif en BT, est un tarif en puissance, c'est-à-dire qu'un client bénéficiant de ce tarif devra payer, en plus de sa consommation, un prix pour les pics de puissance engendrés par son type de consommation.

Selon l'article 18, alinéa 2 de l'OAPEI, un client raccordé au réseau BT sera automatiquement soumis au tarif en puissance si sa consommation annuelle dépasse les 50 MWh<sup>II</sup>, alors qu'actuellement la seule indication apparaissant sur les fiches tarifaires du mandant est que les clients bénéficiant du tarif simple (ou double) sont limités à 30 kVA d'appel de puissance. Cela voudrait dire que tout client dépassant cette limite sera tarifié en puissance. Pour prendre un autre exemple, Énergie Sion Région (ESR) déclare qu'à partir de 40 Ampères en introduction

II. Cette modification décidée par l'ElCom doit être mise en œuvre pour la période tarifaire 2020. Les nouveaux tarifs doivent ainsi être publiés jusqu'au 31 août 2019 (art. 10, OApEI)

du client, la tarification Puissance est obligatoire.

#### 2.4.2 Heures pleines - heures creuses

La tarification est partagée en deux plages horaires : les heures pleines (HP) qui vont de 6h à 22h et les heures creuses (HC) qui vont de 22h à 6h le lendemain. Le tarif double tient compte de cette séparation des heures sur la partie fourniture et acheminement. Le fait que le tarif soit plus bas en HC reflète une production plus haute que la demande durant cette période, notamment car les centrales nucléaires produisent en continu le "bandeau de base". Le tarif plus bas la nuit pourrait par contre inciter le client à consommer pendant cette tranche horaire.

#### 2.4.3 DUP

Pour les clients se trouvant sur la MT (niveau 5 ou 6) ou sur la BT soumis au tarif en puissance (*cf. Chapitre 2.3, p.15*), la tarification est découpée en deux catégories supplémentaires pour catégoriser les clients ayant une durée d'utilisation de la puissance au-dessous des 2500 heures par année (DUP A) ainsi que pour ceux en-dessus des 2500 heures annuelles (DUP B). Un tarif de l'acheminement plus élevé reflète une DUP plus faible donc une utilisation plus faible du réseau.

En effet, malgré le fait qu'un client utilise moins le câble qui lui amène l'énergie, le réseau reste quand même à sa disposition. Le prix reflète donc cette mise à disposition en tout temps en fonction de son utilisation. Plus sa DUP augmentera, plus le prix sera faible car son profil se rapprochera d'un ruban comme on peut le constater sur la figure 2.4.



**Figure 2.4 –** Influence de la prévisibilité et de la forme d'une demande sur le prix payé par le consommateur final [Genoud, 2019].

#### 2.4.4 Saisonnalité

En plus de ces 3 paramètres, les clients au tarif en puissance sur la BT ou les clients en MT5 ou MT6 sont aussi soumis à un tarif tenant compte des saisons, ici catégorisé hiver et été. En Valais, le prix plus élevé en hiver tient surtout compte des forts appels de puissance générés par les entreprises de remontées mécaniques.

La table 2.2 présente un exemple et renseigne sur les différents prix qu'un client payerait en 2019 en étant tarifié en puissance sur la BT en fonction de sa DUP et des saisons. Pour les tarifs HP, HC et la taxe puissance nous avons additionné les composantes fourniture et acheminement. Non incluses dans ce tableau, nous avons les PCP (prestations de collectivités publiques) qui sont égales à 16% de l'acheminement après avoir fait le décompte de la consommation annuelle d'un client. Ces prix sont directement issus de la tarification mise en place par le mandant pour l'année 2019 (*cf. Annexe A.7, p.66*).

Saisons		Été	Hiver	Été	Hiver
DUP	heures	<2500	<2500	>2500	>2500
Abonnement permanent	chf/mois	29.00	29.00	29.00	29.00
Tarif HP	cts/kWh	14.12	15.22	11.92	13.32
Tarif HC	cts/kWh	10.62	12.02	8.42	10.12
Taxe Puissance	chf/kW/mois	4.30	4.50	8.40	8.90
Taxes (RCP + services systèmes)	cts/kWh	2.62	2.62	2.62	2.62

**Table 2.2** – Composition du prix en fonction des saisons et de la DUP d'un client tarifié en puissance sur la BT.

## **Deuxième partie**

# **Développements**

## 3 Introduction

La première partie du travail nous a permis de poser le contexte dans lequel notre étude doit évoluer et de faire un état des lieux des changements inhérents pour les GRD à toujours plus d'installations PV sur leurs réseaux.

Avec cette deuxième partie nous entrons à proprement parler dans le vif du sujet. Le chapitre 4 s'attardera sur des notions théoriques soit déjà abordées soit qui le seront plus tard et nous aideront pour la bonne compréhension du travail.

Le chapitre 5 présentera l'approche utilisée pour traiter les données récoltées auprès du mandant ainsi que les hypothèses retenues pour l'établissement du scénario "zéro". Nous verrons notamment dans le chapitre 6 l'impact de l'augmentation des installations PV chez les clients du mandant sur ses finances et sa stratégie d'achat de l'énergie s'il gardait sa tarification 2018. Ainsi nous pourrons répondre au premier objectif de l'étude en donnant une évaluation de cet impact.

Dans le chapitre 7, les travaux de [Faruqui, Harris, & Hledik, 2010] et [Faruqui & Palmer, 2012] nous aideront à mettre en place différents scénarios de tarification dynamique (qui sont pour certains, déjà utilisés dans d'autres pays d'Europe ou aux USA par exemple). Ceci afin de répondre au deuxième objectif de l'étude, à savoir mieux prendre en compte la présence d'installations PV chez le client pour établir une tarification la plus adaptée possible. En effet, d'après un rapport de la CWAPE [CWAPE, 2019], les prosumers ne contribuent pas de manière équitable aux coûts du réseau de distribution. Ainsi dès le 1er janvier 2020, un tarif "Prosumer" sera appliqué en Belgique pour que chaque client contribue au mieux à ces coûts.

Un tarif dynamique souvent cité dans la littérature est le TOU ou Time Of Use. Ce tarif est tout simplement une extension de la distinction des plages Heures Pleines - Heures Creuses (HPHC) / Été - Hiver déjà pratiqué par la majorité des distributeurs en Suisse. Au lieu d'avoir deux zones de prix sur le jour et deux saisons sur l'année, le partage en zones différencierées est augmenté sur un jour et/ou en plusieurs zones de saisons aussi sur l'année. Il est révélé que cette tarification donne de bons résultats et est simple à mettre en place pour le GRD. Elle fera l'objet d'un premier scénario.

Un deuxième scénario explorera une tarification dynamique, le CPP, qui consiste à faire payer beaucoup plus cher pour quelques jours dans l'année où les pics sont les plus hauts alors que le reste du temps le consommateur paie un prix plus bas.

Le dernier scénario prendra en compte le prix horaire de l'électricité comme si les petits consommateurs pouvaient être tarifiés au prix du marché comme les gros consommateurs. Ce dernier scénario est évidemment le meilleur pour optimiser le prix d'achat pour le consommateur final mais rend plus compliqué la gestion de sa consommation car il doit être très réactif. Ce dernier type de tarif est le RTP ou Real Time Pricing.

## 4 Notions théoriques

### 4.1 Courbe de charge

Nous appelons courbe de charge (CDC), la courbe en puissance de la consommation d'un appareil, d'une maison, d'une machine ou plus généralement d'un consommateur. Dans cette étude, nous ferons référence à des courbes de charge de ménages, d'entreprises, de bureaux ou la courbe de charge agrégée d'un transformateur qui est la somme de toutes les courbes de charge des clients derrière ce transformateur comme celle présentée au chapitre 4.3 (*cf. Figure 4.3, p.24*).

### 4.2 Base et peak d'une CDC

Nous appelons *BASE* la partie d'une CDC qui constitue le bandeau ou la partie plate d'une courbe de charge. Cette partie peut être plus ou moins haute suivant la période analysée. La partie que l'on appelle *PEAK* est la partie située au-dessus de ce bandeau de base et concerne toutes les fois où il y a un pic de puissance sur la CDC. Ci-après une image pour mieux expliciter le concept.

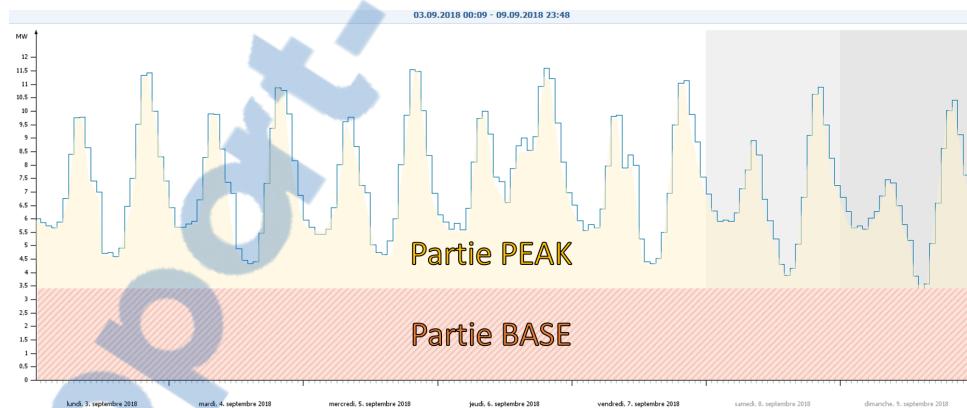


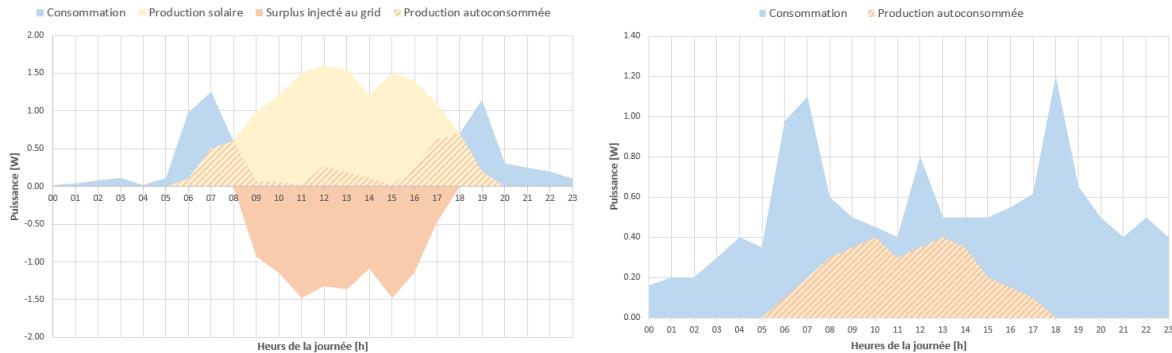
Figure 4.1 – Explicatif de la base et peak d'une CDC.

### 4.3 Autoconsommation et autosuffisance

L'autoconsommation est, en prenant l'hypothèse que nous avons des panneaux solaires sur la maison de cet exemple, la partie directement consommée de la production d'énergie électrique des PV par les personnes habitants la maison [VESE, Sachs, & Lüthi-Stude, 2015]. Si la production des PV est supérieure à la consommation de la maison à un temps t, alors l'autoconsommation est de 100% et le surplus est repris par le GRD. Si l'autoconsommation est plus faible que 100%, alors la différence est soutirée au réseau. Pour la suite du travail, nous allons poser les variables suivantes :

- Puissance/Énergie produite par le système PV =  $P_{prodPV}/E_{prodPV}$
- Puissance/Énergie consommée par le client =  $P_{conso}/E_{conso}$
- Puissance/Énergie autoconsommée par le client =  $P_{autocons}/E_{autocons}$
- Puissance/Énergie après autoconsommation =  $P_{bilan}/E_{bilan}$
- Puissance/Énergie soutirée au grid par le client =  $P_{gridSout}/E_{gridSout}$
- Puissance/Énergie injectée au grid par le client =  $P_{gridInj}/E_{gridInj}$
- Taux d'autoconsommation horaire/journalier =  $\tau_{ATCH}/\tau_{ATCJ}$
- Taux d'autosuffisance horaire/journalier =  $\tau_{ATSH}/\tau_{ATSJ}$

En ayant posé ceci, nous pouvons parler du taux d'autoconsommation qui est la capacité de consommer directement ce qu'on produit et du taux d'autarcie ou l'autosuffisance qui est la capacité à produire suffisamment avec les PV pour subvenir à la consommation totale sur une journée par exemple.



**Figure 4.2 – Exemple d'autoconsommation en été et en hiver.**

Prenons les exemples ci-dessus avec une courbe de consommation type d'une famille avec 3 enfants dont les parents travaillent [Vela Solaris AG, 2017]. À gauche, nous aurons donc une partie de la production des PV qui sera autoconsommée en direct par la maison (en orange hachuré) tandis que le surplus de production (en orange) sera réinjecté sur le réseau. La partie restante (en bleu) sera soutirée du réseau pour subvenir aux besoins du consommateur. Notre taux d'autoconsommation sera donc variable d'heure en heure dans un cas comme celui-ci car la courbe de la production solaire se trouve par moment au-dessus ou en-dessous de la courbe de la consommation de la maison. Le taux d'autoconsommation pour une heure en particulier est donné par l'équation (4.1), la puissance autoconsommée étant (4.2).

$$\tau_{ATCH}(t) = \frac{P_{autocons}(t)}{P_{prodPV}(t)} * 100, \quad \forall \tau_{ATC} \in [0, 100] \quad (4.1)$$

$$P_{autocons} = P_{conso} - P_{gridSout} \quad (4.2)$$

Quand on parle d'autoconsommation, on parle forcément de bilan de puissances et ce dernier nous renseigne sur la partie autoconsommée, la partie injectée au réseau (le surplus solaire

que le consommateur ne va pas consommer) ainsi que la partie qui reste à soutirer du réseau. Ce bilan est donné par l'équation (4.3). La puissance soutirée au grid après bilan est donc la partie positive qui reste (*cf. équation (4.4)*) et la puissance injectée sur le réseau est la partie négative du bilan (*cf. équation (4.5)*)

$$P_{bilan} = P_{conso} - P_{prodPV}, \in ]\inf, \inf[ \quad (4.3)$$

$$P_{grid_{Sout}} = P_{conso} - P_{prodPV}, \in [0, \inf[ \quad (4.4)$$

$$P_{grid_{Inj}} = P_{conso} - P_{prodPV}, \in ]\inf, 0] \quad (4.5)$$

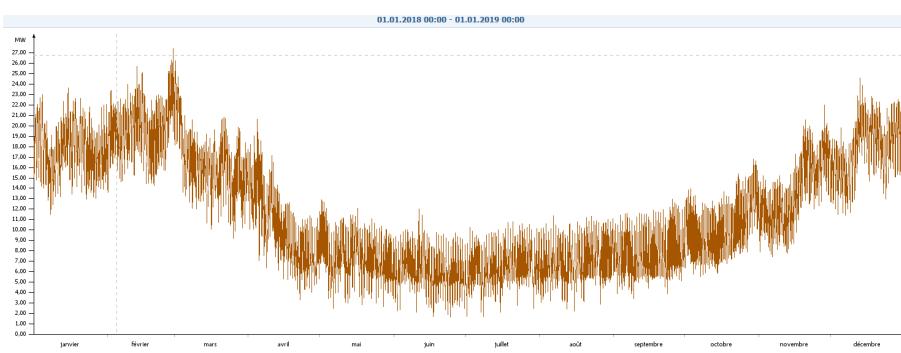
Évidemment il est plus intéressant de regarder le taux d'autoconsommation journalier vu que notre production suit un rythme journalier. Nous avons donc (4.1) qui devient (4.6). Ainsi l'énergie étant l'aire sous la CDC d'un consommateur, (4.6) peut aussi s'écrire comme (4.7). Pour finir, le taux d'autosuffisance étant la part produite par les PV par rapport à la consommation totale du consommateur sur une journée par exemple comme ici, nous pouvons donc écrire la relation (4.8).

$$\tau_{ATCJ} = \frac{E_{autocons}}{E_{prodPV}} * 100, \forall \tau_{ATCJ} \in [0, 100] \quad (4.6)$$

$$\tau_{ATCJ} = \int_0^{23} \left( \frac{P_{autocons}}{P_{ProdPV}} \right) x \, dx * 100, \forall \tau_{ATCJ} \in [0, 100] \quad (4.7)$$

$$\tau_{ATSJ} = \int_0^{23} \left( \frac{P_{autocons}}{P_{conso}} \right) x \, dx * 100, \forall \tau_{ATCJ} \in [0, 100] \quad (4.8)$$

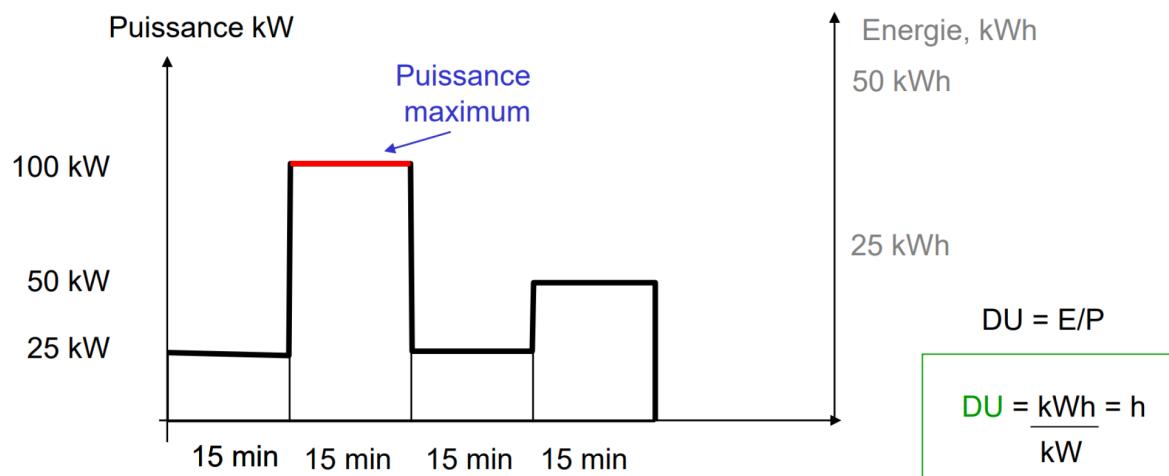
En hiver, sur le graphe de droite (*cf. Figure 4.2, p.23*), notre taux d'autoconsommation sera plus haut et notre taux d'autosuffisance sera plus bas car la consommation est plus haute qu'en été. La plupart du temps cela est dû au chauffage comme on peut le distinguer sur la CDC du transformateur BT/MT d'Écône (*cf. Figure 4.3, p.24*). De plus, cet écart sera renforcé par rapport à l'été car nous aurons une production solaire plus basse. En effet la période hivernale bénéficie d'un ensoleillement moindre avec un nombre d'heures d'ensoleillement journalier moyen de 3 à 5 heures (*cf. Annexe A.4, p.64, [MétéoSuisse, 2019]*).



**Figure 4.3** – Courbe de charge annuelle agrégée du transformateur d'Écône. [SEIC Teledis SA, 2019]

## 4.4 Durée d'utilisation de la puissance

La durée d'utilisation de la puissance (DUP) est un ratio entre la plus haute puissance soutirée par le client sur un pas de temps et l'énergie effectivement consommée sur l'année (*cf. Figure 4.4, p.25*). Le pas de temps est le plus souvent horaire ou peut, comme ici, être au quart d'heure. Ceci nous donne un temps qui permet de situer si un client utilise une certaine puissance de manière continue ou s'il consomme plutôt des pics de temps à autre. Ceci, comme expliqué plus tôt (*cf. Chapitre 2.4.3, p.18*), afin d'ajuster le prix à payer pour l'utilisation des câbles lui amenant l'électricité.



**Figure 4.4 – Calcul de la durée d'utilisation de la puissance d'un client.** [Genoud, 2019]

## 5 Méthodologie

Pour réaliser les différentes simulations, il a été nécessaire d'acquérir des données de plusieurs types. Certaines ont été mises à disposition par le mandant et d'autres ont dû être acquises via les banques de données officielles comme celles de l'OFEN avec opendata.swiss [OFEN, 2019] ou sur des sites regroupant des données en accès libre comme Open Power System Data (OPSD) [Neon Neue Energieökonomik, Technical University of Berlin, ETH Zürich, & DIW Berlin, 2019] ou encore Agrométéo [Krause, Romdhane, & Chassany, 2019]. D'autres types de données comme les courbes de charge type ont été générées par le programme Polysun [Vela Solaris AG, 2017].

### 5.1 Acquisition et type de données

Pour ce travail nous avons décidé de travailler avec des séries temporelles horaires, ceci afin de faciliter le post-traitement car beaucoup de ces données sont déjà disponibles de manières horaires. Nous avons dû moyenner à l'heure les CDC du mandant qui étaient à la minute. Ci-après, la table 5.1 donne un exemple d'une série temporelle d'une consommation électrique enregistrée au format csv (comma separated values), format assez répandu pour son utilisation facile et rapide.

Sur la colonne A, vous trouvez le timestamp qui nous donne l'intervalle horaire entre deux index et sur la colonne B, vous trouvez la valeur qui a été relevée par le capteur à ce moment. La valeur peut être par exemple une puissance électrique, un rayonnement ou encore une température. Comme ce sont des séries temporelles horaires et que nous allons travailler sur l'année 2018 pour établir nos scénarios, nous aurons donc 8760 valeurs pour l'année entière.

	A	B	C
1	01.01.2018 01:00	49.39977	
2	01.01.2018 02:00	46.49889	
3	01.01.2018 03:00	41.41752	
4	01.01.2018 04:00	38.6875	
5	01.01.2018 05:00	39.22812	
6	01.01.2018 06:00	41.19052	
7	01.01.2018 07:00	42.33916	
8	01.01.2018 08:00	42.90319	
9	01.01.2018 09:00	44.2151	

Table 5.1 – Exemple d'une série temporelle.

Pour certaines données, il a été nécessaire de les traiter sous matlab ou excel pour pouvoir les afficher sur e-predict par la suite.

Ces différents types de données acquises nous ont permis de faire un état des lieux du mandant et de reconstruire une CDC "zéro". Pour ce faire, nous avons dû procéder en plusieurs étapes

afin de mettre en forme les données et pouvoir les utiliser au mieux. L'objectif n°1 ici est de pouvoir mettre en place un scénario de l'impact du solaire sur les finances du mandant avec sa tarification actuelle. Ceci afin de quantifier cet impact en s'alignant sur le scénario de la stratégie énergétique valaisanne 2060.

Ci-dessous, la liste des données acquises avant traitement.

Item	Donnée	Type	Unité	Source
CDC-T1	CDC transfo MT/BT localisé à Aproz	Électricité	MW	SEIC
CDC-T2	CDC transfo MT/BT localisé à Écône	Électricité	MW	SEIC
CDC-T3	CDC transfo MT/BT localisé à Siviez	Électricité	MW	SEIC
CDC-T4	CDC transfo MT/BT localisé à Vernayaz	Électricité	MW	SEIC
CDC-T5.1	CDC transfo MT/BT localisé à Vorzier1	Électricité	MW	SEIC
CDC-T5.2	CDC transfo MT/BT localisé à Vorzier2	Électricité	MW	SEIC
CDC-H1	CDC Single woman with work + 1 child	Électricité	kW	Polysun
CDC-H2	CDC Couple 30-64y 2 work + 1 senior home	Électricité	kW	Polysun
CDC-H3	CDC Family 2 work + 2 children	Électricité	kW	Polysun
CDC-H4	CDC Family 1 work 1 home + 2 children	Électricité	kW	Polysun
CDC-H5	CDC Couple over 65y I	Électricité	kW	Polysun
CDC-H6	CDC Couple over 65y II	Électricité	kW	Polysun
CDC-H7	CDC Single woman over 65y	Électricité	kW	Polysun
CDC-H8	CDC Single man over 65y	Électricité	kW	Polysun
CDC-H9	CDC Single woman with work 30-64y	Électricité	kW	Polysun
CDC-H10	CDC Single man with work 30-64y	Électricité	kW	Polysun
CDC-H11	CDC Couple 2 work under 30y I	Électricité	kW	Polysun
CDC-H12	CDC Couple 2 work under 30y II	Électricité	kW	Polysun
CDC-H13	CDC Single man with work under 30y	Électricité	kW	Polysun
CDC-H14	CDC Student	Électricité	kW	Polysun
CDC-H15	CDC Single woman with work under 30y	Électricité	kW	Polysun
CDC-H16	CDC Student Flatsharing	Électricité	kW	Polysun
CDC-B	CDC d'un bureau type, au 1/4 d'heure	Électricité	kW	Polysun
Temp1	Température moyenne localisée à Saxon	Température	°C	Agrométéo
Ray1	Rayonnement solaire moyen localisé à Saxon	Rayonnement	W/m <sup>2</sup>	Agrométéo
Price1	Prices day-ahead for Switzerland	Price	EUR/MWh	OPSD
CDC-CH	Total load for Switzerland	Electricité	MW	OPSD

Table 5.2 – Liste des données acquises et sources correspondantes.

## 5.2 Désagrégation de la CDC d'un transformateur

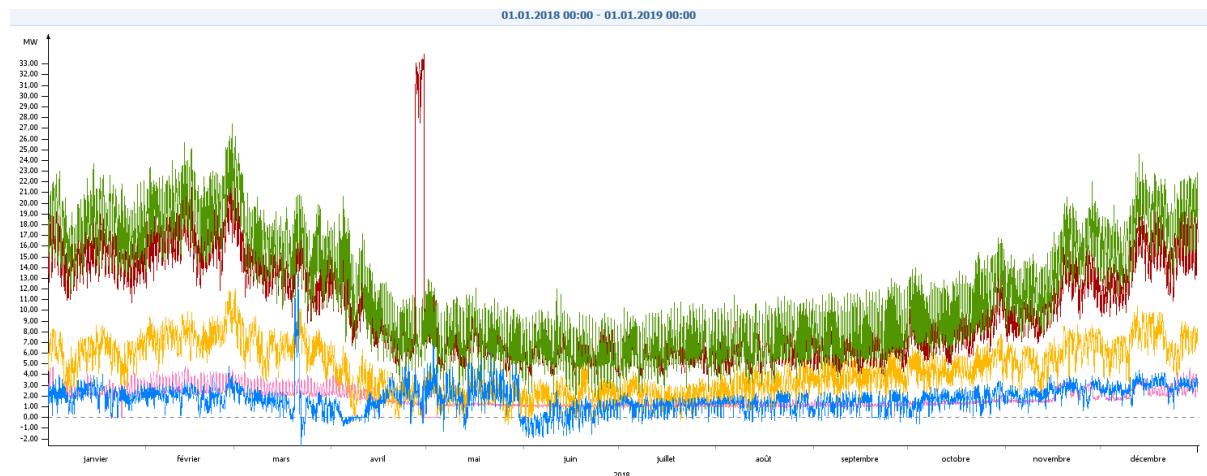
### 5.2.1 Choix d'un transformateur

Pour répondre au premier objectif, nous avons décidé de nous concentrer sur un seul transformateur ; celui d'Écône. Géographiquement, il tient une place assez centrale dans la zone de desserte côté Est (*cf. Figure 2.1, p.12*) et il possède une courbe plutôt caractéristique d'une CDC en Valais comme on peut le voir sur la figure 5.1 en vert. De plus, aucun trou ou saut suspect n'a été détecté dans cette courbe. Pour finir, c'est le transformateur par lequel il y a

le plus d'énergie qui transite donc nous avons potentiellement plus de ménages raccordés.

Un contre-exemple serait la CDC d'Aproz qui a un saut de plus de 32 MW de puissance à fin avril (cf. *Figure 5.1*, p.28, en rouge). Après analyse des données reçues, nous avons pu déterminer qu'il devait s'agir d'un chantier actif durant ce week-end de fin avril. En effet, nous pouvons voir sur l'annexe A.9 la catégorie "Provisoire" qui est faite pour les chantiers. L'énergie fournie pour cette catégorie est de presque 2.16 GWh ce qui correspond bien au saut présent entre le 27 et le 30 avril 2018 (cf. Annexe A.10, p.68). Nous avons donc mis de côté ce transformateur. Les transformateurs de Vernayaz, Siviez et Vorzier étaient plus bas en consommation. De plus, Vernayaz et Vorzier possédaient des valeurs négatives ce qui correspond à de l'injection de puissance de la part des capteurs d'énergies renouvelables. Ces trois transformateurs ont aussi été mis de côté.

Nous pouvons voir sur les transformateurs de Vernayaz et Vorzier l'influence des énergies renouvelables sur une CDC quand elle passe en négatif.



**Figure 5.1 – CDC des 5 transformateurs du mandant : Aproz (rouge), Écône (vert), Siviez (rose), Vernayaz (jaune) et Vorzier (bleu).**

### 5.2.2 Profilage des clients

Arrivé à ce point, nous devions catégoriser les différents clients que le mandant pouvait avoir afin de simplifier le problème. Nous avons décidé de catégoriser comme suit :

- clients ménages
- clients bureaux
- clients petites entreprises
- clients grosses entreprises

L'objectif n°1 étant la comparaison entre une situation avec peu voire pas du tout d'impact du solaire et une deuxième avec beaucoup d'impact du solaire. Nous avons décidé de traiter le problème seulement du point de vue "ménage"; ceci afin de faciliter le traitement et la

compréhension du sujet. De plus, nous ne possédions pas suffisamment d'informations pour traiter le problème correctement du point de vue bureaux et petites entreprises.

### 5.2.2.1 Nombres de clients raccordés

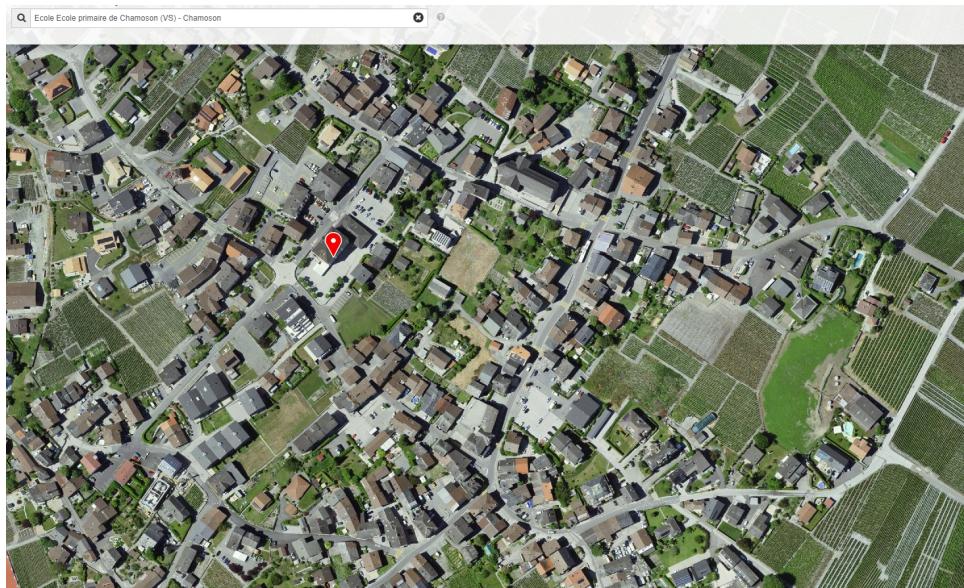
En premier lieu, nous devions comptabiliser le nombre de clients raccordés sur le transformateur d'Écône. Cette opération avait déjà été réalisée sur les données reçues (*cf. Table 5.3, p.29*) mais nous avions seulement le comptage des points de livraison (PL) ainsi que le nombre de clients par station. Une ligne correspond à l'adresse d'une station où un ou plusieurs PL se trouvent.

Nous avons donc repris cette liste de stations raccordées et avons séparé les PL par transformateur. Ensuite, en croisant ces données avec des vues aériennes sur geo.map.admin ou sur google map ainsi que le plan physique du réseau (*cf. Annexe A.11, p.69*), nous avons pu déterminer un certain pourcentage de ménages/bureaux/petites entreprises par point de livraison (PL) du mandant pour les stations raccordées au transformateur d'Écône.

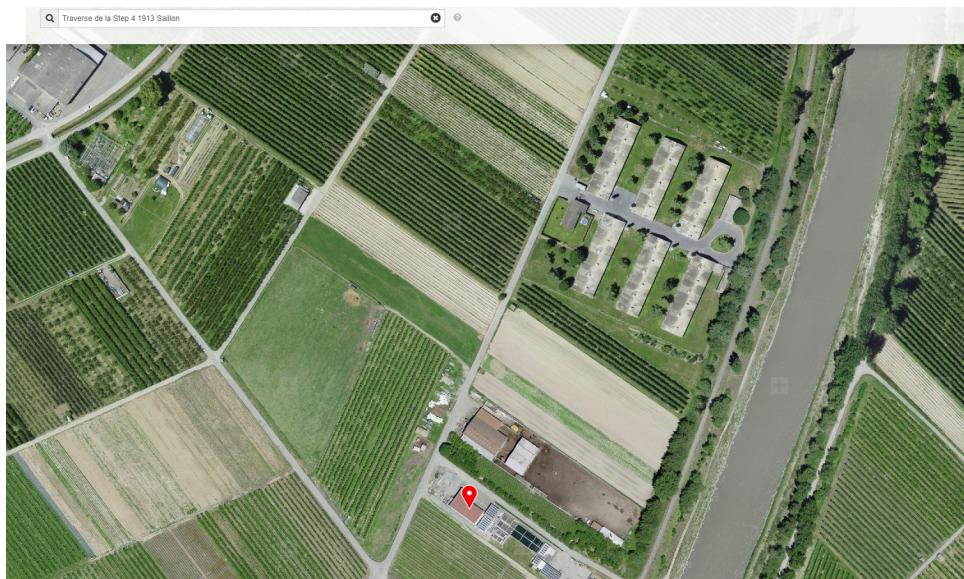
Commune No	Commune	Station	Nbre de PL par station (parfois compté à double)	Sous-station	Départ de la SS	Nbre clients/station	Ménages [%]	Industries [%]	Bureaux [%]	Clients ménages	Clients industries	Clients bureaux
82	Isérables	82-BERZIN	5	Siviez	Plan du Fou	8	0%	0%	0%	0	0	0
82	Isérables	82-BOUTZ	9	Siviez	Plan du Fou	14	0%	0%	0%	0	0	0
82	Isérables	82-CHAMPLONG	15	Econe	Pied du Mont	23	80%	0%	20%	18.4	0	4.6
82	Isérables	82-CRETTAUX	24	Econe	Pied du Mont	37	100%	0%	0%	37	0	0
82	Isérables	82-CRETTAUX-NENDAZ	14	Econe	Pied du Mont	22	100%	0%	0%	22	0	0
82	Isérables	82-EGLISE ISERABLES	192	Econe	Pied du Mont	297	100%	0%	0%	297	0	0
82	Isérables	82-PLANTRONY	4	Siviez	Plan du Fou	6	0%	0%	0%	0	0	0
82	Isérables	82-PRARION	8	Siviez	Plan du Fou	12	0%	0%	0%	0	0	0
82	Isérables	82-SCIERIE ISERABLES	69	Siviez	Plan du Fou	107	0%	0%	0%	0	0	0
82	Isérables	82-SONVILLE	30	Siviez	Plan du Fou	46	0%	0%	0%	0	0	0
82	Isérables	82-TELEPERIQUE ISERABLES	85	Econe	Pied du Mont	132	80%	0%	20%	105.6	0	26.4

**Table 5.3** – Extrait de la liste des points de livraison (PL) du mandant avec la commune d'Isérables comme exemple.

Pour déterminer les pourcentages, nous avons procédé de la manière suivante : nous avons admis que si une vue aérienne ne montrait quasiment que des ménages, on définirait 100% de ménages (*cf. Figure 5.2, p.30*). Si au contraire, on voyait qu'il s'agissait plutôt d'une zone industrielle, nous avons défini 80% d'entreprises et 20% de bureaux (*cf. Figure 5.3, p.30*). Étant en Valais, le tourisme occupe une place prépondérante. Nous avons donc aussi défini 20% de bureaux dans les zones ménages si google maps nous révélait des adresses correspondant à des activités touristiques.



**Figure 5.2** – Vue aérienne type ménage : 100% ménages ou 80% ménages et 20% bureaux. La photo ci-dessus montre le centre du village de Chamoson et le PL est l'école primaire de Chamoson.



**Figure 5.3** – Vue aérienne type industrie : 80% entreprises et 20% bureaux. La photo ci-dessus montre la STEP de Saillon où est situé le PL.

Il en ressort que les communes connectées physiquement au transformateur d'Écône sont au nombres de huit. Par la suite, M. Jordan nous a fait part que la commune de Fully était effectivement connectée physiquement mais ne faisait pas partie de leurs clients. Nous avons donc enlevé cette commune des résultats de la clé de répartition. Dans le tableau 5.4, vous trouverez la répartition entre les différents types de clients par commune. Le résultat du nombre de clients "ménages" sera celui qui nous intéressera le plus pour notre étude.

Commune	Nbre compteurs	Total de PL réel	Ratio compteurs/PL	Nbr PL comptés	Ratio PL réels/PL comptés	Nbr clients totaux	Nbr clients en SS Econe	Clé de répartition clientèle		
								Nbr clients ménages	Nbr clients petites entreprises	Nbr clients bureaux
Chamoson	2788	1936	1.44	1562	1.24	2787	458	194	185	79
Isérables	705	481	1.47	455	1.06	704	511	480	0	31
Leytron	3311	1615	2.05	1987	0.81	3310	3303	2727	154	422
Nendaz	9145	5011	1.82	5180	0.97	9140	84	76	6	2
Riddes	3361	1990	1.69	1985	1.00	3361	3325	2395	516	414
Saillon	1953	851	2.29	813	1.05	1949	1949	1167	604	178
Saxon	3818	1939	1.97	1960	0.99	3818	3746	2372	837	537
								13376	9411	2302
								100.00%	70.36%	17.21%
										12.43%

Table 5.4 – Liste des communes connectées au transformateur d'Écône et nombre de clients par type.

Pour plus d'informations sur le nombre de clients/stations et la façon dont le calcul fut réalisé, veuillez consulter les annexes (*cf. Annexe A.12, p.70*).

Comme nous allons reconstruire une CDC de clients "ménages", nous devons enlever les autres catégories. Comme nous n'avons pas plus d'informations sur le type de clients pour les entreprises et les bureaux, nous avons tout simplement décidé d'abaisser la CDC du transformateur du pourcentage donné par la répartition (*cf. Table 5.4, p.31*), donc un peu moins de 30%.

### 5.2.2.2 Grands clients

Pour la catégorie "Grands clients", le mandant a pu quelque peu nous renseigner. En effet, d'après les données reçues, les grands clients sont plutôt connectés en MT5 ou MT6 et représentent environ 17% de la consommation en énergie sur le réseau. Il s'agit d'entreprises à forte consommation qui sont par exemple Eaux Aproz ou Siegfried à Ovronnaz. A ceci, nous avons encore enlevé les pertes du réseau qui se montent à 4.5% d'après le résultat de la différence entre l'énergie fournie comptabilisée par le mandant et l'énergie qui a transité sur le réseau (donnée calculée sur e-predict) et se chiffre à 12.3 GWh (*cf. Annexe A.9, p.68*).

Pour enlever cette catégorie, nous avons donc fait un offset vers le bas de 21.5% sur notre CDC agrégée des 5 transformateurs MT/BT. Selon M. Alexandre Jordan, l'allure générale de la CDC ne devait pas trop changer et d'un commun accord nous avons considéré comme étant acceptable de prendre cette hypothèse.

Jusqu'à maintenant, nous avons traité globalement les données du réseau. Pour notre hypothèse de travail, nous avons choisi le transformateur d'Écône ; nous devons donc enlever ces grands clients à la CDC du transformateur concerné. Comme nous n'avions pas l'information exacte sur quel transformateur les grands clients étaient connectés, nous avons considéré que leur influence ainsi que celle des pertes étaient fonction de l'énergie transitant par le réseau. Dans l'idéal, il faudrait avoir les CDC des grands clients car nous faisons aussi face à un problème de foisonnement ici.

Suite à cette hypothèse, nous avons établi que l'énergie transitant par le transformateur d'Écône avait une importance chiffrée à 37% par rapport au transit d'énergie globale sur le réseau comme on peut le constater sur la table 5.5. Nous avons donc additionné l'énergie des pertes et des grands clients et multiplié par 37% pour soustraire ce total à l'énergie transitant par le transformateur d'Écône. Cela revient à faire un offset de 37% vers le bas de la CDC du transformateur. Nous remarquons donc un léger décalage de la courbe vers le bas (en passant du vert au rouge). Le résultat donne une nouvelle CDC comportant les clients ménages, bureaux et petites entreprises comme les commerçants ou artisans (cf. Figure 5.4, p.32).

Transformateur	Énergie [MWh]	Pmax [MW]	Ratio (NRJ trafo / NRJ totale) [%]
Aproz	88045.39	34.21	32.20%
Écône	101368.56	28.01	37.07%
Siviez	15679.04	5.33	5.73%
Vernayaz	38915.68	13.95	14.23%
Vorzier1	29835.19	16.51	10.91%
Vorzier2	-465.81	11.06	-0.17%
<b>Total</b>	<b>273428.41</b>	<b>78.24</b>	<b>99.98%</b>

Table 5.5 – Énergie et puissance maximum par transformateur.

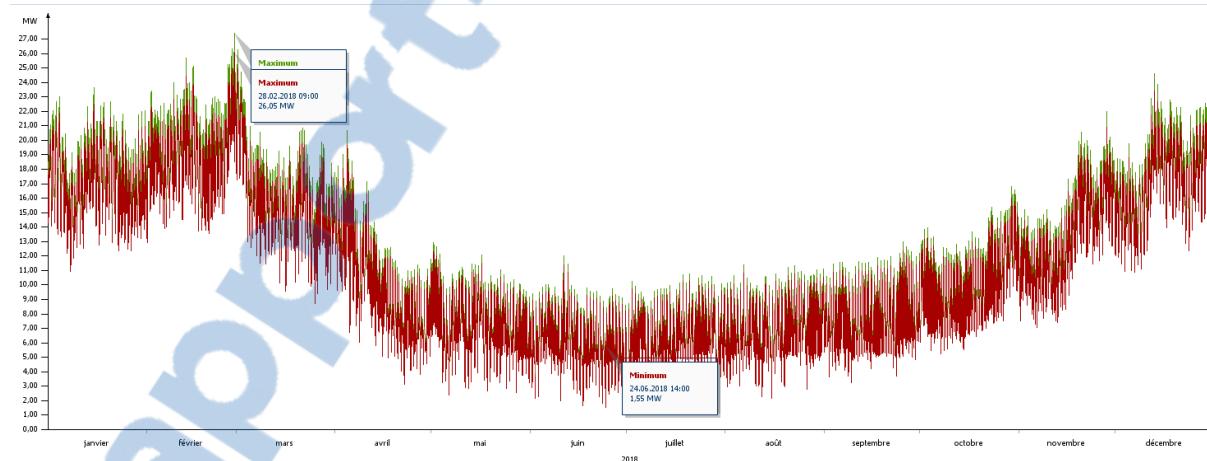
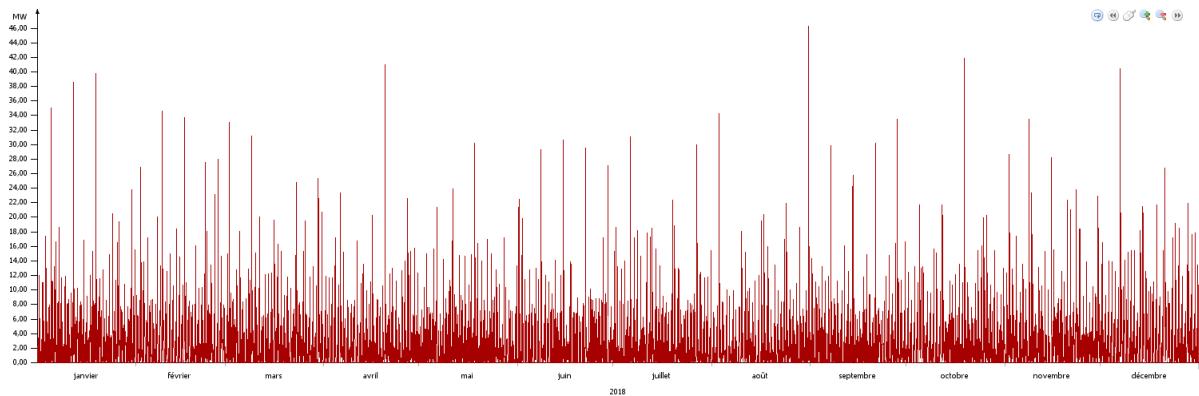


Figure 5.4 – CDC d'Écône avant correction (en vert) et après correction (en rouge) sur l'année 2018.

### 5.2.2.3 Clients ménages

Suite à la répartition réalisée à la section 5.2.2.1, nous avons donc un nombre de clients pour la catégorie des ménages, des entreprises et des bureaux. Comme dit plus tôt, nous nous focalisons sur les ménages avec un nombre de clients raccordés de 9411. Comme nous devons recréer une courbe de charge de cette catégorie "ménage", nous avons donc pris une CDC

d'un ménage type et nous l'avons multipliée par le nombre de clients trouvés. La figure 5.5 présente le résultat.



**Figure 5.5** – CDC résultante d'une courbe type ménage multipliée par le nombre de clients type "ménage". Période analysée de janvier à décembre 2018.

Nous remarquons tout de suite un problème. Si nous appliquons uniquement le facteur du nombre de clients sur cette CDC type, la CDC résultante n'est pas réaliste car elle comporte des appels de puissance beaucoup trop hauts (40 MW et plus!) et au même instant. Ceci revient à dire que tous les clients soutirent du courant en même temps alors que réellement ce n'est jamais le cas. De plus, le plus fort appel de puissance sur le réseau était le chantier de fin avril avec un appel à hauteur d'environ 32 MW (cf. *Figure 5.1*, p.28). Nous ne pouvons en tout cas pas avoir d'appel de puissance plus haut que cette valeur.

Suite à cette constatation, nous devons donc appliquer un foisonnement sur notre CDC "ménage" ainsi qu'un coefficient de simultanéité (cf. *Annexe A.13, p.71 pour plus d'explications sur le calcul de ce coefficient*) par typologie de foyers. La statistique de la population valaisanne (par tranche d'âge), nous a aidé à définir des structures familiales correspondant aux typologies de foyers que nous avons pu tirer du programme polysun (cf. *Table 5.2, p.27*).

Pour réaliser ce foisonnement, nous avons d'abord tiré les CDC par typologie de foyer du programme en spécifiant quels paramètres la CDC devait remplir (exemple : le logement possède un chauffage électrique). La table 5.6 présente les typologies définies.

Typologie	Structure familiale
F1	Jeunes seuls
F2	Jeunes couples avec un enfant
F3	Famille avec deux enfants
F4	Famille monoparentale avec un enfant
F5	Couples sans enfants
F6	Célibataires
F7	Couples agés
F8	Célibataires agés

**Table 5.6** – Liste des typologies et structures familiales correspondantes.

Ensuite, à l'aide de la statistique de la population valaisanne [OFS, 2017], nous avons défini des pourcentages par tranches d'âges (de la population totale de cette tranche d'âge, par exemple A1) pour représenter au mieux ces typologies. Si nous multiplions le pourcentage choisi (case F1A1), par la population totale d'une tranche d'âge (case C1A1) et que nous faisons ceci pour chaque ligne alors la somme totale des résultats nous donne le nombre de clients pour une typologie de foyer précis (case D8). L'équation 5.1 présente le calcul de la ligne "Total de population par typologie" pour la catégorie F1. Ensuite nous regardons quel pourcentage cela représente par rapport à la population totale valaisanne de 341463 personnes en 2017. Ce pourcentage est ensuite appliqué sur le total des clients raccordés à Écône. Nous obtenons ainsi le nombre de personnes qui appartiennent aux différentes typologies de foyers F1 à F8.

$$Total \text{ en } D8 = \sum_{n=1}^5 (C_{n+1} * D_{n+1}) \quad (5.1)$$

La table 5.7 présente les hypothèses retenues pour les pourcentages de population ainsi que les résultats obtenus classée par typologies avec les facteurs correspondants. Ces facteurs multiplieront les courbes types correspondantes.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Catégorie et âge		Total de population par catégorie	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
2	A1	0-19	67825	20%	20%	40%	20%	0%	0%	0%	0%
3	A2	20-39	88504	20%	40%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
4	A3	40-64	119135	0%	0%	40%	20%	20%	20%	0%	0%
5	A4	65-79	48863	0%	0%	0%	0%	0%	0%	66%	34%
6	A5	80 et +	17136	0%	0%	0%	0%	0%	0%	34%	66%
7											
8	Total de population par typologie		341463	31265	48966	110185	37392	23827	23827	38075	27923
9	[%] du total de pop en VS		100%	9.16%	14.34%	32.27%	10.95%	6.98%	6.98%	11.15%	8.18%
10	Nbr clients d'Écône		9411	861	1349	3036	1030	656	656	1049	769

Table 5.7 – Typologies de foyers et facteurs correspondants pour le nombre de clients de la typologie.

### 5.3 Reconstruction d'une CDC "zéro"

Après avoir vu les hypothèses retenues, rencontré différents problèmes et trouvé des solutions suite à ça, il est temps de passer à la reconstruction de notre CDC "zéro" avec le foisonnement

calculé précédemment.

Pour ce faire, un script sur Matlab a été créé afin de réaliser ce foisonnement. Nous prenons en compte les facteurs qui vont venir s'appliquer sur la courbe type correspondante. Ces facteurs sont :

- le nombre de clients par typologie de foyer,
- le coefficient de simultanéité  $K_s$  en fonction du nombre de clients,
- les degrés-jours pour tenir compte de l'effet de température.

La figure 5.6 présente sous forme de schéma bloc, les opérations réalisées par le script que nous avons conçu. Vous pouvez trouver le code du script en annexe si besoin (cf. Annexe A.14, p.72 et cf. Annexe A.15, p.75).

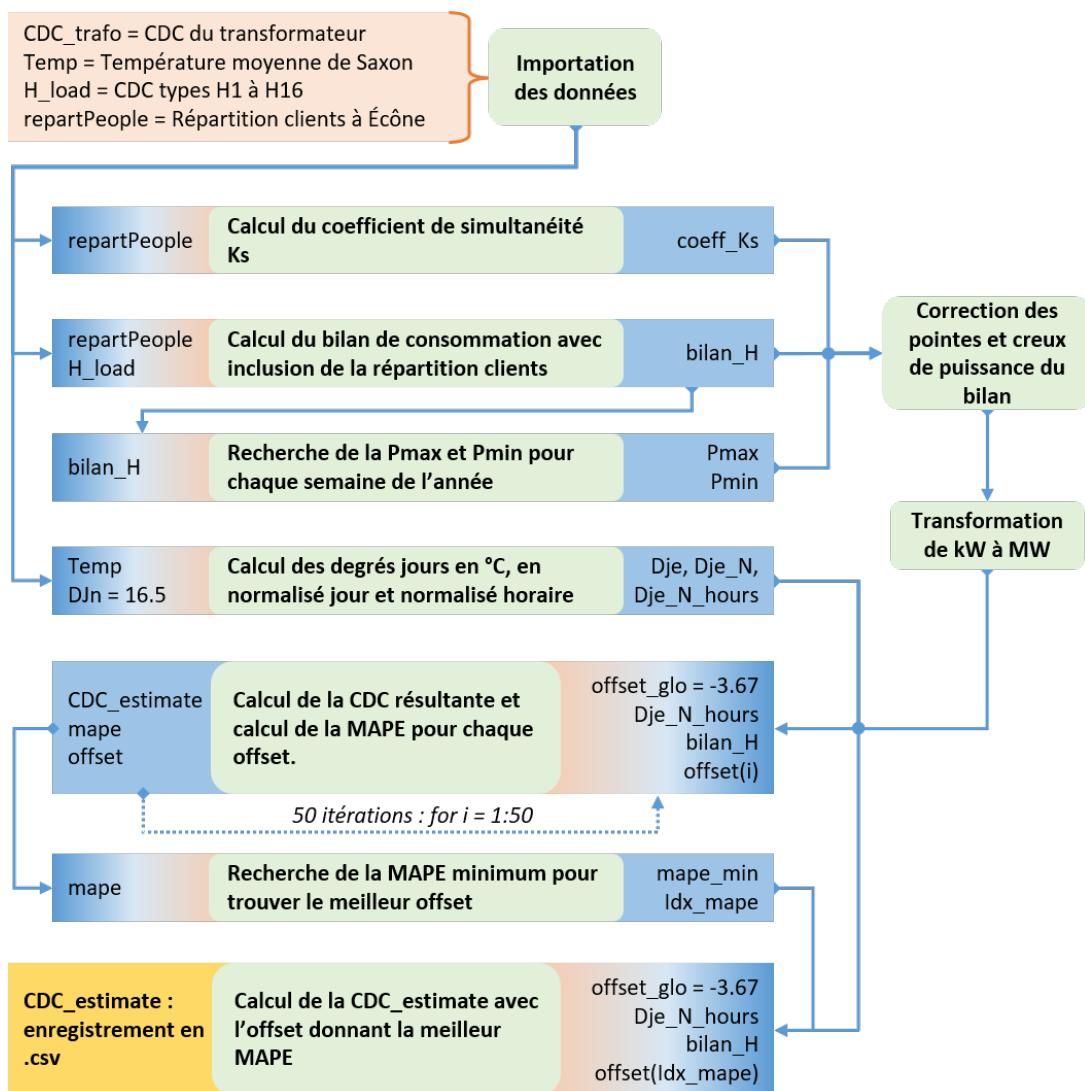
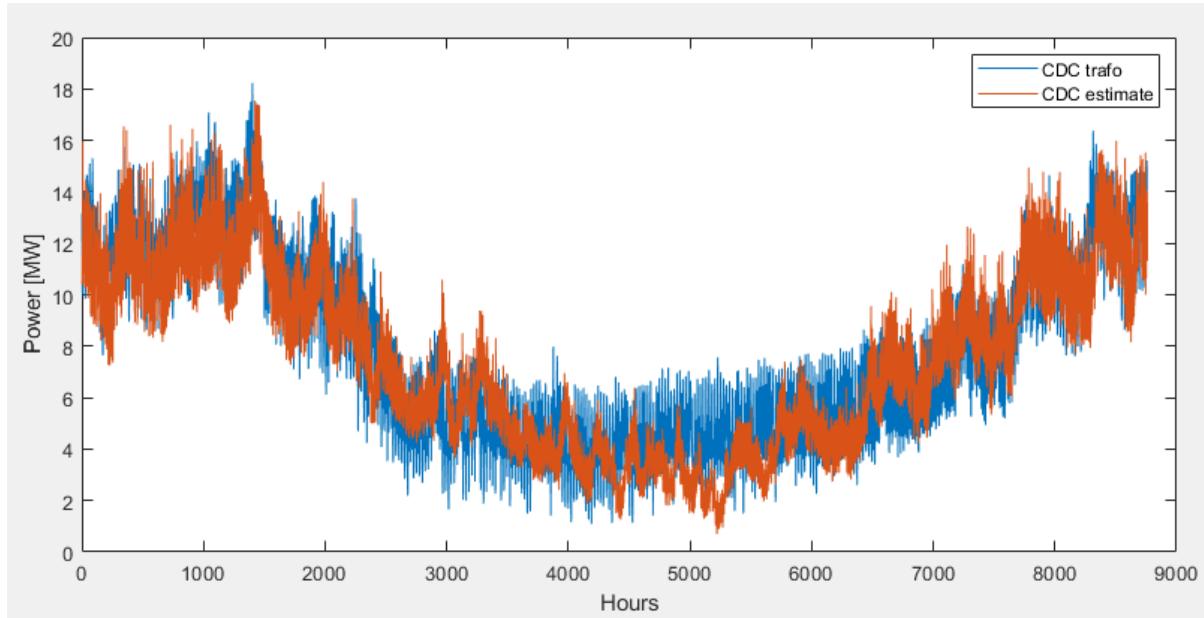


Figure 5.6 – Opérations réalisées pour obtenir un foisonnement s'approchant le plus du cas réel.

Ces opérations permettent de réaliser une CDC estimée des clients "ménages" raccordés au transformateur d'Écône, notre CDC "zéro". Par rapport à la CDC de base, notre CDC "zéro" comporte une MAPE (*cf. Annexe A.16, p.76 pour plus de précisions sur le calcul de MAPE*) d'un tout petit peu plus que 23%. Sur la figure 5.7, vous trouvez la courbe de charge objectif ("CDC trafo") et la courbe de charge estimée ("CDC estimate") grâce à la méthode explicitée avant.



**Figure 5.7 – CDC estimée par rapport à la CDC objectif.**

On peut tout de suite remarquer que les mois froids (entre 0 et 2500 et 6500 et 8760 heures) collent mieux à la CDC objectif que les mois chauds (entre 2500 et 6500 heures). Ceci est dû au calcul des degrés-jours qui devrait sûrement être différent pour les mois chauds. Le calcul fonctionne bien pour les mois froids et nous voyons très bien que l'influence de la température est bien prise en considération. L'amélioration du calcul de degrés-jours pourrait influencer en bien la CDC sur les mois chauds (*cf. Annexe A.15, p.75 pour plus de précisions quant au calcul des degrés-jours*) mais nous laissons de côté intentionnellement cette investigation.

Nous avons réalisé une analyse spectrale quantitative mois par mois et annuelle sur l'énergie et le pic mensuel de puissance (*cf. Table 5.8, p.37*). Cette analyse nous montre à quel pourcentage de précision nous nous trouvons de la CDC objectif pour un mois donné. Sans surprise, les mois chauds sont plus mauvais (plus de 10% de déviation) que les mois froids à part octobre qui n'est pas très bon non plus.

Pour finir, nous considérons qu'arriver au résultat de 23% de MAPE est acceptable étant donné les estimations faites et les données disponibles. Nous utiliserons donc cette nouvelle CDC de clients "ménages" pour le chapitre suivant.

		Annuel																																			
		Jan			Fév			Mar			Avr			Mai			Jun			Jul			Août			Sep			Oct			Nov			Déc		
CDC objectif Écone "ménages"	HP	Revenus	CHF	689517.35	89416.62	88899.62	80107.46	48161.45	36616.45	28955.84	32021.96	35427.70	38378.22	51930.89	67552.10	92149.04	CDC estimée Écone "ménages"	HP	Revenus	CHF	689517.35	89416.62	88899.62	80107.46	48161.45	36616.45	28955.84	32021.96	35427.70	38378.22	51930.89	67552.10	92149.04				
	Énergie	MWh	47234.08	6124.43	6089.02	5486.81	3298.73	2507.98	1983.28	2193.28	2426.55	2628.65	3556.91	4626.86	6311.58	Énergie	MWh	47234.08	6124.43	6089.02	5486.81	3298.73	2507.98	1983.28	2193.28	2426.55	2628.65	3556.91	4626.86	6311.58							
	Maximum	MWh	18.23	15.75	18.23	17.47	13.75	8.61	7.98	7.17	7.57	8.64	11.19	14.65	16.37	Maximum	MWh	18.23	15.75	18.23	17.47	13.75	8.61	7.98	7.17	7.57	8.64	11.19	14.65	16.37							
	Revenus	CHF	194397.35	24560.54	25398.40	24111.35	14094.56	10869.41	9072.57	9469.68	9828.55	10010.63	14150.00	18701.51	24130.15	Revenus	CHF	194397.35	24560.54	25398.40	24111.35	14094.56	10869.41	9072.57	9469.68	9828.55	10010.63	14150.00	18701.51	24130.15							
CDC estimée Écone "ménages"	HC	Énergie	MWh	20249.73	2558.39	2645.67	2511.60	1468.18	1132.23	945.06	986.43	1023.81	1042.77	1473.96	1948.07	2513.56	CDC estimée Écone "ménages"	HC	Énergie	MWh	20249.73	2558.39	2645.67	2511.60	1468.18	1132.23	945.06	986.43	1023.81	1042.77	1473.96	1948.07	2513.56				
	Maximum	MWh	16.57	13.57	16.57	15.05	10.29	6.69	5.71	6.30	6.01	6.28	9.07	12.02	13.54	Maximum	MWh	16.57	13.57	16.57	15.05	10.29	6.69	5.71	6.30	6.01	6.28	9.07	12.02	13.54							
	Revenus	CHF	654247.71	81001.97	80686.70	77662.89	50056.18	43116.97	28700.12	23258.20	24939.41	35256.56	55207.52	68731.56	85629.63	Revenus	CHF	654247.71	81001.97	80686.70	77662.89	50056.18	43116.97	28700.12	23258.20	24939.41	35256.56	55207.52	68731.56	85629.63							
	Énergie	MWh	44811.50	5548.08	5526.49	5319.38	3428.51	2953.22	1965.76	1593.03	1708.18	2414.83	3781.34	4707.64	5865.04	Énergie	MWh	44811.50	5548.08	5526.49	5319.38	3428.51	2953.22	1965.76	1593.03	1708.18	2414.83	3781.34	4707.64	5865.04							
Comparaison	HP	Maximum	MWh	17.54	16.60	16.46	17.54	13.75	10.58	6.96	6.38	7.41	9.55	12.65	14.94	15.98	Comparaison	HP	Maximum	MWh	17.54	16.60	16.46	17.54	13.75	10.58	6.96	6.38	7.41	9.55	12.65	14.94	15.98				
	Revenus	CHF	188636.44	23566.39	23678.60	22603.39	14585.68	12617.03	8114.90	6516.96	6997.81	9987.77	16077.76	20089.76	23800.39	Revenus	CHF	188636.44	23566.39	23678.60	22603.39	14585.68	12617.03	8114.90	6516.96	6997.81	9987.77	16077.76	20089.76	23800.39							
	Énergie	HC	MWh	19649.62	2454.83	2466.52	2354.52	1519.34	1314.27	845.30	678.85	728.94	1040.39	1674.77	2092.68	2479.21	Énergie	HC	MWh	19649.62	2454.83	2466.52	2354.52	1519.34	1314.27	845.30	678.85	728.94	1040.39	1674.77	2092.68	2479.21					
	Maximum	MWh	16.10	14.39	16.10	15.39	10.02	8.44	6.28	5.57	6.27	7.86	11.74	12.75	15.31	Maximum	MWh	16.10	14.39	16.10	15.39	10.02	8.44	6.28	5.57	6.27	7.86	11.74	12.75	15.31							
Précision	HP	Énergie	MWh	94.87%	90.59%	90.76%	96.95%	103.93%	117.75%	99.12%	72.63%	70.40%	91.87%	106.31%	101.75%	92.93%	Précision	HP	Énergie	MWh	94.87%	90.59%	90.76%	96.95%	103.93%	117.75%	99.12%	72.63%	70.40%	91.87%	106.31%	101.75%	92.93%				
	Maximum	MWh	96.22%	105.40%	90.29%	100.40%	100.00%	122.88%	87.22%	88.98%	97.89%	110.53%	113.05%	101.98%	97.62%	Maximum	MWh	96.22%	105.40%	90.29%	100.40%	100.00%	122.88%	87.22%	88.98%	97.89%	110.53%	113.05%	101.98%	97.62%							
	HC	Énergie	MWh	97.04%	95.95%	93.23%	93.75%	103.48%	116.08%	89.44%	68.82%	71.20%	99.77%	113.62%	107.42%	98.63%	HC	Énergie	MWh	97.04%	95.95%	93.23%	93.75%	103.48%	116.08%	89.44%	68.82%	71.20%	99.77%	113.62%	107.42%	98.63%					
	Maximum	MWh	97.04%	95.95%	93.23%	93.75%	103.48%	116.08%	89.44%	68.82%	71.20%	99.77%	113.62%	107.42%	98.63%	Maximum	MWh	97.04%	95.95%	93.23%	93.75%	103.48%	116.08%	89.44%	68.82%	71.20%	99.77%	113.62%	107.42%	98.63%							
				48.00	18.00	38%	5%	13.00	27%	17.00	35%	17.00	35%	100%						48.00	18.00	38%	5%	13.00	27%	17.00	35%	17.00	35%	100%							

Table 5.8 – CDC estimée par rapport à la CDC objectif avec les pourcentages d'erreur.

## 6 Objectif 1 : impact du solaire

Le premier objectif auquel nous devons répondre est l'impact que peut avoir plus d'installations PV sur les revenus du mandant s'il garde la tarification actuelle (2018) pour les clients "ménages".

### 6.1 Hypothèse de travail

Pour réaliser cet objectif n°1 nous allons utiliser la CDC estimée des clients "ménages" au chapitre précédent. Pour rappel, nous avons 9411 clients raccordés et nous prenons l'hypothèse qu'ils sont tous au tarif double car plus de 40% des clients bénéficient de cette tarification (*cf. Annexe A.9, p.68*). La tarification, appliquée à la CDC "objectif" et "estimée", présentées dans la table 6.1 est celle du mandant établie en 2018. Nous voyons qu'entre les revenus de la CDC objectif et ceux de la CDC estimée, nous avons une différence de 53000 CHF, ce qui représente 4% du revenu de la CDC objectif. Ce résultat ne tient pas compte des coûts engendrés par l'achat d'énergie.

Tarification du mandant		Revenus pour le mandant	
		CDC objectif	CDC estimée
<i>NRJ HP</i>	6.70 CHF/MWh	CHF 407 592	CHF 388 660
<i>NRJ HC</i>	4.50 CHF/MWh	CHF 28 233	CHF 28 233
<i>Abo NRJ</i>	3.00 CHF/mois	CHF 472 373	CHF 450 294
<i>Rés HP</i>	7.90 CHF/MWh	CHF 98 816	CHF 98 816
<i>Rés HC</i>	4.90 CHF/MWh	CHF 91 390	CHF 87 858
<i>Abo Rés</i>	10.50 CHF/mois	CHF 176 808	CHF 168 888
<i>Taxes</i>	2.62 CHF/MWh		
<i>Clients</i>	9411	<b>CHF 1 275 211</b>	<b>CHF 1 222 748</b>

**Table 6.1** – Informations de base de la tarification 2018 et application sur la CDC estimée des clients "ménages" d'Écône.

Chaque revenu présenté dans la table 6.1 est calculé avec la consommation annuelle en MWh relevée de la table 5.8, présentée dans le chapitre précédent. Que ce soit pour la CDC objectif ou la CDC estimée, les calculs restent les mêmes.

$$Revenus_{NRJ} = Tarif_{NRJ-HP} * conso_{HP} + Tarif_{NRJ-HC} * conso_{HC} \quad (6.1)$$

$$Revenus_{RES} = Tarif_{RES-HP} * conso_{HP} + Tarif_{RES-HC} * conso_{HC} \quad (6.2)$$

$$Revenus_{ABO-NRJ} = Tarif_{ABO-NRJ} * nbr_{clients} \quad (6.3)$$

$$Revenus_{ABO-RES} = Tarif_{ABO-RES} * nbr_{clients} \quad (6.4)$$

$$Revenus_{PCP} = (Revenus_{RES} + Revenus_{ABO-RES}) * 0.16 \quad (6.5)$$

$$Revenus_{TAX} = (conso_{HP} + conso_{HC}) * Tarif_{TAX} \quad (6.6)$$

Pour bien établir notre scénario d'une pénétration forte du solaire sur les communes raccordées à Écône, nous allons prendre en compte la stratégie énergétique valaisanne 2060 et les objectifs 2035 explicités dans la section 1.1.5. Pour rappel, les objectifs 2035 du canton du Valais tablent sur 900 GWh d'énergie électrique produite par des installations solaires ( $ProdPV_{GOAL2035}$ ). La table 6.2 présente les données de base pour la suite des calculs.

<i>Nombres de communes en VS</i>	<b>126</b>
<i>Population totale en VS</i>	<b>341463</b>
<i>Rendement PV classique</i>	<b>15%</b>
<i>Production PV goal 2035 [GWh/an]</i>	<b>900</b>
<i>Production solaire valaisanne [(kWh/an)/m<sup>2</sup>]</i>	<b>1350</b>

Table 6.2 – Données de base.

Prenons l'hypothèse que seuls les ménages installeront des PV, que le rendement de ces PV ( $Rend_{PV}$ ) est de 15% et que nous avons une énergie disponible ( $ProdSOL_{VALAIS}$ ) de 1350 [ $\frac{kWh}{m^2}$ ] (cf. Annexe A.17, p.76). Les chiffres présentés dans la table 6.3 sont directement tirés de la clé de répartition réalisée dans la section 5.2.2.1 pour le nombre de clients "ménages" et les populations des communes raccordées proviennent de la statistique officielle valaisanne [OFS, 2017]. A savoir que la population totale des communes raccordées au transformateur d'Écône représente 8% de la population totale du canton du Valais.

Communes raccordées à Ecône	Population commune	Nbre clients total raccordés	Nbre clients ménages
Chamoson	3787	458	194
Isérables	827	511	480
Leytron	3215	3303	2727
Nendaz	6595	84	76
Riddes	3191	3325	2395
Saillon	2574	1949	1167
Saxon	5774	3746	2372
<b>Totaux</b>	<b>25963</b>	<b>13376</b>	<b>9411</b>

Table 6.3 – Informations de base sur les communes et les clients "ménages" raccordés à Écône.

Connaissant le nombre de clients qui possèdent déjà une installation solaire sur les communes, nous déduisons ces installations du total dans la table 6.4. Comme nous pouvons le constater, malgré l'engouement général, sur un vivier potentiel de plus de 9000 clients, seulement 3.7% des clients ont actuellement installé des PV.

Communes raccordées à Ecône	Clients ayant déjà des PV (SEIC)		Production solaire en kWh (SEIC)	Nbr clients ménages	Ratio clients avec install / clients ménages	Nbr de ménages sans installation
	Nbr "ménages"	Nbr "entreprises"				
Chamoson	53	8	425536	194	31.4%	141
Isérables	11	0	34266	480	2.3%	469
Leytron	40	7	1301763	2727	1.7%	2687
Nendaz	70	5	743879	76	98.7%	6
Riddes	23	4	783135	2395	1.1%	2372
Saillon	39	4	374127	1167	3.7%	1128
Saxon	67	20	5768892	2372	3.7%	2305
Totaux	303	48	9431598	9411	3.7%	9108

Table 6.4 – Clients avec des installations PV et résultats de clients sans installations.

Pour tenir compte de la stratégie énergétique valaisanne, nous avons pris le potentiel solaire (exprimé en GWh) des toits des communes concernées. Le calcul concernant ce potentiel solaire des toits provient d'une étude de l'OFEN [Klauser, 2016]. Nous avons ensuite ramené ce potentiel de production à l'habitant, en la divisant par la population totale de la commune considérée. Ensuite, nous avons multiplié ce potentiel par habitant ( $PotSOL_{ROOF}$ ) par le nombre total de clients ( $Nbr_{CUSTOMER}$ ) en intégrant le rendement de 15% d'un panneau solaire classique ( $Rend_{PV}$ ). Même chose avec les clients n'ayant pas d'installation solaire. Finalement, nous avons calculé la surface à couvrir par commune en divisant ce potentiel obtenu par la production solaire valaisanne ( $ProdSOL_{VALAIS}$ ) et le rendement du panneau ( $Rend_{PV}$ ) pour les clients n'ayant pas d'installation ( $PotSOL_{afterPV}$ ). Les équations 6.7 et 6.8 présentent le calcul de la surface pour une commune.

$$Surface [m^2] = \frac{PotSOL_{afterPV} [\frac{kWh}{an}]}{Rend_{PV} * ProdSOL_{VALAIS} [\frac{kWh}{an*m^2}]} \quad (6.7)$$

$$PotSOL_{afterPV} [\frac{kWh}{an}] = PotSOL_{ROOF} [\frac{kWh}{hab}] * Rend_{PV} * Nbr_{CUSTOMER} \quad (6.8)$$

Communes raccordées à Ecône	Potentiel solaire après PV				
	Potentiel solaire des toitures [GWh/an]	Potentiel solaire des toitures [kWh/an/hab]	Clients "ménages" [kWh/an]	Clients sans installation [kWh/an]	Surface à couvrir [m2]
Chamoson	35.69	9424.35	647452.60	199324.93	984.32
Isérables	7.61	9201.93	705328.30	647356.11	3196.82
Leytron	36.09	11225.51	5561676.67	4524439.97	22342.91
Nendaz	85.14	12909.78	162663.23	11618.80	57.38
Riddes	35.66	11175.18	5573621.12	3976129.11	19635.21
Saillon	28.83	11200.47	3274456.29	1895118.88	9358.61
Saxon	47.23	8179.77	4596213.54	2828155.96	13966.20
Totaux	276.25	73316.98	20521411.76	14082143.76	69541.45

Table 6.5 – Potentiel solaire des toits des communes et calculs en découlant.

Nous avons voulu voir à quel pourcentage l'objectif 2035 était atteint ; si tout le potentiel des toits des communes concernées était utilisé (cf. équation 6.9) et quelle surface il fallait couvrir pour réaliser ce potentiel (cf. équation 6.10). Nous avons fait le même calcul pour le potentiel

obtenu si tous les clients raccordés à Écône (toutes catégories confondues) posaient des PV. Les calculs réalisés sont les suivants :

$$Goal [\%] = \frac{Potentiel faisable [\frac{GWh}{an}]}{ProdPV_{GOAL2035} [\frac{GWh}{an}]} \quad (6.9)$$

$$Surface [m^2] = \frac{Potentiel faisable [\frac{GWh}{an}] * 1000000}{Rend_{PV} * ProdSOL_{VALAIS} [\frac{kWh}{an*m^2}]} \quad (6.10)$$

<i>Potentiel faisable sur les toits des communes [GWh/an]</i>	276.25
<i>Goal atteint à :</i>	30.7%
<i>Surface à couvrir [m2]</i>	1364198

<i>Potentiel faisable pour tous les clients [GWh/an]</i>	20.52
<i>Goal atteint à :</i>	2.3%
<i>Surface à couvrir [m2]</i>	101340

Table 6.6 – Niveau d'atteinte des objectifs 2035.

Nous avons donc une surface à couvrir de 101340  $m^2$  si tous les clients raccordés (tous types confondus) au transformateur d'Écône voulaient installer des PV. On remarque que l'objectif 2035 serait rempli à 2.3% avec la pose de PV chez les clients seulement et à 30.7% si tous les toits de chaque commune étaient équipés. Pour revenir à la table 6.5, nous avons calculé la surface nécessaire pour les clients sans installation et le résultat est de 69541  $m^2$ . Cette surface nous servira de base pour la simulation de production solaire horaire que nous réaliserons dans la section suivante.

## 6.2 Simulation de production solaire sur l'entier des communes raccordées à Écône

Dans cette section nous allons réaliser une simulation pour mesurer l'impact de manière financière de la production PV sur le bilan réseau du transformateur d'Écône si tous les clients sans installations PV décidaient d'en installer. Nous mesurerons cet impact en prenant en compte la tarification 2018 du mandant en faisant varier la surface calculée dans la section précédente. La variation de surface est corrélée au nombre de clients. Nous allons comparer :

- une surface installée de 100%,
- une surface installée de 75%,
- une surface installée de 50%,
- une surface installée de 25% et
- le scénario de base avec 0% de surface installée.

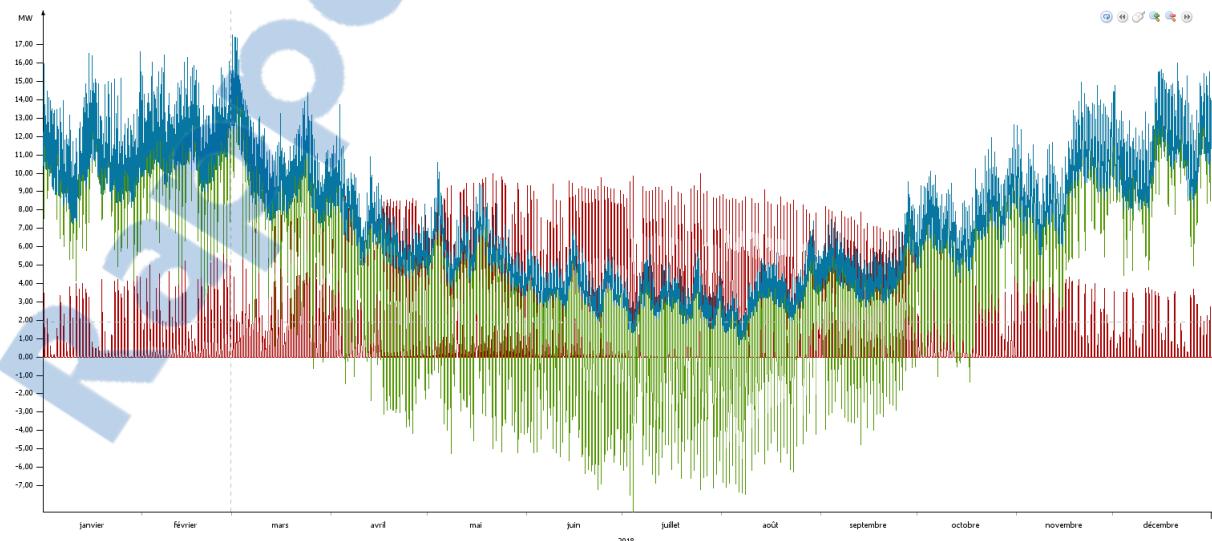
Notre simulation se passe sur le programme e-predict qui est parfait pour analyser rapidement des séries temporelles. Nous avons donc importé notre CDC estimée des clients "ménages" raccordés au transformateur d'Écone. Nous avons également importé le rayonnement solaire ( $Saxon_{ray}$ ) de Saxon [Krause et al., 2019] qui se trouve être le village doté d'une mesure de rayonnement. Les villages raccordés étant proches les uns des autres et Saxon se situant presque au milieu, nous prenons l'hypothèse que c'est une bonne moyenne du rayonnement sur la zone de desserte du transformateur.

Nous avons ainsi réalisé une courbe de production solaire ( $E_{prodPV}$ ) totale, en prenant en compte la surface ( $Surf_{inst}$ ) et le rendement d'un panneau PV classique ( $rend_{PV}$ ), présentée dans la table 6.6. Le facteur ( $fact_{VAR}$ ) est présent pour faire varier la surface comme définie précédemment avec :  $fact_{VAR} \in [1, 0.75, 0.5, 0.25, 0]$ .

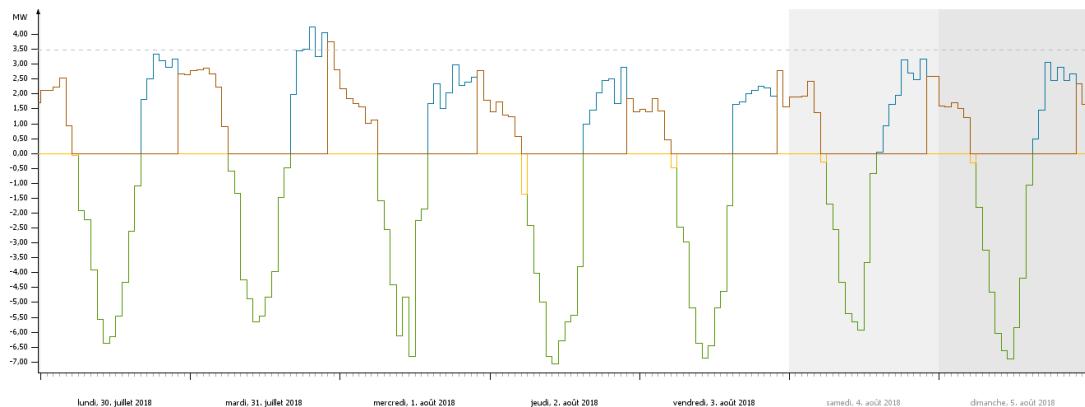
$$P_{prodPV} [MW] = \frac{Saxon_{ray} [W/m^2] * rend_{PV} * Surf_{inst} [m^2] * fact_{VAR}}{1000000} \quad (6.11)$$

Cette production solaire sera soustraite en série temporelle à la CDC "zéro" créée dans le chapitre 5.3, ainsi nous aurons le bilan ( $P_{bilan}$ ) en série temporelle comme présenté sur la figure 6.1. Sur ce bilan, nous appliquons les calculs explicités dans la section 4.3, chapitre 4. De cette façon, nous avons la puissance soutirée au réseau ( $P_{gridSout}$ ), la puissance injectée sur le réseau ( $P_{gridInj}$ ) que nous allons découper pour avoir les puissances soutirées ou injectées pendant les heures pleines (HP) et les heures creuses (HC).

La figure 6.2 présente la première semaine d'août 2018. Nous y voyons les 4 courbes de puissance de la CDC totale découpées par les périodes HP et HC. Pour chaque période, il y a une courbe d'injection sur le réseau et une courbe de soutirage du réseau. Nous ferons ceci pour chaque pourcentage de surface défini plus tôt. Nos CDC résultantes seront donc différentes à chaque fois. La seule qui ne changera pas est notre CDC "zéro".



**Figure 6.1** – Courbes de puissance :  $P_{prodPV}$  en rouge,  $CDC_{zero}$  en bleu et  $P_{bilan}$  en vert.



**Figure 6.2 – Courbes de puissance fragmentée par les HP et HC.**

### 6.3 Résultats et commentaires

Suite à ces simulations, nous avons obtenu les résultats résumés dans la table 6.7, qui ont été calculés avec les prix se trouvant dans la table 6.8. Les revenus ont été calculés avec les équations décrites dans l'hypothèse de travail (*cf. Chapitre 6, p.38*). Nous devions tenir compte du coût pour le mandant de l'énergie qu'il achète comme explicité dans la section 2.2, chapitre 2. Par conséquent, nous avons ajouté les coûts des contrats d'achat pour 2018 (*cf. Annexe A.19, p.78*) en prenant d'abord les 37% (*cf. Table 5.5, p.32*) pour tenir compte de notre analyse du transformateur d'Écône puis les 70% pour considérer uniquement l'analyse des clients "ménages" (*cf. Table 5.4, p.31*).

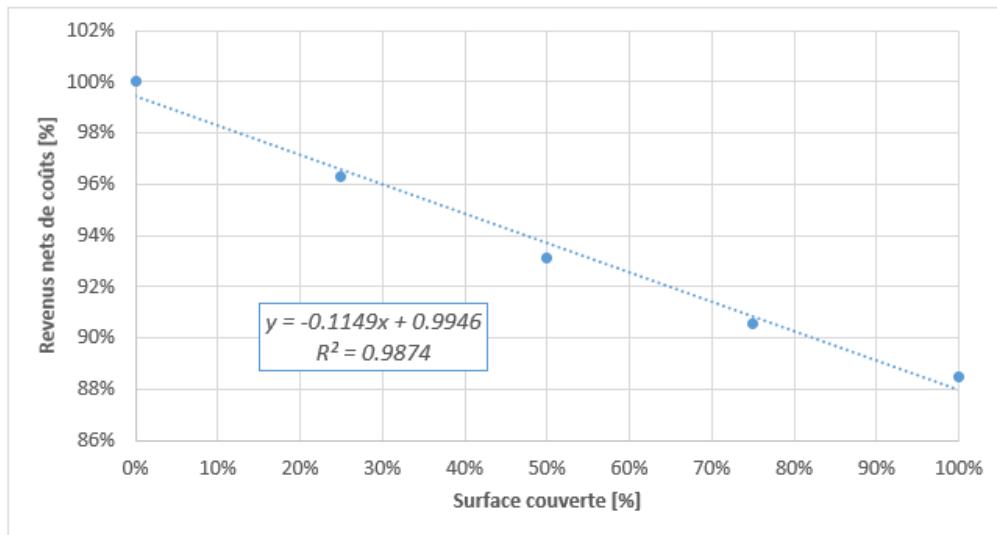
Revenus pour le mandant					
Nom du scénario	CDC "zéro"	CDC_25	CDC_50	CDC_75	CDC_100
Surface de PV	0%	25%	50%	75%	100%
Consommation HP	44811.50	41374.33	38357.82	36057.32	34341.49
Consommation HC	19649.62	19608.77	19469.61	19322.61	19207.40
Injection HP	0.00	-17.46	-385.49	-1469.53	-3138.24
Injection HC	0.00	0.00	0.00	-2.55	-16.10
Autoconsommation	0.00%	54.09%	53.08%	51.21%	49.13%
Revenus fourniture	CHF 388 660	CHF 365 447	CHF 344 611	CHF 328 536	CHF 316 521
Abonnement fourniture	CHF 28 233				
Revenus acheminement	CHF 450 294	CHF 422 940	CHF 398 428	CHF 379 534	CHF 365 414
Abonnement acheminement	CHF 98 816				
Revenus PCP	CHF 87 858	CHF 83 481	CHF 79 559	CHF 76 536	CHF 74 277
Revenus Taxes	CHF 168 888	CHF 159 776	CHF 151 508	CHF 145 095	CHF 140 298
Coûts reprise injection	CHF 0	-CHF 107	-CHF 2 351	-CHF 8 980	-CHF 19 241
Coûts achats énergie	-CHF 2 905 892				
<b>Total</b>	<b>-CHF 1 683 143</b>	<b>-CHF 1 747 305</b>	<b>-CHF 1 807 089</b>	<b>-CHF 1 858 122</b>	<b>-CHF 1 901 574</b>

**Table 6.7 – Résultats des simulations : revenus et coûts.**

Tarification du mandant		
Tarif NRJ HP	6.70	CHF/MWh
Tarif NRJ HC	4.50	CHF/MWh
Tarif abo NRJ	3.00	CHF/mois
Tarif RES HP	7.90	CHF/MWh
Tarif RES HC	4.90	CHF/MWh
Tarif abo RES	10.50	CHF/mois
Tarif taxes	2.62	CHF/MWh
Tarif reprise	6.1	CHF/MWh
Nbr clients	9411	

**Table 6.8** – Tarification utilisée pour la simulation.

Sans trop de surprise, les revenus du mandant baissent en corrélation avec la surface de PV qui augmente. Cette corrélation est de 98% d'après le graphe 6.3. Vous pouvez remarquer sur la table 6.7, que les revenus sont négatifs même pour le scénario sans solaire. C'est pourquoi nous avons préféré exprimer en pourcentage les revenus nets de coûts en fonction du pourcentage de surface couverte. Nous remarquons tout de suite que la baisse serait de presque 12% en passant d'aucune surface couverte à 100% de surface couverte, c'est à dire  $69541\text{ m}^2$  qui est la surface de référence calculée plus tôt (*cf. Table 6.5, p.40*). Le revenu pris comme référence pour les 100% est le revenu calculé pour le scénario "zéro" dans la table 6.7 soit -1.683 MCHF.

**Figure 6.3** – Revenus nets des coûts en fonction de la surface.

Ainsi nous pouvons sortir l'équation 6.12 qui nous donne le pourcentage des revenus nets de coûts en fonction du pourcentage de la surface installée.

$$\text{Revenus [%]} = -0.1149 * \text{Surface [%]} + 0.9946 \quad (6.12)$$

Bien que le fait d'avoir des revenus négatifs ne pose pas problème pour établir la relation entre la surface et les dits revenus, nous sommes quand même étonnés de constater des revenus

négatifs. Nous pensions au moins avoir des revenus en positif pour le scénario "zéro" mais nous avons dû apparemment omettre une donnée dans les calculs préparatoires. Nous pensions que le nombre de clients faisait la différence mais en testant avec 36'000 clients (qui est environ le nombre de clients du mandant), nous n'avons pas remarqué d'impact suffisant pour remonter dans les positifs.

Un autre effet du solaire est la volatilité de la CDC comme on peut le voir sur la figure 6.1, p. 42. En effet, en ayant encore la CDC bleue (scénario CDC "zéro"), le mandant peut continuer d'acheter de la base annuelle avec 2-3 MW de puissance. Par contre, si nous prenons le scénario CDC "100", comme nous avons une injection sur les mois chauds, il ne pourra plus se permettre d'acheter de la base annuelle. Les mois froids changent moins quant à eux, phénomène dû à une production moindre. L'achat de base pour cette période devra néanmoins être adapté.

De ce fait, le mandant devra certainement se couvrir avec plus de produits PEAK ou PROFIL ou éventuellement faire ses achats au plus près de la date de livraison, c'est-à-dire le plus souvent sur le marché SPOT. De plus, son taux d'erreurs sur la prévision de la charge devrait être moindre avec un horizon de prévision plus court comme il a été remarqué dans un précédent travail sur la prédiction de température et de production PV (*cf. Annexe A.20, p.78*).

Outre ces remarques sur les résultats, nous pouvons directement remarquer que si la tarification n'est pas adaptée et que des clients ayant des PV sont tarifiés avec les tarifs 2018 du mandant, à savoir le tarif double pour les ménages, le mandant sera perdant. Il est donc dans son intérêt d'évaluer d'autres possibilités.

Nous allons dans le prochain chapitre, proposer d'introduire une tarification dynamique chez le mandant pour les clients ayant du PV.

## 7 Objectif 2 : propositions de tarification pour les ménages avec PV

Un système de tarification de l'énergie plus dynamique que la traditionnelle tarification "heures pleines heures creuses" pourrait être une proposition intéressante pour certains groupes de consommateurs comme nous l'apprend [Faruqui et al., 2010]. Cette étude a montré que les clients étaient prêts à "switcher" sur une production renouvelable quand elle était disponible, comme par exemple une production à forte composante éolienne. Les moyens de production d'électricité renouvelable étant plus stochastiques que le traditionnel "ruban" nucléaire, la manière de tarifier doit aussi changer pour s'adapter au nouveau pas horaire que les ENR introduisent ainsi que pour mieux représenter le vrai coût de l'électricité.

En effet, une tarification à prix fixe qui plus est déterminée longtemps à l'avance (comme ici une année), ne peut pas être entièrement efficace pour refléter le coût des unités de production surtout en période critique. Sur la figure 7.1 on peut remarquer que pour une demande PEAK ou OFFPEAK et une certaine production, un prix fixe ne pourrait pas remplir son rôle correctement. Soit le consommateur paie trop, soit le producteur n'est pas assez payé [Hogan, 2014].

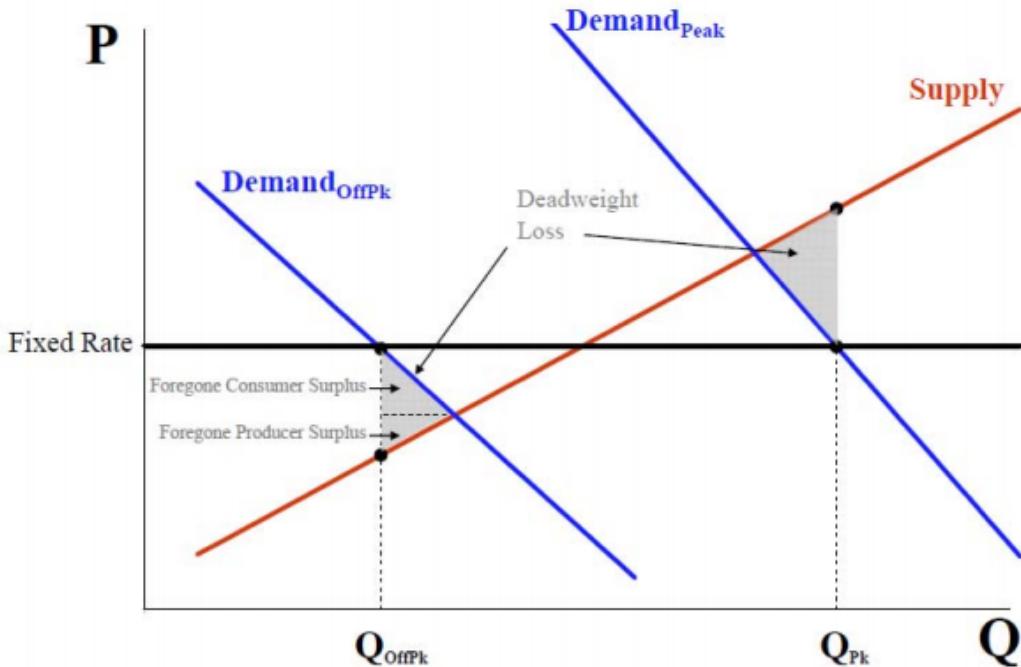


Figure 7.1 – Défauts d'un prix fixe pour la tarification de l'électricité [Hogan, 2014].

Après un rapide état de l'art des tarifications déjà en place dans certains pays ayant un marché libéralisé, nous allons en choisir certaines en fonction de nos besoins. Ensuite nous définirons

des clients types et développerons un programme afin de réaliser un banc de test pour ces tarifications.

## 7.1 La tarification dynamique comme système tarifaire pour les ménages ?

Plusieurs expériences de tarification dynamique ont été menées ces dernières années afin de tester et mieux comprendre les mécanismes de tarification et comment tarifier au mieux les consommateurs en fonction de leurs besoins et des coûts de la production. A la fin des années 70, plusieurs GRD aux USA ont testé une tarification établie sur le temps d'utilisation (TOU). L'étude a montré que les consommateurs répondaient assez bien à cette manière de tarifier et changeaient leur profil d'utilisation en baissant leurs pointes de consommation ou en déplaçant leurs charges sur une autre plage d'utilisation [Faruqui & Palmer, 2012]. C'est ce qu'on appelle la "Demand Response" (DR).

Une autre étude a mis en exergue qu'un signal de DR trop important pouvait éventuellement mener à des réactions trop importantes et donc mener à un déplacement de la charge, un effet "rebond", aussi trop important. Cet effet "rebond" trop important pourrait réduire le bénéfice voulu par le signal de DR et ainsi le tout deviendrait contre-productif [Bergaentzlé, Clastres, & Khalfallah, 2014].

Un autre style de tarification est le Critical Peak Pricing (CPP) qui est principalement un prix beaucoup plus haut pour les 10 à 15 jours où les prix de gros sont les plus élevés dans l'année. Le reste du temps, le prix de l'électricité est plus bas pour le consommateur. Ce genre de tarification reflète mieux les coûts de l'énergie et de la capacité installée des unités de production.

La tarification "heures pleines heures creuses", actuellement pratiquée par le mandant, est une tarification du type Time Of Use (TOU) avec des heures qui sont fixées pour définir la plage PEAK de la journée et seulement les jours ouvrables (en Europe, de 8h le matin à 20h le soir). Durant ces plages, le prix est plus haut tandis que pour le reste, les périodes OFFPEAK, le prix est plus bas. Ceci afin de refléter les variations des coûts marginaux de production. Au contraire de la CPP, la TOU possède un ratio Peak price / Offpeak price beaucoup plus petit. Elle est donc moins incitative pour induire une DR de la part des consommateurs [Faruqui & Palmer, 2012].

Finalement, pour refléter au mieux les coûts de l'électricité, ne vaudrait-il pas mieux être toujours calés sur le prix à la bourse de l'électricité comme l'EEA qui définit le prix d'équilibre entre l'offre et la demande ? C'est le principe derrière les tarifications Real Time Pricing (RTP). Suivant la consommation énergétique du client, il est averti un jour à l'avance ou une heure à l'avance du prix de l'électricité pour les prochaines heures à venir. D'après [Faruqui & Palmer, 2012], seuls les gros consommateurs ayant les moyens d'avoir une unité d'affaires dévolue à l'achat de l'énergie peuvent se permettre de participer au marché sur une base horaire. Ce type de tarification ne semble donc pas indiqué pour les consommateurs du type "ménage".

D'après une enquête réalisée auprès des GRD nord-américains et québécois [Pineau & Langlois-Bertrand, 2016], la plupart déclarent avoir des clients sous une tarification TOU ou CPP. Quasi le même pourcentage de GRD pratiquent ces deux tarifications autant pour le secteur résidentiel que pour le secteur commercial ou industriel. Par contre, pour le RTP, le nombre de GRD déclarant ce type de tarification était de 50 pour le secteur industriel contre 10 pour le secteur résidentiel. Cela vient confirmer que le RTP est moins attrayant pour les consommateurs de type "ménage".

Tout ceci nous porte à croire qu'un système plus dynamique de tarification peut réaliser 3 objectifs. Non seulement cela peut être bénéfique pour les ménages mais cela pourrait aussi réaliser un objectif environnemental de réduction d'énergie ainsi qu'un objectif orienté services-systèmes comme pour désengorger le réseau quand c'est nécessaire. Un signal sous forme de prix peut être suffisamment incitatif pour autant qu'il soit appliqué de la bonne manière et avec la tarification adéquate par rapport au client considéré.

## 7.2 Hypothèse de travail

Pour créer notre banc de test, nous avons choisi de réaliser des courbes types calquées sur les catégories définies par l'ElCom. Nous avons donc :

- une villa de catégorie H7 avec 70 [ $m^2$ ] de PV,
- un petit immeuble en regroupement de consommation propre (RCP), comportant 8 appartements du type H1 et 2 appartements du type H4, avec 120 [ $m^2$ ] de PV,
- un immeuble de bureaux du type C2 avec 200 [ $m^2$ ] de PV et
- une industrie du type C4 avec 500 [ $m^2$ ] de PV.

Pour avoir plus de précision sur les catégories, merci de vous reporter à l'annexe A.21, p. 79.

Ensuite nous avons choisi de tester les tarifications suivantes :

- la tarification "heures pleines heures creuses" pratiquée par le mandant en 2018 comme scénario de base,
- une tarification CPP basée sur le 1% des puissances mensuelles maximums soutirées par le client et
- une tarification RTP basée sur les prix du marché day-ahead de la bourse EEX pour la Suisse.

Finalement, nous avons aussi pris en compte les données météorologiques de la région valaisanne [Krause et al., 2019] ainsi que les données du prix day-ahead pratiqué pour la Suisse sur la bourse EEX [Neon Neue Energieökonomik et al., 2019]. Les données météo sont celles de Vétroz et nous avons pris 15% de rendement pour les panneaux solaires.

## 7.3 Création du banc de test virtuel et simulations réalisées

Suite à cette hypothèse de travail, nous avons donc programmé un petit banc de test virtuel afin de pouvoir mettre à l'épreuve les 3 tarifications choisies. Le code et le programme seront

présentés durant la défense orale de ce travail de bachelor.

Ce banc de test permet de choisir un type de client et un type de tarification comme listé dans l'hypothèse de travail ainsi que de signaler si le client possède des PV ou non. Suite à cette sélection le programme réalise les différents calculs programmés et sort les résultats sous forme de 4 graphes et 2 tableaux de renseignements, groupés dans deux dashboard distincts. Le premier est le dashboard "Tarification" (*cf. Figure 7.2, p.49*) et le second est le dashboard "Achats" (*cf. Figure 7.3, p.50*).

En effet, suite au test d'une tarification, le programme aide le mandant à définir une stratégie d'achat personnalisée pour le client considéré. Évidemment, cela renseigne seulement pour le client en question et n'a pas vocation de définir une stratégie d'achat de l'énergie de façon globale du point de vue du mandant sauf si tous les clients étaient les mêmes, ce qui n'est évidemment pas le cas. Ici sont les limites de ce programme, qui permet de mesurer l'influence d'une tarification par rapport à une autre après avoir lancé 2 simulations distinctes.

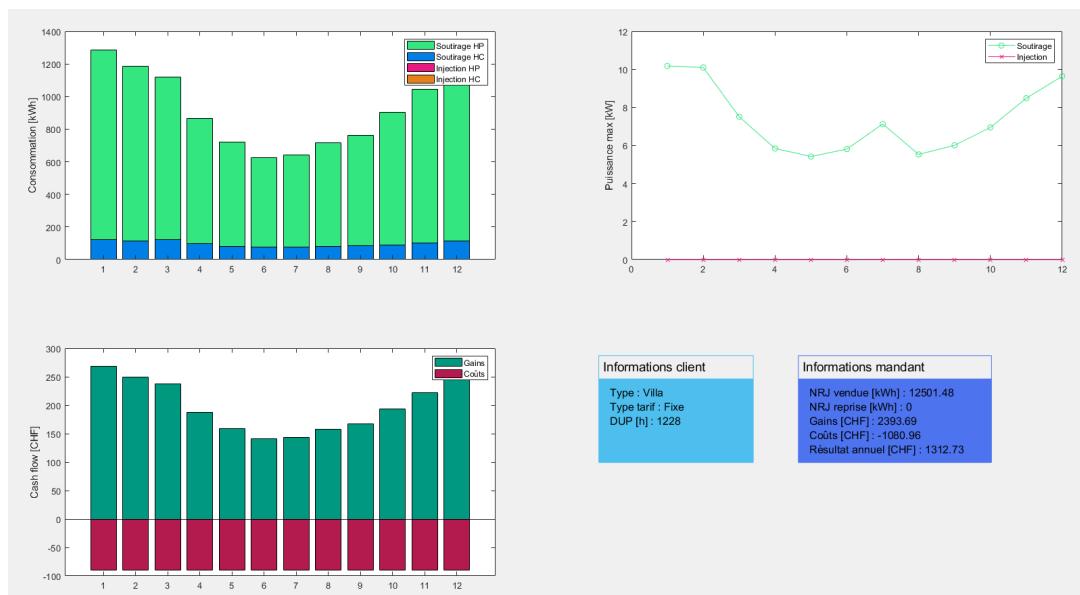


Figure 7.2 – Dashboard "Tarification".

Pour présenter quelque peu le dashboard "Tarification", vous avez en haut à gauche un graphe renseignant sur les quantités d'énergies fournies au client en heures pleines (en vert clair) et heures creuses (en bleu) ainsi que l'injection sur le réseau par le client si nous avions défini qu'il avait des PV. Ensuite, en bas à gauche nous avons le "cash flow" du mandant avec les gains (en vert foncé) et les coûts subis pour fournir l'énergie (en rouge). En haut à droite, vous avez un graphe avec les puissances maximums soutirées ou injectées par le client. Le tout est calculé pour chaque mois de l'année considérée, ici 2018.

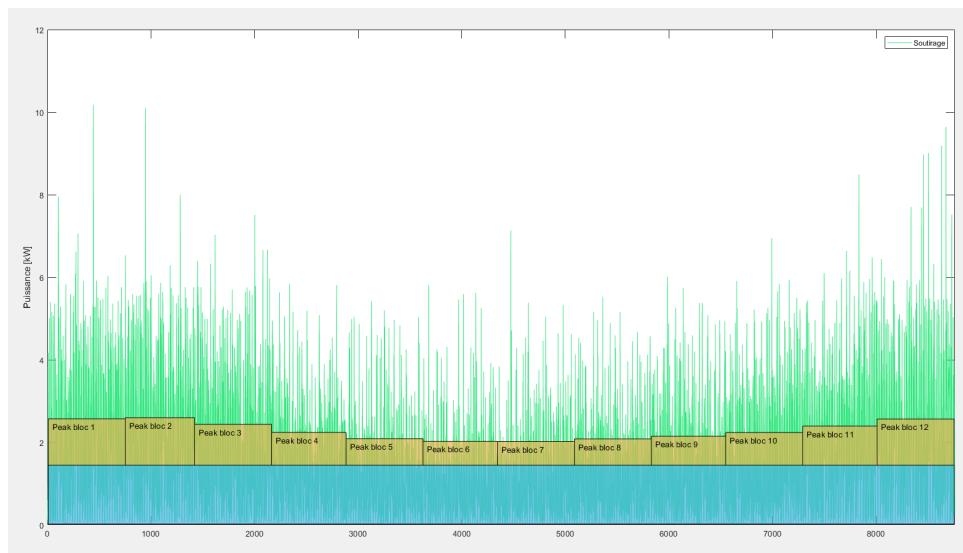
Pour finir, deux autres petits tableaux sont là pour donner des résultats annuels concernant d'une part le client (celui de gauche), d'autre part le mandant (celui de droite). Vous pouvez trouver des indicateurs pour le client comme :

- le type de client,
- le type de tarif appliqué,
- la DUP du client,
- le taux d'autoconsommation et le taux d'autosuffisance si l'option PV était sélectionnée au préalable (sinon ils n'apparaissent pas).

Pour le mandant, les indicateurs sont les suivants :

- l'énergie fournie en kWh,
- l'énergie reprise en kWh,
- les gains annuels en CHF,
- les coûts annuels en CHF et
- le résultat annuel qui est égal aux gains moins les coûts annuels.

Ce premier dashboard "Tarification" permet de voir, en appliquant une tarification choisie, si le mandant perd de l'argent ou en gagne annuellement. Il se peut que d'un mois   un autre le résultat mensuel soit négatif mais si sur l'année le tout s'équilibre, alors cela ne pose pas problème. Il permet aussi d'avoir un aper  du profil de consommation que le client possède surtout pour les puissances maximums qui pourraient être un facteur de décision pour décider de tarifier d'une manière ou d'une autre un client.



**Figure 7.3 – Dashboard "Achat".**

Pour dire quelques mots sur le dashboard "Achat" (*cf. Figure 7.3, p.50*), nous commencerons par mettre en exergue qu'il présente le profil de consommation horaire du client pour la partie soutirage au réseau (en vert clair). Ceci vient s'ajouter comme moyen de mieux connaître le profil du client en plus des puissances maximums présentées dans le premier dashboard.

Ensuite, nous avons un grand rectangle bleu qui représente l'achat de BASE que le mandant pourrait faire après analyse de ce client. La largeur est le nombre d'heures dans l'année et la hauteur est déterminée comme étant la puissance moyenne annuelle du client considéré.

Par dessus viennent s'ajouter des blocs mensuels de puissance qui représentent l'achat potentiel en puissance PEAK déterminés par l'énergie mensuelle fournie divisée par le nombre d'heures dans le mois considéré. Ceci nous donne donc les rectangles jaunes, qui seraient la puissance PEAK idéale à acheter sur le mois considéré. On remarque qu'il reste quand même une partie vert clair qui n'est pas couverte. Cette partie pourrait être finalisée par l'achat ou la revente d'énergie sur le marché SPOT. Revente car nous pouvons aussi voir que certaines parties sont couvertes alors qu'elles n'auraient pas besoin de l'être.

Ici sont les limites de notre programme qui n'a pas la vocation d'être une aide à la décision pour les traders et ne prévaut donc pas à une analyse plus en profondeur pour mieux déterminer la stratégie d'achat que le mandant devrait appliquer de manière globale. Sa vocation est plutôt de donner une estimation globale sur le meilleur type de tarification pour un certain type de client dans un contexte d'une pénétration forte des PV.

## 7.4 Résultats et commentaires

### 7.4.1 Time Of Use

Nous allons maintenant passer en revue les résultats obtenus avec ce programme. Commençons par le scénario de base avec la tarification de type Time Of Use (TOU), la "HP-HC" de base du mandant. Nous pouvons voir sur le dashboard "Tarification" les résultats annuels et de profils pour un client possédant une villa H7 sans PV (cf. *Figure 7.4, p.51*) et pour ce même client mais avec PV (cf. *Figure 7.5, p.52*). La tarification appliquée pour ce TOU est celle appliquée par le mandant durant l'année 2018 déjà présentée plus tôt (cf. *Table 6.8, p.44*).

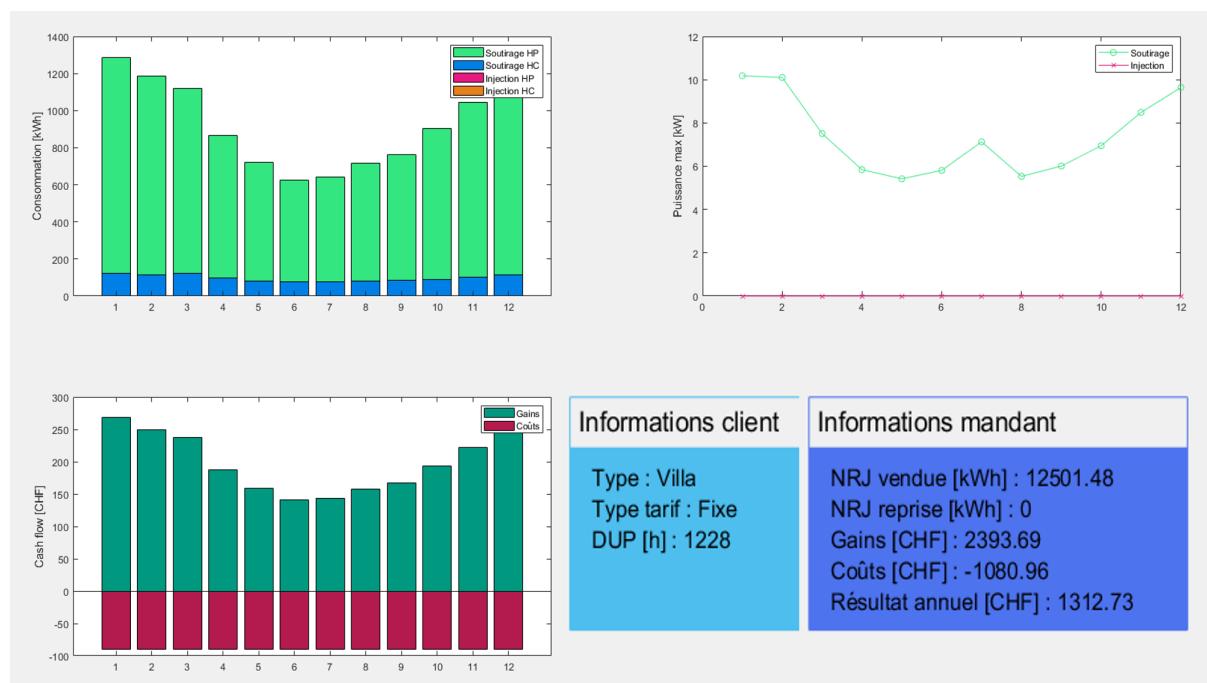


Figure 7.4 – Résultat du type villa H7 sans PV.

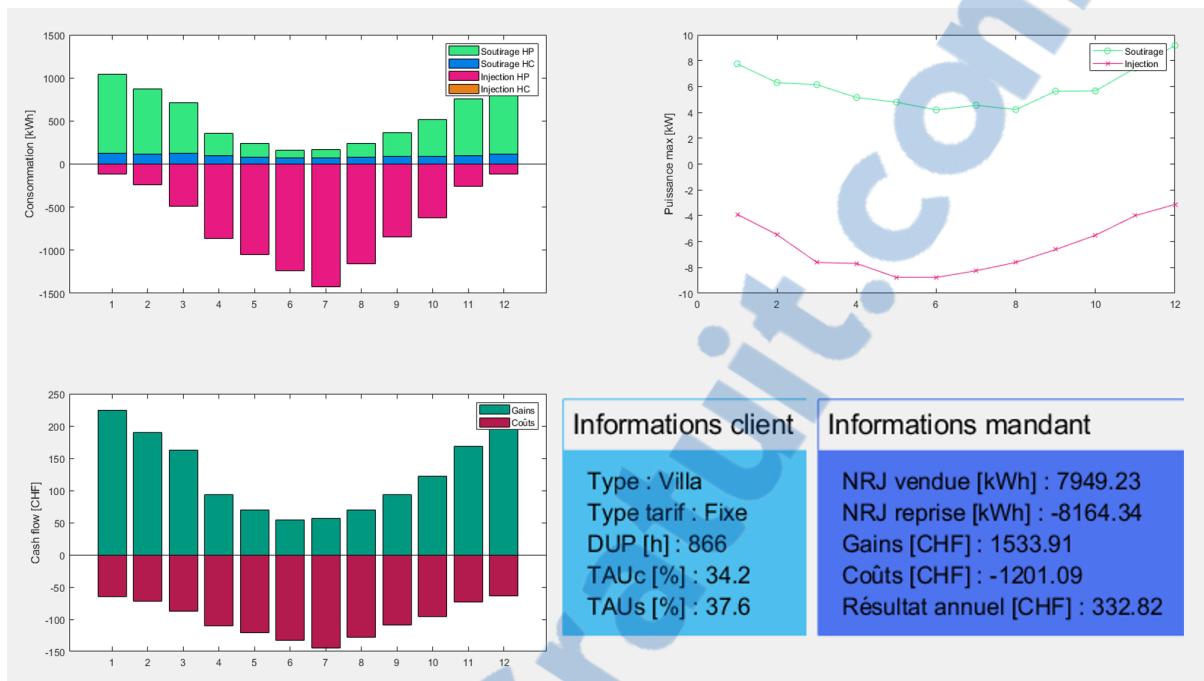


Figure 7.5 – Résultat du type villa H7 avec PV.

Comme on peut le voir sur la figure 7.4, les coûts pour le mandant seraient fixes pour une situation sans PV. En effet, nous avons calculé les coûts de l'achat de l'énergie à fournir mensuellement comme étant le résultat du ratio de l'énergie fournie pour ce client et l'énergie totale achetée par le mandant sur l'année 2018 (égale à 213802 MWh) multiplié par le coût de cette énergie achetée qui est égal à un peu plus de 11.2 MCHF (*cf. equ. (7.1)*).

Nous avons procédé de même pour les coûts du réseau subis par le mandant avec les coûts totaux du réseau égal à un peu plus de 7.2 MCHF (*cf. equ. (7.2)*). Ces chiffres viennent directement du rapport de gestion 2018 du mandant [Groupe SEIC-Télédis et Le fin mot Communication, 2019].

$$Cachat_{Month_{NRJ}} [CHF] = \frac{NRJSoutYear/1000}{QTYachatNRJ} * \frac{CTOT Achat_{NRJ} [CHF]}{12} \quad (7.1)$$

$$Capopex_{Month_{RES}} [CHF] = \frac{NRJSoutYear/1000}{QTYachatNRJ} * \frac{CTOT Capopex_{RES} [CHF]}{12} \quad (7.2)$$

A ces deux coûts, nous devons ajouter les coûts de reprise de l'injection du surplus solaire si nous analysons un client avec PV comme c'est le cas sur la figure 7.5. En effet, on peut tout de suite remarquer que si les coûts pour la tarification TOU "HP-HC" pour un client sans PV sont fixes, ceux d'un client avec PV sont quant à eux variables car ils dépendent de l'énergie solaire injectée sur le réseau lorsqu'il y a un surplus. Les coûts mensuels du solaire sont donnés par (7.3).

$$CInj_{Month} [CHF] = NRJInj_M [kWh] * Tf_{INJ} [CHF/kWh] \quad (7.3)$$

Suite à ce premier scénario, nous avons testé les 3 autres clients types définis dans l'hypothèse de travail. Les résultats du petit immeuble en RCP ainsi que ceux des bureaux C2 paraissent cohérents par contre ceux de l'industrie C4 ne le sont pas. Ceci pour la bonne raison que nous avons omis d'intégrer la taxe puissance due à la catégorie du client. Cette amélioration fera l'objet d'un complément lors de la défense. Volontairement, nous mettons donc de côté la catégorie C4, car suite à cette omission cela n'aurait pas de sens de la traiter et l'objet de ce travail ne porte pas sur les grands clients.

Nous n'allons pas présenter à nouveau le dashboard de résultats pour le petit immeuble RCP ou pour les bureaux. Comme il comporte plusieurs appartements, nous supposons qu'ils partagent tous l'électricité produite par les PV. Nous regardons donc globalement la consommation et la production de cet immeuble afin d'y appliquer les tarifications comme programmées. Pour l'immeuble de bureaux c'est pareil, nous le considérons comme étant un seul client. Nous avons donc fait tourner notre programme pour le tarif du mandant "HP-HC" et garder les résultats pour plus tard.

Suite à ça, nous avons repris chaque client pour appliquer les 2 autres tarifications choisies, à savoir le CPP et le RTP.

#### 7.4.2 Critical Peak Pricing

Le critical peak pricing (CPP) a été choisi car il ressort en deuxième position comme étant une tarification assez répandue comme expliqué dans le début du chapitre 7. Pour cette tarification nous avons choisi une variante de CPP présentée dans le travail de [Faruqui & Sergici, 2010] avec la tarification présentée dans la table 7.1 sur laquelle un taux de change de 1 USD = 0.973438 CHF a été appliqué.

Tarif Off Peak (OPK)	0.035 USD	12am – 6am and 11pm – 12am
Tarif Mid Peak (MPK)	0.042 USD	6am – 11am and 8pm – 11pm
Tarif Peak (PK)	0.093 USD	11am – 8pm
Tarif Critical Peak (CPK)	0.290 USD	When called

Table 7.1 – Tarification CPP en US dollars et plage d'application.

Ensuite, nous avons défini les plages d'action de ces différents tarifs en prenant en compte les horaires donnés dans la table 7.1. Pour la CPK, nous avons pris le 1% des heures de la courbe permanente de la CDC du client (*cf. Figure 7.6, p.54*) pour définir le moment où le prix de la CPK devait être activé. A chaque fois que la puissance horaire dépasse cette puissance définie par la courbe permanente du client considéré, nous entrons en CPK et le prix est donc appliqué. L'algorithme créé vérifiera d'abord si on est CPK pour une heure h et si non, il appliquera le tarif pour l'heure h en fonction des plages définies plus haut. Ainsi l'algorithme définira une

courbe de prix comme nous pouvons le voir sur le graphe 7.7.

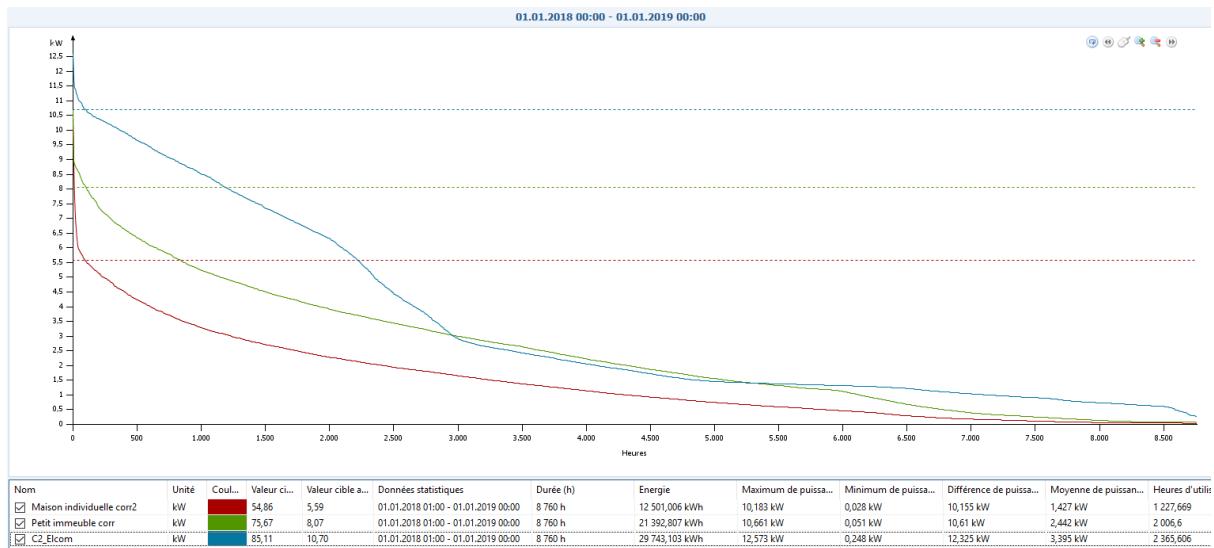


Figure 7.6 – Courbes permanentes issues de e-predict.

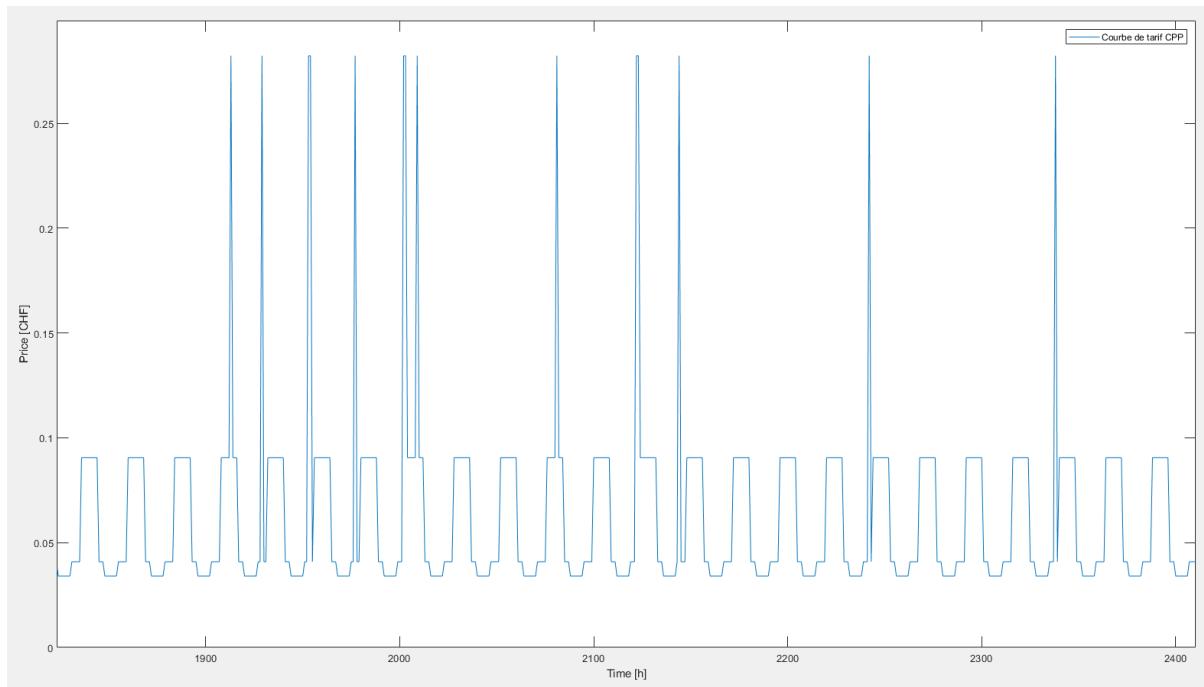


Figure 7.7 – Zoom sur une portion de la courbe de pricing de la CPP.

Suite à ceci, nous avons fait les calculs nécessaires pour obtenir les énergies horaires, journalières, hebdomadaires, mensuelles et annuelles. Dans le même temps nous appliquons le tarif sur les énergies journalières et en faisant les moyennes nous obtenons les gains engendrés par la tarification.

### 7.4.3 Real Time Pricing

Pour cette catégorie, nous avons tout simplement pris le prix du marché day-ahead de la bourse EEX pour la Suisse. Ensuite nous avons appliqué le tarif dans un sens comme dans l'autre pour le client. C'est-à-dire que le prix de l'électricité de gros a été appliqué pour le soutirage et l'injection. Un taux de change de 1 EUR = 0.9180 CHF a été appliquée.

Ensuite, nous avons inclus un abonnement pour simuler le coût de gestion du compte client par une unité d'affaire spécifique. Cet abonnement est aussi influencé en fonction de la DUP.

```
% Abonnement fonction de la DUP et du type de client
switch CL_TYPE
    case 1 % Petit immeuble
        AboCPP = 4*Nbr_CL; % CHF / mois
    case 2 % Villa
        AboCPP = 24; % CHF / mois
    case 3 % Bureaux
        AboCPP = 50; % CHF / mois
    case 4 % Industrie
        AboCPP = 700; % CHF / mois
end

for i = 1:12
    Pmax = monthlyPmaxSout(i);
    FactPmax = Pmax/yearPmaxSout;
    FactDUP = 1 - (DUP/DUPmax);
    AboMarket(i) = AboCPP * (1 + 0.5*FactPmax + 0.5*FactDUP);
end
```

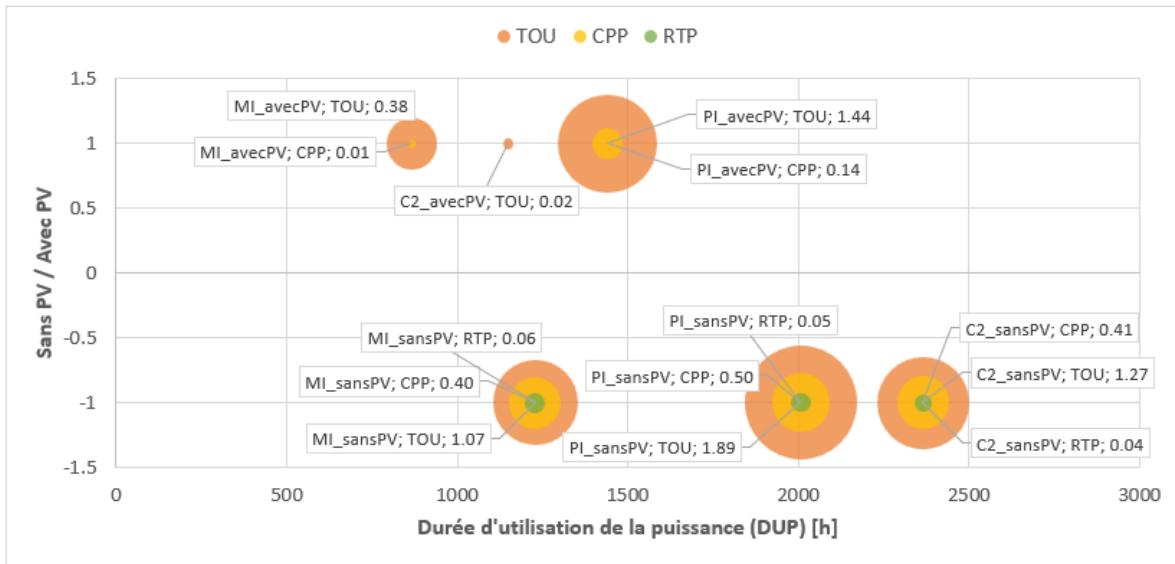
**Figure 7.8** – Code matlab pour définir l'abonnement subi par le client en fonction de sa DUP et des puissances maximums mensuelles.

Ce dernier cas de figure de tarification a été un peu moins approfondi et définit la limite de ce travail au niveau des tarifications explorées.

### 7.4.4 Indicateur de performance

Suite à ces différentes simulations, nous avons voulu développer un indicateur permettant la comparaison de ces tarifications entre elles afin de trouver la tarification idéale pour un type de client donné.

Nous avons donc conservé les résultats de nos simulations en gardant la DUP et les revenus annuels du mandant par rapport à la tarification et au client testé et s'il possédait des PV ou non. Ces résultats sont transposés dans le graphe 7.9.



**Figure 7.9** – Indicateur de performance des tarifications.

On remarque tout de suite que le TOU et le CPP sont de bons candidats de tarification pour les clients individuels comme les villas ou encore les petits immeubles. En revanche, si le client possède des PV, il devient tout de suite moins performant. Cela est normal car notre indicateur est lié à la DUP. Nous avons choisi un ratio entre les gains engendrés en fonction de la DUP. Si nos gains ne changent pas beaucoup mais que notre DUP baisse fortement, alors notre indicateur va augmenter ce qui nous montre que malgré une reprise de courant et une vente d'énergie moindre, notre tarification reste performante.

Nous pouvons aussi remarquer qu'un tarif TOU pour un client C2 avec du solaire n'est pas du tout indiqué. Un tarif CPP pour un client ménage H7 avec des PV semble aussi être peu performant. Les RTP pour tout type de client avec PV sont absents du graphe. Pour la simple raison qu'ils sont négatifs. Ainsi notre tarification RTP ne semble pas du tout adaptée pour des clients avec PV. Soit nous devons revoir la façon de tarifier en RTP soit nous devons inclure les coûts du mandant d'une autre manière. La question reste ouverte.

## **Troisième partie**

## **Conclusion**

## 8 Rappel des résultats et conclusion

Le premier objectif de ce travail était de concevoir un modèle de la clientèle du mandant afin de pouvoir réaliser des simulations de vente d'énergie et mesurer l'impact du solaire sur ces ventes. Nous avons pu réaliser ceci grâce à la méthodologie présentée dans la partie "Développement" de ce travail. Celle-ci a permis de nous poser des questions sur la structuration de la courbe de charge agrégée des transformateurs MT/BT du mandant et pouvoir ainsi la désagréger. Ce qui était nécessaire car nous nous sommes bornés à mesurer l'impact d'une pénétration forte des PV sur les clients de type "ménages" et uniquement pour le transformateur d'Écône. Notre modèle de CDC suite aux décisions prises et aux développements réalisés avait une MAPE de 23% ce qui, d'après la littérature, est assez bien au vu des estimations faites.

Suite à ça nous avons donc évalué l'impact financier qu'une progression rapide dans la pose de panneaux solaires pouvait avoir sur le mandant. Pour cet objectif nous avons tenu compte de la stratégie énergétique valaisanne afin de mieux représenter le scénario que nous devions simuler. Nous avons calculé pour 0, 25, 50, 75 et 100 pour cent d'une surface de référence calculée précédemment. Il en ressort que les finances du mandant vont clairement réduire de manière linéaire en fonction de la surface installée sur les communes considérées. Il est apparu par contre que les revenus étaient déjà négatifs sur le scénario de base, avec 0% de surface installée de PV ce qui nous amène à penser que nous avons omis une donnée pour réaliser le calcul des revenus du mandant.

Un deuxième objectif était d'analyser comment mettre en place des tarifications différentes afin de répondre au besoin d'un système tarifaire qui tienne compte de certains paramètres comme le fait d'avoir des PV pour un client par exemple. Ceci nous a amenés à considérer la tarification du type TOU "HP-HC" du mandant et d'en explorer deux nouvelles, le CPP et le RTP, afin de voir si nous pouvions mieux tenir compte des pics de puissance du consommateur ou mieux tenir compte du prix de l'électricité tel qu'il apparaît à la bourse allemande EEX. Pour réaliser cet objectif, nous avons mis au point un programme permettant d'évaluer l'introduction d'une nouvelle tarification sur un type de client donné. Ainsi, en un coup d'oeil nous pouvons évaluer le potentiel de gains ou de pertes engendré par la tarification. Ce genre d'outil d'aide à la décision peut être une aide non négligeable pour les GRD au moment d'implémenter de nouvelles offres pour les clients.

Afin d'évaluer ces différentes tarifications, des indicateurs de performance devaient être mis en place. Pour ce faire nous avons typiquement choisi la DUP qui est un bon reflet du profil du client et renseigne s'il utilise l'électricité de manière occasionnelle ou alors de manière plus constante. Nous avons de cette manière une information sur la volatilité du profil du client.

### 8.1 Développements futurs

Ce travail ne s'est pas fait sans complication. Nous avons pu remarquer tout du long que l'accès aux données et la vérification de leur véracité n'étaient pas une chose facile ni triviale

en soi. Durant ce travail nous avons fait beaucoup d'hypothèses, parfois dues à un manque d'information tirée du terrain, parfois parce que nous ne pouvions pas faire autrement. Nous avons pu aussi constater le grand intérêt sur le sujet et l'enjeu d'une tarification dynamique plus largement répandue. La complexité de la question reste grande et les diverses possibilités s'offrant aux acteurs du marché électrique restent très intéressantes malgré tout.

Comme la donnée est une des difficultés rencontrées, nous pensons que l'adoption à large échelle des smarts meters permettrait de rendre plus facile l'accès aux données. Ainsi nous pourrions imaginer des façons automatisées de répondre à un signal qui serait envoyé par le GRD par exemple.

De manière moins générale et plus en rapport direct avec le travail, nous voudrions continuer à développer le programme pour essayer d'avoir un dashboard plus complet et qui pourrait éventuellement avoir plusieurs utilités pour les GRD. Ce genre d'outil d'aide à la décision pourrait être un vrai plus pour les GRD afin d'évaluer le potentiel des tarifications dynamiques.

## Remerciements

Je clôturerais ce travail par quelques remerciements. Tout d'abord, je remercie mon amie Murielle, pour sa patience, sa gentillesse et ses nombreuses relectures de mon travail.

Je tiens aussi à remercier mon professeur, M. Stéphane Genoud pour m'avoir proposé ce travail de bachelor et avoir crû en moi même quand mes doutes m'assiégeaient.

Je remercie aussi chaleureusement M. Jordan Alexandre pour son aide précieuse durant ce travail. Il a été d'un grand secours et une mine d'informations très utiles au développement de ce bachelor.

Je remercie M. Blaise Borgeat d'avoir accepté d'être l'expert de ce travail et l'entreprise SEIC TELEDIS SA de m'avoir donné la possibilité de mettre un pied dans ce monde si particuliers des distributeurs d'électricité.

Pour finir, je remercie mes parents qui ont contribué à la correction de ce travail.

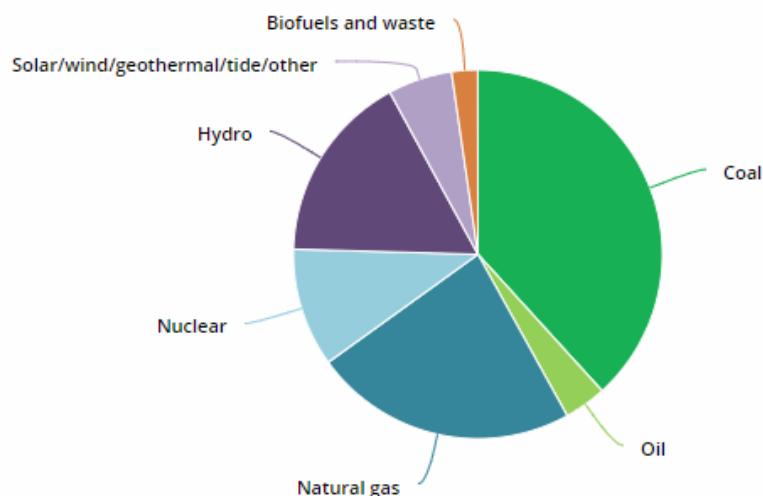
## Bibliographie

- AES. (2019). *Les toits et les façades des maisons suisses pourraient produire 67 twh d'électricité solaire par an.* Association des électriciens Suisses. Consulté sur <https://www.strom.ch/fr/communique-presse/les-toits-et-les-facades-des-maisons-suisses-pourraient-produire-67-twh>
- Apadula, F., Bassini, A., Elli, A., & Scapin, S. (2012). Relationships between meteorological variables and monthly electricity demand. *Applied Energy*, 98, 346–356.
- ARGB. (2019). *Documents références pour le calcul des degrés jour.* gaz.be. Consulté sur <https://www.gaznaturel.be/fr/degrés-jours>
- Association VUE. (2019). *Produits électriques et biogaz : Le marché des produits renouvelables en 2017* (Rapport technique). Association pour une énergie respectueuse de l'environnement VUE, Zurich. (30 pp.)
- Benhmad, F., & Percebois, J. (2013). Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché spot de l'électricité. *Cahier N*, 13, 98.
- Bergaentzlé, C., Clastres, C., & Khalfallah, H. (2014). La «demand response» dans un marché interconnecté : outil d'efficacités énergétiques et environnementales. *Revue d'économie industrielle*(148), 193–228.
- CLEW. (2015). *Setting the power price : the merit order effect.* Clean Energy Wire. Consulté sur <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>
- Cruciani, M., & al. (2010). Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en europe occidentale. *Note de l'Ifr, Novembre.*
- CWAPE. (2019). *Communication : Faq tarif prosumer* (Rapport technique). Commission Wallone pour l'Energie. (13 pp.)
- ElCom. (2019). *Données des prix moyens en suisse.* Commission fédérale de l'électricité El-Com. Consulté sur <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/themen/strompreise/tarif-rohdaten-verteilnetzbetreiber.html>
- Faruqui, A., Harris, D., & Hledik, R. (2010). Unlocking the EUR 53 billion savings from smart meters in the eu : How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the eu's smart grid investment. *Energy Policy*, 38(10), 6222–6231.
- Faruqui, A., & Palmer, J. (2012). The discovery of price responsiveness—a survey of experiments involving dynamic pricing of electricity. Available at SSRN 2020587.
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2010). Household response to dynamic pricing of electricity : a survey of 15 experiments. *Journal of regulatory Economics*, 38(2), 193–225.
- Fournier, J., Vannay, C., & SEFH. (2019). *Valais, Terre d'énergies : Ensemble vers un approvisionnement 100% renouvelable et indigène. Vision 2060 et objectifs 2035* (Rapport technique). Service de l'énergie et des forces hydrauliques. (64 pp.)
- Gaubert, J. (2019). *L'ouverture du marché de l'électricité et du gaz naturel à la concurrence.* Médiateur national de l'énergie, institution publique indépendante française. Consulté sur [https://www.energie-info.fr/fiche\\_pratique/louverture-du-marche-de-electricite-et-du-gaz-naturel-a-la-concurrence/](https://www.energie-info.fr/fiche_pratique/louverture-du-marche-de-electricite-et-du-gaz-naturel-a-la-concurrence/)
- Gay, A., & Glita, M. (2012). *Le système électrique européen - Enjeux et défis.* Paris : Presse des Mines.
- Genoud, S. (2019). *Analyse des marchés de l'électricité II.* (Présenté dans le cadre du cours "Management de l'énergie")
- Groupe SEIC-Télédis et Le fin mot Communication. (2019). *SEIC SA - Rapport de gestion 2018* (Rapport technique). SEIC Teledis SA. (52 pp.)
- Hogan, W. W. (2014). Time-of-use rates and real-time prices. *John F. Kennedy School of Government, Harvard University.*
- Hostettler, T. (2018). *Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2017 : Extrait de la statistique suisse des énergies renouvelables* (Rapport technique). Association suisse des professionnels de l'énergie solaire, Zürich. (25 pp.)
- IEA. (2019a). *Electricity information 2018 overview.* International Electricity Agency. Consulté sur <https://www.iea.org/reports/electricity-information-2018-overview>

- [www.iea.org/statistics/electricity/](http://www.iea.org/statistics/electricity/)
- IEA. (2019b). *Global Energy and CO2 status report*. International Electricity Agency. Consulté sur <https://www.iea.org/geco/emissions/>
- IEA. (2019c). *Snapshot of global PV markets* (Rapport technique). International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS). (18 pp.)
- IPCC. (2014). *Climate change 2014 : Synthesis report. contribution of working groups i, ii and iii to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change [core writing team, r.k. pachauri and l.a. meyer (eds.)]*. (Rapport technique). Intergovernmental Panel on Climate Change. (151 pp.)
- Kim, S., & Kim, H. (2016). A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts. *International Journal of Forecasting*, 32(3), 669–679.
- Klauser, D. (2016). *Solarpotentialanalyse für sonnendach.ch* (Rapport technique). Office fédéral de l'énergie. (97 pp.)
- Krause, R., Romdhane, M. B., & Chassany, P. (2019). *Données météorologiques pour l'agriculture*. Projet mené par Agroscope pour l'Administration fédérale. Consulté sur <http://www.agrometeo.ch/>
- Léonard, G. (2018). *CCUS ou le rôle clé du CO2 dans la transition énergétique*. Présentation par le Département d'ingénierie chimique de l'Université de Liège.
- Monachon, L. (2019). *MACHINE LEARNING - cours de systèmes d'informations* (Rapport technique). HES-SO Valais/Wallis. (17 pp.)
- MétéoSuisse. (2019). *Évolution annuelle de la température, de l'ensoleillement et des précipitations*. Office fédéral de météorologie et de climatologie MétéoSuisse. Consulté sur [https://www.meteosuisse.admin.ch/home/climat/le-climat-suisse-en-detail/evolution-annuelle.html?filters=2018\\_2018&region=Tableau](https://www.meteosuisse.admin.ch/home/climat/le-climat-suisse-en-detail/evolution-annuelle.html?filters=2018_2018&region=Tableau)
- Neon Neue Energieökonomik, Technical University of Berlin, ETH Zürich, & DIW Berlin. (2019). *Données en libre accès*. Neon Neue Energieökonomik, Technical University of Berlin, ETH Zürich and DIW Berlin. Consulté sur <https://open-power-system-data.org/>
- OFEN. (2019). *opendata.swiss*. Office fédéral de l'énergie. Consulté sur <https://opendata.swiss/fr/organization/bundesamt-fur-energie-bfe>
- OFEV. (2019). *Évolution des émissions de gaz à effet de serre de la suisse depuis 1990 [tableau]*. Office fédéral de l'environnement. Consulté sur <https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/donnees-indicateurs-cartes/donnees/inventaire-des-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre.html>
- OFS. (2017). *Population résidante permanente selon l'âge, par canton, district et commune, 2010-2017*. Statistique de la population et des ménages (STATPOP). Consulté sur <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/population/effectif-evolution/population.assetdetail.5886144.html>
- Pineau, P.-O., & Langlois-Bertrand, S. (2016). *Électricité - structures et options tarifaires (thème 1) - balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution* (Rapport technique). Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.
- Schneider Electric. (2009). *Règles générales de conception d'une installation électrique*. Schneider Electric. Consulté sur <http://www.e-catalogue.schneider-electric.fr/navdoc/catalog/GI/catalogue/pdf/page/giAP020.pdf>
- SEIC Teledis SA. (2019). *Données transmises par l'entreprise ou une entreprise tierce pour seic sa*.
- Steiner, M., Fournier, J., & Vannay, C. (2013). *Stratégie : Efficacité et approvisionnement en énergie* (Rapport technique). Service de l'énergie et des forces hydrauliques. (113 pp.)
- Vela Solaris AG. (2017). *Courbes de charges types du programme polysun*.
- VESE, Sachs, W., & Lüthi-Stude, H. (2015). *Optimiser l'autoconsommation de courant photovoltaïque* (Rapport technique). Association des producteurs d'énergie indépendants VESE – un groupe spécialisé de la SSES. (15 pp.)

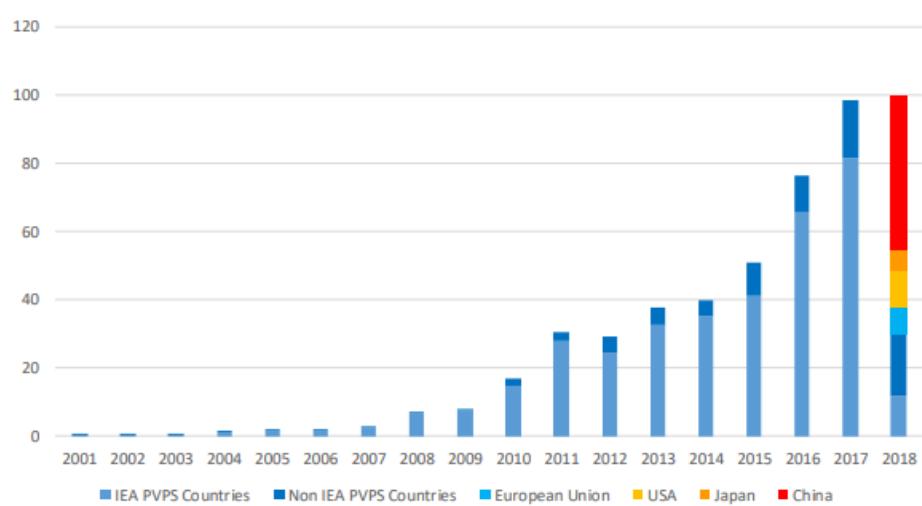
## Annexes

### A.1 Répartition mondiale des sources d'énergies génératrices d'électricité



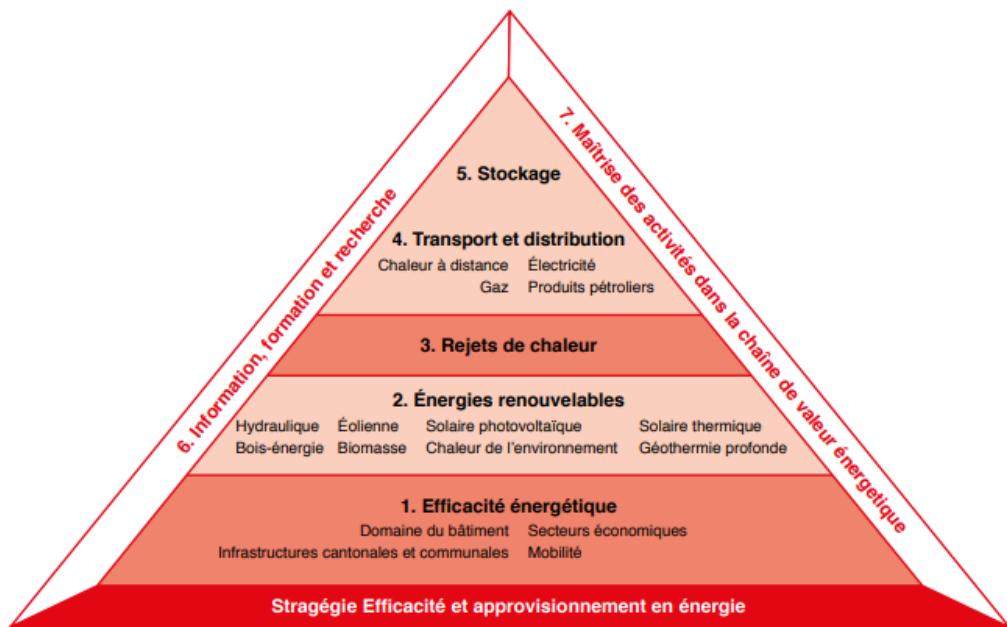
Source : [IEA, 2019a]

### A.2 Puissance mondiale en GWp installée par année



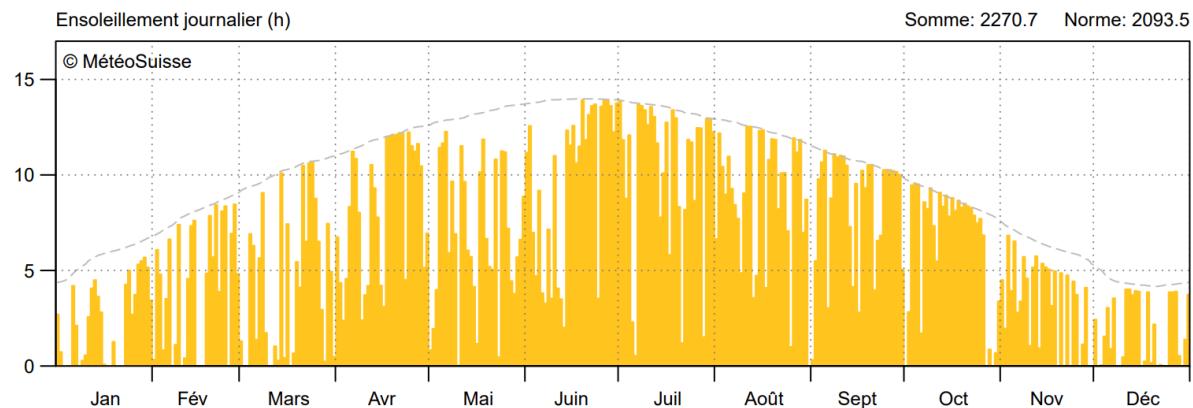
Source : [IEA, 2019c]

### A.3 Pyramide de la stratégie énergétique du canton du Valais



Source : [Fournier et al., 2019]

### A.4 Ensoleillement annuel de la ville de Sion



Source : [MétéoSuisse, 2019]

## A.5 Émissions de GES en Suisse de 1990 à 2017 avec une projection polynomiale pour 2020

Les données des émissions des gaz à effets de serre en Suisse [OFEV, 2019] ont été mises en forme avec un modèle de régression ayant le meilleur coefficient  $R^2$ . Ce coefficient nous indique à quel pourcentage notre modèle se rapproche de la réalité. Une projection jusqu'en 2020 a été réalisée avec cette régression polynomiale. Pour commencer, une simple régression linéaire avait été choisie mais le coefficient de détermination  $R^2$  était seulement de 0.3 ce qui indique un mauvais modèle. Nous avons donc augmenté le niveau de régression et ainsi une régression polynomiale de rang 6 nous donne le meilleur coefficient de détermination  $R^2$  avec un peu plus de 0.8 ce qui nous indique un bon modèle, nous avons donc gardé ce dernier modèle pour affirmer que les émissions de GES en Suisse devraient se trouver aux alentours de 44.5 mio de tonnes d'ici l'an 2020.



## A.6 Données agrégées des prix moyens du kWh vendus par les GRD en Suisse

	Nbr GRD	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
2009	665	24.16	20.82	16.70	18.38	15.33	12.33	14.59	16.91	18.47	16.71	14.02	11.99	6.66	6.48	5.79
2010	718	24.22	20.98	16.84	18.55	15.46	12.48	14.81	16.96	18.43	16.87	14.32	12.33	6.87	6.69	5.97
2011	695	23.69	20.80	16.93	18.43	15.64	12.86	15.10	17.02	18.31	16.89	14.65	12.61	6.51	6.49	5.79
2012	697	24.35	21.46	17.48	19.14	16.43	13.56	15.85	17.87	19.31	17.76	15.82	14.32	7.44	7.43	6.77
2013	678	24.02	21.16	17.44	19.02	16.44	13.63	15.88	17.86	19.26	17.77	15.87	14.31	7.45	7.34	6.68
2014	615	23.87	21.05	17.40	19.00	16.43	13.64	15.94	17.86	19.35	17.80	15.79	14.31	7.44	7.35	6.59
2015	654	24.12	21.44	17.84	19.33	16.87	14.22	16.40	18.24	19.66	18.15	16.16	14.65	7.39	7.24	6.42
2016	641	23.75	21.04	17.60	18.94	16.60	14.00	16.15	17.86	19.25	17.88	15.72	14.29	7.19	7.20	6.24
2017	628	23.35	20.74	17.41	18.72	16.43	13.90	15.90	17.56	18.84	17.52	15.31	13.88	7.16	6.92	6.19
2018	620	23.76	21.18	17.96	19.14	16.90	14.48	16.40	18.02	19.22	17.93	15.59	14.10	7.30	7.06	6.43
2019	611	23.97	21.35	18.18	19.31	17.17	14.85	16.65	18.19	19.19	17.89	15.64	14.32	7.35	7.09	6.54

Source : [ElCom, 2019]

## A.7 Tarification 2019 de SEIC Teledis

### Energie

Catégories	Composantes tarifaires	
Tarif simple	Abo 3.-/mois (non-permanent 5.50/mois) Conso 7.1 ct/kWh	
Tarif double	Abo 3.-/mois (non-permanent 5.50.-/mois) Conso HP 7.7 ct/kWh Conso HC 5.5 ct/kWh	
Tarif provisoire	Conso 14.75 cts/kWh	
Tarif éclairage public	Abo 3.-/mois Conso 5.9 ct/kWh	
Tarif Puissance & MT	DUP A < 2500	DUP B > 2500
	Abo 3.-/mois <u>Eté</u> Conso HP 6.2 ct/kWh Conso HC 4.5 ct/kWh Taxe P 0.80/kW/mois <u>Hiver</u> Conso HP 7.3 ct/kWh Conso HC 5.9 ct/kWh Taxe P 1.-/kW/mois	Abo 3.-/mois <u>Eté</u> Conso HP 5.4 ct/kWh Conso HC 3.7 ct/kWh Taxe P 2.-/kW/mois <u>Hiver</u> Conso HP 6.8 ct/kWh Conso HC 5.4 ct/kWh Taxe P 2.50/kW/mois

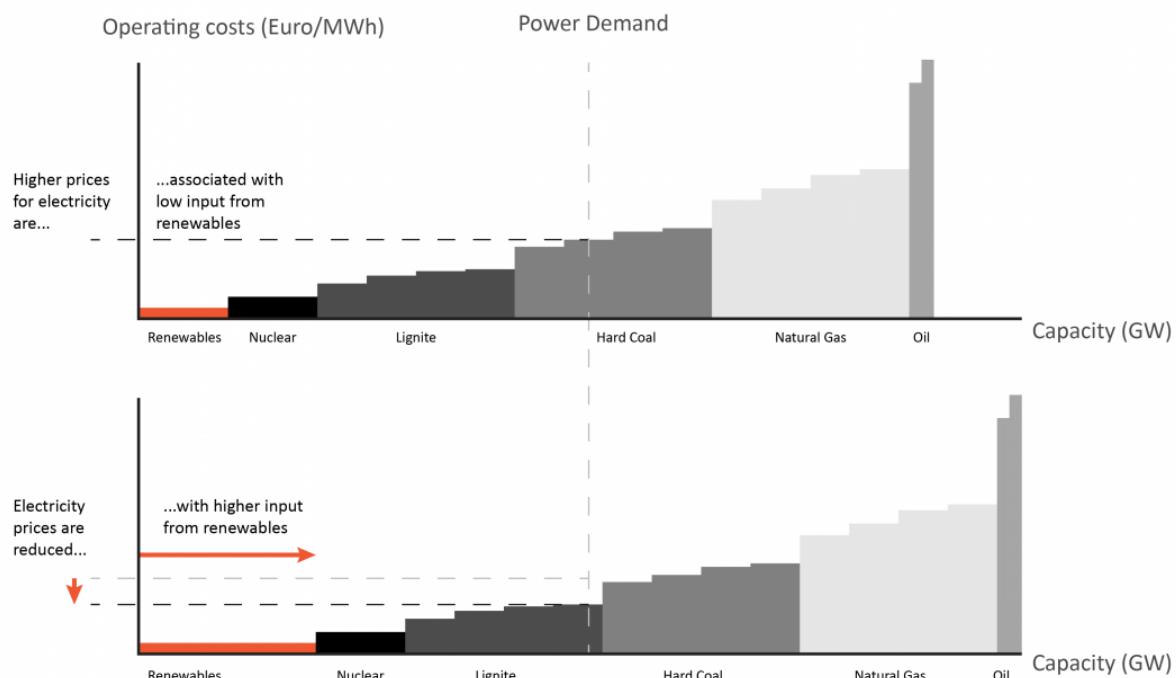
### Utilisation du réseau

Catégories	Composantes tarifaires	
Tarif simple	Abo 8.-/mois (non-permanent 18.-/mois) Conso 6.75 ct/kWh	
Tarif double	Abo 10.50/mois (non-permanent 26.-/mois) Conso HP 7.25 ct/kWh Conso HC 4.25 ct/kWh	
Tarif provisoire	Abo forfaitaire 179.- Conso 11.85 cts/kWh	
Tarif éclairage public	Abo 28.90.-/mois Conso 4.85 cts/kWh	
Tarif BT Puissance	DUP A < 2500	DUP B > 2500
	Abo 26.-/mois* Conso HP 5.65 ct/kWh Conso HC 3.85 ct/kWh Taxe P 3.50/kW/mois	Abo 26.-/mois* Conso HP 4.25 ct/kWh Conso HC 2.45 ct/kWh Taxe P 6.40/kW/mois
MT 5	DUP A < 2500	DUP B > 2500
	Abo 26.-/mois* Conso HP 3.35 ct/kWh Conso HC 2.15 ct/kWh Taxe P 3.50/kW/mois	Abo 26.-/mois* Conso HP 1.95 ct/kWh Conso HC 0.75 ct/kWh Taxe P 6.40/kW/mois
MT 6	DUP A < 2500	DUP B > 2500
	Abo 26.-/mois* Conso HP 3.65 ct/kWh Conso HC 2.45 ct/kWh Taxe P 3.50/kW/mois	Abo 26.-/mois* Conso HP 2.25 ct/kWh Conso HC 1.05 ct/kWh Taxe P 6.40/kW/mois

Source : [SEIC Teledis SA, 2019]

## A.8 Ordre de mérite des centrales de production

L'ordre de mérite est un classement des centrales de production en fonction de leur coûts marginal de production. Elles vont être classées en ordre croissant par rapport à ce prix et ensuite le niveau de la demande fixe le prix de marché qui est égal au coût marginal de la dernière unité de production appelée. Ainsi les énergies renouvelables viennent déplacer cet ordre de mérite vers la droite vu leurs coûts marginaux quasi nul, dès que les conditions météorologiques permettent une production.



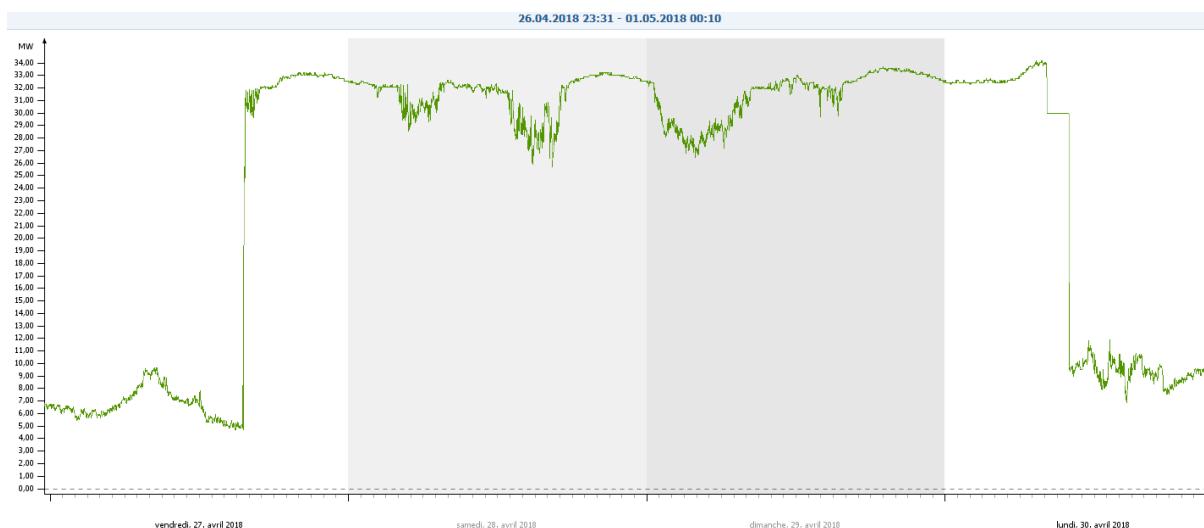
Source : explications [Gay & Glita, 2012] et image [CLEW, 2015]

## A.9 Énergie fournie en 2018 par catégorie de tarif

Niveau de tension	Catégorie de tarif	Nom court	Spécificités	Énergie fournie	Énergie fournie pour la catégorie	Importance de la catégorie	Énergie fournie par niveau de tension	
				kWh	GWh	%	GWh	
BT	Énergie simple	S1	HP	37512366	41.86	16.03%	215.71	
		S2	HC	4343270				
	Énergie double	D1	HP	90721564	116.22	44.51%		
		D2	HC	25495747				
	Puissance	BT1	DUP A	36584701	53.80	20.60%		
		BT2	DUP B	17213763				
MT	Éclairage Publique	EP		1683752	1.68	0.64%		
	Provisoire	PR		2159250	2.16	0.83%		
MT	Puissance (trafo à SEIC)	MT61	DUP A	1087403	23.03	8.82%	37.41	
		MT62	DUP B	21945718				
HT	Puissance (trafo au consommateur)	MT51	DUP A	9263914	14.37	5.50%		
		MT52	DUP B	5110071				
HT	Puissance niveau 4			8000000	8.00	3.06%	8.00	
						Total de l'énergie fournie pour 2018 (donnée de SEIC) [GWh]	261.12	
						Total de l'énergie calculée pour 2018 (sur e-predict) [GWh]	273.43	
						Pertes sur réseau [GWh]	12.31	
						Pertes sur réseau [%]	4.50%	

Source : [SEIC Teledis SA, 2019]

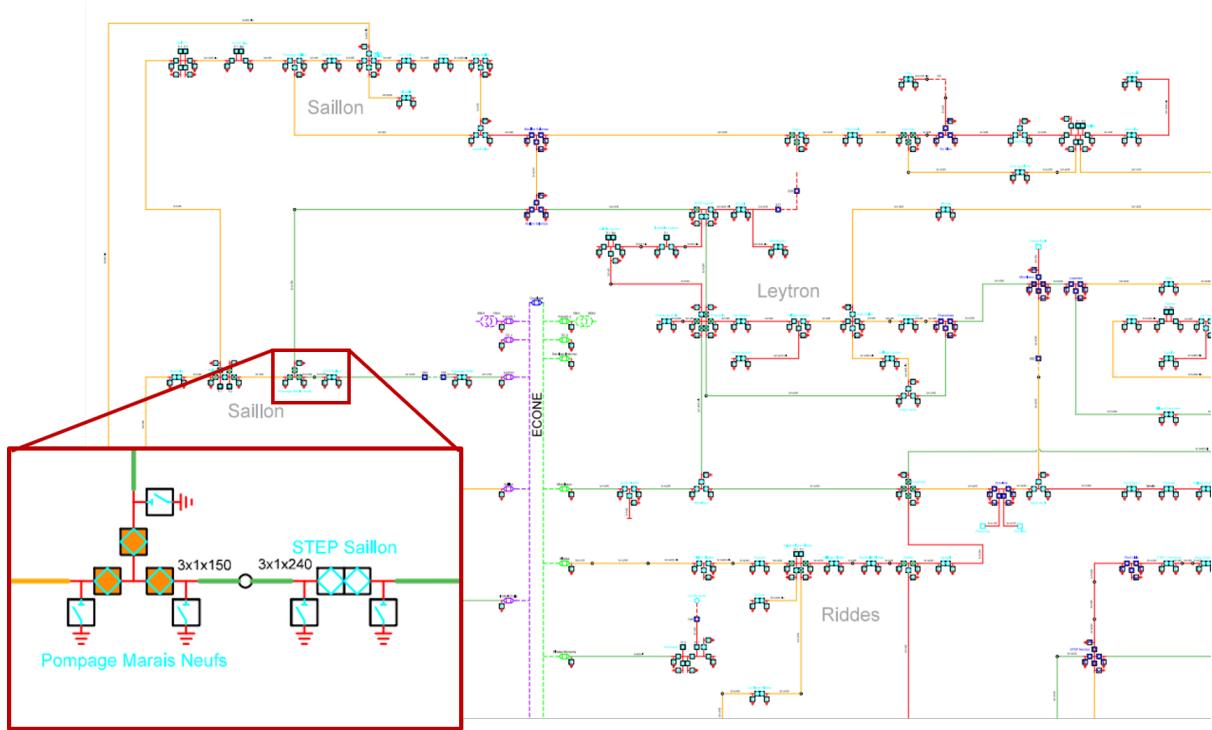
## A.10 Consommation d'un chantier du 27 au 30 avril



Source : [SEIC Teledis SA, 2019]

## A.11 Extrait du plan physique du réseau MT/BT du mandant

Sur cet extrait du plan, vous pouvez voir une partie des communes raccordées physiquement au transformateur d'Écône. Nous avons pensé qu'un zoom sur un des points de livraison était commode pour mieux voir les textes renseignant sur l'emplacement géographique des PL.



Source : [SEIC Teledis SA, 2019]

## A.12 Ratios pour calculer le nombre de clients par stations pour une commune

Commune No	Commune	Station	Nbre de PL par station (parfois compté à double)	Sous-station	Départ de la SS	Nbre clients/station
82	Isérables	82-BERZIN	5	Siviez	Plan du Fou	8
82	Isérables	82-BOUTZ	9	Siviez	Plan du Fou	14
82	Isérables	82-CHAMPLONG	15	Ecône	Pied du Mont	23
82	Isérables	82-CRETTAUX	24	Ecône	Pied du Mont	37
82	Isérables	82-CRETTAUX-NENDAZ	14	Ecône	Pied du Mont	22
82	Isérables	82-EGLISE ISERABLES	192	Ecône	Pied du Mont	297
82	Isérables	82-PLANTORNY	4	Siviez	Plan du Fou	6
82	Isérables	82-PRARION	8	Siviez	Plan du Fou	12
82	Isérables	82-SCIERIE ISERABLES	69	Siviez	Plan du Fou	107
82	Isérables	82-SONVILLE	30	Siviez	Plan du Fou	46
82	Isérables	82-TELEPHERIQUE ISERABLES	85	Ecône	Pied du Mont	132

Le nombre de compteurs réels et de PL réels sont donnés par le mandant. Par exemple, pour la commune d'Isérables, nous avons 705 compteurs et 481 PL. Le nombre de PL par commune est la somme des PL comptés par station. Ce nombre fut corrigé par la suite avec l'équation 1 pour nous donner le nombre de clients raccordés à cette station. Ceci fut fait pour chacune des lignes de la liste des stations.

Ensuite, pour notre travail, nous avons sélectionné les stations raccordées au transformateur d'Ecône afin d'établir le nombre de clients raccordés pour une commune donnée. Le nombre de compteurs, de PL réels, de PL comptés, les ratios ainsi que la somme du nombre de clients/station ont été rapportés dans la table 5.4. Le tout a été trié par commune.

$$Nbr_{clients} = Nbr_{PL} * Ratio_1 * Ratio_2 \quad (1)$$

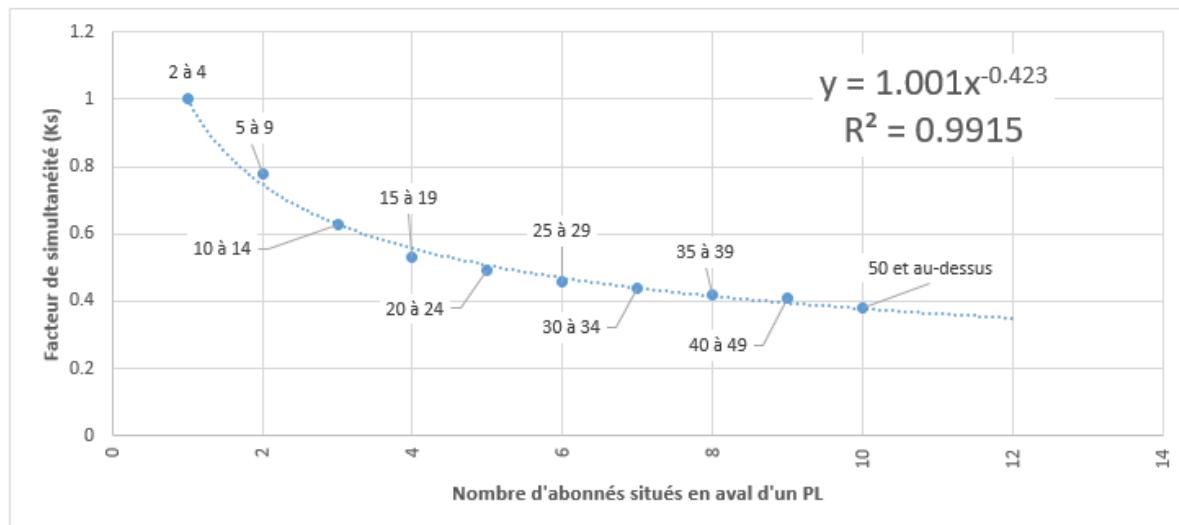
$$Ratio_1 = \frac{Compteurs_{real}}{PL_{real}} \quad (2)$$

$$Ratio_2 = \frac{PL_{real}}{PL_{counted}} \quad (3)$$

Source : [SEIC Teledis SA, 2019]

### A.13 Calcul pour le coefficient de simultanéité en fonction du nombre de clients raccordés en aval

Le coefficient de simultanéité représente le fait que tous les appareils d'une maison, d'un immeuble, d'un quartier, etc. ne fonctionnent pas en même temps. Nous avons donc réalisé une régression en puissance des chiffres tirés de notre source [Schneider Electric, 2009] pour avoir un coefficient Ks en fonction du nombre de clients raccordés. Nous pouvons voir que notre  $R^2$  de la régression est proche de 1, la régression est donc acceptable.



Nombre d'abonnés situés en aval	Facteur de simultanéité (ks)
2 à 4	1
5 à 9	0.78
10 à 14	0.63
15 à 19	0.53
20 à 24	0.49
25 à 29	0.46
30 à 34	0.44
35 à 39	0.42
40 à 49	0.41
50 et au-dessus	0.38

## A.14 Code du script matlab pour établir la CDC estimée des clients "ménages"

```
1 % Foisonnement clients
2 - clear all;
3 - close all;
4
5 % ouverture des fichiers en lecture
6 - fid1 = fopen('CDC_Econe_H_sansGC.csv', 'r');
7 - fid2 = fopen('saxon_jour_moy.csv', 'r');
8 - fid3 = fopen('All_H.csv', 'r');
9 - fid4 = fopen('repartPeople_H.csv', 'r');
10
11 % import des données de base
12 - formatSpec = '%s %f';
13 % CDC du trafo d'Econe sans les GC, année 2018
14 - data1 = textscan(fid1,formatSpec,'delimiter',';');
15 % temp moyenne à Saxon, année 2018
16 - data2 = textscan(fid2,formatSpec,'delimiter',';');
17 % Transit électrique du trafos Econe T2 en MW, timestep d'une heure
18 - CDC_trafo = data1{1,2};
19 - Temp = data2{1,2}; % Température moyenne pour calcul degrés-jour
20
21 % import des données de consommation type pour les ménages
22 - formatSpec1 = '%s %f %f';
23 - data4 = textscan(fid3,formatSpec1,'delimiter',';','Headerlines',1); % 2018
24 - timestamp = data4{1,1}; % timestamp de la timeserie
25 - H_load = data4{1,2}; % Consommation électrique horaire de Hx en kW
26 - for i = 2:16
27 -     H_load(:,i) = data4{1,i+1};
28 - end
29
30 % import des données de nombre de clients par catégorie
31 - formatSpec2 = '%s %f %f';
32 - data5 = textscan(fid4,formatSpec2,'delimiter',';');
33 - repartPeople = data5{1,2}; % répartition par type de catégorie
34 - fclose('all');
35
36 % Calcul du coefficient de simultanéité en fonction du nombre de personne
37 % tirant de la puissance en aval. Equation tirée de la régression réalisée
38 % sur l'excel "Profilage ménages"
39 - coeff_Ks = ones(16,1);
40 - for i = 1:16
41 -     coeff_Ks(i) = 1.001*(repartPeople(i)^(-0.423));
42 - end
43
```

```
44      % Multiplication des CDC type par catégorie avec la répartition des clients
45      % faite dans l'excel "Profilage ménages"
46      bilan_H = ones(8760:16);
47      for i = 1:16
48          bilan_H(:,i) = repartPeople(i) * H_load(:,i);
49      end
50
51      % Calcul de la Pmax et Pmin par semaine sur l'année. Est utile pour la
52      % prise en compte du coeff Ks
53      step = 7*24;      % durée en heures d'une semaine
54      duree_foisson = round(8760/step);      % durée en semaine d'une année
55      I = [16 15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1];
56      for k = 1:16
57          for j = 1:step:8760-step
58              i = round((j-1)/step)+1;
59              Pmax_week(i,I) = max(bilan_H(j:j+step-1,k));
60              Pmin_week(i,I) = min(bilan_H(j:j+step-1,k));
61          end
62      end
63
64      % Prise en compte du coefficient de simultanéité Ks
65      for i = 1:duree_foisson
66          for k = 1:16
67              for j = 1:8760
68                  val = bilan_H(j,k);
69                  Pmax = Pmax_week(i,k);
70                  Pmin = Pmin_week(i,k)*1.5;
71                  if val > Pmax
72                      new_bilan(j,k) = val * (coeff_Ks(k,1)-0.15);
73                  elseif val < Pmin
74                      new_bilan(j,k) = val * (coeff_Ks(k,1)-2);
75                  else
76                      new_bilan(j,k) = bilan_H(j,k);
77                  end
78              end
79          end
80      end
81
82      % Transformation de kW à MW
83      for i = 1:8760
84          bilan_H_MW(i,1) = sum(new_bilan(i,1:16))/1000;
85      end
86
```

```
87 % Fonction pour sortir les degrés jour °C, normalisés jour et normalisés
88 % horaire.
89 - DJn = 16.5; % température de référence à retrancher sur le DJe.
90 - [DJe, DJe_N, DJe_N_hours] = degreJours(Temp, DJn);
91
92 % Calcul de la CDC résultante avec une correction via un offset puis
93 % multiplication par les degrés jours pour tenir compte de l'effet de
94 % température. Une petite correction est enlevée pour abaisser globalement
95 % la CDC. Calcul de la MAPE pour chaque itération.
96 - offset_glo = -3.67;
97 - for i = 1:50
98 -     offset(i) = 8+(i/10);
99 -     CDC_estimate = ((bilan_H_MW + offset(i)) .* (1+DJe_N_hours))+ offset_glo;
100 -    m = MAPE(CDC_trafo,CDC_estimate);
101 -    mape(i) = m;
102 - end
103
104 % Recherche de la meilleure MAPE (la plus basse)
105 % MAPE = mean average percentage error
106 % permet de quantifier la qualité du modèle.
107 - [mape_min,Idx_mape] = min(mape);
108 - best_offset = offset(Idx_mape);
109
110 % Calcul de la CDC résultante avec le meilleur offset
111 - CDC_estimate = ((bilan_H_MW + best_offset) .* (1+DJe_N_hours))+ offset_glo;
112
113 - plot(CDC_trafo);
114 - hold on
115 - plot(CDC_estimate);
116 - legend('CDC trafo','CDC estimate');
117 - csvwrite('CDC_estimate.csv',CDC_estimate);
```

## A.15 Fonction matlab pour calculer les degrés-jours d'une courbe de température

Les degrés-jours sont une estimation du besoin en chauffage d'un bâtiment en faisant la différence entre une température de référence et la température moyenne du jour considéré. Nous avons appliqué la formule venant de [ARGB, 2019]. Après avoir remarqué que les mois chauds n'étaient pas affectés de la bonne manière, nous avons légèrement changé l'application de la formule et avons décidé qu'elle soit appliquée aussi sur les mois chauds de la même manière que les mois froids.

```

1  function [DJe, DJe_N, DJe_N_hours] = degreJours(T, DJn)
2  % Calcul les degrés jours d'une timeserie annuelle de température moyenne journalière
3  % Donne une valeur numérique et en pourcentage par jour.
4  Tequ = ones(1,367)';
5  for i = (1:365)
6      Tequ(i+2) = 0.6*T(i) + 0.3*T(i+1) + 0.1*T(i+2);
7  end
8  Tequ = Tequ(3:367);
9  DJe = ones(1,365)';
10 for i = (1:365)
11     DJe(i) = DJn-Tequ(i);
12 end
13 % normalisation des degrés jour.
14 DJe_max = max(DJe);
15 for i = (1:365)
16     DJe_N(i) = DJe(i)/DJe_max;
17 end
18 DJe_N = DJe_N';
19
20 step = 24;
21 for j = 1:step:8760
22     i = round((j-1)/step)+1;
23     val = repmat(DJe_N(i,1),24,1);
24     DJe_N_hours(j:j+24-1,1) = val;
25 end
26 end

```

## A.16 Calcul d'une MAPE

L'erreur moyenne absolue en pourcentage (MAPE) est une mesure de la précision de prédition d'une méthode de prévision en statistique, par exemple dans l'estimation des tendances, également utilisée comme fonction de perte pour des problèmes de régression en machine learning. Elle exprime habituellement l'exactitude en pourcentage et est définie par la formule :

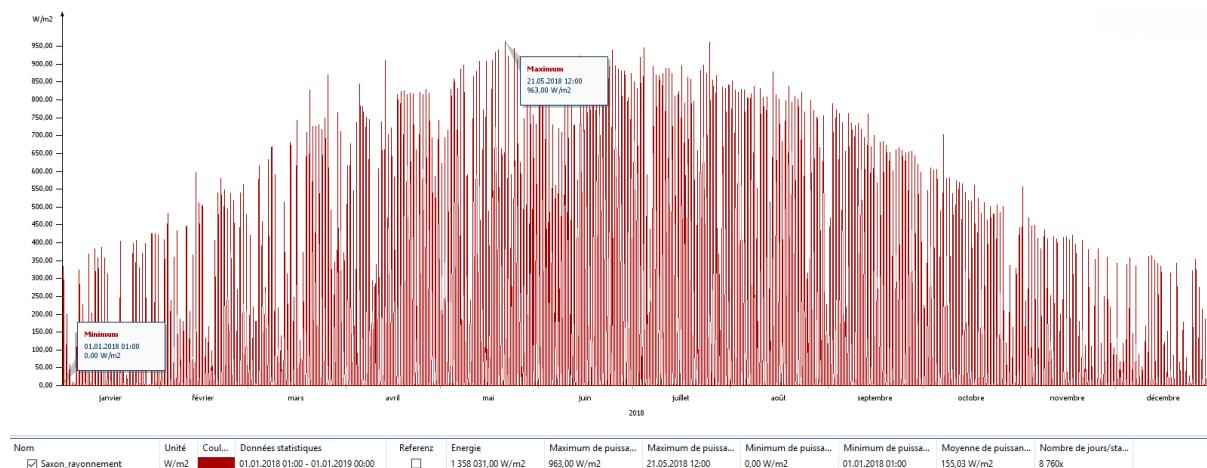
$$MAPE = \frac{100\%}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \quad (4)$$

où  $A_t$  est la valeur réelle et  $F_t$  la valeur prévue. La différence entre  $A_t$  et  $F_t$  est divisée par la valeur réelle  $A_t$ . La valeur absolue de ce calcul est additionnée pour chaque instant prévu et divisée par le nombre de points  $n$ . En multipliant par 100%, on obtient une erreur en pourcentage.

Source : [Kim & Kim, 2016]

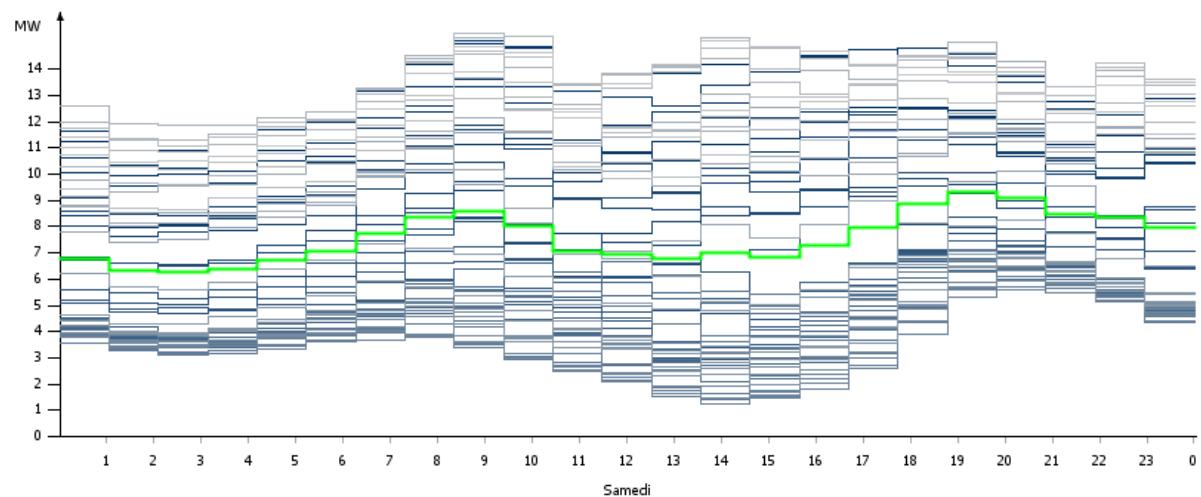
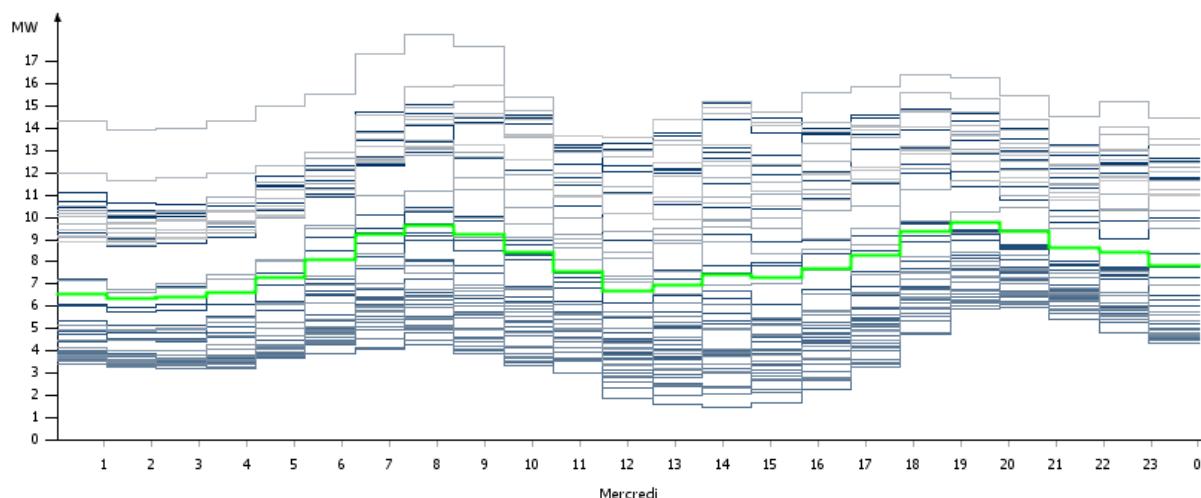
## A.17 Ensoleillement de Saxon

Après analyse de l'ensoleillement de Saxon, il ressort que nous avons une énergie disponible de  $1358 \frac{kWh}{m^2}$ . Nous prendrons donc pour les calculs  $1350 \frac{kWh}{m^2}$ .



## A.18 Analyse de la base-peak-offpeak

Si nous analysons tous les mercredis et tous les samedis de la CDC d'Écône (sans les grands clients) et que nous affichons la moyenne des CDC des mercredis et celle des samedis, nous pouvons clairement distinguer des zones base, peak et offpeak. Nous pouvons donc dire que les zones peak sont entre 6h et 10h du matin et 18h et 22h du soir. Évidemment ces zones peak sont celles misent en évidence et sont intéressantes pour le mandant. Par contre, s'il doit faire des achat PEAK, le produit est vendu pour la période de 8h à 20h les jours ouvrables. Le reste est off-peak. Sinon nous pouvons aussi voir que le bandeau de base se trouve en moyenne à 6 MW pour la CDC d'Écône sans les grands clients ni les pertes.



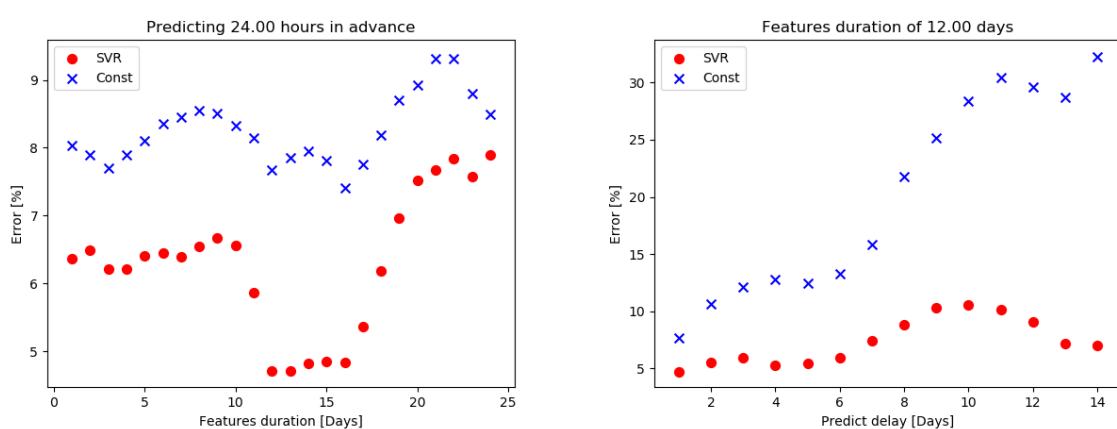
## A.19 Contrats d'achats pour la fourniture de base pour l'année 2018

Nom du deal	De	A	Contrepartie	Produit	Pmax. [MW]	Quantité [MWh]	Prix [CHF/MWh]	Coût financier [CHF]
CONTRAT 1	01.12.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 1	Profil	1	495	60	29700
CONTRAT 2	01.01.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 2	Base	5	43800	97	4248600
CONTRAT 3	01.01.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 3	Base	3	26280	36.85	968418
CONTRAT 4	01.01.2018	31.03.2018	FOURNISSEUR 4	Base	12	25908	46.99	1217416.92
CONTRAT 5	01.04.2018	30.04.2018	FOURNISSEUR 5	Base	8	5760	36.3	209088
CONTRAT 6	01.10.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 6	Base	8	17672	47.02	830937.44
CONTRAT 7	01.10.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 7	Peak	1	792	55.7	44114.4
CONTRAT 8	01.01.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 8	Profil	12.5	33662.5	61.66	2075629.75
CONTRAT 9	01.01.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 9	Base	5	43800	34.63	1516794
CONTRAT 10	01.01.2018	30.04.2018	FOURNISSEUR 10	Profil	1	1526	40	61040
CONTRAT 11	01.01.2018	31.12.2018	FOURNISSEUR 11	Profil	0.3	256	70	17920
EOLIEN INTERNE	01.01.2018	31.12.2018	SEIC-SSGB	Prod	1.598	3950	59.13	233563.5
HYDRAU INTERNE	01.01.2018	31.12.2018	SEIC-SSGB	Prod	0.31	850	61.28	52088
SOLAIRE INTERNE	01.01.2018	31.12.2018	SEIC-SSGB	Prod	5.813	9050	57.65	521732.5

Source : [SEIC Teledis SA, 2019]

## A.20 Prédiction de température au moyen du Support Vector Machine

Le Support Vector Regression (SVR) est une méthode qui fait partie de la catégorie des Support Vectors Machines (SVM) qui est une catégorie de méthodes appartenant à l'apprentissage supervisé dans le monde du Machine Learning (ML). C'est une méthode de régression pour faire de la prévision. Dans le travail cité, nous prédisions une température et nous avons montré que la durée de la prévision ainsi que le délai avant la date de prévision influençait le taux d'erreur de la prévision. Plus le délai est long et plus la durée de la prévision est longue, plus notre taux d'erreur sera haut. Les deux figures ci-dessous montrent l'évolution du taux d'erreur en fonction de ces deux paramètres.



Source : [Monachon, 2019]

## A.21 Catégories de consommateurs définies par l'ElCom.

Veuillez trouver dans le tableau qui suit les catégories de consommateurs.

Profils de consommation de ménages types:

**H1:** 1600 kWh/an: logement de 2 pièces avec cuisinière électrique

**H2:** 2500 kWh/an: logement de 4 pièces avec cuisinière électrique

**H3:** 4500 kWh/an: logement de 4 pièces avec cuisinière électrique et chauffe-eau électrique

**H4:** 4500 kWh/an: logement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge (sans chauffe-eau électrique)

**H5:** 7500 kWh/an: maison individuelle de 5 pièces avec cuisinière électrique , chauffe-eau électrique et sèche-linge

**H6:** 25 000 kWh/an: maison individuelle de 5 pièces avec cuisinière électrique , chauffe-eau électrique, sèche-linge et chauffage électrique à résistance

**H7:** 13 000 kWh/an: maison individuelle de 5 pièces avec cuisinière électrique , chauffe-eau électrique, sèche-linge et pompe à chaleur de 5 kW pour le chauffage

**H8:** 7500 kWh/an: grand logement en propriété, avec large utilisation de l'électricité

Profils de consommation pour les entreprises artisanales et industrielles:

**C1:** 8000 kWh/an: très petite entreprise, puissance max.: 8 kW

**C2:** 30 000 kWh/an: petite entreprise, puissance max.: 15 kW

**C3:** 150 000 kWh/an: entreprise moyenne, puissance max.: 50 kW

**C4:** 500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 150 kW, courant basse tension

**C5:** 500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 150 kW, courant moyenne tension, propre station de transformation

**C6:** 1 500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 400 kW, courant moyenne tension, propre station de transformation

**C7:** 7 500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 1630 kW, courant moyenne tension, propre station de transformation

Source : [ElCom, 2019]