

# Filière Energie et techniques environnementales

## Travail de bachelor

*Jérémy Wehrli*

*Etude de faisabilité d'une valorisation de  
10 bâtiments de l'Etat du Valais avec de la  
consommation propre*

■ Professeur  
Stéphane Genoud  
■ Expert  
Gregorio Bonadio !  
■ Date de la remise du rapport  
14.08.2020

Filière / Studiengang <b>ETE</b>	Année académique / Studienjahr <b>2019/20</b>	No TD / Nr. DA <b>ER/2020/84</b>
Mandant / Auftraggeber <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution	Etudiant / Student <b>Jérémy Wehrli</b> Professeur / Dozent <b>Stéphane Genoud</b>	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja <sup>1</sup> <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte (données complètes) Solartechnology.ch Sàrl, M. Gregorio Bonadio, Président de la SIA Valais, Route d'Héremence 5, 1981 Vex	

Titre / Titel

**Étude de faisabilité d'une valorisation de 10 bâtiments de l'Etat du Valais avec de la consommation propre**

Description / Beschreibung

L'Etat du Valais occupe plusieurs locaux du fait de ces différentes activités et donc plusieurs bâtiments sur le territoire du canton. Afin de contribuer à la transition énergétique, le canton étudie différentes solutions de production d'énergies renouvelables sur ses bâtiments. Dans cette optique, l'objectif de ce travail est d'étudier la possibilité d'installer des panneaux solaires photovoltaïques sur 10 bâtiments de l'Etat du Valais, sélectionnés avec le service des bâtiments du canton.

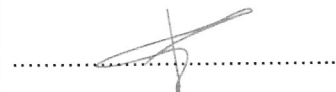
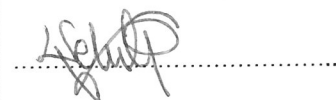
Ce travail devra, en plus d'évaluer le potentiel général de l'ensemble des bâtiments, donner au service des bâtiments du canton des recommandations chiffrées pour la mise en place d'une stratégie de regroupement de consommation propre sur ses bâtiments.

Objectifs / Ziele

- Identifier les bâtiments et évaluer leur potentiel.
- Définir la surface et le type de panneaux installés.
- Etudier la production énergétique et la rentabilité des panneaux photovoltaïques.
- Définir la capacité d'autoconsommation des bâtiments.
- Définir la courbe de charge et la production de chaque bâtiment.
- Etablir une estimation des coûts des avantages pour l'Etat du Valais d'une stratégie globale.
- Envisager une stratégie de financement du projet.
- Comparer les factures d'énergie avant et après la stratégie de regroupement de consommation propre.
- Chiffrer l'investissement nécessaire à la mise en place de ces panneaux solaires, y compris les installations électriques nécessaires à mettre en place un regroupement de consommation propre.

Toutes ces données doivent être faites en pas horaire.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum

Responsable de l'orientation / filière  
Leiter der Vertiefungsrichtung / Studiengang:

<sup>1</sup> Etudiant / Student :


Délais / Termine

Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags:  
**25.05.2020**Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation  
**Semaine / Woche 26** (22.06 – 26.06.2020)Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts:  
**14.08.2020, 12:00**Exposition / Ausstellung der Diplomarbeiten:  
**28.08.2020** (si autorisé / falls genehmigt)Défense orale / Mündliche Verfechtung:  
**Semaine / Woche 36** (31.08 – 04.09.2020)

<sup>1</sup> Par sa signature, l'étudiant-e s'engage à respecter strictement la directive DI.1.2.02.07 liée au travail de diplôme.  
Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der/die Student/in, sich an die Richtlinie DI.1.2.02.07 der Diplomarbeit zu halten.



## Etude de faisabilité d'une valorisation de 10 bâtiments de l'Etat du Valais avec de la consommation propre

Diplômant

Jérémy Wehrli

### Objectif du projet

Apporter des recommandations chiffrées concernant la production d'énergie photovoltaïque sur certains bâtiments de l'Etat du Valais.

### Méthodes | Expériences | Résultats

L'Etat du Valais est propriétaire d'un grand nombre de bâtiments sur l'ensemble du territoire du canton et désire équiper ses toits les plus propices avec des installations solaires photovoltaïques. En collaboration avec le Service Immobilier et Patrimoine, huit sites ont été sélectionnés afin d'analyser et de chiffrer la mise en place d'une telle installation.

La courbe de charge de chaque bâtiment a été définie à partir des factures d'électricité et des relevés hebdomadaires effectués par les concierges, les introductions ont été répertoriées afin de dimensionner la puissance maximale de l'installation, une visite a permis d'évaluer les obstacles et l'état de la toiture afin de proposer un calepinage des modules, une simulation de production solaire a été réalisée et une évaluation des coûts a été entreprise.

A l'aide de cette étude, l'Etat du Valais dispose d'informations suffisantes pour établir des appels d'offres en vue d'installer prochainement des installation PV sur ces bâtiments.

Travail de diplôme  
| édition 2020 |

Filière  
*Energie et Techniques  
Environnementales*

Domaine d'application  
*Energies Renouvelables*

Professeur responsable  
*Stéphane Genoud*  
[Stephane.genoud@hevs.ch](mailto:Stephane.genoud@hevs.ch)



Toits des ateliers de l'EPCA à Sion

## Avants propos et remerciements

Étudiant en dernière année à la HES-SO Valais-Wallis à Sion dans la filière Energie & Techniques Environnementales, j'ai décidé de consacrer mon travail de Bachelor à l'étude approfondie d'installations photovoltaïques pour plusieurs bâtiments de l'Etat du Valais.

Grâce à ce travail, j'ai eu l'opportunité de pratiquer les connaissances acquises durant ma formation d'ingénieur et d'élargir mon panel de compétences.

J'ai eu la chance de pouvoir bénéficier d'un espace de travail dans les bureaux du Service Immobilier et Patrimoine de l'Etat du Valais à Sion. Cette opportunité a permis une étroite collaboration avec le responsable Energie et Installations de l'Etat, monsieur David Balet.

Je tiens à remercier l'ensemble des personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail en mettant à ma disposition leur temps ainsi que leurs compétences. Je tiens à citer tout particulièrement :

- Monsieur Stéphane Genoud, professeur à la HES-so Valais-Wallis
- Monsieur David Balet, responsable Energie & Installations à l'Etat du Valais
- Les concierges des bâtiments, pour leur disponibilité et temps consacré lors des visites
- Madame Elodie Wehrli
- Monsieur Maxime Zufferey



# Table des matières

<b>Avants propos et remerciements.....</b>	<b>i</b>
Liste des figures .....	1
Liste des graphiques .....	2
Liste des tableaux .....	2
Liste des annexes .....	3
<b>1 Introduction .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Contexte énergétique suisse .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 Stratégie 2050 .....</b>	<b>4</b>
2.1.1 Révision de la LEne.....	5
2.1.2 Modification de la LApEI .....	5
2.1.3 Mesures incitations à l'investissement solaire.....	5
<b>3 Contexte cantonal.....</b>	<b>6</b>
<b>3.1 Stratégie cantonale.....</b>	<b>6</b>
<b>4 Etat du valais.....</b>	<b>6</b>
<b>4.1 Contexte actuel.....</b>	<b>6</b>
4.1.1 Evaluation du potentiel global .....	7
4.1.2 Bâtiments sélectionnés pour l'étude chiffrée.....	7
4.1.3 Autoconsommation & autosuffisance.....	8
4.1.4 Regroupement dans le cadre de la consommation propre.....	9
4.1.4.1 Rapports avec le GRD et les fournisseurs d'énergie .....	10
4.1.4.2 Situation actuelle en Suisse .....	11
4.1.4.3 RCP & bâtiments de l'Etat du Valais .....	12
<b>4.2 Stratégies de financement .....</b>	<b>12</b>
4.2.1 Partenariat avec un tiers investisseur .....	12
4.2.1.1 Contracting énergétique .....	13
4.2.1.2 Exemples .....	13
4.2.2 Autofinancement .....	13
<b>4.3 Appel d'offre public .....</b>	<b>14</b>
4.3.1 Procédure d'appel d'offre.....	14

---

4.3.2	Types de procédure.....	14
4.3.3	Obtention de l'offre & critères de sélection .....	15
<b>4.4</b>	<b>Objectifs des analyses des bâtiments sélectionnés .....</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>Méthodologie d'analyse .....</b>	<b>15</b>
<b>5.1</b>	<b>Etat de la toiture.....</b>	<b>15</b>
5.1.1	Toiture végétalisée .....	16
<b>5.2</b>	<b>Installation photovoltaïque .....</b>	<b>16</b>
5.2.1	Type de panneau solaire sélectionné .....	16
5.2.2	Orientation optimale .....	16
5.2.3	Réflexion & éblouissement .....	17
5.2.4	Système de montage & sécurité .....	17
5.2.4.1	Système sur toit en terrasse.....	17
5.2.4.2	Norme SUVA .....	18
5.2.4.3	Protection incendie.....	18
5.2.5	Facteurs d'ombrage.....	19
5.2.6	Onduleur centralisé, micro-onduleurs & optimiseurs.....	19
5.2.6.1	Raccordement AC au TGBT.....	20
<b>5.3</b>	<b>Construction de la courbe de charge .....</b>	<b>20</b>
5.3.1	Plateforme « tenerSbat ».....	21
5.3.2	Profil de consommation hebdomadaire.....	22
5.3.3	Elaboration de la courbe de charge .....	22
<b>5.4</b>	<b>Visite des bâtiments .....</b>	<b>22</b>
5.4.1	Toiture .....	23
5.4.2	Introduction du TGBT .....	23
5.4.3	Raccordement au TGBT.....	23
<b>5.5</b>	<b>Calepinage des PVs.....</b>	<b>23</b>
5.5.1	Obtention des plans de toitures .....	24
5.5.2	Logiciel TRI-DESIGN.....	24
<b>5.6</b>	<b>Simulation de production solaire .....</b>	<b>26</b>
5.6.1	Logiciel POLYSUN .....	26
<b>5.7</b>	<b>Coûts &amp; rentabilité de l'installation .....</b>	<b>27</b>
5.7.1	Excel PV de l'état du Valais .....	27
5.7.2	Rappels théoriques.....	29
5.7.2.1	VAN .....	29

---

---

5.7.2.2 TRI .....	29
5.7.2.3 Payback .....	30
<b>6 Résumé des bâtiments étudiés .....</b>	<b>30</b>
<b>7 Précisions pour chaque site analysé .....</b>	<b>42</b>
7.1 CCTL à St-Maurice .....	42
7.2 ECCG à Martigny.....	44
7.3 EPASC à Martigny.....	47
7.4 EPTM à Sion .....	50
7.5 EPCA à Sion .....	55
7.6 ECCG à Sierre .....	62
7.7 BFO à Viège.....	66
7.8 BFO à Brig.....	69
<b>8 Conclusion .....</b>	<b>72</b>
<b>9 Recommandations et limite du travail.....</b>	<b>72</b>
<b>10 Bibliographie .....</b>	<b>73</b>
<b>11 Annexe .....</b>	<b>76</b>

## Liste des figures

Figure 1- Part d'autoconsommation versus autosuffisance .....	8
Figure 2 – Configuration d'un RCP qui s'étend de part et d'autre d'une route .....	9
Figure 3 – Système de montage TRITEC-PMT EST-OUEST.....	18
Figure 4 – Raccordement des optimiseurs en série et raccordement de la ligne à l'onduleur central.....	20
Figure 5 – Représentation de la plateforme « tenerSbat » .....	21
Figure 6 – Délimitation des dimensions du bâtiment principal de l'EPC à Sion sur le logiciel TRIDESIGN .....	25
Figure 7 – Calepinage réalisé sur TRIDESIGN pour le bâtiment principal de l'EPCA à Sion.....	25
Figure 8- Représentation de la ligne d'horizon pour le CCTL à St-Maurice .....	26
Figure 9 – Vue satellite du CCTL à St-Maurice .....	42
Figure 10 – Antenne de Police sur le toit du CCTL à St-Maurice .....	43
Figure 11 – Calepinage réalisé sur le toit du CCTL à St-Maurice.....	43
Figure 12 – Vue satellite de l'ECCG à Martigny .....	44
Figure 13 – Toit de la salle de gym de l'ECCG à Martigny .....	45
Figure 14 – Toit du bâtiment principal de l'ECCG à Martigny .....	45
Figure 15 – Calepinage réalisé sur le toit de la salle de gym de l'ECCG à Martigny .....	46
Figure 16 – Calepinage réalisé sur le toit du bâtiment principal de l'ECCG à Martigny .....	46
Figure 17 – Vue satellite de la salle de gym de l'EPASC à Martigny .....	47
Figure 18 – Installation solaire thermique présente sur la partie Sud du toit de la salle de gym de l'EPASC à Martigny .....	48
Figure 19 – Toit de la salle de gym de l'EPASC à Martigny .....	49
Figure 20 – Calepinage réalisé sur le toit de la salle de gym de l'EPASC .....	49
Figure 21 – Vue satellite de l'EPTM à Sion .....	50
Figure 22 – Toit principal direction Est de l'EPTM à Sion.....	51
Figure 23 – Toit principal direction Sud-Ouest de l'EPTM à Sion .....	52
Figure 24 – Toit principal (partie centrale) direction Est de l'EPTM à Sion .....	52
Figure 25 – Calepinage réalisé sur le toit principal de l'EPTM à Sion.....	53
Figure 26 – Toit situé à l'Est direction Nord de l'EPTM à Sion .....	54
Figure 27 – Calepinage réalisé sur le toit situé à l'Est de l'EPTM à Sion.....	55
Figure 28 – Vue satellite de l'EPCA à Sion .....	55
Figure 29 – Toit partie Ouest du bâtiment principal de l'EPCA à Sion.....	56
Figure 30 – Toit partie Sud direction Est du bâtiment principal de l'EPCA à Sion.....	57
Figure 31 – Calepinage réalisé sur le bâtiment principal de l'EPCA à Sion .....	57
Figure 32 - Courbes de production solaire du bâtiment principal et de consommation pour 2019 de l'EPCA à Sion .....	58
Figure 33 – Toit du bâtiment alimentation de l'EPCA à Sion .....	59

Figure 34 – Calepinage réalisé sur le toit du bâtiment alimentation de l'EPCA à Sion.....	59
Figure 35 – Toit des ateliers B de l'EPCA à Sion .....	61
Figure 36 – Calepinage réalisé sur les ateliers B de l'EPCA à Sion .....	61
Figure 37 – Vue satellite de l'ECCG et alentours à Sierre.....	62
Figure 38 – Toit partie Sud direction Ouest avec trappe d'accès de l'ECCG à Sierre.....	63
Figure 39 – Toit parti Nord direction Ouest de l'ECCG à Sierre .....	64
Figure 40 – Première partie du calepinage réalisé sur le toit de l'ECCG à Sierre.....	64
Figure 41 – Deuxième partie du calepinage réalisé sur le toit de l'ECCG à Sierre .....	65
Figure 42 – Vue satellite du BFO à Viège .....	66
Figure 43 – Toit du bâtiment C du BFO à Viège.....	67
Figure 44 – Calepinage réalisé sur le toit du bâtiment C du BFO à Viège .....	68
Figure 45 – Vue satellite du BFO à Brig.....	69
Figure 46 – Toit du bâtiment B du BFO à Brig.....	70
Figure 47 – Toit du bâtiment C partie Sud du BFO à Brig .....	70
Figure 48 – Calepinage réalisé sur le bâtiment B du BFO à Brig .....	71

## Liste des graphiques

Graphique 1 – Courbes hebdomadaires de productions solaire et de consommation pour le CCTL de St-Maurice .....	27
Graphique 2 – Evolution du prix total d'une installation PV en fonction de la puissance installée .....	28
Graphique 3 – Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 au CCTL à St-Maurice.....	44
Graphique 4 - Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 à l'ECCG à Martigny.....	47
Graphique 5 - Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 de l'EPASC à Martigny.....	50
Graphique 6 - Courbes de production solaire du toit principal et de consommation pour 2019 de l'EPTM à Sion.....	53
Graphique 7 - Courbes de production solaire du bâtiment alimentation et de consommation pour 2019 de l'EPCA à Sion .....	60
Graphique 8 - Courbes de production solaire des ateliers B et de consommation pour 2019 de l'EPCA à Sion .....	62
Graphique 9 - Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 de l'ECCG à Sierre.....	65
Graphique 10 - Courbes de production solaire sur le bâtiment C et de consommation pour 2019 du BFO à Viège .....	68

## Liste des tableaux

Tableau 1 – Résumé des résultats pour le CCTL à St-Maurice.....	30
Tableau 2 – Résumé des résultats pour l'ECCG à Martigny .....	31

---

Tableau 3 – Résumé des résultats pour l'EPASC à Martigny.....	32
Tableau 4 – Résumé des résultats pour l'EPTM à Sion .....	33
Tableau 5 – Résumé des résultats pour le toit situé à l'Est sur l'EPTM à Sion .....	34
Tableau 6 – Résumé des résultats obtenus pour le bâtiment principal de l'EPCA à Sion.....	35
Tableau 7 – Résumé des résultats obtenus pour le bâtiment alimentation de l'EPCA à Sion .....	36
Tableau 8 – Résumé des résultats obtenus pour les ateliers B TP01 de l'EPCA à Sion .....	37
Tableau 9 – Résumé des résultats obtenus pour l'ECCG à Sierre .....	38
Tableau 10 – Résumé des résultats obtenus pour la BFO à Viège .....	39
Tableau 11 – Résumé des résultats obtenus pour le bâtiment B de la BFO à Brig .....	40
Tableau 12 – Résumé des résultats obtenus pour les bâtiments A & B de la BFO à Brig .....	41

## Liste des annexes

Annexe 1 : Tarifs électricité 2020 OIKEN.....	76
Annexe 2 : Excel de Etat du Valais pour l'évaluation économique d'une installation PV .....	77
Annexe 3 : Fiche technique du modèle de panneau solaire utilisé pour le calepinage .....	77
Annexe 4 : Excel utilisé pour construire la courbe de charge des bâtiment.....	78
Annexe 5 – Plan de toiture du CCTL à St-Maurice avec pentes des différents pans.....	78
Annexe 6 – Schéma de distribution électrique pour les différents bâtiments de l'EPCA à Sion transmis par OIKEN.....	79



# 1 Introduction

Dans la lutte contre le réchauffement climatique, la stratégie énergétique 2050 doit permettre à la Suisse de réduire la pollution de l'environnement liée à la consommation d'énergie. L'approvisionnement énergétique du pays se veut sûr et avantageux, mais les marchés de l'énergie peuvent être profondément touchés par des décisions politiques prises au sein même du pays ou à l'étranger. Différentes mesures ont été prises pour contribuer à réduire la consommation d'énergie, à augmenter l'efficacité énergétique et à encourager le développement des énergies renouvelables (Confédération suisse et DETEC 2020).

Le canton du Valais dispose de ressources énergétiques renouvelables en grande quantité. Le potentiel de l'énergie solaire photovoltaïque est important et une forte croissance de la branche est à prévoir pour les années à venir. Le parc immobilier cantonal affichait en 2015 plus de 200'000 bâtiments avec une emprise au sol de 23'000'000 m<sup>2</sup> (Fournier et al., 2019). L'Etat du Valais n'est pas en reste, avec plus de 600 biens immobiliers répartis sur tout le territoire du cantonal. La volonté d'équiper ses bâtiments les plus favorables d'installation solaire photovoltaïque a conduit à la réalisation de ce travail.

L'objectif de cette étude est d'évaluer le potentiel solaire de certains bâtiments de l'Etat.

La première partie de ce rapport fait l'état des lieux en matière de développement des énergies renouvelables dans le pays, puis dans le canton. Une deuxième partie permet de décrire le contexte dans lequel l'étude s'est déroulée avec un rappel de quelques notions relatives à la production solaire. Puis, les diverses stratégies de financement d'une installation solaire sont ensuite évaluées.

Par la suite, la méthodologie utilisée pour l'analyse des bâtiments est expliquée en indiquant les démarches entreprises tout au long du processus. Un résumé des résultats contenant un bilan technique et financier pour chaque bâtiment est établi. Enfin, des précisions sont apportées sur chaque bâtiment analysé.

## 2 Contexte énergétique suisse

Le contexte énergétique de la Suisse est le suivant : Actuellement, l'énergie produite en Suisse par le solaire représente 3.5% des besoins en électricité de la Suisse, soit 2 TWh par an. Pourtant, il serait possible d'augmenter drastiquement cette production par le photovoltaïque. En effet, le potentiel de production d'énergie photovoltaïque de la Suisse a été calculé de manière simple par trois offices fédéraux. En additionnant les surfaces de toitures et façades adaptées à la pose de panneaux, la production annuelle potentielle atteint 67 TWh, ce qui représente 10% de plus que la consommation d'électricité actuelle. D'autres surfaces peuvent également servir à la production d'électricité solaire, ce qui représente un potentiel de production électrique de 50 TWh supplémentaires (Swissolar, 2020a).

### 2.1 Stratégie 2050

La stratégie énergétique 2050 de la Confédération helvétique a pour but de développer les énergies renouvelables en Suisse, de réduire la consommation d'énergie ainsi que d'améliorer l'efficacité énergétique. La loi révisée sur l'énergie, adoptée par le peuple en mai 2017 se base sur ces objectifs stratégiques. La raison première de l'existence de cette loi, est la volonté, suite à la catastrophe nucléaire de Fukushima au Japon, de mettre hors service les cinq centrales nucléaires existant en Suisse, et de ne pas les remplacer (Confédération suisse & DETEC, 2020).

La stratégie énergétique 2050 vise donc une transition énergétique progressive vers les énergies renouvelables, tout en réduisant la consommation. L'énergie solaire, plus particulièrement, joue un rôle ayant de plus en plus d'importance dans le secteur des énergies renouvelables.

### 2.1.1 Révision de la LENE

La stratégie énergétique 2050 ayant été adoptée par le peuple en 2017, les énergies renouvelables doivent être développées en Suisse. La LENE contient déjà des mesures d'encouragements mais celles-ci doivent être remaniées de manière à s'adapter à la réalité du marché. Les contributions d'investissement existantes pour les énergies renouvelables telles que les installations de type photovoltaïque ou encore la biomasse et la force hydraulique, limitées à 2030, sont prolongées jusqu'en 2035. L'encouragement aux énergies renouvelables sera poursuivi avec les instruments existants (Conseil fédéral et al., 2020).

### 2.1.2 Modification de la LApEI

La Loi sur l'approvisionnement en électricité est une loi qui, actuellement, ne permet pas à tous les consommateurs d'électricité d'avoir accès au libre marché de la concurrence. En effet, seuls les consommateurs finaux dont la consommation dépasse 100'000 kWh par année ont pour l'instant le droit de choisir librement leur fournisseur d'électricité. Les autres consommateurs, dits captifs, eux, n'ont pas cette possibilité et sont attribués à un gestionnaire de réseau selon leur situation géographique (Office fédéral de l'énergie, 2020).

La révision de cette loi, en cours actuellement, a pour objectif une ouverture totale du marché de l'électricité pour tous les particuliers. La loi sur l'énergie prescrit également à la LApEI d'y inclure de meilleures incitations à l'investissement dans les énergies renouvelables indigènes ainsi que d'assurer une meilleure sécurité de l'approvisionnement électrique, notamment, d'assurer plus de transparence dans la tarification de l'utilisation du réseau, dans un souci de protection des consommateurs. En avril 2020, le Conseil fédéral a déterminé les points essentiels de la modification de la loi qui devront être contenus dans le projet de loi qu'élaborera le DETEC pour début 2021 (Confédération suisse, 2020).

Concernant le fournisseur de l'électricité, celui-ci devra désormais être libre de choix pour tous les consommateurs, le marché deviendra totalement libre. Néanmoins l'approvisionnement de base aux tarifs régulés existera toujours et les consommateurs auront le libre choix de décider s'ils veulent ou non y rester. Les gestionnaires de réseau de distribution seront responsables de l'approvisionnement de base. Ils auront l'obligation de garantir à leurs clients de l'électricité issue d'énergies renouvelables garanties d'origine (GO). Les tarifs de base seront établis d'année en année et vérifiés par la Commission de l'électricité (ElCom) (Confédération suisse, 2020).

Pour finir, il est judicieux de signaler qu'avec la modification de la LApEI, l'obligation pour le gestionnaire de réseau de distribution de reprise et de redistribution du courant produit à partir d'énergies renouvelables sera maintenue (Confédération suisse, 2020).

### 2.1.3 Mesures incitations à l'investissement solaire

Jusqu'à fin 2022, la promotion de la mise en place par des particuliers de systèmes d'énergie photovoltaïque d'au moins 100 KW, est assuré par la rétribution à prix coûtant (RPC). Elle constitue en un rachat par l'Etat de l'électricité produite par des producteurs d'énergie renouvelables, à un prix préférentiel. La RPC est financée par une taxe sur l'énergie payée par tous les consommateurs (SuisseEnergie, 2020).

Dès 2023, la RPC disparaîtra pour laisser place à une rétribution unique (RU), déjà versée depuis début 2018, et ce, jusqu'en 2030. Il s'agit d'une rétribution assurant la couverture d'approximativement 20% des coûts d'investissement dans une installation solaire. La rétribution unique est une contribution qui s'avère bien moins avantageuse que la rétribution à prix coûtant. Il est dès lors plus que nécessaire, pour assurer la rentabilité de l'installation, que l'électricité produite soit consommée directement sur place. L'autoconsommation devient dès lors un facteur important à étudier avant la pose de panneaux solaires (Swissolar, 2020a).

La rétribution unique s'articule en deux formats distincts selon la taille de l'installation. Pour les installations les plus modestes, a été mise en place la PRU, rétribution unique pour petites installations, où les exploitants d'installations d'une puissance ne dépassant pas 100 kW bénéficient d'une rétribution unique qui peut être demandée après la mise en service de l'installation, et qui sera attribuée dans l'ordre d'arrivée des avis de mise en service de celle-ci. En principe, il faut compter un ans et demi d'attente avant de toucher la PRU pour les installations ayant annoncé leur mise en service faites dès 2019.

Pour les installations de plus grand gabarit, d'une puissance d'au moins 100 kW, le choix est donné aux exploitants entre la RPC et la rétribution unique pour les grandes installations (GRU). Actuellement, comme les moyens de financement sont limités, seules les installations qui ont déposé leur demande de RPC avant le 30 juin 2012 peuvent encore y être admises. Pour les autres, la GRU est donc la seule option. La liste d'attente de la GRU est traitée suivant l'ordre de la date d'annonce mais il n'est pas obligatoire, au contraire de la PRU, d'avoir achevé ou même débuté la construction de l'installation avant d'obtenir une décision relative à l'obtention de la GRU. L'attente avant de toucher la GRU est d'environ 2 ans pour les demandes faites à partir de 2019 (Confédération suisse, 2019).

### 3 Contexte cantonal

Le canton du Valais s'aligne sur les jalons posés par la Confédération en matière d'énergies renouvelables en proposant une vision à l'horizon 2060 et des objectifs conséquents à atteindre pour 2035.

#### 3.1 Stratégie cantonale

Le Valais désire participer activement à l'approvisionnement en électricité renouvelable de la Suisse. A long terme, le canton vise un approvisionnement énergétique 100% renouvelable et indigène. La couverture totale des besoins énergétique du canton est un défi ambitieux mais réalisable. Il est nécessaire que l'ensemble des acteurs de la branche travaille conjointement : autant les communes et les producteurs que la population valaisanne. Un changement de mentalité et une modification des comportements sont indispensables pour converger vers une diminution conséquente de la consommation d'énergie. Les objectifs sont clairs : la consommation finale d'énergie par habitant d'ici 2035, par rapport au niveau de 2000, doit diminuer de 43% et la consommation d'électricité par habitant entre 2000 et 2035 doit abaisser de 13% (Fournier et al., 2019).

Les énergies renouvelables présentes sur le territoire cantonal en 2015 ont permis de produire environ 160 GWh/a. En valorisant l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne, on estime que la production d'électricité à l'horizon 2035 atteindra 1'300 GWh/a. Le potentiel valaisan de production solaire photovoltaïque est conséquent. Il pourrait permettre de contribuer à atteindre les objectifs cantonaux en matière de production d'électricité renouvelable à hauteur de 69% (Fournier et al., 2019).

### 4 Etat du valais

Le Service Immobilier et Patrimoine de l'Etat du Valais est en charge de la gestion du parc immobilier sur l'ensemble du territoire du canton.

#### 4.1 Contexte actuel

Propriétaire de plus de 600 bâtiments à travers le canton, l'Etat du Valais désire participer à l'effort collectif en matière de développement durable et à la promotion des énergies renouvelables. Elle ambitionne d'équiper les toits de ses bâtiments les plus propices d'installations solaires photovoltaïques.

### 4.1.1 Evaluation du potentiel global

Une première étude d'évaluation du potentiel global des bâtiments de l'Etat a été réalisée par un collègue économiste. Les bâtiments de l'Etat sont répertoriés sur une carte interactive via l'application « ArcGIS Explorer ». Ils sont représentés en fonction de leur statut : propriété de l'Etat, de la Confédération ou en location. Des informations concernant l'adresse, le numéro de parcelle, le responsable et la surface du bâtiment sont à disposition.

Un premier tri des bâtiments a été fait en éliminant ceux dont la surface à disposition était trop petite. A l'aide de visualisations satellites sur les services de géolocalisation, les bâtiments dont la toiture semblait être trop encombrée par des éléments ont été mis de côté. Certaines propriétés de l'Etat ne se prêtant pas à l'installation de panneaux photovoltaïque comme les antennes radio, les dépôts de stockage enterrés ont aussi été tenus à l'écart.

Dans l'éventualité de la mise en place de ces installations solaires à l'horizon 2020-2021, les monuments historiques et protégés ont aussi été mis de côté, compte tenu des demandes d'autorisations de construire et des procédures y relatives qui prennent plus de temps que pour des bâtiments classiques. Les bâtiments en location ont aussi été écartés, bien que leur potentiel de production solaire soit intéressant. Il en a été décidé ainsi pour l'instant, car des discussions avec les actuels locataires doivent être entreprises. Enfin, les bâtiments situés dans les vallées étroites dont les conditions d'ensoleillement sont faibles, ne sont pas adéquats pour de la production solaire et c'est pourquoi ils n'ont pas non plus été retenus dans le cadre de cette étude.

Les bâtiments restants ont été classés par catégories : écoles, police, administratifs, piscines, centres sportifs et centres d'entretiens. Ils ont été répertoriés dans un fichier Excel et une estimation de production solaire et des coûts a été effectuées à l'aide de l'outil en ligne fourni par la Confédération suisse : [toitsolaire.ch](http://toitsolaire.ch).

### 4.1.2 Bâtiments sélectionnés pour l'étude chiffrée

D'entente avec le responsable Energie et Installation du Service Immobilier et Patrimoine à l'Etat du Valais, M. David Balet, huit sites ont été retenus pour effectuer une analyse précise sur la capacité de production solaire des bâtiments qui les composent. Les sites retenus sont majoritairement des écoles et composés de toitures plates :

- **CCTL** à St-Maurice : halle de contrôle des véhicules
- **EPASC** à Martigny : école professionnelle artisanale et service communautaire
- **ECCG** à Martigny : école de commerce et de culture générale
- **EPTM** à Sion : école professionnelle technique et des métiers
- **EPCA** à Sion : école professionnelle commerciale et artisanale
- **ECCG** à Sierre : école de commerce et de culture générale
- **BFO** à Viège : Berufsfachschule Oberwallis
- **BFO** à Brig: Berufsfachschule Oberwallis

La plupart des sites se compose de plusieurs bâtiments. Un choix a été porté sur la ou les toiture(s) représentant(s) le potentiel de production le plus élevé. Pour chaque site, une méthodologie d'analyse a été effectuée. Celle-ci est décrite au point 5 du présent rapport.

### 4.1.3 Autoconsommation & autosuffisance

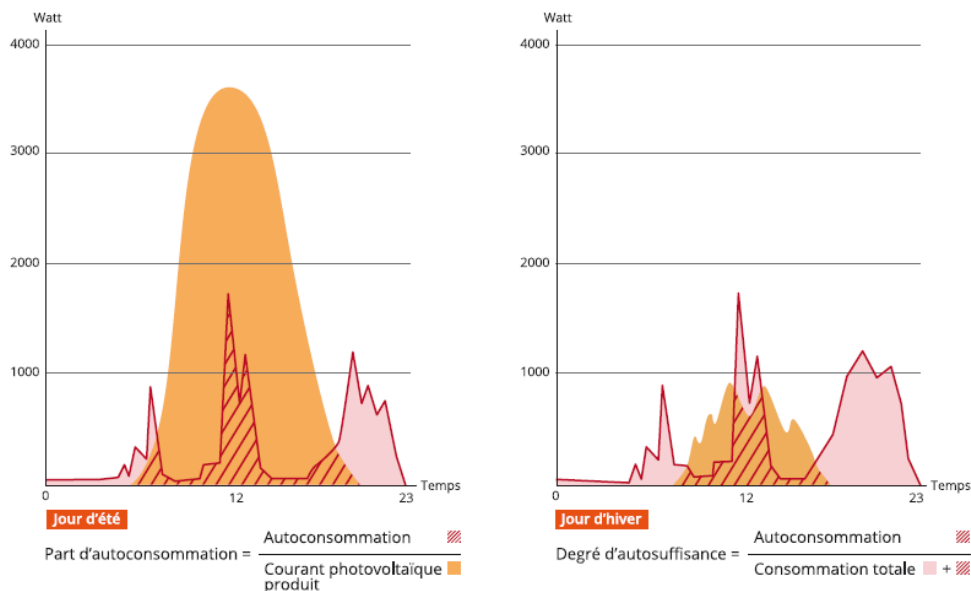
L'autoconsommation du courant produit localement est autorisée sur l'ensemble du territoire suisse. Par autoconsommation ou consommation propre, il faut comprendre la consommation directe de l'électricité photovoltaïque produite sur place. Ainsi, le taux d'autoconsommation indique le pourcentage de la consommation de la production d'électricité photovoltaïque qu'il est possible de consommer directement. La part d'autoconsommation est déterminée comme cela :

$$\text{Part d'autoconsommation} = \frac{\text{Autoconsommation}}{\text{Courant photovoltaïque produit}}$$

L'autosuffisance mesure quant à lui l'indépendance au réseau, autrement dit, la part de la consommation d'électricité qu'il est possible de couvrir grâce à la production d'électricité photovoltaïque. Le degré d'autosuffisance se calcule de la sorte :

$$\text{Degré d'autosuffisance} = \frac{\text{Autoconsommation}}{\text{Consommation totale}}$$

Comme représenté sur la *Figure 1* ci-dessous, la part d'autoconsommation lors d'un jour d'été (graphique de gauche) atteint environ 15% et le degré d'autosuffisance 70%, tandis que lors d'un jour d'hiver (graphique de droite) l'autoconsommation s'élève à 60% et l'autosuffisance diminue à 20% (Sachs & Lüthi-Studer, 2015). Ces variations saisonnières de l'autoconsommation et de l'autosuffisance illustrent parfaitement le caractère intermittent du solaire photovoltaïque.



Source : VESE 2015

Figure 1- Part d'autoconsommation versus autosuffisance

Dans le but d'augmenter la part d'autoconsommation, il est nécessaire d'optimiser la consommation électrique du bâtiment sur lequel une installation photovoltaïque est établie. L'optimisation des consommateurs d'énergie d'un ménage peut se faire de deux façons :

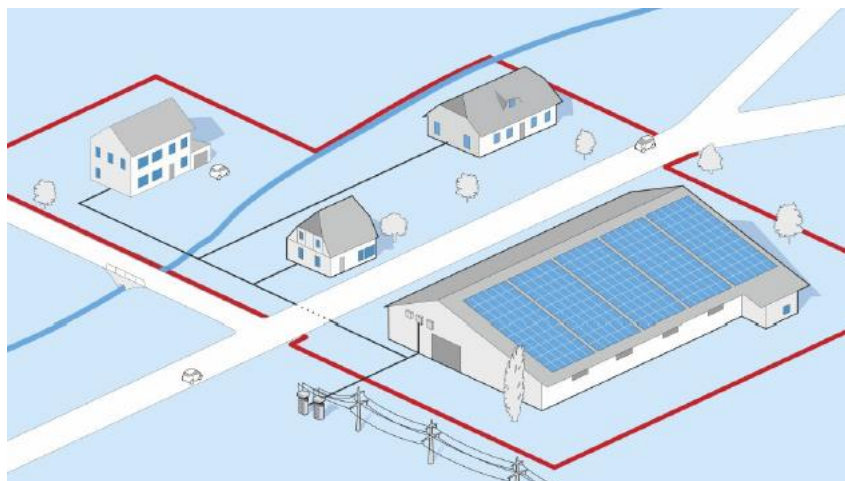
- **Manuellement** : C'est l'utilisateur qui adapte son comportement, par exemple en utilisant le lave-linge lorsque la production solaire est conséquente.
- **Automatiquement** : Un système de commande déplace l'enclenchement des appareils aux heures durant laquelle la production solaire est la plus importante. Un gain de consommation propre de 10% peut être atteint si cette procédure est appliquée systématiquement à l'ensemble des consommateurs (SuisseEnergie, 2017).

Pour les maisons individuelles qui consomment peu d'énergie durant la journée, le taux d'auto-consommation est en principe inférieur à 30% et peut s'étendre jusqu'à 50% si des mesures supplémentaires d'optimisation sont adoptées. Dans les exploitations industrielles, bâtiments administratifs et écoles, les besoins en électricité se situent principalement durant la journée et par conséquent sont synchrones avec la période d'ensoleillement. Il en résulte des taux d'autoconsommation propre supérieurs à 50% qui peuvent être atteints sans mesures supplémentaires (SuisseEnergie, 2019).

#### 4.1.4 Regroupement dans le cadre de la consommation propre

Le regroupement dans le cadre de la consommation propre désigne un groupe de résidents qui mettent en commun leur consommation d'électricité, tout en disposant sur leur toit d'une centrale de production d'énergie solaire photovoltaïque. Le RCP est mentionné pour la première fois de manière explicite dans la loi sur l'énergie (LEne) depuis 2014. Dès le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la consommation propre commune est explicitement réglementée par les articles 16 ss LEne et 14 ss OEne. Les principaux changements par rapport à la législation antérieure sont les suivants (SuisseEnergie, 2019, p. 8) :

- Le RCP est explicitement prévu et réglementé d'un point de vue légal.
- Un RCP est considéré comme un consommateur unique au sens de la législation LApEI et dispose d'un raccordement unique au réseau.
- Un RCP peut être créé sur plusieurs terrains contigus, dès lors que les propriétaires publics ou privés respectifs y participent et pour autant que le réseau du gestionnaire de réseau ne soit pas utilisé.
- Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2019, les RCP peuvent également couvrir des terrains qui ne sont séparés que par une rue, une voie ferrée ou un cours d'eau, à condition que le propriétaire concerné donne son accord pour la traversée du terrain. La Figure 2 illustre un RCP dont les terrains sont séparés par une route.



Source : Suisse Energie 2019

Figure 2 – Configuration d'un RCP qui s'étend de part et d'autre d'une route



- Pour être autorisé, le RCP doit disposer d'une ou plusieurs installations, dotées d'une puissance de production correspondant à au moins 10% de leur puissance de raccordement. Les installations fonctionnant au maximum 500 heures par année ne sont pas prises en compte pour déterminer la puissance de production. Prenons l'exemple d'un bâtiment locatif constitué de plusieurs appartements avec un disjoncteur différentiel de 70 A et une tension de 400 V correspondant à une puissance de raccordement de 70 kW. Lorsque toutes les parties prenantes participent, il suffit d'installer une installation photovoltaïque d'une puissance de 7 kW (soit une surface d'environ 50 m<sup>2</sup>) pour constituer le RCP.
- L'organisation interne du RCP (production, distribution et mesure de l'électricité) incombe au RCP, sous réserve des dispositions de la législation sur l'énergie, de la législation sur la métrologie et du Code des obligations.
- Une consommation électrique d'un RCP supérieure à 100 MWh par année donne accès au marché libre de l'électricité (cf. art. 18, al. 2 LEne en lien avec l'art. 6, al. 2 et 6 LApEI). Ce qui permet de réaliser d'importantes économies pour les participants au RCP.
- Lorsque la puissance de raccordement de l'installation est supérieure à 30 kVA, l'installation doit impérativement être enregistrée dans le système de garanties d'origine (GO). Cela est également le cas lorsque plusieurs installations partielles au sein du RCP dépassent ensemble la limite des 30 kVA. Dans un tel cas, en fonction du dispositif de mesure, toutes les installations partielles doivent être équipées d'un dispositif de mesure nette et la production totale de l'ensemble des installations partielles doit être consignée dans le système de GO.

Une installation PV est sensiblement plus rentable lorsqu'elle est utilisée au sein d'un RCP, étant donné que la consommation propre y est plus grande. Les motivations qui poussent les particuliers à s'intéresser à ce modèle sont principalement économiques et écologiques. Il y a deux visions à ce sujet, d'un côté celle de l'investisseur qui va chercher à obtenir la plus grande rentabilité pour l'installation solaire, et de l'autre côté, il y a la volonté des participants au regroupement de consommation propre de tirer de leur installation photovoltaïque l'électricité qui leur coûte le moins cher possible. Comme le courant solaire est généralement moins cher aux utilisateurs que l'électricité achetée sur le réseau, la facture d'électricité annuel de ces derniers diminue. De ce fait, l'intérêt à l'égard des RCP devrait augmenter de manière significative ces prochaines années.

#### 4.1.4.1 Rapports avec le GRD et les fournisseurs d'énergie

Lors de la mise en place d'un RCP, les propriétaires fonciers et le GRD sont dans une relation contractuelle, explicitement règlementée dans l'article 18 OEne. L'objet de ce contrat se compose de la reprise de l'excédent de production solaire et la fourniture d'électricité du réseau.

Le représentant du regroupement ainsi que les participants doivent être annoncés au gestionnaire de réseau.

Si un RCP veut être mise en place, il est obligatoire pour ces initiateurs de l'annoncer auprès du GRD au moins trois mois à l'avance et ce pour la fin du mois.

Le GRD doit garantir l'accès au réseau, la mesure au niveau d'un point de mesure unique comme un consommateur final (art. 18, al. 1 LEne) et l'approvisionnement de base.

La législation en matière d'approvisionnement en électricité (LApEI, LEne), les droits et obligations du GRD qui en découlent, s'appliquent au regroupement et non pas aux participants (SuisseEnergie, 2019, p. 30).

#### 4.1.4.2 Situation actuelle en Suisse

Malgré un cadre légal précis, qui présente explicitement le rôle de chaque partie dans la mise en place d'un RCP, il reste des difficultés majeures qui semblent freiner les particuliers qui désirent mettre en place un RCP.

La problématique principale est celle de l'utilisation du réseau. Dans la majorité des cas, le GRD est propriétaire des lignes électriques qui voudraient être utilisées dans le cadre d'un RCP. Ainsi, les particuliers n'ont que deux options, soit le rachat au GRD de la portion du réseau qui les intéresse, soit la construction des lignes électriques afin de relier les différents consommateurs entre eux. Il n'est pas dans l'intérêt du GRD de vendre ou louer une partie de son réseau pour deux raisons. La première est qu'en vendant une partie de son réseau, le GRD ne sera plus en mesure d'acheminer l'électricité à d'autres clients potentiels. Deuxièmement, le gestionnaire de réseau viendrait à perdre des clients ce qui aurait un impact financier non négligeable. En ce qui concerne les participants au RCP, la construction de lignes électriques permettant l'acheminement du courant entre les bâtiments représente un coût d'investissement colossal qui diminue drastiquement la rentabilité et l'intérêt du projet.

Il convient dès lors de profiter de services proposés par les GRD seuls ou en collaboration avec des entreprises spécialisées en ce qui concerne la communauté d'autoconsommation (CA). Les modalités de gestion, de facturation et de distribution sont inhérentes à chaque GRD. Il convient de prendre contact avec le GRD local afin d'en savoir plus sur les prestations proposées.

La facturation de la consommation propre de courant solaire au sein des RCP reste un problème épineux pour les maîtres d'ouvrages. En effet, nombreux sont les prestataires qui se partagent le marché de la facturation pour la consommation propre. La plupart du temps, il s'agit de grandes entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE), de prestataires de services de comptage ainsi que des start-ups spécialisées dans la consommation propre.

Une étude sur le sujet a été menée en octobre 2019 par Energie Zukunft Schweiz. Elle fait état de deux catégories de prestataires de solutions de facturation: les fournisseurs d'énergie disposant de leur propre réseau de distribution et les prestataires spécialisés dont font parties les fournisseurs de services de comptage et les start-ups. Il existe de ce fait deux types de modèle de facturation :

- **Service de facturation au sein d'un RCP :**

Dans le cas d'un RCP, l'ensemble des participants constitue un seul consommateur final. Le RCP ou le propriétaire foncier responsable doit gérer la distribution électrique au sein du RCP. La facturation se présente sous la forme d'un service qui peut être réalisé par l'EAE locale ou par une entreprise spécialisée. Le consommateur reçoit en général une facture sur laquelle figure la part de courant solaire et celle de l'électricité en provenance du réseau.

- **Modèle de pratique GRD :**

Au sens de l'art. 17 LEnE, le modèle de pratique GRD ou formation d'une CA ne constitue pas un RCP. Ce modèle repose sur l'art. 16 LEnE. A la différence d'un RCP, les participants au regroupement restent des consommateurs finaux au sens de la LApEI et conservent ainsi l'ensemble de leurs droits selon la LApEI et l'OApEI. La formation de la CA se base sur une décision volontaire de la part des participants. Ainsi, il leur est possible à tout moment de décider de se faire fournir le courant exclusivement par le GRD, ce qui n'est pas le cas dans un RCP (cf. art. 17, al. 3 LEnE) (SuisseEnergie, 2019).

La propriété par étage (PPE) est une construction juridique utilisée couramment dans le cadre d'une RCP. Il s'agit d'un immeuble regroupant plusieurs propriétaires possédants chacun seulement une partie du bâtiment qui se regroupent pour former un seul et unique consommateur aux yeux du GRD. C'est la forme qui présente le moins de difficultés étant donné qu'un bâtiment comporte toujours une introduction générale, il convient de changer les compteurs existants afin de satisfaire les dispositions y relatives.

#### **4.1.4.3 RCP & bâtiments de l'Etat du Valais**

Comme expliqué précédemment, les bâtiments sélectionnés pour cette étude sont majoritairement des écoles. Elles se composent de plusieurs bâtiments qui se trouvent soit sur la même parcelle, soit sur une parcelle au nom du même propriétaire. Deux cas se présentent : Dans la première configuration, si une introduction commune entre bâtiments est déjà aménagée, il est possible de distribuer le courant produit sur un toit à l'ensemble des bâtiments pour autant que les lignes électriques soient suffisamment dimensionnées pour supporter la puissance solaire installée. Selon une seconde configuration : il n'existe pas d'introduction commune, chaque bâtiment est autonome mais ils sont adjacents et sur la même parcelle. Alors, une demande auprès du GRD doit être faite afin de raccorder les bâtiments entre eux via une introduction commune, pour autant que l'augmentation d'autoconsommation soit significative et que le coût engendré par les travaux de raccordement ne mettent pas en péril la rentabilité de l'installation solaire.

## **4.2 Stratégies de financement**

Pour financer de la manière la plus optimale possible l'installation et la rentabilité d'une toiture solaire, il est nécessaire d'analyser les diverses stratégies de financement possible. Nous allons nous intéresser particulièrement à trois moyens couramment utilisés pour déterminer lequel serait le plus adapté à la situation dont traite ce travail. Ceux-ci sont : le partenariat, le contracting énergétique et l'autofinancement.

### **4.2.1 Partenariat avec un tiers investisseur**

Afin de limiter voire externaliser sa participation à l'investissement, il est possible pour l'organisme public de travailler en collaboration avec un tiers investisseur. Le partenariat est un contrat de collaboration entre l'Etat et une entreprise ou société locale. Cette stratégie de financement s'apparente à une location des toits des bâtiments de l'état par le tiers investisseur. Le grand avantage pour le client est qu'il n'a plus à se soucier de la gestion matérielle, administrative, technique et financière du programme d'investissement. Le tiers investisseur joue un rôle de financeur et peut aussi faire jouer les règles de la concurrence en lançant des appels d'offres auprès de sous-traitants qui s'occuperont de la partie technique et installation du projet. Il assure le financement total du programme d'investissement qui comprend : le paiement et recherches des sous-traitants mobilisés, les études d'ingénierie, les autorisations particulières et déclaration, les honoraires du tier investisseur (Bodie et al., 2017).

#### 4.2.1.1 Contracting énergétique

Le contracting énergétique est une technique de financement. Ce modèle est proposé par certains gestionnaires de réseau, notamment Romande énergie, dans le canton de Vaud. Cette solution permet de réaliser des économies pour la personne qu'elle soit physique ou morale, qui souhaite faire installer sur la toiture d'un bâtiment, des installations solaires. Le gestionnaire de réseaux prend en charge le coût des fournitures, de l'installation mais également de la maintenance des panneaux solaires, pendant 25 ans. En contrepartie, le particulier s'engage à payer le coût de l'électricité à un prix fixe, déterminé à l'avance, pendant toute la durée du contrat. Il a la possibilité à tout moment de sortir du contracting en rachetant les installations. Le gestionnaire récupère également pour son réseau l'excédent d'énergie que produisent les installations situées sur le bâtiment. A la fin du contrat, le propriétaire foncier devient propriétaire de l'installation solaire ou a le choix de renouveler son contrat avec le gestionnaire de réseau.

Ce genre de contrat est recommandé en principe pour les industries et commerces dont la consommation d'énergie dépasse 200'000 kWh par année et qui possèdent plus de 500 m<sup>2</sup> de toiture (Romande Energie, 2019).

#### 4.2.1.2 Exemples

- **Canton de Fribourg**

Dans le canton de Fribourg, un projet pilote a été mené en 2018 entre l'Etat et une entreprise solaire locale dans le but d'équiper cinq bâtiments conséquents de l'Etat de Fribourg avec des installations solaires pour une surface d'environ 657 m<sup>2</sup>. Le projet émane d'une offre spontanée de la part de l'entreprise à l'Etat. Ce nouveau modèle économique est supposé gagnant-gagnant pour les deux parties. D'une part cela permet au canton de devenir exemplaire en matière d'énergie renouvelable tout en ne déboursant aucun montant pour la mise en place des installations solaires sur ses toits. D'autre part, l'entreprise se charge de l'installation des panneaux photovoltaïques et s'occupe de leur exploitation. Elle entre dans ses chiffres à la marge, c'est-à-dire en revendant le courant vert à l'Etat à un prix très compétitif, soit plus bas que celui proposé par le GRD, tout en fixant un tarif garantissant la rentabilité du projet. L'Etat devient propriétaire des installations après la durée contractuelle de 25 ans et peut négocier de nouvelles conditions liées à leur exploitation. Le projet est désormais ouvert à tous les acteurs du marché pour l'ensemble des surfaces disponibles de l'Etat de Fribourg, soit environ 25'000 m<sup>2</sup> (Etat de Fribourg, 2018).

- **Canton de Genève**

L'Etat de Genève a décidé à la fin de l'année 2015, d'équiper systématiquement les toits de son parc immobilier d'installations solaires. Avec une surface de toiture susceptible d'être équipée d'environ 50'000 m<sup>2</sup>, l'office des bâtiments (OBA) a conclu en 2017 une convention avec les Services industriels de Genève (SIG). Le contrat solaire conclu entre les deux parties instaure un partenariat qui répartit clairement les rôles de chacun. Ainsi, les SIG sont chargés de la construction des centrales solaires et de leur exploitation tandis que l'OBA s'engage à consommer la totalité de la production des centrales durant 25 ans. Lorsque la date du contrat vient à terme, la centrale revient aux mains de l'Etat (Henri et al., 2017).

#### 4.2.2 Autofinancement

L'autofinancement consiste en la prise en charge totale de l'investissement initial et des coûts supplémentaires liés notamment à la maintenance ou au remplacement de matériel par celui qui souhaite en faire l'acquisition. Cette stratégie nécessite d'avoir un important capital initial à disposition pour répondre à l'investissement et d'assumer financièrement l'entièreté du projet et ce sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation.

## 4.3 Appel d'offre public

### 4.3.1 Procédure d'appel d'offre

Lorsqu'un organe public, appartenant à la Confédération ou à un canton, souhaite investir des fonds publics en vue de la réalisation d'un projet particulier, comme c'est le cas pour l'investissement dans des installations solaires sur divers bâtiments appartenant à l'Etat du Valais, il est nécessaire qu'il procède au moyen de l'appel d'offre. Cette procédure est définie par la loi sur les marchés publics (LMP). Actuellement, l'application de la LMP est réservée aux organes de la Confédération. Les organes cantonaux souhaitant attribuer un marché public, doivent se référer à la procédure contenue dans l'AIMP, l'accord intercantonal sur les marchés publics, ainsi que celle de la loi sur les marchés publics du canton concerné (DEET, 2014). En Valais, c'est la LcAIMP qui s'applique : la loi concernant l'adhésion du canton du Valais à l'accord intercantonal sur les marchés publics. Il faut signaler néanmoins que dès janvier 2021, les procédures cantonales et fédérale seront unifiées dans une unique loi, la LMP révisée (LcAIMP, 2012).

Il existe diverses procédures d'appel d'offre. On distingue la procédure de gré à gré (12 LcAIMP), la procédure sur invitation (11 LcAIMP), la procédure ouverte (9 LcAIMP), et la procédure sélective (10 LcAIMP). Pour déterminer quelle procédure s'applique, il faut tout d'abord déterminer de quel type de marché il s'agit. Il existe trois types de marchés : la construction, les fournitures et les services. Dans ce travail, il s'agit d'un marché de construction.

Une fois le type de marché défini, il s'agit de déterminer la valeur totale de l'ouvrage car la procédure à suivre en dépend. La valeur du marché englobe toutes les formes de rémunération liées à celui-ci (4 al.6 LcAIMP). Cela sert également à définir si oui ou non, l'appel d'offre est international. Par exemple, un ouvrage de type construction dépassant 8.7 millions de francs de coûts total devra obligatoirement être ouvert à la concurrence internationale, selon les accords de l'OMC, ratifiés par la Suisse. Si le coût total de l'ouvrage ne dépasse pas le seuil prédéfini par la loi dans les annexes de la LMP, le type de procédure à appliquer dépend tout de même de sa valeur.

### 4.3.2 Types de procédure

Il existe différents types de procédure d'appel d'offre. La procédure qui s'applique dépend de la valeur du marché à adjudger. En principe, plus le coût total de l'ouvrage est élevé, plus la procédure doit être ouverte à la concurrence.

La procédure la plus fermée est la procédure de gré à gré où l'adjudicateur, l'organe public, adjudge le marché directement à un soumissionnaire sans procéder à un appel d'offre.

La procédure ouverte est, comme son nom l'indique, la plus ouverte à la libre concurrence, elle débute par la publication d'un appel d'offre public. Tous ceux qui sont intéressés s'inscrivent et reçoivent la possibilité de télécharger les documents qui contiennent les clauses administratives et les projets de contrats ainsi que les documents techniques. À partir de là, les soumissionnaires ont un délai pour déposer leurs offres. Une fois celui-ci écoulé, a lieu une phase d'évaluation des offres à l'issue de laquelle, l'adjudication a lieu.

Un autre type de procédure est la sélective (10 LcAIMP et 12 AIMP). Celle-ci se déroule en deux temps. Tout d'abord, on sélectionne les participants à la procédure en faisant un appel à la candidature que l'on publie et qui contient des critères de sélection et le nombre de candidats qui seront sélectionnés. À l'issue de la sélection des candidats, le dossier détaillant le projet est envoyé aux candidats sélectionnés qui sont dès lors les seuls à pouvoir participer à l'appel d'offre.

Le dernier type de procédure possible est la procédure sur invitation (11 LcAIMP et 12 AIMP). Elle se déroule de la sorte : on invite des soumissionnaires choisis à déposer une offre puis, cela se déroule comme la procédure ouverte. Le type de procédure correspondant à la valeur de l'ouvrage est déterminé à l'annexe 1 de la LcAIMP.

Une procédure de gré à gré, dite, exceptionnelle, est possible dans certains cas spécifiques, ceux-ci sont décrits à l'article 13 de la LcAIMP. On peut citer comme exemple, un marché qui doit être adjudgé très rapidement, en raison de l'urgence de la situation.

#### 4.3.3 Obtention de l'offre & critères de sélection

Il existe des critères de sélection de l'offre publique. Ceux-ci sont déterminés à l'avance par l'organe public et doivent être annoncés aux candidats lorsqu'ils déclarent s'intéresser à l'offre. Ces critères sont divers et variés et dépendent du type d'offre. Concernant une offre relative à la pose de panneaux solaires sur des bâtiments de l'Etat, les conditions à respecter seront détaillées dans un cahier des charges. Des critères de sélection importants peuvent être déterminés à la suite d'une étude précise portant sur bâtiments sélectionnés, telle que celle qui fait l'objet de ce travail, notamment concernant la production, le coût ou encore l'autoconsommation.

Le projet retenu par les autorités suite à l'appel d'offre n'est pas celui qui est le plus avantageux financièrement, mais celui qui propose l'offre la plus favorable économiquement, à savoir, le meilleur dans le rapport qualité-prix, et celui qui tient compte de la meilleure manière, des critères prédéfinis (Zufferey et al., 2020).

#### 4.4 Objectifs des analyses des bâtiments sélectionnés

Chaque bâtiment sélectionné a fait l'objet d'une étude approfondie, tant sur la partie technique que sur la partie financière. Cette étude chiffrée a pour but de mettre à disposition du SIP les informations principales nécessaires à l'élaboration d'un appel d'offre public. Les résultats obtenus concernant la part d'autoconsommation, la production annuelle, la puissance installée, sont autant d'éléments qui peuvent servir de base de comparaison une fois les offres reçues en retour. Ils permettront, entre autres, de juger de la pertinence ainsi que de la qualité des offres proposées.

### 5 Méthodologie d'analyse

Les différentes étapes entreprises systématiquement pour l'analyse des bâtiments sélectionnés, sont présentées ci-dessous.

#### 5.1 Etat de la toiture

Le critère de sélection principal, permettant de valider ou d'écarter un bâtiment plutôt qu'un autre, a été celui de l'état actuel de la toiture. En effet, l'état de la toiture doit tout d'abord être analysé de façon à déterminer si celle-ci est susceptible d'accueillir une installation photovoltaïque sur la durée.

En collaboration avec les responsables régionaux des bâtiments de l'Etat et de la première ébauche de bâtiments sélectionnés, les informations générales à disposition ont été relevées. Des informations comme la date de construction de la toiture, les éventuelles planifications d'assainissement, la qualité de l'étanchéité du toit, la composition de celle-ci et les modifications déjà entreprises par le passé sur les toits ont permis d'affiner le choix des bâtiments à analyser. Le but étant de sélectionner des toitures qui ne nécessitent aucune rénovation pour les 30 prochaines années et dont l'implantation de panneaux solaires peut être effectuée d'ici la fin d'année 2020.

Le type de toiture sur lequel il est le plus facile d'ajouter des panneaux photovoltaïques, est la toiture plane. Ainsi, il a été décidé de ne considérer que les bâtiments comportant un toit plat pour l'étude de faisabilité d'implantation d'installation PV. La surface d'un toit plat est bien souvent recouverte de gravier, mais elle peut aussi être végétalisée. Le gravier est utilisé sur les toits plats à des fins de protections de l'étanchéité, mais aussi comme lestage afin de maintenir en place le matériau de couverture. Les structures de fixation des modules solaires sont semi-enterrées dans le gravier et permet de lester l'installation contre la prise au vent.



### 5.1.1 Toiture végétalisée

Certains toits plats ont déjà été végétalisés. Le service des bâtiments de l'Etat entend végétaliser systématiquement les nouveaux toits plats tout comme ceux qui seront rénovés prochainement.

Une toiture plate avec végétalisation extensive offre des avantages intéressants. D'une part la végétation va protéger l'étanchéité des grandes variations de température et assurer en été une température agréable à l'intérieur du bâtiment. D'autre part, le substrat permet d'absorber environ 50 % de l'eau pluviale et contribue fortement à la rétention d'eau sur la toiture. La végétalisation d'un toit joue un rôle esthétique qui valorise l'aspect du bâtiment. Elle est aussi bénéfique pour la faune et la flore, qui dispose d'un habitat naturel nouveau (SIKA, 2020).

Une toiture végétalisée est compatible avec une installation solaire. Il convient simplement de prendre des précautions particulières lors de la mise en place des panneaux photovoltaïques.

D'une manière générale, une toiture végétalisée demande plus d'entretiens annuellement qu'un toit plat recouvert de gravier. En effet, il faut à tout prix éviter que des plantes ne viennent faire de l'ombre sur les panneaux photovoltaïques, sous peine de mettre en péril la production de l'installation tout entière. Un désherbage ou un fauchage deux fois dans l'année doivent être prévus. Une inspection globale de l'état de l'installation solaire sur un toit végétalisé, à raison d'une visite mensuelle est conseillée. Cela peut être fait par le concierge du bâtiment. Ce contrôle ne prend pas beaucoup de temps et peut avoir un impact significatif sur la production et la rentabilité de l'installation. Le bord inférieur des panneaux solaires doit être surélevé à une hauteur de 15 à 30 cm par rapport au sol. Cela permet de prévenir les ombres potentiels engendrées par la croissance des plantes. Un choix de plantes basses et la conception de zones de gravier situés vers la partie la plus inférieure du module sont des solutions efficaces qui sont à prendre en compte lors de la réalisation du projet.

L'avantage principal qui réside dans l'association d'une installation solaire photovoltaïque avec une toiture végétalisée est le maintien des températures de surface à des valeurs bien inférieures à celles obtenues sur un toit en gravier, ce qui a pour effet d'augmenter le degré d'efficacité des modules solaires. Les températures à la surface de la toiture végétalisée ne dépassent pas 35 °C, tandis qu'elles grimpent à plus de 90 °C pour les toitures recouvertes de gravier (ZinCO AG, 2019).

## 5.2 Installation photovoltaïque

### 5.2.1 Type de panneau solaire sélectionné

Compte tenu des hauts rendements obtenus ainsi que de sa place de leader sur le marché mondial, la technologie monocristalline a été choisie. Des panneaux de haute puissance (330 W) ont été utilisés pour la réalisation du calepinage et la simulation de production solaire sur Polysun.

**Calepinage :** Suntech Power, STP330S-A60/Wfh, 1690x1002 mm (Annexe 3).

**Simulation production :** Longi Solar, LR6-72BK-330M, 1956x991 mm (Longi Solar, 2019)

### 5.2.2 Orientation optimale

Dans la mesure où l'autoconsommation de l'énergie solaire produite doit être maximisée, il convient de répartir cette production électrique sur la journée en suivant la trajectoire du Soleil. Ainsi, la configuration de production qui se prête le mieux est une orientation Est-Ouest des panneaux photovoltaïques avec une inclinaison à 10 °. Une faible pente permet en plus de garantir l'écoulement des eaux de pluie et de la neige éventuelle.

Les bâtiments ne sont pratiquement jamais orientés plein Est ou Ouest. Il est important de tenir compte de la forme architectural de la toiture afin de garantir un esthétisme global lors du calepinage des panneaux photovoltaïques. Les recommandations sont de conserver un parallélisme entre les bords de la toiture et ceux des panneaux. La disposition des panneaux doit être au minimum parallèle à une façade de la toiture.

### 5.2.3 Réflexion & éblouissement

Selon la LAT, une installation solaire doit être réalisée de manière à être peu réfléchissante selon l'état des connaissances techniques. Il n'existe pas d'instructions précises de la part de la loi concernant les types de matériaux et leur intégration à appliquer concrètement. Les motivations de cette directive visent principalement à empêcher que les installations solaires ne soient trop apparentes dans l'environnement.

Pour certains bâtiments étudiés dans le présent rapport, une étude de réflexion de la lumière peut être demandée par les autorités cantonales. Les sites concernés sont l'EPCA et principalement l'EPTM car ils se situent sous la ligne d'atterrissage de l'aéroport de Sion. Une potentielle gêne d'éblouissement pour les pilotes existe, étant donné que la zone d'implantation des panneaux solaires se trouve précisément dans l'axe de la piste d'atterrissage. Les panneaux solaires actuels sont équipés de verre traité anti-reflet qui permettent de minimiser l'impact de la lumière diffuse.

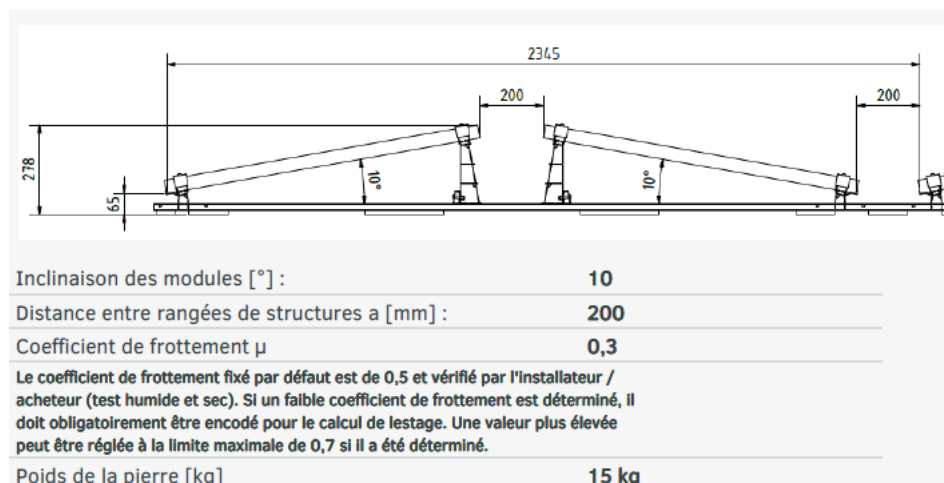
Une liste des paramètres pouvant avoir une incidence sur l'évaluation globale de l'éblouissement et des recommandations d'usage ont été édictées par Swissolar afin de guider les porteurs de projet concernés par la problématique (Stickelberger & Moll, 2020).

### 5.2.4 Système de montage & sécurité

#### 5.2.4.1 Système sur toit en terrasse

Sur un toit plat avec une orientation Est-Ouest des panneaux photovoltaïques, un système de montage spécifique est nécessaire. Cette structure doit répondre aux sollicitations liées à la prise au vent et doit ainsi garantir à l'installation une protection contre le soulèvement et les vibrations qui peuvent engendrer des dommages matériels.

La structure de montage utilisée se doit de supporter une charge supplémentaire liée à l'accumulation de neige. En principe, en plus de la structure permettant de fixer les panneaux, des pierres sont ajoutées afin de lester le système. Le poids total engendré par le lestage de l'installation est conséquent. Il est nécessaire d'étudier la charge maximale qui a été prévue lors de la construction du toit, afin de dimensionner l'installation correctement. Ci-après, un exemple d'un système de montage pour toit plat avec orientation Est-Ouest des modules provenant de TRITEC qui a été utilisé lors du calepinage.



Source : TRITEC

Figure 3 – Système de montage TRITEC-PMT EST-OUEST

### 5.2.4.2 Norme SUVA

La sécurité des personnes doit être garantie lors de la planification, du montage et de l'entretien d'une installation solaire de manière à prévenir le risque de chute et d'autres dangers. Ces mesures sont prescrites par la loi.

Par exemple, si la hauteur de chute dépasse 3 m, il est obligatoire d'assurer des mesures de protection collective lors du montage d'installations solaires de grande surface. Les accès et passages doivent être sécurisés afin de permettre aux travailleurs de transporter du matériel et des outils en limitant les risques d'accidents.

Sur les toits plats dont la pente est inférieure à 10°, il faut privilégier des mesures de protection collective du type garde-corps par rapport à une protection individuelle. L'ombre produite au lever et au coucher du soleil par ces dispositifs peut engendrer de légères pertes de rendement, mais elles restent infimes. Dans le cas où il est impossible d'installer un garde-corps ou une protection latérale, un dispositif d'ancrage certifié par un spécialiste doit être installé. Les systèmes de retenue linéaires (ligne de vie) sont à privilégier par rapport aux points d'ancrage individuels, car les accrochages et décrochages répétitifs sont fastidieux et souvent les travailleurs négligent ces opérations (Suva, 2015). Les accès et les passages existants sur le toit doivent être maintenus et non bloqués par une installation solaire.

### 5.2.4.3 Protection incendie

Les installations solaires présentent des dangers inhérents au courant électrique. De jour, les panneaux photovoltaïques produisent une tension même si l'installation est déconnectée du réseau. Côté courant continu, il existe un danger même si le côté courant alternatif est déconnecté. Il est possible qu'une tension électrique dangereuse se produise entre les organes de montage si celui-ci n'est pas réalisé conformément à la norme SN 411000 (NIBT) concernant les installations à courant faible. Tous les équipements servant au fonctionnement de l'installation doivent satisfaire aux normes européennes. Les sources de dangers sont multiples : installations électriques, modules PV, onduleurs, surtension, dommages mécaniques aux installations électriques (VKF et al., 2017, p. 6).

L'installation solaire doit respecter la norme de protection incendie. Elle ne doit en aucun cas aggraver de façon inadmissible le danger d'incendie, ni compromettre le fonctionnement des équipements de protection incendie comme les extracteurs de fumée ou les murs coupe-feu (VKF et al., 2017, p. 8).

Dans les cas d'urgence qui demandent l'intervention des sapeurs-pompiers, le risque encouru ne doit pas être aggravé par la présence d'une installation de production d'énergie solaire. Lors de la conception d'une installation solaire, le maître d'ouvrage a l'obligation d'informer l'état-major des sapeurs-pompiers.

### 5.2.5 Facteurs d'ombrage

Pour maximiser le rendement de production d'énergie solaire d'une installation, il est nécessaire de veiller à ce que la surface choisie ne comporte pas ou peu d'éléments à proximité pouvant entraîner des ombrages sur les modules photovoltaïques. Le premier facteur d'ombrage est le masque solaire provoqué par la topographie du lieu et des éléments lointains (immeubles, montagnes). C'est le premier critère qui est pris en compte afin de sélectionner un lieu propice à l'implantation d'une installation solaire. Le deuxième facteur d'ombrage se compose des éléments présents directement sur le toit (cheminées, naissances, acrotères, puits de lumière, blocs de ventilation, antennes, etc) et aussi de la végétation environnante. Ces éléments doivent faire l'objet d'une attention particulière lors de l'implantation des modules sur la toiture. Les ombres portées par ces obstacles engendrent une baisse significative de production de tous les modules connectés en série et diminue drastiquement la rentabilité de l'installation.

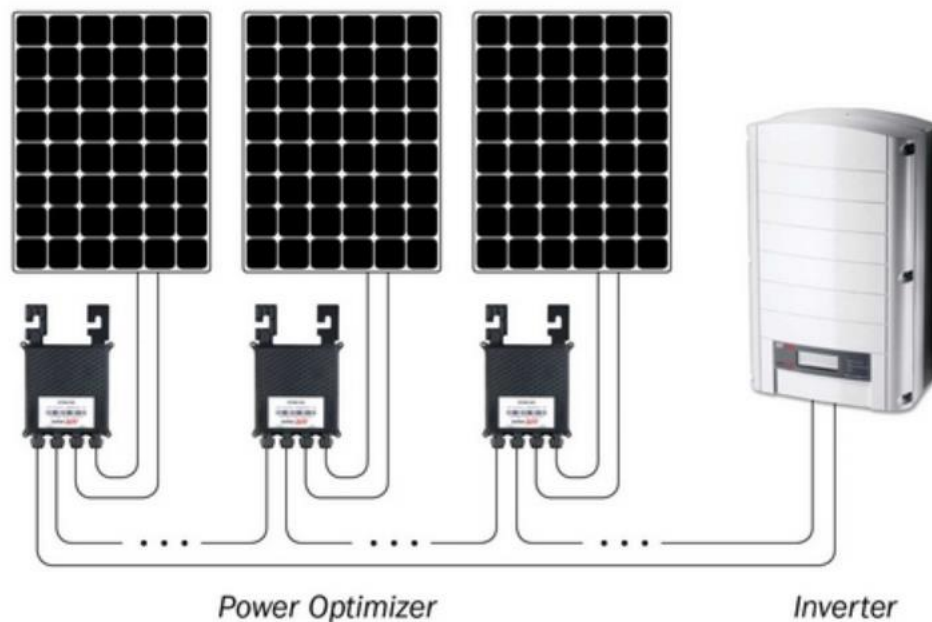
### 5.2.6 Onduleur centralisé, micro-onduleurs & optimiseurs

Il existe plusieurs configurations permettant de gérer la production des modules solaires. Les buts principaux étant de convertir le courant continu de l'énergie photovoltaïque issu d'un panneau solaire en courant alternatif et de limiter l'impact de l'ombrage sur la production de l'installation.

L'onduleur centralisé est utilisé dans la grande majorité des projets. Il est pourvu de plusieurs entrées sur lesquelles les chaînes de panneaux viennent se raccorder. Ces entrées sont aussi pourvues d'un régulateur MPPT qui ajuste en permanence la tension de manière à maximiser en tout temps l'énergie produite. La maintenance et les éventuels dépannages y sont facilités. L'inconvénient majeur est qu'en cas d'ombrage, d'encrassement ou de vieillissement d'un module, son rendement et celui de tous les modules qui constituent la chaîne seront impactés. Enfin, le nombre d'onduleur(s) centralisé(s) nécessaire(s) dépend de la puissance de panneaux solaires à installer. Sur un toit plat, il est nécessaire de prévoir un emplacement pour les accueillir. De préférence, ils seront fixés contre un mur en béton et protégés par un avant-toit des intempéries afin de prolonger leur efficacité et leur durée de vie. Il est recommandé de laisser un espacement de 0,5 m dans le cas où plusieurs onduleurs sont installés les uns après les autres. De cette manière, l'influence thermique réciproque de l'air sortant des systèmes de ventilation est empêchée (SolarMax, 2015).

Le micro-onduleur est un onduleur de petite taille qui vient se fixer à l'arrière de chacun des panneaux qui compose l'installation. Chaque module est ainsi rendu indépendant dans son fonctionnement. De cette manière la présence d'ombrage sur l'un ne portera pas préjudice au module adjacent. La production d'énergie est ainsi moins pénalisée que dans le cas d'un onduleur centralisé. Un avantage notable est que le courant produit sort directement du panneau en AC. A contrario, le nombre élevés de micro-onduleurs engendre un risque élevé de maintenance et représente un investissement plus onéreux que dans le cas d'un onduleur centralisé.

Les optimiseurs sont utilisés avec les onduleurs centraux pour des projets de taille moyenne à grande qui nécessitent une attention particulière dans le cas d'ombrages partiels. Les optimiseurs sont connectés à un panneau solaire puis raccordés en série. La ligne est finalement raccordée à l'onduleur central comme le montre la *Figure 4* ci-dessous :



Source : swiss-green.ch

Figure 4 – Raccordement des optimiseurs en série et raccordement de la ligne à l'onduleur central

Le coût d'investissement est plus élevé que dans le cas d'un onduleur centralisé unique. Cependant, les optimiseurs constituent une solution hybride adéquate pour maximiser la production d'un système photovoltaïque si des zones d'ombrage potentielles veulent être équipées de modules solaires.

#### 5.2.6.1 Raccordement AC au TGBT

Etant donné que les onduleurs centralisés vont être disposés sur le toit, il faut prévoir le chemin de câblage en alternatif allant de la toiture jusqu'au TGBT. Dans les bâtiments de type école, le TGBT se trouve majoritairement en sous-sol. Il faut alors élaborer le chemin de câblage le plus direct allant de la toiture au sous-sol.

Certains toits possèdent une canalisation pour les alimentations électriques qui peut être utilisée par l'installation solaire à condition que le diamètre à disposition soit suffisant pour accueillir les lignes de production photovoltaïque.

Les blocs de ventilation peuvent être utilisés pour le raccordement au tableau principal. Ils offrent un accès vertical direct au sous-sol.

La descente de câble par l'extérieur du bâtiment, par exemple le long d'une façade, n'est pas conseillée car elle modifie l'aspect du bâtiment et demande des dispositions spécifiques de protections des conducteurs électriques.

### 5.3 Construction de la courbe de charge

La construction de la courbe de charge de chaque bâtiment a été réalisée en combinant toutes les informations de consommation reçues. Celles-ci proviennent soit des GRD, des relevés effectués par les concierges, des mesures hebdomadaires réalisées par une entreprise mandatée par le SIP, des factures et des données répertoriées sur la plateforme dédiée de l'Etat.

### 5.3.1 Plateforme « tenerSbat »

L'Etat du Valais utilise depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2019, la plateforme « tenerSbat » pour renseigner sur les relevés des compteurs de ses bâtiments, les conserver et pouvoir obtenir un aperçu global de la consommation de chaleur, d'électricité et d'eau.

Le parc de bâtiment est scindé en deux parties : le Haut-Valais et le Bas-Valais. Les bâtiments sont ensuite classés par commune, puis par site. Pour chaque site, seuls les bâtiments qui sont équipés d'un compteur sont répertoriés.



Source : Canton du Valais

Figure 5 – Représentation de la plateforme « tenerSbat »

Les concierges sont chargés d'effectuer un relevé hebdomadaire des compteurs durant toute l'année et de les implémenter sur la plateforme « tenerSbat ». Si les relevés ne sont pas effectués chaque semaine, le logiciel linéarise la différence entre les deux mesures et la répartit sur le nombre de semaines écoulées. Malheureusement, les données à disposition sont souvent incomplètes voire inexistantes pour certains bâtiments et les valeurs parfois incohérentes avec la réalité.

Lorsqu'un relevé est effectué, la plateforme soustrait la valeur d'acquisition à celle antérieure, puis multiplie le résultat par le facteur spécifique du compteur électrique afin d'obtenir la valeur réelle de consommation en kWh. Parfois, ce facteur de compteur électrique n'est pas inclus dans le calcul et engendre des résultats qui ne représentent pas la consommation effective du bâtiment.

Les données existantes à disposition pour l'année 2019 pour chaque bâtiment étudié, ont été exportées puis analysées. Les relevés hebdomadaires existants ont dû être ajustés et certaines données ajoutées de manière à construire le profil de consommation annuel complet. Parfois, des données datant d'années antérieures à 2019 ont été utilisées pour combler les données manquantes.

Afin d'évaluer la pertinence du profil construit sur la base des relevés des concierges, une demande auprès de chaque gestionnaire de réseau a été faite. Pour obtenir les informations de consommation électrique, une attestation de droit de collecte de données pour les bâtiments de l'Etat a dû être fournie.

Les informations reçues de la part des GRD concernant les relevés des bâtiments sélectionnés se présentent sous plusieurs formes : relevé annuel, relevés par trimestre, relevés par quadrimestre et relevés mensuelles. Ces relevés ont ensuite permis d'ajouter, d'ajuster et de valider les totaux hebdomadaires construits sur l'année 2019.



### 5.3.2 Profil de consommation hebdomadaire

L'entreprise Lexen SA, située à Martigny, a effectué des mesures de la consommation de certains bâtiments de l'Etat. Celles-ci m'ont été transmises par David Balet. Elles couvrent une période de mesure s'étalant sur au moins sept jours. Le dispositif mesure le courant et la tension sur les trois phases de l'introduction du tableau électrique principal à raison de 6 relevés par heure. En moyennant les 6 mesures de puissance, l'énergie horaire consommée est obtenue. Les jours de la semaine sont ensuite identifiés afin de former la semaine type. Seul deux sites étudiés ne comportaient pas de mesures hebdomadaire type à disposition (BFO à Brig et ECCG à Martigny). Pour ceux-là, la semaine type mesurée pour le bâtiment B du BFO à Viège a été adaptée, étant donné que pour un profil de type « école », l'allure de la courbe de consommation reste semblable entre les établissements scolaires à condition que les bâtiments concernés ne soient pas chauffés à l'aide du PAC, ce qui n'est pas le cas pour les trois sites mentionnés.

### 5.3.3 Elaboration de la courbe de charge

A partir des relevés de compteurs hebdomadaires et d'une semaine type en pas horaire du bâtiment étudié, il est désormais possible de constituer une courbe de charge annuelle horaire précise.

L'idée centrale est de faire varier les valeurs horaires de la semaine type par rapport au total hebdomadaire relevé, tout en conservant les « niveaux » de consommation journaliers. Pour y parvenir, il faut dans un premier temps utiliser l'horodatage 2019 et ajouter la semaine type sur l'année complète. Ensuite, il convient de faire varier la valeur de chaque heure de l'année proportionnellement à la valeur hebdomadaire à atteindre par rapport à la valeur hebdomadaire de la semaine type (Annexe 4). La valeur actuelle horaire est désignée  $SLx$  et la valeur horaire variée proportionnellement est désignée  $SLx_{New}$ . La valeur hebdomadaire à atteindre est désignée  $T_{goal}$  et la valeur hebdomadaire de la semaine type  $T_L$ . Il existe deux cas de figure :

$$1. \text{ Si : } T_{goal} > T_L$$

$$SLx_{New} = SLx + \frac{SLx}{T_L} * (T_{goal} - T_L)$$

$$2. \text{ Si : } T_{goal} < T_L$$

$$SLx_{New} = SLx - \frac{SLx}{T_L} * (T_L - T_{goal})$$

A l'aide de ces équations, une nouvelle courbe de charge est obtenue. Il convient désormais d'ajouter les semaines de vacances selon le calendrier académique de l'établissement scolaire. Un *jour type* pour une semaine de vacance est obtenu en moyennant les valeurs du weekend de la *semaine type* mesurée. Il s'agit de la même considération pour un jour férié. Les valeurs de la semaine type vacance sont ensuite variées en suivant les mêmes étapes que pour l'obtention de la nouvelle courbe de charge. Finalement, une variation des valeurs horaires amenant au total annuel relevé par le GRD est effectuée afin de correspondre à la réalité.

## 5.4 Visite des bâtiments

Chaque site sélectionné pour cette étude a fait l'objet d'une visite sur place. Visiter les bâtiments est indispensable pour se rendre compte de leur état actuel. Souvent, les visualisations par photos satellite ne sont pas à jour ou de mauvaise qualité et ne permettent pas de prendre les bonnes décisions. Ces visites sur place avaient comme buts principaux de prendre des photos de la toiture existante, des obstacles potentiels, d'imaginer le passage des lignes AC de la toiture au tableau principal, photographier les étapes constituant ce chemin de câbles et obtenir des informations complémentaires en discutant avec le concierge responsable.

### 5.4.1 Toiture

La visite de la toiture a permis d'évaluer l'état concret de celle-ci. Sur place, certains obstacles qui ne figuraient pas sur les photos satellites ont pu être identifiés. Certaines mesures ont été effectuées sur place ont été effectuées afin d'avoir à disposition quelques cotations des éléments de toiture. Il faut savoir que sur une partie des plans de toiture récupérés, ceux-ci n'étaient souvent pas cotés.

L'ensemble du toit a été photographié selon différents angles de prise de vue et classé dans un dossier.

### 5.4.2 Introduction du TGBT

Afin de dimensionner la puissance crête maximum qui peut être installée sur le toit d'un bâtiment, il est important de connaître l'introduction du tableau général basse tension sur lequel va venir se raccorder l'installation photovoltaïque. Dans la mesure du possible, il convient de ne pas dépasser le courant maximum admissible à l'introduction du coffret. En effet, une installation solaire surdimensionnée par rapport aux lignes disponibles engendre des coûts supplémentaires conséquents liés aux travaux d'adaptation des lignes électriques AC permettant de supporter la puissance PV installée.

Les visites sur place ont permis de prendre des photos de l'état actuel du TGBT, ainsi que du schéma électrique lorsqu'il était à disposition. En inspectant le tableau principal, j'ai pu relever les valeurs des coupes circuits installés.

Les responsables de la partie électrique des bâtiments sélectionnés pour l'étude ont été contactés afin de récupérer les informations relatives aux introductions de manière à valider les informations relevées sur place.

### 5.4.3 Raccordement au TGBT

La visite des bâtiments est indispensable pour visualiser le chemin emprunté par les lignes électriques AC afin de relier la future installation solaire au tableau électrique principal. Les concierges connaissent très bien l'emplacement des différents locaux techniques et leurs conseils m'ont aidé à imaginer les éventuels passages des câbles à travers les étages. Le passage des câbles a été pris en photos et classé sur un dossier. L'exercice n'est pas chose aisée pour un étudiant avec peu d'expérience du terrain. Une première visite accompagnée de Stéphane Genoud a été effectuée. Son expertise et ses conseils m'ont aidé à visualiser les passages potentiels et les éléments importants à prendre en compte lors d'une visite sur le terrain.

## 5.5 Calepinage des PVs

Le calepinage des panneaux photovoltaïques consiste à définir l'orientation des modules solaires sur le toit et à calculer le nombre de modules optimal à disposer afin d'en tirer la meilleure puissance. La disposition des modules sur le toit fait l'objet d'une réflexion quant aux ombres potentielles causées par les obstacles situés en toiture. Le but étant de minimiser l'impact des ombres portées sur l'installation. La composition des chaînes de modules dépend directement de la présence d'ombre potentielle. En principe, on essaie de regrouper en série les modules qui sont impactés durant la même période par de l'ombre dans le cas d'une utilisation d'un onduleur centralisé. Le choix d'un système de montage des modules doit être effectué. L'espacement nécessaire entre les modules ainsi que les espacements minimaux entre les panneaux et les bords du toit sont définis. Ils permettent d'assurer l'étanchéité de la toiture et la sécurité électrique. Les passages et accès existants doivent être conservés. La réflexion quant à l'emplacement idéal pour accueillir les onduleurs doit aussi être faite.

Afin de déterminer la puissance maximum installable  $P_{DCmax}$  sur chaque toit des bâtiments en fonction du calibre d'introduction du tableau principal, l'équation suivante a été utilisée :

$$P_{dcmax} = \eta_{onduleur} * (3 * U_{phase} * I_{intro} * \cos(\varphi)) + 3 * U_{phase} * I_{intro} * \cos(\varphi)$$

Le rendement de l'onduleur a été fixé à 0.98, la tension de phase est 230 V et le  $\cos(\varphi)$  à 0.98.

### 5.5.1 Obtention des plans de toitures

Les plans de toitures des différents bâtiments, ont été récupérés sur la base de données du parc immobilier de l'Etat. Lorsque aucun plan n'a été trouvé, la dessinatrice en bâtiment responsable de la digitalisation des plans des bâtiments cantonaux a été sollicitée. Certains plans de bâtiments sont en cours de digitalisation et d'autres sont prévus. Les concierges sont parfois en possession des plans d'étages et de toiture des bâtiments. Lorsque c'était le cas, ces plans m'ont été transmis.

Les plans d'étages m'ont permis d'avoir un aperçu général de l'emplacement des locaux techniques et des vides de ventilation potentiellement exploitables pour la descente des câbles. Les plans de toiture reçus ne sont souvent pas cotés. Le plan du dernier étage permet de récupérer les cotes d'encombrement du bâtiment. Les coupes ont permis d'évaluer la hauteur du bâtiment.

### 5.5.2 Logiciel TRI-DESIGN

Plusieurs logiciels sont utilisés par les professionnels de la branche du solaire pour réaliser le calepinage des modules photovoltaïques. La façon la plus répandue est l'utilisation du logiciel gratuit Sketchup. Un premier essai de calepinage a été réalisé avec cet outil, mais le résultat n'a pas été concluant.

L'entreprise TRITEC AG basée à Aarberg dans le canton de Berne, est un fournisseur de systèmes pour les installations photovoltaïques et est active dans le milieu depuis plus de 25 ans. Elle a mis au point le logiciel de dimensionnement TRI-DESIGN qui permet d'effectuer des dimensionnements complets d'installations photovoltaïques. Une demande a été faite afin de recevoir les identifiants pour profiter de la version de test gratuite durant 30 jours du logiciel.

Le logiciel est intuitif et donne accès aux produits qui sont vendus par l'entreprise : choix du modèle de panneau solaire et de la structure de montage.

Pour débiter un projet, il est possible de sélectionner l'emplacement exact du bâtiment via le service de géolocalisation. Comme les images sont souvent de piètre qualité lorsque le zoom maximum est utilisé, une capture d'écran de l'emplacement récupérée sur [geo.admin.ch](http://geo.admin.ch) est insérée comme image de fond. En rendant celle-ci plus transparente, elle est positionnée exactement sur le bâtiment, puis utilisée comme arrière-plan de travail. De la même manière, lorsque les plans de toiture cotés sont à disposition, ceux-ci sont positionnés sur le bâtiment et utilisés comme base pour le calepinage. Après avoir renseigné les champs principaux liés au bâtiment : hauteur du bâtiment, inclinaison de la toiture, couverture de la toiture, type de châssis et orientation du bâtiment, hauteur et largeur des acrotères, le logiciel calcule en fonction de la zone d'implantation du bâtiment la charge de neige et la charge du vent. Sur l'image de base, il faut délimiter la zone de calepinage et renseigner les dimensions.



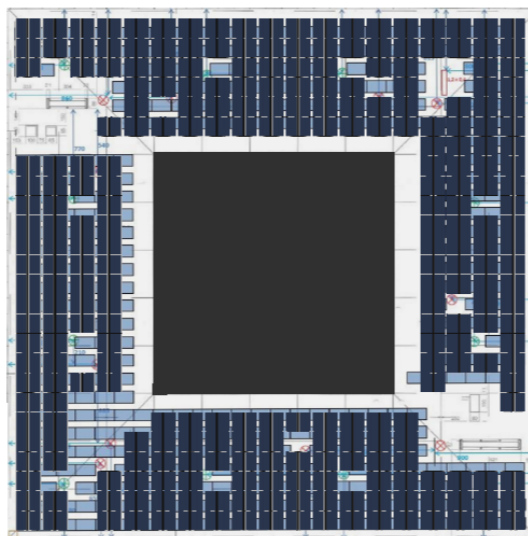
Source : de l'auteur

Figure 6 – Délimitation des dimensions du bâtiment principal de l'EPC à Sion sur le logiciel TRIDESIGN

Viens ensuite la sélection du modèle de panneau solaire ainsi que les paramètres liés à la structure de montage : inclinaison des modules, distances entre rangées de structures, distance par rapport au bord du toit, etc. Le calepinage peut être réalisé automatiquement compte tenu des informations données, mais ce paramètre n'est pas optimal pour les raisons suivantes :

- Il n'est pas possible de régler précisément les angles entre les droites lors du dessin du périmètre du bâtiment, ce qui le rend quelque peu imprécis. Automatiquement, les modules vont être parallèles au bord du toit orienté le plus à l'Est et le rendu n'est pas visuellement appréciable.
- Les obstacles présents ne sont pas pris en compte, ni le fait que le toit est parfois sur plusieurs étages et donc la disposition automatique du calepinage n'est pas conforme à la réalité de la toiture.

C'est pourquoi le calepinage est toujours réalisé manuellement. C'est le meilleur moyen pour considérer les obstacles et installer le nombre de modules adéquats relativement à la puissance maximum déterminée précédemment.



Source : de l'auteur

Figure 7 – Calepinage réalisé sur TRIDESIGN pour le bâtiment principal de l'EPCA à Sion

Un rapport final pour chaque toiture est ensuite généré. Ce rapport permet d'avoir une indication du prix concernant les produits sélectionnés. Il renseigne aussi sur le poids total que représente l'installation et sur les paramètres qui ont été choisis.

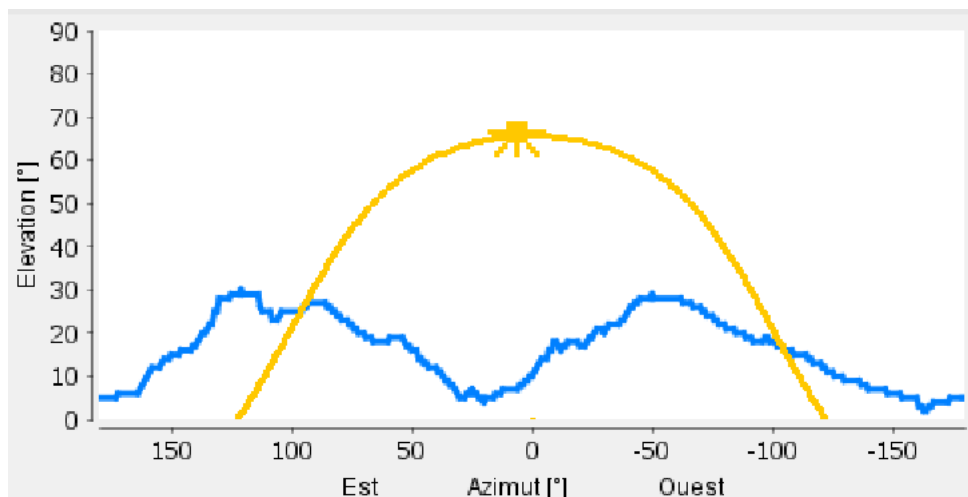
## 5.6 Simulation de production solaire

### 5.6.1 Logiciel POLYSUN

Le logiciel POLYSUN est utilisé afin d'évaluer le potentiel de production solaire annuel pour chaque installation photovoltaïque. Il permet notamment de calculer l'autoconsommation en y insérant la courbe de charge annuelle relative au bâtiment étudié et d'obtenir les résultats sous forme graphiques.

Plusieurs paramètres doivent être configurés de façon à effectuer la simulation. Dans un premier temps, les données géographiques du site étudié sont définies : soit par le service de géolocalisation, soit via la banque de donnée du logiciel en spécifiant le site de l'installation. Les données météorologiques du site en question sont reçues du service Internet Meteonorm.

Le masque solaire lointain ou ligne d'horizon est déterminé en fonction du site choisi. La ligne d'horizon est indispensable lors d'une étude de production solaire. Elle constitue tout élément naturel ou artificiel pouvant cacher le soleil à un moment de la journée. Dans ce cas, il s'agit de l'ensemble des sommets les plus lointains du panorama. La ligne d'horizon se représente graphiquement à l'aide d'une projection verticale allant de  $0^\circ$  à  $360^\circ$  d'azimut en abscisse et par une projection horizontale de  $-90^\circ$  à  $90^\circ$  de hauteur en ordonnée.



Source - logiciel POLYSUN

Figure 8- Représentation de la ligne d'horizon pour le CCTL à St-Maurice

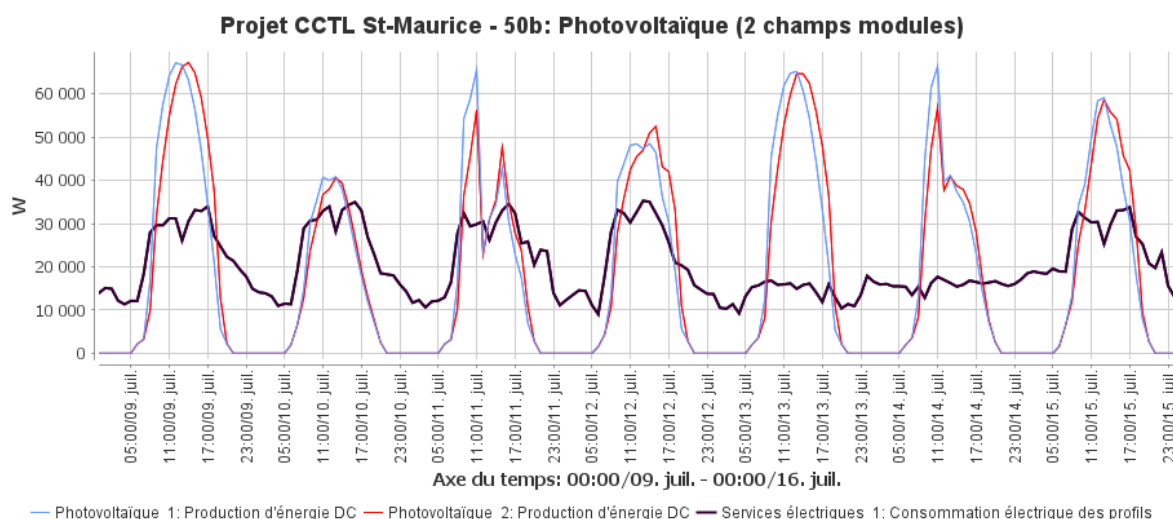
Lors de l'élaboration du modèle de simulation pour chaque site, les éléments suivants sont sélectionnés à l'aide de l'assistant :

- **Générateur d'énergie** : Photovoltaïque (introduction dans le réseau), 50b : photovoltaïque (2 champs de modules)
- **Réseau électrique** : Triphasé (230V/400V, 50Hz, en étoile), décalage max du réseau 4,6 [kW],  $\cos(\phi) = 1$
- **Champ générateur** : Module type : LR6-72BK-330M, Orientation : calculé pour chaque bâtiment (Est= $+90^\circ$ , Sud= $0^\circ$ , Ouest= $-90^\circ$ ), Inclinaison :  $10^\circ$ , Nombres de modules : selon estimation avec calepinage et introduction maximum du bâtiment

- **Choix onduleur** : via l'assistant
- **Pertes câbles [%]** : 2%, méthode de calcul : facteur des pertes
- **Service électrique** : Nombre de profils de consommation électrique : 1, la courbe de charge spécifique du bâtiment est à ajouter

Un rapport est ensuite généré pour chaque simulation. Celui-ci contient un résumé des points clés de l'installation, à savoir : la surface totale brute des panneaux, la production d'énergie AC, la puissance nominale totale, le rendement spécifique annuel, la consommation annuelle, l'auto-consommation et son pourcentage, le degré d'autonomie, le nombre de panneaux utilisés et l'énergie prélevée au réseau.

Une visualisation graphique des résultats est à disposition. Celle-ci est utilisée afin de représenter la courbe de charge du bâtiment et les deux courbes de production solaire simultanément sur l'année de simulation. Il est important de souligner que pour l'ensemble des bâtiments simulés, le logiciel utilise deux champs de modules et ainsi deux courbes pour représenter d'une part, les panneaux orientés à l'Est, et d'autre part ceux orientés à l'Ouest. Il n'est malheureusement pas possible de sommer les courbes de production solaire sur le logiciel, comme il conviendrait de le faire pour pouvoir juger visuellement de la bonne capacité d'une installation photovoltaïque à couvrir les besoins énergétiques d'un bâtiment. La courbe bleue représente ici les modules orientés à l'Est et en rouge les modules orientés à l'Ouest.



Source : Polysun

Graphique 1 – Courbes hebdomadaires de productions solaire et de consommation pour le CCTL de St-Maurice

## 5.7 Coûts & rentabilité de l'installation

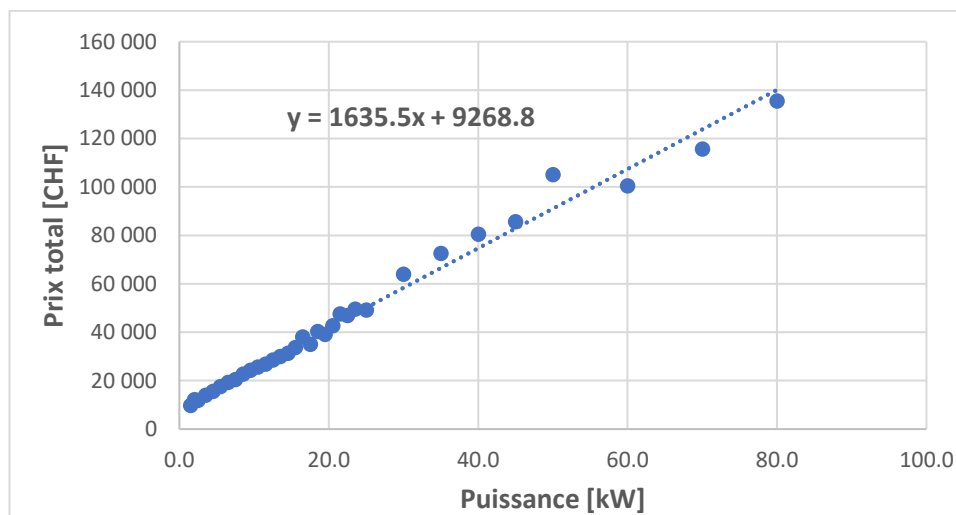
### 5.7.1 Excel PV de l'état du Valais

Les estimations financières concernant la mise en place d'installations solaires sur les toits des bâtiments sélectionnés, sont faites sur la base d'un fichier Excel fourni publiquement par l'Etat du Valais (Annexe 2). Sur ce fichier, il convient de renseigner les points suivants :

- La surface de panneaux solaires installées [m<sup>2</sup>]
- Le type d'installation : dans tous les cas, il s'agit d'une installation ajoutée
- La puissance installée [kWp]
- La production annuelle initiale [kWh/an]
- Le coût total de l'installation [CHF]

- L'autoconsommation [kWh/an]
- Le tarif de vente d'électricité au distributeur [CHF/kWh]
- Le tarif d'achat d'électricité au distributeur [CHF/kWh]

Les différentes simulations sur Polysun permettent de renseigner les champs liés à la production et la consommation du courant produit. En ce qui concerne le coût total de l'installation, une équation permettant de chiffrer le coût total d'une installation en fonction de la puissance installée, a été établie sur la base de données provenant du projet de recherche GROUP-IT. Le graphique suivant indique l'équation utilisée dans le fichier de l'Etat du Valais pour évaluer le coût total de l'installation solaire.



Source : Graphique de l'auteur, données provenant de GROUP-IT

Graphique 2 – Evolution du prix total d'une installation PV en fonction de la puissance installée

Le tarif d'achat et de vente d'électricité au distributeur varie en fonction des GRD et des offres que ceux-ci proposent. En effet, chaque distributeur d'énergie élabore sa propre tarification de l'électricité avec une répartition des clients par catégorie. Des conditions spécifiques et inhérentes à chaque GRD sont à remplir pour accéder un tarif particulier. Le tarif est aussi amené à varier en fonction de la nature de l'énergie acheminée, des saisons et bien évidemment des heures pleines et creuses. Etant donné que le document à disposition ne permet pas de faire varier le tarif en fonction du temps, il a été décidé de maintenir fixe les tarifs d'achat et de vente pour tous les bâtiments analysés. Le tarif d'achat est fixé à 0,1 [CHF/kWh] et celui de vente à 0,082 [CHF/kWh] sur la base des tarifs de OIKEN pour la région Sierre-Sion (Annexe 1).

Les déductions liées à la rétribution unique sont aussi renseignées et prises en compte dans le fichier de calcul financier.

L'estimation de rentabilité du projet solaire se fait sur la durée de vie de l'installation photovoltaïque qui est d'au moins 30 ans (Swissolar, 2020b).

Les éléments principaux permettant de juger la rentabilité d'un investissement sont obtenus ensuite : Temps de retour, prix de revient sur 30 ans, bénéfices sur 30 ans, VAN et TRI.

## 5.7.2 Rappels théoriques

### 5.7.2.1 VAN

La VAN (Valeur Actuelle Nette) est un indicateur financier qui permet d'orienter la prise de décision lors d'un investissement. Cet outil mesure la rentabilité d'un investissement. Il se calcule en effectuant la somme des flux de trésorerie qui sont engendrés par l'investissement. Chaque flux de trésorerie est actualisé dans le temps de manière à réduire son coefficient dans la somme. L'investissement est réputé rentable uniquement lorsqu'à la fin de la durée d'investissement, celui-ci possède une valeur actuelle nette positive. En d'autres termes, le projet est jugé rentable car les profits engendrés par l'investissement de base sont supérieurs audit investissement (Leimgruber & Prochinig, 2009).

Lorsqu'un investissement est réalisé pour la mise en place d'une installation photovoltaïque, il existe trois revenus qui sont utilisés dans le calcul de la VAN :

- **Economies liées à l'autoconsommation :**  
En effet, l'autoconsommation de sa propre production engendre une diminution des coûts liés à l'achat d'électricité sur le réseau électrique par le biais du GRD. Ainsi, il convient d'estimer le gain financier qui peut être réalisé sur la base des simulations de production de l'installation et du coût du kWh à l'achat auprès du GRD local.
- **Diminution de la facture liée au pic de puissance :**  
En plus du prix de l'énergie consommée en kWh, le GRD facture le prix de la puissance fournie en kW. Il procède par des mesures mensuelles de la puissance au quart d'heure et la valeur de puissance mensuelle la plus élevée est facturée. C'est de cette façon que le distributeur peut rentabiliser l'investissement matériel consenti pour fournir à ses clients l'énergie demandée. Il est judicieux financièrement pour les deux camps d'aménager la demande en puissance afin de la rendre plus régulière et ainsi réaliser des économies significatives. A l'aide d'une production électrique indigène comme une installation photovoltaïque, il est possible de limiter sa dépendance à l'achat d'énergie au distributeur durant les périodes de production et potentiellement réduire les appels de puissance. Une évaluation de la courbe de puissance permet de mettre en évidence quels appareils et à quel moment ceux-ci fonctionnent effectivement. C'est de cette manière qu'il est possible d'organiser dans le temps l'utilisation des différents consommateurs dans le but de limiter les pics de puissance.
- **Revente du surplus de production sur le réseau :**  
L'énergie produite qui ne peut être consommée simultanément est revendue sur le réseau électrique au tarif de rachat fixé par le GRD local. Compte tenu d'un prix de rachat de l'énergie solaire fixé à 8,2 ct/kWh pour une puissance de l'installation inférieure à 30 kVA par OIKEN pour la région Sierre-Sion (OIKEN, 2020), le gain engendré par la revente reste faible mais non négligeable.

### 5.7.2.2 TRI

Le TRI est un outil complémentaire d'aide à la décision d'investissement et permet de juger la rentabilité d'un projet. Il correspond au taux de Rentabilité Interne. Cette méthode prend en compte la valeur temporelle de l'argent et se rapporte aux flux monétaires. Si le TRI prévisible est suffisamment supérieur au taux d'intérêt bancaire, le projet sera jugé rentable (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 150).



### 5.7.2.3 Payback

Le payback ou délai de récupération représente le nombre d'année d'exploitation nécessaire qu'il faut pour que les flux de trésorerie générés par l'investissement rentabilisent le coût d'investissement initial (Leimgruber & Prochinig, 2009, p. 153).

## 6 Résumé des bâtiments étudiés

Tableau 1 – Résumé des résultats pour le CCTL à St-Maurice

CCTL à St-Maurice - GRD : SEIC Teledis			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	163'969	[kWh]
	Surface totale brute	1012	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	188'416	[kWh]
	Puissance nominale totale	172,26	[kW]
	Performance ratio	85,1	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'094	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	74'157	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	39,4	[%]
	Degré d'autonomie	45,2	[%]
	Introduction dans le réseau	114'260	[kWh]
	Prélèvement du réseau	89'812	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	291'000	[CHF]
	Temps de retour	15	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6,1	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	178'001	[CHF]
	VAN 30 ans	136'575	[CHF]
	TRI 30 ans	5,6	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 2 – Résumé des résultats pour l'ECCG à Martigny

ECCG à Martigny - GRD : Sinergy			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	124'033	[kWh]
	Surface totale brute	636	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	117'864	[kWh]
	Puissance nominale totale	108,24	[kW]
	Performance ratio	80,7	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'089	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	55'411	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	47	[%]
	Degré d'autonomie	44,7	[%]
	Introduction dans le réseau	62'453	[kWh]
	Prélèvement du réseau	68'622	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	186'294	[CHF]
	Temps de retour	15	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6,3	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	118'113	[CHF]
	VAN 30 ans	91'685	[CHF]
	TRI 30 ans	5,7	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 3 – Résumé des résultats pour l'EPASC à Martigny

EPASC à Martigny - GRD : Sinergy			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	58'175	[kWh]
	Surface totale brute	388	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	67'959	[kWh]
	Puissance nominale totale	66	[kW]
	Performance ratio	76,7	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'030	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	20'278	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	29,8	[%]
	Degré d'autonomie	34,9	[%]
	Introduction dans le réseau	37'897	[kWh]
	Prélèvement du réseau	47'681	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	117'211	[CHF]
	Temps de retour	18	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6,8	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	45'069	[CHF]
	VAN 30 ans	30'615	[CHF]
	TRI 30 ans	4,1	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 4 – Résumé des résultats pour l'EPTM à Sion

EPTM à Sion - GRD : OIKEN			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	1'348'058	[kWh]
	Surface totale brute	2'467	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	486'471	[kWh]
	Puissance nominale totale	419,76	[kW]
	Performance ratio	80,8	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'159	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	361'502	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	74,3	[%]
	Degré d'autonomie	26,8	[%]
	Introduction dans le réseau	124'969	[kWh]
	Prélèvement du réseau	986'556	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	695'783	[CHF]
	Temps de retour	13	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	5,6	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	714'217	[CHF]
	VAN 30 ans	596'513	[CHF]
	TRI 30 ans	7,8	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 5 – Résumé des résultats pour le toit situé à l'Est sur l'EPTM à Sion

EPTM à Sion (Toit situé à l'Est) - GRD : OIKEN			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	1'348'058	[kWh]
	Surface totale brute	477	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	93'946	[kWh]
	Puissance nominale totale	81,18	[kW]
	Performance ratio	80,7	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'157	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	93'861	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	99,9	[%]
	Degré d'autonomie	7	[%]
	Introduction dans le réseau	85	[kWh]
	Prélèvement du réseau	1'254'197	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	142'038	[CHF]
	Temps de retour	12	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	159'378	[CHF]
	VAN 30 ans	135'248	[CHF]
	TRI 30 ans	8,2	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 6 – Résumé des résultats obtenus pour le bâtiment principal de l'EPCA à Sion

EPCA à Sion (Bât. Princ.) - GRD : OIKEN			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	391'320	[kWh]
	Surface totale brute	1'070	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	214'969	[kWh]
	Puissance nominale totale	182,16	[kW]
	Performance ratio	80,9	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'180	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	136'782	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	63,6	[%]
	Degré d'autonomie	35	[%]
	Introduction dans le réseau	78'188	[kWh]
	Prélèvement du réseau	254'538	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	307'190	[CHF]
	Temps de retour	13	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	5,7	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	187'909	[CHF]
	VAN 30 ans	237'287	[CHF]
	TRI 30 ans	7,4	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 7 – Résumé des résultats obtenus pour le bâtiment alimentation de l'EPCA à Sion

EPCA à Sion (Bât. Alimentation) - GRD : OIKEN			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	66'464	[kWh]
	Surface totale brute	558	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	105'315	[kWh]
	Puissance nominale totale	95	[kW]
	Performance ratio	77	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'108	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	38'381	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	36,4	[%]
	Degré d'autonomie	57,7	[%]
	Introduction dans le réseau	66'935	[kWh]
	Prélèvement du réseau	28'083	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	164'640	[CHF]
	Temps de retour	16	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6,2	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	93'730	[CHF]
	VAN 30 ans	70'777	[CHF]
	TRI 30 ans	5,3	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 8 – Résumé des résultats obtenus pour les ateliers B TP01 de l'EPCA à Sion

EPCA à Sion (Ateliers B - TP01) - GRD : OIKEN			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	391'320	[kWh]
	Surface totale brute	1'012	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	123'830	[kWh]
	Puissance nominale totale	172,26	[kW]
	Performance ratio	50	[%]
	Rendement spécifique annuel	719	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	96'134	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	77,6	[%]
	Degré d'autonomie	24,6	[%]
	Introduction dans le réseau	27'696	[kWh]
	Prélèvement du réseau	295'186	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	291'000	[CHF]
	Temps de retour	20	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	9,3	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	84'677	[CHF]
	VAN 30 ans	55'536	[CHF]
	TRI 30 ans	3,5	[%]

Source : de l'auteur



Tableau 9 – Résumé des résultats obtenus pour l'ECCG à Sierre

ECCG à Sierre - GRD : OIKEN			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	306'143	[kWh]
	Surface totale brute	834	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	159'956	[kWh]
	Puissance nominale totale	141,9	[kW]
	Performance ratio	80,2	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'127	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	94'782	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	59,3	[%]
	Degré d'autonomie	31	[%]
	Introduction dans le réseau	65'174	[kWh]
	Prélèvement du réseau	211'361	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	241'345	[CHF]
	Temps de retour	14	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	194'273	[CHF]
	VAN 30 ans	157'130	[CHF]
	TRI 30 ans	6,7	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 10 – Résumé des résultats obtenus pour la BFO à Viège

BFO à Viège - GRD : VED AG			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	221'528	[kWh]
	Surface totale brute	469	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	88'437	[kWh]
	Puissance nominale totale	79,86	[kW]
	Performance ratio	81,9	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'107	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	70'522	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	79,7	[%]
	Degré d'autonomie	31,8	[%]
	Introduction dans le réseau	17'915	[kWh]
	Prélèvement du réseau	151'006	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	139'879	[CHF]
	Temps de retour	14	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6,3	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	123'091	[CHF]
	VAN 30 ans	101'507	[CHF]
	TRI 30 ans	7	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 11 – Résumé des résultats obtenus pour le bâtiment B de la BFO à Brig

BFO à Brig (Bât. B) - GRD : EnBAG AG			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	48'491	[kWh]
	Surface totale brute	648	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	116'648	[kWh]
	Puissance nominale totale	110,22	[kW]
	Performance ratio	80,5	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'058	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	25'168	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	21,6	[%]
	Degré d'autonomie	51,9	[%]
	Introduction dans le réseau	91'481	[kWh]
	Prélèvement du réseau	23'323	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	189'533	[CHF]
	Temps de retour	17	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6,4	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	76'687	[CHF]
	VAN 30 ans	52'371	[CHF]
	TRI 30 ans	4,3	[%]

Source : de l'auteur

Tableau 12 – Résumé des résultats obtenus pour les bâtiments A & B de la BFO à Brig

BFO à Brig (Bât. A&B) - GRD : EnBAG AG			Unité
Bilan technique	Consommation électrique annuelle	167'895	[kWh]
	Surface totale brute	648	[m <sup>2</sup> ]
	Production d'énergie AC	116'661	[kWh]
	Puissance nominale totale	110,22	[kW]
	Performance ratio	80,5	[%]
	Rendement spécifique annuel	1'058	[kWh/kWp]
	Autoconsommation	65'037	[kWh]
	Pourcentage d'autoconsommation	55,7	[%]
	Degré d'autonomie	38,7	[%]
	Introduction dans le réseau	51'624	[kWh]
	Prélèvement du réseau	102'858	[kWh]
Bilan financier	Coût total de l'installation	189'533	[CHF]
	Temps de retour	15	[ans]
	Prix de revient sur 30 ans	6,4	[ct/kWh]
	Bénéfices sur 30 ans	124'545	[CHF]
	VAN 30 ans	97'809	[CHF]
	TRI 30 ans	5,8	[%]

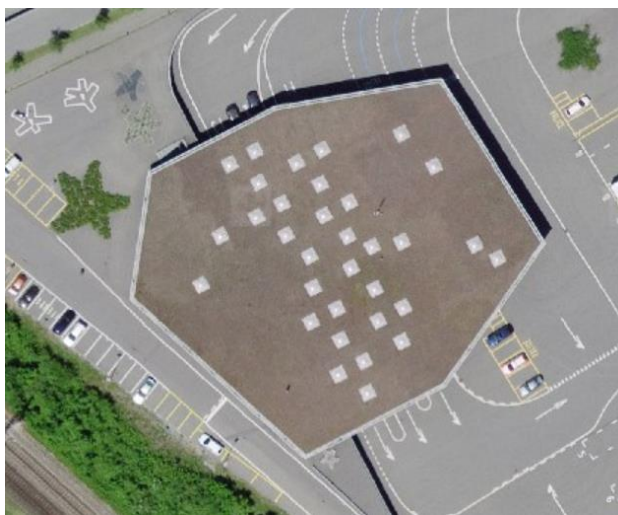
Source : de l'auteur

## 7 Précisions pour chaque site analysé

En ce qui concerne l'orientation des modules solaires, il faut toujours considérer que le Sud-Est à 0°, l'Ouest à -90° et l'Est à 90°.

### 7.1 CCTL à St-Maurice

#### Informations générales :



Source : geo.admin.ch

Figure 9 – Vue satellite du CCTL à St-Maurice

**GRD :** SEIC SA

**Adresse :** Route des Bains 1, St-Maurice

**Chauffage :** Pellets

**Composition du toit :** Végétalisation extensive

**Consommation 2019 :** 163'969 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 15'912 CHF

**Production solaire 2019 :** 188'416 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 39,4 %

**Nombre de modules :** 522

**Puissance nominale installée :** 172,26 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 6,1 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 291'000 CHF

**VAN 30 ans :** 136'575 CHF

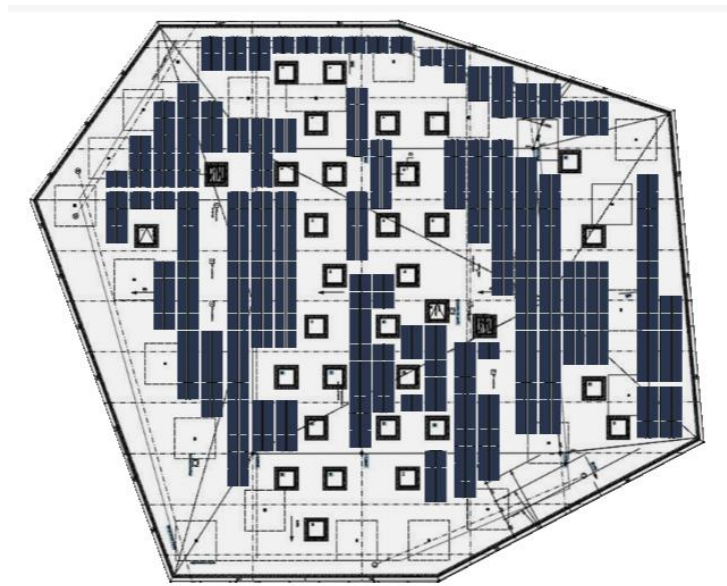
La toiture du CCTL de St-Maurice n'est pas plate, comme considérée pour cette étude. Elle comporte 5 pans de toiture qui sont tous inclinés d'un certain pourcentage (Annexe 5). Le logiciel de dimensionnement ne permettant pas de réaliser facilement plusieurs représentations de toits inclinés, le calepinage a été réalisé comme si la surface était plane.

La toiture est recouverte d'une végétalisation extensive. Il y a 33 puits de lumières et 7 cheminées d'évacuation. Une antenne radio, qui ne figure pas sur les plans, a été construite au centre du toit, direction Nord-Est. D'une hauteur approximative de 4 mètres, elle provoque une ombre conséquente qui peut grandement nuire à la production solaire. C'est pourquoi, il est conseillé pour ce bâtiment de combiner un onduleur centralisé avec des optimiseurs ou d'utiliser des micro-onduleurs. Des crochets pour la sécurité des personnes sont déjà installés et visible sur le plan.



Source : de l'auteur

Figure 10 – Antenne de Police sur le toit du CCTL à St-Maurice



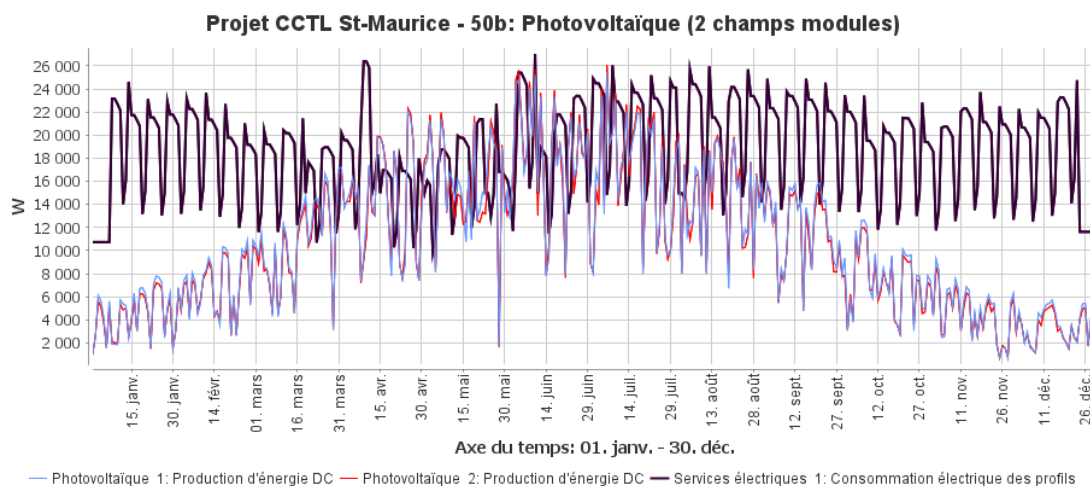
Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 11 – Calepinage réalisé sur le toit du CCTL à St-Maurice

Il existe uniquement deux bords du toit qui sont parallèles. Le calepinage a été réalisé de manière à suivre ce parallélisme. L'orientation des panneaux est la suivante :  $-62^{\circ}$  Ouest et  $117^{\circ}$  Est.

L'introduction du TGBT est de 250 A. La puissance maximum estimée est de 172,43 kWp. Le calepinage réalisé ici avec 522 modules atteint la limite de puissance admissible.





Source : Polysun

Graphique 3 – Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 au CCTL à St-Maurice

Le passage des câbles de la toiture au TGBT proposé est le suivant :

1. Col de cigne toiture → Etage 1, local 210 Police
2. Etage 1, local 210 Police → Sous-sol Police, TGBT

Compte tenu des résultats de production obtenu, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit du CCTL avec une installation solaire photovoltaïque.

## 7.2 ECCG à Martigny

### Informations générales :



Source : geo.admin.ch

Figure 12 – Vue satellite de l'ECCG à Martigny

**GRD : SINERGY**

**Adresse :** Rue des Bonnes-Luites 8, Martigny

**Chauffage :** Mazout

**Composition du toit :** Salle de gym : végétalisation extensive – Bâtiment principal : gravier

**Consommation 2019 :** 124'033 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV : 10'103 CHF**

**Production solaire 2019 : 117'864 kWh**

**Taux d'autoconsommation : 47%**

**Nombre de modules : 328**

**Puissance nominale installée : 108,24 kW**

**Prix de revient sur 30 ans : 6,3 ct/kWh**

**Coût totale installation sans RU : 186'294 CHF**

**VAN 30 ans : 91'685 CHF**

L'ECCG de Martigny comporte deux toitures étudiées pour l'implantation de panneaux solaires : la salle de gym et le bâtiment principal de l'école.

La salle de gym est idéale car elle ne comporte aucun obstacle. La toiture principale de l'école vient en complément et uniquement la partie externe, soit entre les bords de la toiture et l'acrotère intérieur a été utilisée pour le calepinage. Une ligne de vie est déjà installée sur le toit principal.



*Source : de l'auteur*

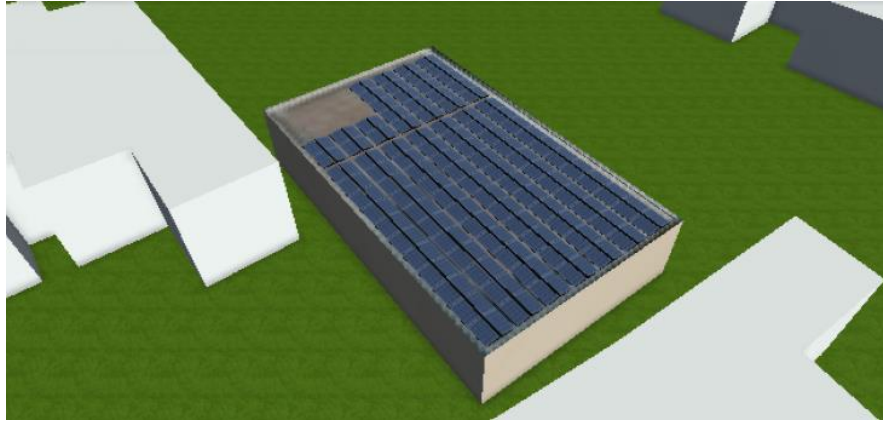
*Figure 13 – Toit de la salle de gym de l'ECCG à Martigny*



*Source : de l'auteur*

*Figure 14 – Toit du bâtiment principal de l'ECCG à Martigny*





Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 15 – Calepinage réalisé sur le toit de la salle de gym de l'ECCG à Martigny

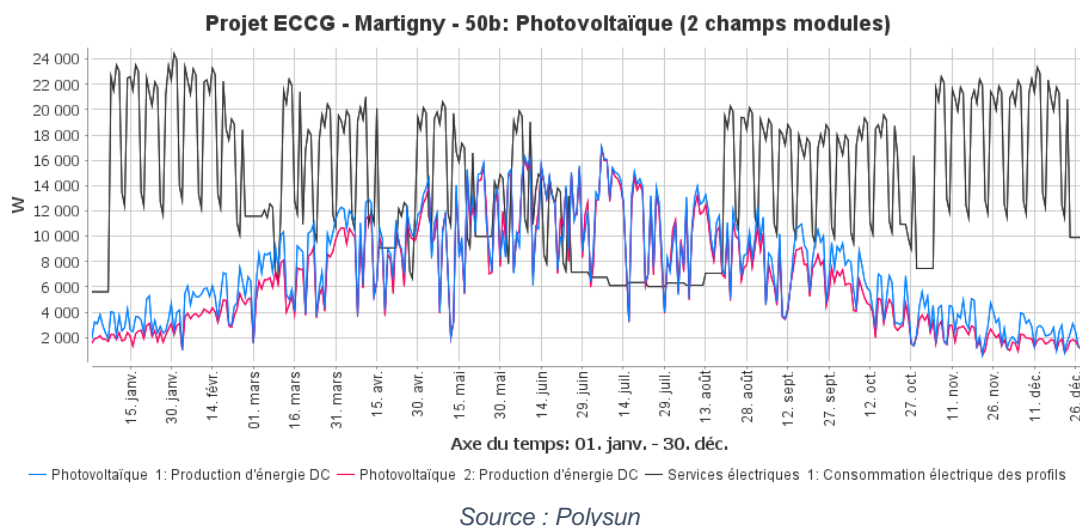


Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 16 – Calepinage réalisé sur le toit du bâtiment principal de l'ECCG à Martigny

Pour le toit de la salle de gym, un emplacement a été prévu pour les onduleurs centralisés. Sur le toit du bâtiment principal, les onduleurs centralisés peuvent être fixés au sol sur la face Nord après la verrière centrale. L'orientation des modules est la suivante :  $-53^{\circ}$  Ouest et  $127^{\circ}$  Est.

L'introduction du TGBT est de 160 A. La puissance maximum estimée est de 110,35 kWp. La salle de gym (68 kWp) et le toit principal (40,26 kWp) sont équipés au total de 328 modules. Il s'agit du maximum admissible.



Graphique 4 - Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 à l'ECGG à Martigny

Le passage des câbles de la toiture principale au TGBT proposé est le suivant :

1. Toit partie Nord, accès à côté de la cheminée du brûleur → Tableau électrique étage 2
2. Tableau électrique étage 2 (descente verticale) → Sous-sol local chauffage
3. Sous-sol local chauffage (adjacent à) → Sous-sol local électrique, tableau principal

Le passage des câbles du toit de la salle de gym au TGBT proposé est le suivant :

1. Toit partie Nord (carottage toiture obligatoire car pas d'accès) → local électrique salle de gym au sous-sol
2. Local électrique salle de gym (accès par galeries → Sous-sol local électrique bâtiment principal, tableau principal

Compte tenu des résultats de production obtenu et du taux d'autoconsommation élevé, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit de la salle de gym dans un premier temps, puis celui du bâtiment principal avec une installation solaire photovoltaïque.

## 7.3 EPASC à Martigny

### Informations générales :



Source : geo.admin.ch

Figure 17 – Vue satellite de la salle de gym de l'EPASC à Martigny

**GRD : SINERGY**

**Adresse :** Rue de Grimisuat 8, Martigny

**Chauffage :** Gaz & chaudière à bois

**Composition du toit :** Végétalisation extensive

**Consommation 2019 :** 58'175 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 5'586 CHF

**Production solaire 2019 :** 67'959 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 29,8 %

**Nombre de modules :** 200

**Puissance nominale installée :** 66 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 6,8 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 117'211 CHF

**VAN 30 ans :** 30'615 CHF

La salle de gym de l'EPASC à Martigny est idéale pour une installation solaire. Sur la partie Sud, une installation de panneaux solaires thermiques est déjà présente. La surface à disposition est bien plus grande que ce que permet l'introduction du bâtiment (100 A).



Source : de l'auteur

Figure 18 – Installation solaire thermique présente sur la partie Sud du toit de la salle de gym de l'EPASC à Martigny





Source : de l'auteur

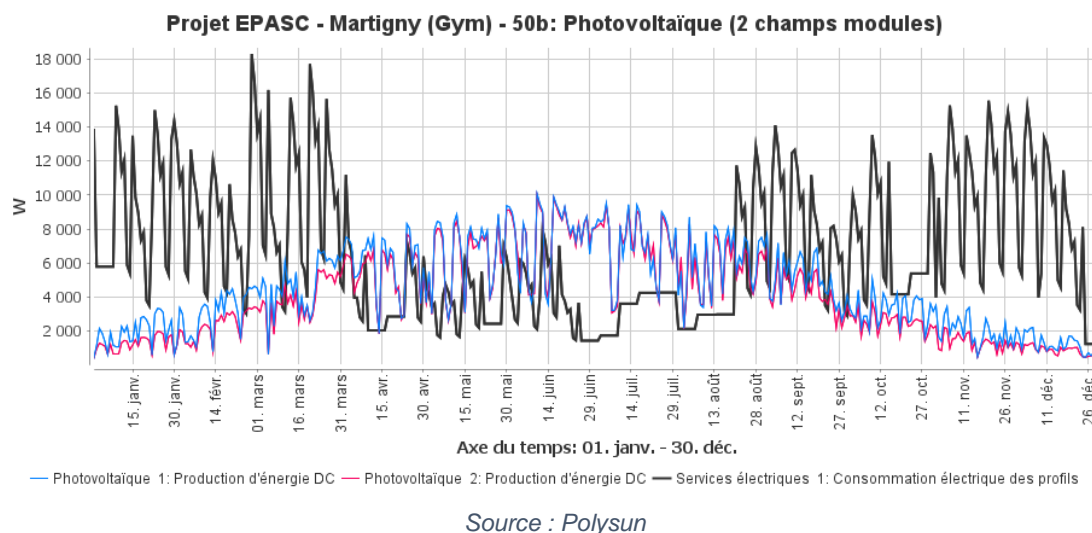
Figure 19 – Toit de la salle de gym de l'EPASC à Martigny



Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 20 – Calepinage réalisé sur le toit de la salle de gym de l'EPASC

Une puissance de 66 kWp a été installée sur le toit de la salle de gym avec 200 modules. Il serait intéressant d'évaluer les coûts que représente une augmentation de l'introduction. Etant donné qu'il est possible de doubler le nombre de modules pour couvrir au maximum la surface à disposition et atteindre une puissance de 122 kWp, une étude plus approfondie vaut le coup d'être menée. L'orientation des modules est la suivante :  $-55^{\circ}$  Ouest et  $125^{\circ}$  Est.



Graphique 5 - Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 de l'EPASC à Martigny

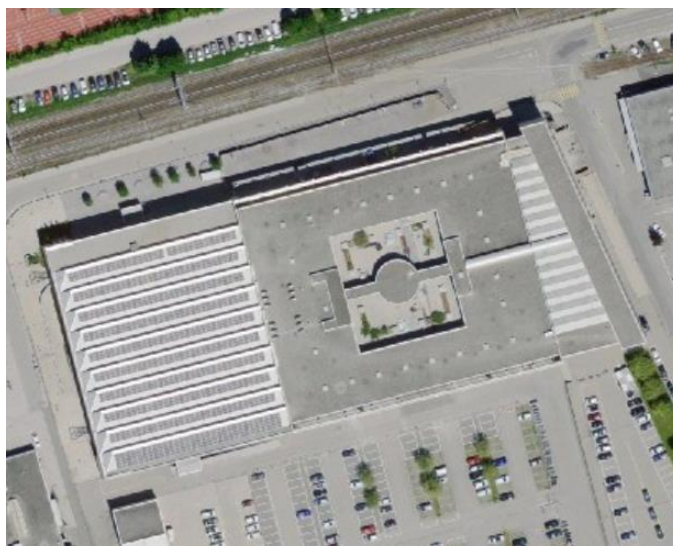
Le passage des câbles de la toiture principale au TGBT proposé est le suivant :

1. Toiture par col de cigne → Tableau électrique étage 1
2. Tableau électrique étage 1 → Tableau électrique principal sous-sol

Compte tenu des résultats de production obtenus, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit de la salle de gym de l'EPASC avec une installation solaire. Dans un premier temps, il serait judicieux d'évaluer les avantages et inconvénients quant à une augmentation de l'introduction du TGBT.

## 7.4 EPTM à Sion

### Informations générales :



Source : geo.admin.ch

Figure 21 – Vue satellite de l'EPTM à Sion

**GRD :** OIKEN

**Adresse :** Chemin de St-Hubert 2

**Chauffage :** PAC & chaudière à gaz (salle de gym), chaudière à gaz (école)

**Composition du toit :** Gravier

**Consommation 2019 :** 1'348'058 kWh

La salle de gym est déjà équipée d'une installation solaire, mais elle n'est pas sujette à l'autoconsommation. Cependant, l'énergie produite transite par le câble qui relie l'EPTM au réseau électrique. L'introduction est de 1200 A. La nouvelle installation solaire va aussi transiter par ce câble. Il est primordial de vérifier quel courant maximum est déjà utilisé par l'installation existante. Cela n'a pas été pris en compte pour la nouvelle installation évaluée dans ce rapport.

Etant donné que le bâtiment de l'EPTM se situe sur l'axe d'atterrissage de l'aéroport, une évaluation peut être demandée quant à l'éblouissement potentiel provoqué par les panneaux solaires aux pilotes.

Deux variantes de calepinages ont été réalisées car l'inclinaison des panneaux solaire n'est pas la même. L'introduction du TGBT est de 800 A, soit une puissance maximum de 551,8 kWp environ. Les deux variantes proposées atteignent ensemble environ 501 kWp.

**PV sur toit principal :**

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 44'310 CHF

**Production solaire 2019 :** 486'471 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 74,3 %

**Nombre de modules :** 1'272

**Puissance nominale installée :** 419,76 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 5,6 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 695'783 CHF

**VAN 30 ans :** 596'513 CHF

Par rapport à l'image satellite, la partie centrale a subi une modification et comporte désormais une toiture rectangulaire. 23 puits de lumière ainsi que des cheminées d'évacuation forment les obstacles principaux. Les naissances et les petites cheminées ont également été prises en compte lors du calepinage. Les onduleurs centralisés peuvent être fixés le long des parois en béton sur les côtés Est et Ouest.



Source : de l'auteur

Figure 22 – Toit principal direction Est de l'EPTM à Sion





Source : de l'auteur

Figure 23 – Toit principal direction Sud-Ouest de l'EPTM à Sion



Source : de l'auteur

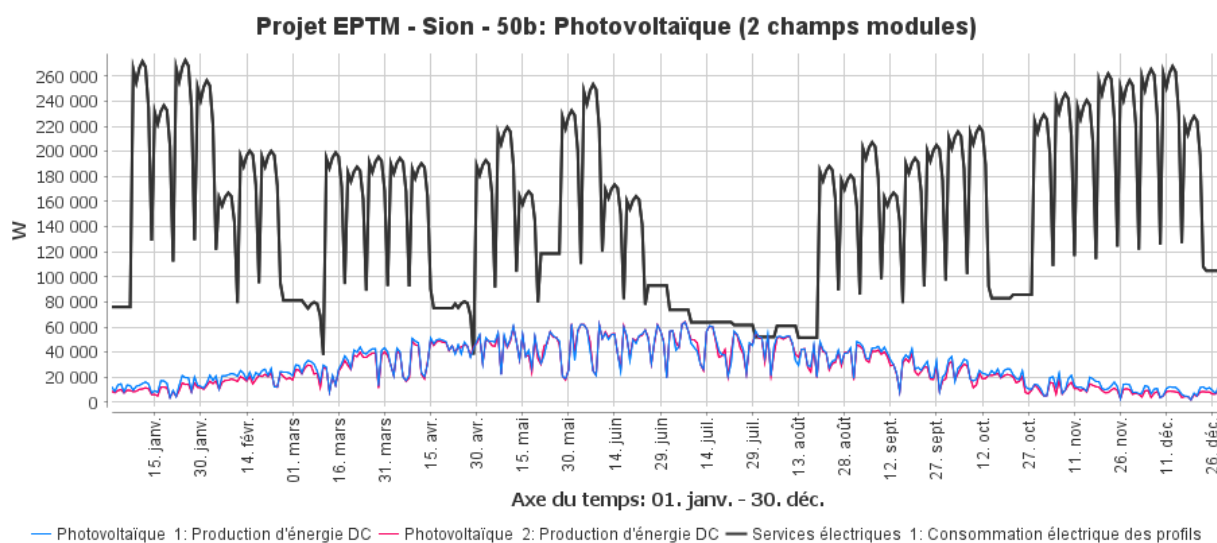
Figure 24 – Toit principal (partie centrale) direction Est de l'EPTM à Sion



Source : de l'auteur

Figure 25 – Calepinage réalisé sur le toit principal de l'EPTM à Sion

Une puissance de 419,8 kWp a été installée sur le toit principal de l'école avec 1'272 modules. Des lignes de vie sont présentes de part et d'autre de la toiture centrale. L'orientation des modules est la suivante : -76° Ouest et 104° Est.



Source : Polysun

Graphique 6 - Courbes de production solaire du toit principal et de consommation pour 2019 de l'EPTM à Sion

Deux variantes existent pour le passage des câbles de la toiture principale au TGBT. Soit par le même cheminement que l'installation solaire existante (à l'Ouest) :

1. Bloc de ventilation sur la toiture (carottage nécessaire) → Descente verticale par le vide de ventilation jusqu'au sous-sol
2. Sous-sol sortie ventilation par canal direction couloir → Canal vers local 014
3. Sortie local 014 par canal de distribution → Arrivée hangar
4. Suivre le canal dans hangar direction Est → Local électrique principal salle 024



Soit par le bloc de ventilation à l'Est :

1. Bloc de ventilation Ouest (carottage nécessaire) descente vertical → Depuis salle informatique 231, accès au vide (carottage nécessaire dans les deux sens), étage 2
2. Salle 231 → vers local Kardex au rez (grillage)
3. Local Kardex → Local accès vide ventilation au sous-sol
4. Local sous-sol → Accès hangar
5. Hangar via canal de distribution → Salle 024, local électrique principal

La consommation électrique de l'EPTM est conséquente. Cela s'explique en partie par la PAC qui est installée dans la salle de gym. L'autoconsommation est très élevée et permet un gain très appréciable sur la facture d'électricité annuelle.

Compte tenu des résultats de production obtenus, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit principal de l'EPTM avec une installation solaire.

#### **PV sur toit situé à l'Est :**

**Gain sur facture 2019 avec PV : 8'967 CHF**

**Production solaire 2019 : 93'946 kWh**

**Taux d'autoconsommation : 99,9%**

**Nombre de modules : 246**

**Puissance nominale installée : 81,18 kW**

**Prix de revient sur 30 ans : 6 ct/kWh**

**Coût totale installation sans RU : 142'038 CHF**

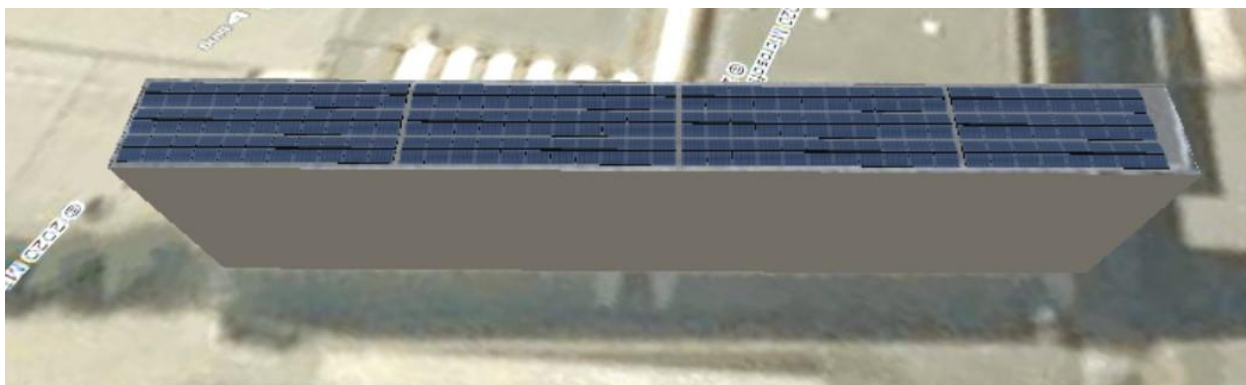
**VAN 30 ans : 135'248 CHF**

La toiture située à l'Est offre une surface intéressante et ne comporte aucun obstacle.



*Source : de l'auteur*

*Figure 26 – Toit situé à l'Est direction Nord de l'EPTM à Sion*



Source : de l'auteur, TRIDESIGN

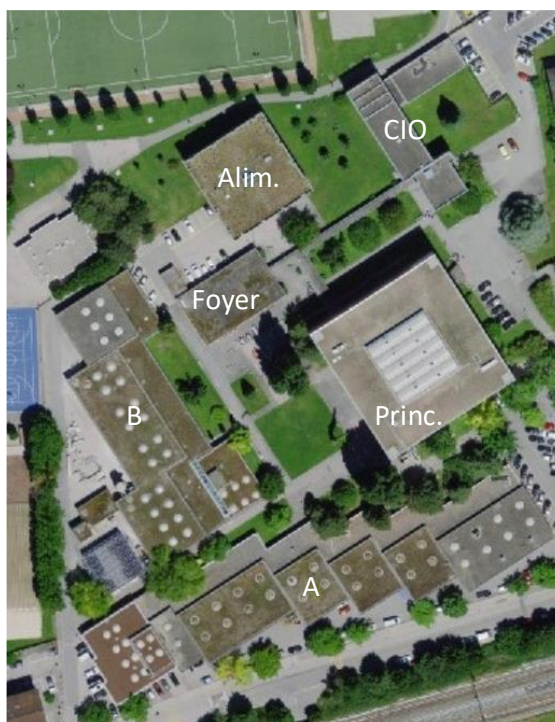
Figure 27 – Calepinage réalisé sur le toit situé à l'Est de l'EPTM à Sion

Les onduleurs centralisés peuvent être fixés le long des parois en béton côté Ouest. La puissance installée atteint 81,18 kWp pour 246 modules installés. L'orientation des modules est la suivante : -67° Ouest et 113° Est.

Le taux d'autoconsommation n'est pas représentatif dans ce cas de figure, car les deux installations devraient être cumulées afin de déterminer l'autoconsommation totale sur le site. Ce calepinage sert à montrer le potentiel de production sur la surface Est de la toiture qui pourrait apporter une plus-value à l'installation solaire principale.

## 7.5 EPCA à Sion

### Informations générales :



Source : geo.admin.ch

Figure 28 – Vue satellite de l'EPCA à Sion

**GRD : OIKEN**

**Adresse :** Avenue de France 25, Sion

**Chauffage :** Gaz

**Composition du toit :** Bât. Principal, Alimentation & Ateliers : Végétalisation extensive

Trois bâtiments ont été étudiés sur le site de l'EPCA de Sion. Il s'agit du bâtiment principal, du bâtiment alimentation et des ateliers B.

**PV sur bâtiment Principal :**

**Consommation 2019 :** 391'320 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 18'186 CHF

**Production solaire 2019 :** 214'969 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 63,5 %

**Nombre de modules :** 552

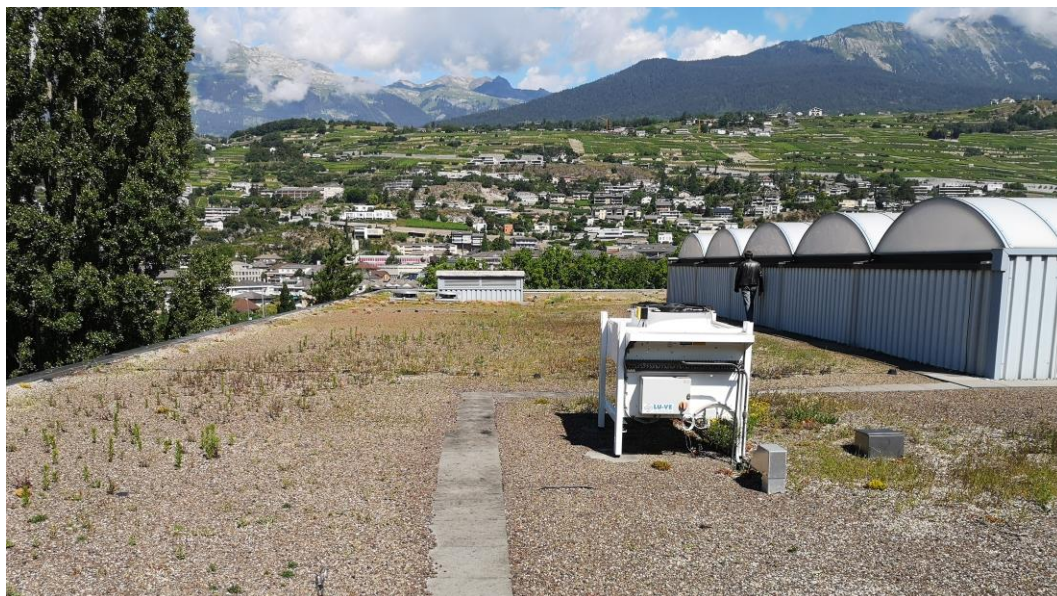
**Puissance nominale installée :** 182,16 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 5,7 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 307'190 CHF

**VAN 30 ans :** 237'287 CHF

Le bâtiment principal est pourvu de deux introductions : l'une pour l'ensemble du bâtiment de 400A et l'autre de 350 A pour les ateliers A et B.



*Source : de l'auteur*

*Figure 29 – Toit partie Ouest du bâtiment principal de l'EPCA à Sion*





Source : de l'auteur

Figure 30 – Toit partie Sud direction Est du bâtiment principal de l'EPCA à Sion



Source : de l'auteur

Figure 31 – Calepinage réalisé sur le bâtiment principal de l'EPCA à Sion

Les onduleurs peuvent être fixés contre la paroi Nord de l'élément central d'éclairage zénithal. L'élément central provoque de l'ombre sur les deux voire trois premières chaînes de modules situées à l'Ouest (le matin) et à l'Est (fin de journée). Les obstacles présents sur le toit ont tous été pris en compte : bloc de ventilation, passages existants, naissances, trappe d'accès à la toiture et cheminée d'évacuation. La puissance installée est de 182,16 kW avec 552 modules. L'orientation des modules est la suivante : -57° Ouest et 123° Est.

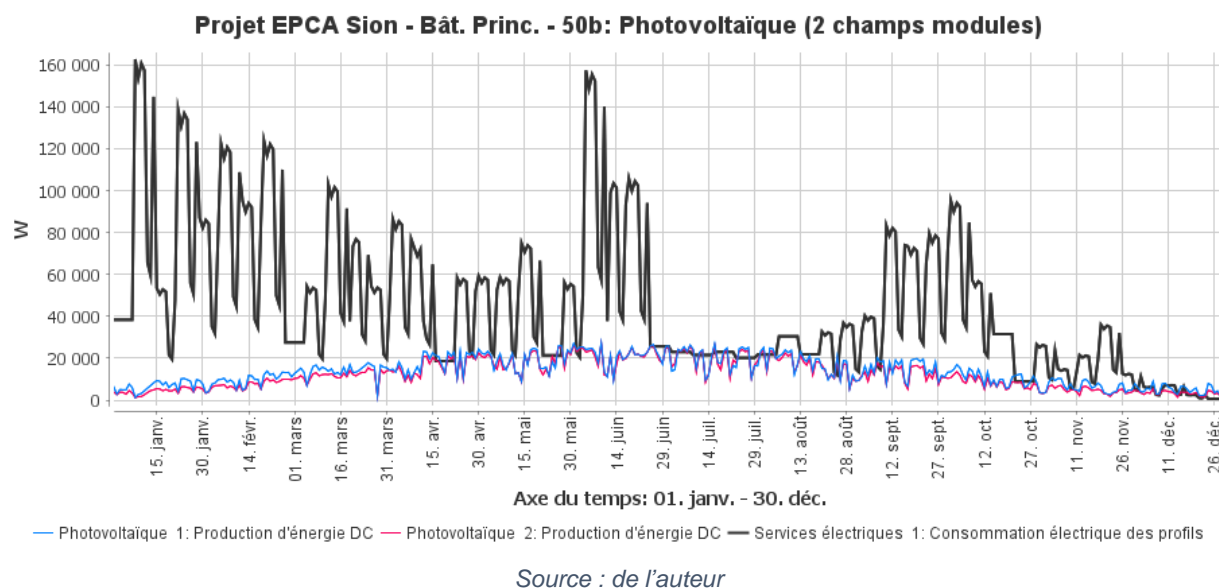


Figure 32 - Courbes de production solaire du bâtiment principal et de consommation pour 2019 de l'EPCA à Sion

Le passage des câbles de la toiture principale au TGBT proposé est le suivant :

1. Bloc ventilation en toiture → Accès étage 3 par ventilation (carottage nécessaire dans les deux sens)
2. Accès ventilation étage 3 → Local ventilation rez
3. Local ventilation rez → Sous-sol local ventilation
4. Sous-sol local ventilation par canal de distribution vers → Sous-sol local électrique principal

Compte tenu des résultats de production obtenu et du taux d'autoconsommation élevé, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit du bâtiment principal avec une installation solaire photovoltaïque.

### **PV sur bâtiment Alimentation :**

**Consommation 2019 :** 66'464 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 8'833 CHF

**Production solaire 2019 :** 105'315 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 36,4 %

**Nombre de modules :** 288

**Puissance nominale installée :** 95 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 6,2 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 164'640 CHF

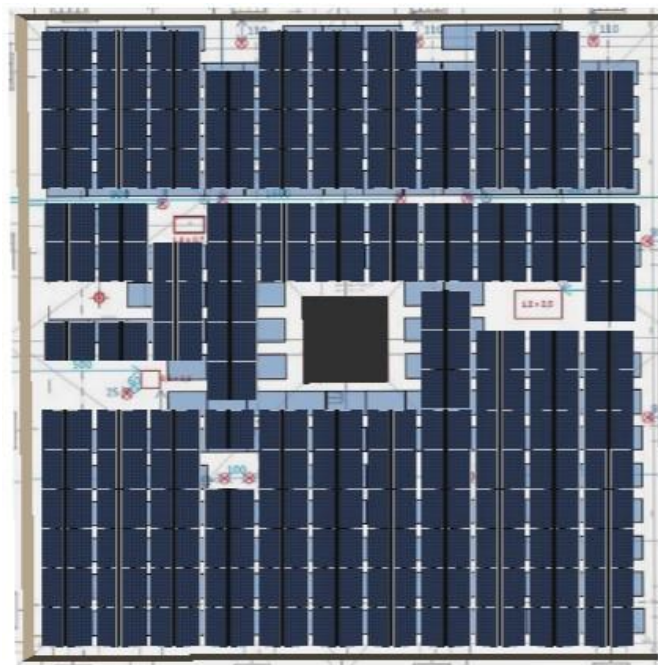
**VAN 30 ans :** 70'777 CHF

L'introduction du TGBT pour le bâtiment alimentation est de 400 A.



Source : de l'auteur

Figure 33 – Toit du bâtiment alimentation de l'EPCA à Sion

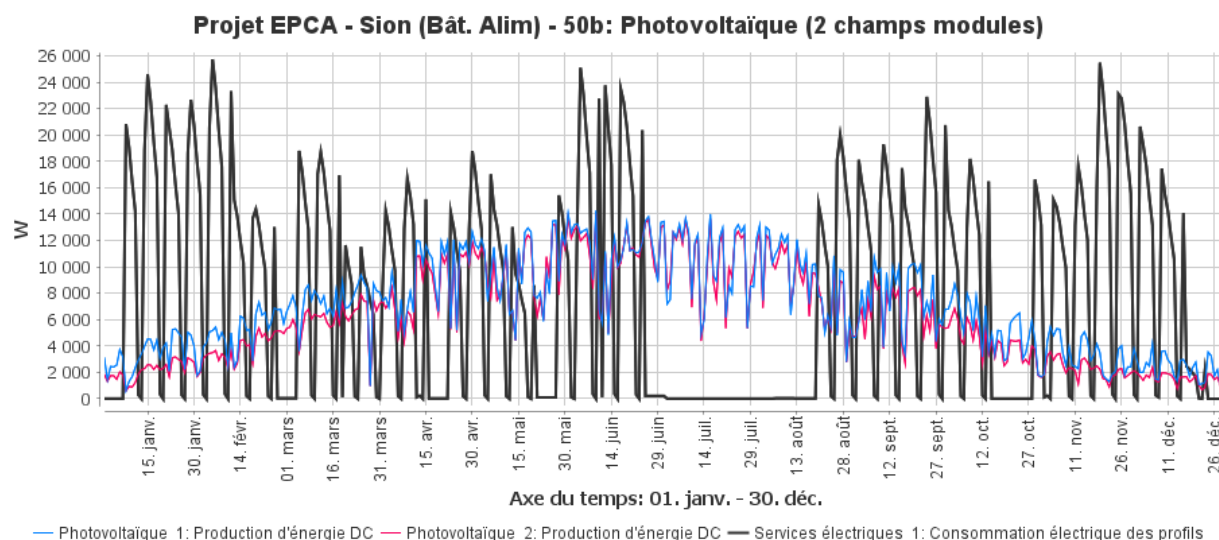


Source : de l'auteur

Figure 34 – Calepinage réalisé sur le toit du bâtiment alimentation de l'EPCA à Sion

Les onduleurs peuvent être fixés sur la face Nord de l'acrotère Sud. La puissance installée sur le toit est de 95 kW avec 288 modules. L'orientation des modules est la suivante : -57° Ouest et 123° Est.





Source : de l'auteur

*Graphique 7 - Courbes de production solaire du bâtiment alimentation et de consommation pour 2019 de l'EPCA à Sion*

Le passage des câbles de la toiture principale au TGBT proposé est le suivant :

1. Vide ventilation toiture → Etage 2 local ventilation
2. Etage 2 local ventilation → Etage 1 vide ventilation
3. Etage 1 vide ventilation → Local électrique salle 04A

Compte tenu des résultats de production obtenu, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit du bâtiment principal avec une installation solaire photovoltaïque.

### **PV sur Ateliers B :**

**Consommation 2019 :** 391'320 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 11'011 CHF

**Production solaire 2019 :** 123'830 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 77,6 %

**Nombre de modules :** 522

**Puissance nominale installée :** 172,26 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 9,3 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 291'000 CHF

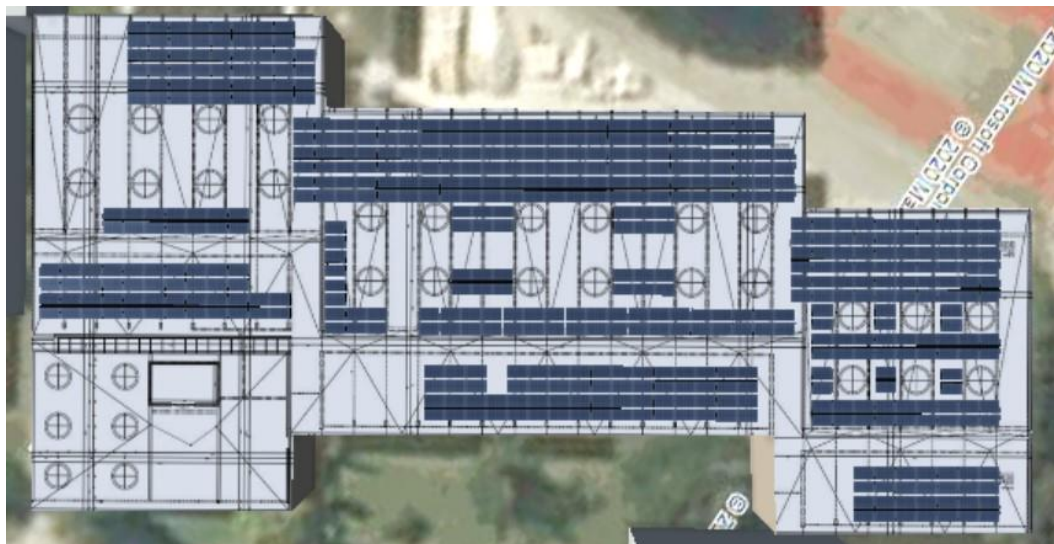
**VAN 30 ans :** 55'536 CHF

Le bâtiment des ateliers B a été assaini récemment. Des lignes de vie ont été installées sur chaque portion de toiture. Le toit est composé de très nombreux puits de lumière qui rendent l'implantation des modules plus difficile. L'introduction du TGBT des ateliers B est de 250 A. La courbe de charge du bâtiment principal a été utilisée pour la simulation, car les consommations spécifiques des ateliers ne sont pas connues.



Source : de l'auteur

Figure 35 – Toit des ateliers B de l'EPCA à Sion

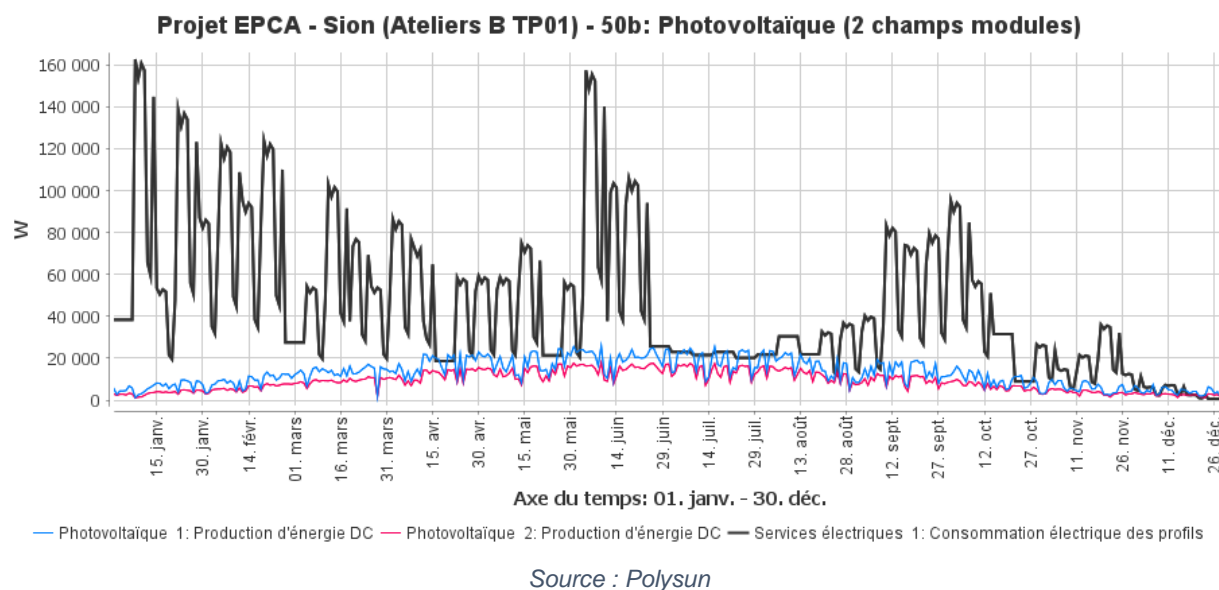


Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 36 – Calepinage réalisé sur les ateliers B de l'EPCA à Sion

La puissance installée est de 172,26 kW avec 522 modules et représente la puissance maximum admissible par l'introduction. L'orientation des modules est la suivante : -54° Ouest et 125° Est.





Graphique 8 - Courbes de production solaire des ateliers B et de consommation pour 2019 de l'EPCA à Sion

Le passage des câbles de la toiture principale au TGBT proposé est le suivant :

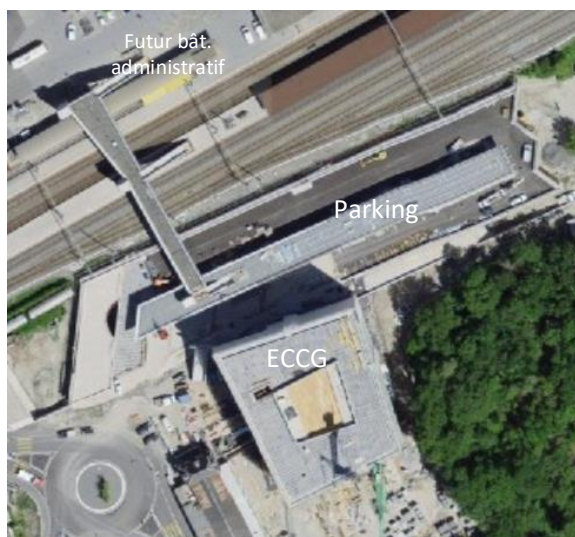
1. Toiture accès local ventilation → Rez local sanitaire
2. Rez local sanitaire → Local électrique secondaire
3. Local électrique secondaire → Local électrique principal

Il serait intéressant de déterminer l'autoconsommation plus précisément en établissant une courbe de charge uniquement pour les ateliers.

Compte tenu des résultats de production obtenu, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit des ateliers B avec une installation solaire photovoltaïque.

## 7.6 ECCG à Sierre

### Informations générales :



Source : geo.admin.ch

Figure 37 – Vue satellite de l'ECCG et alentours à Sierre

GRD : OIKEN

**Adresse** : Rue de la Monderèche 5, Sierre  
**Chauffage** : PAC 12 kW  
**Composition du toit** : Gravier  
**Consommation 2019** : 306'143 kWh  
**Gain sur facture 2019 avec PV** : 14'098 CHF  
**Production solaire 2019** : 159'956 kWh  
**Taux d'autoconsommation** : 59,3 %  
**Nombre de modules** : 430  
**Puissance nominale installée** : 141,9 kW  
**Prix de revient sur 30 ans** : 6 ct/kWh  
**Coût totale installation sans RU** : 241'345 CHF  
**VAN 30 ans** : 157'130 CHF



Source : de l'auteur

Figure 38 – Toit partie Sud direction Ouest avec trappe d'accès de l'ECCG à Sierre

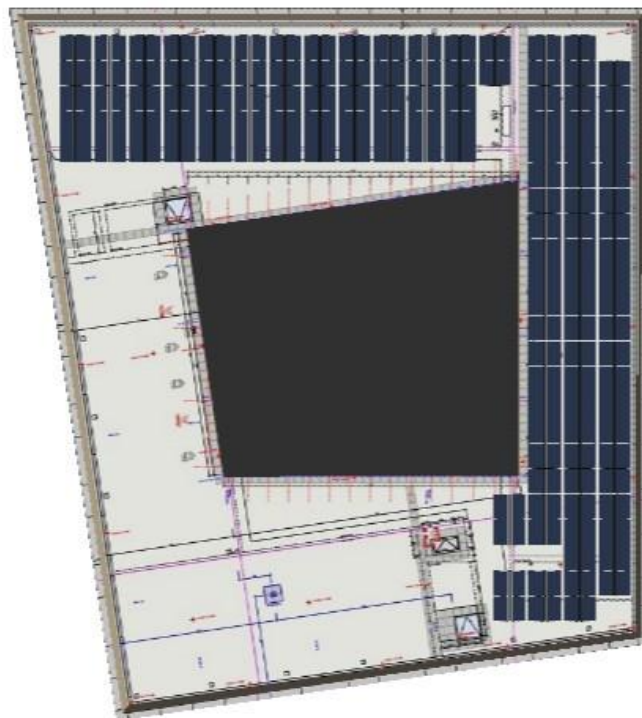


Source : de l'auteur

Figure 39 – Toit parti Nord direction Ouest de l'ECCG à Sierre

Les onduleurs peuvent être fixés le long de façade Nord de l'élément central. L'introduction du bâtiment est de 600 A.

Le calepinage a dû être réalisé en deux parties étant donné que les modules ne sont pas orientés de la même manière. Par contre, la simulations sur Polysun a été faite comme s'il n'y avait que deux orientations pour les panneaux solaires, car il n'existe pas de modèle comportant 4 champs de modules.

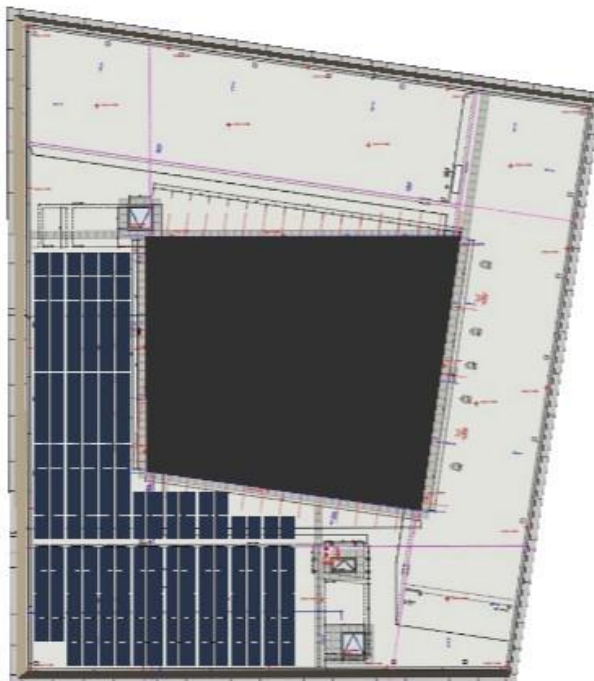


Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 40 – Première partie du calepinage réalisé sur le toit de l'ECCG à Sierre



La puissance installée est de 87,12 kWp avec 264 modules. L'orientation des modules est la suivante : -70° Ouest et 110° Est.

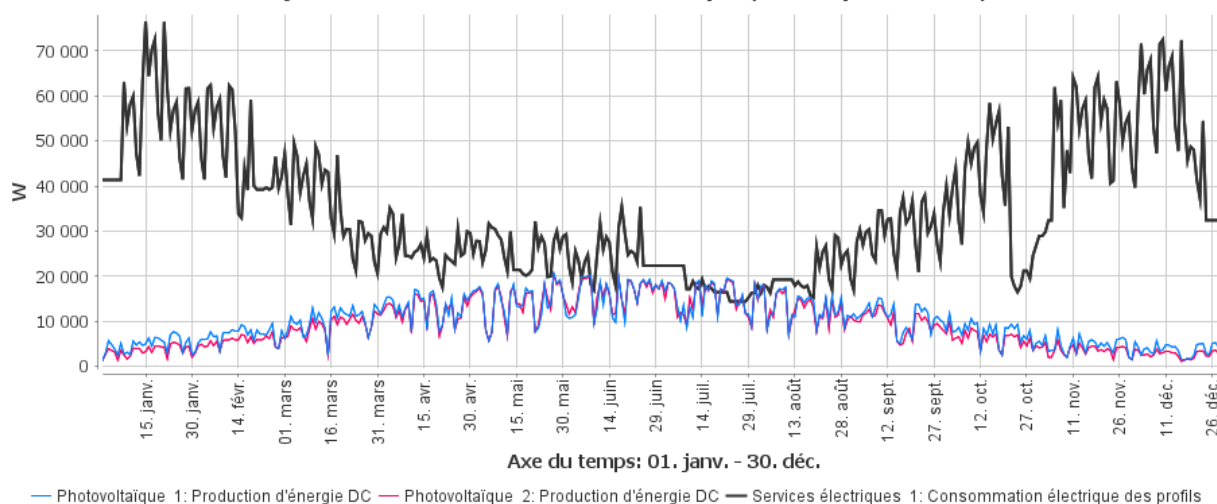


Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 41 – Deuxième partie du calepinage réalisé sur le toit de l'ECCG à Sierre

La puissance installée est de 54,78 kWp avec 166 modules. L'orientation des modules est la suivante : -62° Ouest et 118° Est.

#### Projet ECCG - Sierre - 50b: Photovoltaïque (2 champs modules)



Source : de l'auteur

Graphique 9 - Courbes de production solaire et de consommation pour 2019 de l'ECCG à Sierre

Le passage des câbles de la toiture principale au TGBT proposé est le suivant :

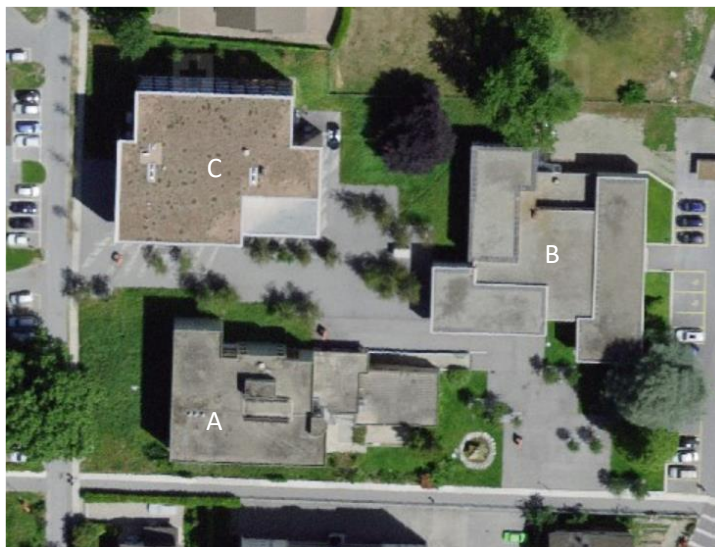
1. Toiture Sud col de cygne → Locale électrique étage 5 (descente vertical)
2. Etage 5 local électrique → Etage 1 local électrique
3. Etage 1 local électrique → Faux plafond salle de gym (traversée de la salle de gym)
4. Salle de gym faux plafond → Local électrique principal à l'Est du bâtiment

La gare routière avec parking qui se trouve à côté de l'ECCG peut permettre d'augmenter encore le taux d'autoconsommation. Le local électrique principal de l'ECCG et du parking sont situés côte à côte. Il serait intéressant d'évaluer la possibilité de raccordement électrique entre les deux. De plus, un futur bâtiment administratif va être construit dans les années à venir de l'autre côté des voies. Ce bâtiment sera aussi pourvu d'une installation solaire. Un RCP entre ces trois bâtiments pourrait être envisagée.

Compte tenu des résultats de production obtenu, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit de l'ECCG avec une installation solaire photovoltaïque.

## 7.7 BFO à Viège

### Informations générales :



Source : [geo.admin.ch](https://geo.admin.ch)

Figure 42 – Vue satellite du BFO à Viège

**GRD :** VED Visp Energie Dienst AG

**Adresse :** Gewerbstrasse 2, Visp

**Chauffage :** CAD

**Composition du toit :** Bât. C : végétalisation extensive

**Consommation 2019 :** 221'528 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 8'102 CHF

**Production solaire 2019 :** 88'437 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 79,7 %

**Nombre de modules :** 242

**Puissance nominale installée :** 79,86 kW

**Prix de revient sur 30 ans : 6,3 ct/kWh**

**Coût totale installation sans RU : 139'879 CHF**

**VAN 30 ans : 101'507 CHF**

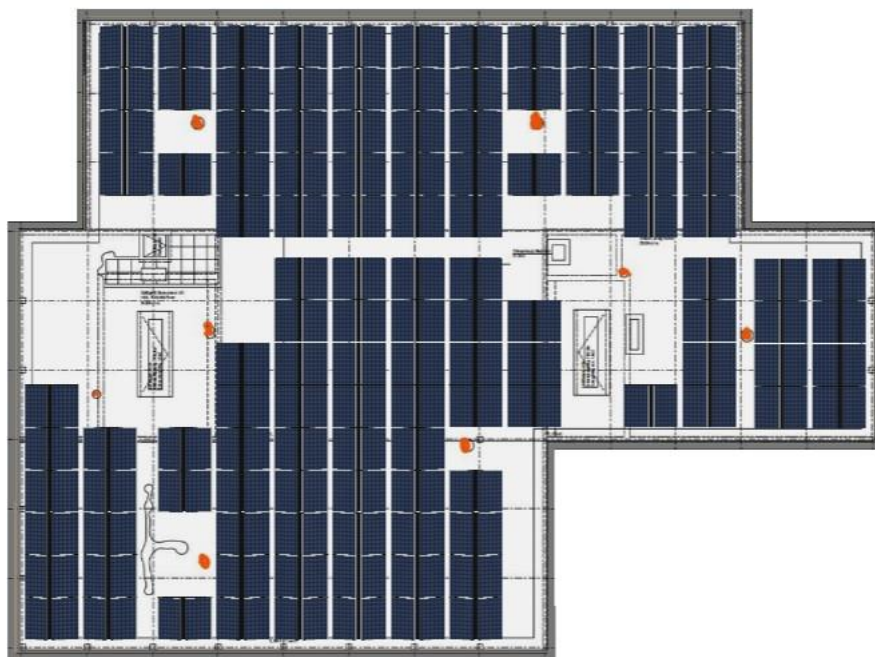
Le bâtiment A et le bâtiment B sont reliés entre eux. Comme les trois bâtiments se trouvent sur la même parcelle, il serait intéressant de demander au GRD local la possibilité de lier le bâtiment C aux deux autres bâtiments. Cela permettrait de diminuer encore la facture d'électricité annuelle tout en favorisant l'autoconsommation sur l'ensemble du site.



*Source : de l'auteur*

*Figure 43 – Toit du bâtiment C du BFO à Viège*



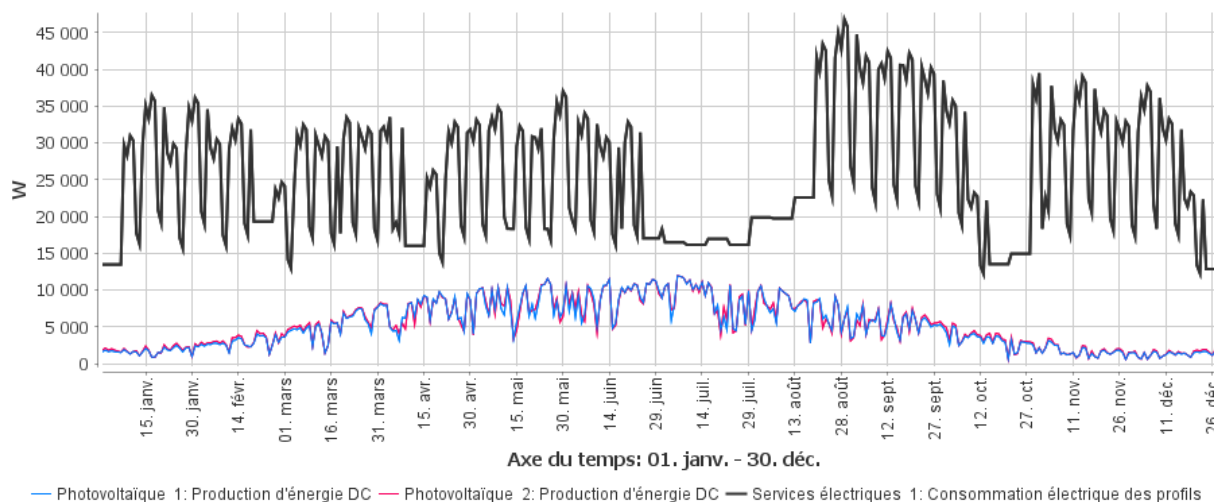


Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 44 – Calepinage réalisé sur le toit du bâtiment C du BFO à Viège

L'introduction du bâtiment est de 400 A. La puissance installée est de 79,86 kWp avec 242 modules. Les onduleurs peuvent être placés au à l'ouest, à côté de l'accès au toit. L'orientation des modules est la suivante : -90° Ouest et 90° Est.

#### Projet BFO - Visp (Bât. C) - 50b: Photovoltaïque (2 champs modules)



Source : Polysun

Graphique 10 - Courbes de production solaire sur le bâtiment C et de consommation pour 2019 du BFO à Viège

Le passage des câbles de la toiture principale au TGBT proposé est le suivant :

1. Toiture col de cygne → Tableau électrique étage 3
2. Tableau électrique étage 3 → Tableau électrique Rez
3. Tableau électrique Rez → Tableau électrique Principal sous-sol

Compte tenu des résultats de production obtenu et du taux d'autoconsommation élevé, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit du bâtiment C du BFO avec une installation solaire photovoltaïque.

## 7.8 BFO à Brig

### Informations générales :



Source : geo.admin.ch

Figure 45 – Vue satellite du BFO à Brig

**GRD :** EnBAG AG

**Adresse :** Alte Simplonstrasse 53, Brig

**Chauffage :** Gaz

**Composition du toit :** Bât. B - Végétalisation extensive

Le bâtiment C n'a pas été analysé en profondeur car les surfaces à disposition ont été jugées insatisfaisantes pour la mise en place d'une installation solaire. La surface goudronnée est en fait accessible à pied et sert de cours de récréation. De plus, un filet de protection d'une hauteur de 2 mètres est installé le long de la façade Ouest et Nord ce qui provoque des ombrages sur l'ensemble de la surface végétalisée et ce durant la majeure partie de la journée.

Le bâtiment A comporte une nouvelle construction sur la partie centrale. La surface restant à disposition n'a pas été analysée dans cette étude mais est conseillée dans le cas où une installation solaire est installée sur le bâtiment B.

Deux variantes ont été simulées ici : la première, en ne considérant que la courbe de charge du bâtiment B et la deuxième, en prenant la consommation du bâtiment A et B. L'introduction du bâtiment B est de 160 A. Elle est reliée au bâtiment A, où se trouve l'introduction principal du site provenant du transformateur.





Source : de l'auteur

Figure 46 – Toit du bâtiment B du BFO à Brig

La présence d'une antenne sur la partie Nord de la toiture du bâtiment C peut provoquer de l'ombre indésirable sur les modules pendant une partie de la journée.



Source : de l'auteur

Figure 47 – Toit du bâtiment C partie Sud du BFO à Brig



Source : de l'auteur, TRIDESIGN

Figure 48 – Calepinage réalisé sur le bâtiment B du BFO à Brig

La puissance installée est 110,22 kWp avec 334 modules. Il s'agit de la puissance maximale admissible par l'introduction. L'orientation des modules est la suivante : -61° Ouest et 119° Est.

**PV sur Bât. B avec CDC uniquement Bât. B :**

**Consommation 2019 :** 48'491 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 9'450 CHF

**Production solaire 2019 :** 116'648 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 21,6 %

**Nombre de modules :** 334

**Puissance nominale installée :** 110,22 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 6,4 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 189'533 CHF

**VAN 30 ans :** 52'371 CHF

**PV sur Bât. B avec CDC des Bât. A & B :**

**Consommation 2019 :** 167'895 kWh

**Gain sur facture 2019 avec PV :** 10'168 CHF

**Production solaire 2019 :** 116'661 kWh

**Taux d'autoconsommation :** 55,7 %

**Nombre de modules :** 334

**Puissance nominale installée :** 110,22 kW

**Prix de revient sur 30 ans :** 6,4 ct/kWh

**Coût totale installation sans RU :** 189'533 CHF

**VAN 30 ans :** 97'809 CHF

Comme le montre la deuxième simulation, le taux d'autoconsommation a plus que doublé en considérant le bâtiment A. Il est impératif de veiller à ce qu'il soit effectivement possible de distribuer l'énergie produite d'un bâtiment vers l'autre.

Compte tenu des résultats de production obtenu et du taux d'autoconsommation élevé, du bilan financier et de la visite sur place, je conseille fortement d'équiper le toit du bâtiment B du BFO avec une installation solaire photovoltaïque.

## 8 Conclusion

L'Etat du Valais, en ayant choisi de favoriser l'énergie solaire dans sa politique énergétique renouvelable semble avoir fait un choix judicieux. En effet, ce travail a montré que le potentiel photovoltaïque sur les bâtiments de l'Etat est conséquent au vu du nombre de biens immobiliers dont il est le propriétaire. Les bilans financiers des installations étudiées ont tous démontré que les projets étaient rentables sur la durée de vie de l'installation et qu'un gain financier non-négligeable pouvait être perçu.

D'une part, la production d'énergie photovoltaïque permet de réduire les factures d'électricité des bâtiments en maximisant l'autoconsommation et en revendant l'excédent produit au réseau. D'autre part, l'Etat montre l'exemple à suivre dans une démarche concrète qui vise la promotion des énergies de demain.

A la problématique du financement d'une installation solaire par un organisme public, des éléments de réponse ont été avancés dans ce rapport. Les exemples du canton de Fribourg et celui de Genève démontrent que des solutions concrètes existent. Il convient de discuter et de collaborer avec des entreprises spécialisées qui voient dans des projets tels que celui qu'ambitionne le canton du Valais, une opportunité financière et valorisante pour les deux camps.

Compte tenu des résultats satisfaisants obtenus dans cette étude, il ne semble pas excessif d'imaginer à l'avenir que l'Etat du Valais se dote de manière massive d'installations photovoltaïques sur les toits de ses bâtiments et contribue, de par ce fait, à une politique énergétique verte, minimisant les impacts sur le climat et l'environnement, pour assurer à ses citoyens une meilleure qualité de vie.

## 9 Recommandations et limite du travail

Les résultats obtenus dans ce travail peuvent servir à l'Etat du Valais afin d'effectuer des appels d'offres publics. Sur la base de ces informations, il peut juger de la qualité et de l'intérêt qu'il faut apporter ou non en réponse à l'offre proposée.

Dans un premier temps, il serait intéressant d'utiliser un autre logiciel permettant de simuler la production d'une installation photovoltaïque, de manière à valider et confirmer la qualité des résultats obtenus.

La méthodologie appliquée dans ce travail peut être utilisée pour estimer le potentiel de production solaire de tous les autres bâtiments qui sont en mesure d'accueillir une installation sur leur toiture.

Il est capital, à mon sens, d'insister auprès des concierges des bâtiments sur l'importance des relevés hebdomadaires systématiques. Ces relevés sont garants d'une bonne connaissance de la répartition de la consommation dans un bâtiment. C'est sur cette base solide que peut être évalué précisément le taux d'autoconsommation.

La réalisation d'un calepinage nécessite de l'expérience de façon à évaluer correctement l'influence que peut avoir un obstacle sur le rendement de l'installation et adapter les chaînes de modules en conséquence.

Les courbes de charge construites lors de cette étude, peuvent contenir des imprécisions liées à l'estimation de la consommation d'un bâtiment lorsque ces informations étaient manquantes. Néanmoins, elles restent fiables et représentatives de la réalité.

## 10 Bibliographie

Bodie, Z., Merton, R., Thibierge, C., & Samuelson, P. (2017). *Finance* (Pearson).

Confédération suisse. (2019). *Encouragement du photovoltaïque Fiche d'information*.

Confédération suisse, & DETEC. (2020a). *Principes de la politique énergétique*.

<https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/energie/principes-de-la-politique-energetique.html#>

Confédération suisse, & DETEC. (2020b). *Stratégie énergétique 2050*. <https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/energie/energiestrategie-2050.html>

Confédération suisse, O. fédéral de l'énergie O. (2020). *Fiche d'information 1 Modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)*. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/60854.pdf>

Conseil fédéral, DETEC, & Office fédéral de l'énergie. (2020). *Le Conseil fédéral entend renforcer les énergies renouvelables indigènes et ouvrir le marché de l'électricité*. <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-78665.html>

DEET. (2014). *Les marchés publics de A à Z*. <https://www.vs.ch/documents/76433/330344/Guide%20sur%20les%20march%20E9s%20publics%20de%20A%20%E0%20z/f433d9dc-23db-46d6-ab32-0530344c8ae0?t=.now?long>

Etat de Fribourg. (2018). L'Etat de Fribourg inaugure sa première toiture photovoltaïque. *Direction de l'aménagement, de l'environnement et des constructions*. <https://www.fr.ch/daec/actualites/letat-de-fribourg-inaugure-sa-premiere-toiture-photovoltaique>



- Fournier, J., Vannay, C., & Service de l'énergie et des forces hydrauliques, (SEFH). (2019). *Valais, Terre d'énergies : Ensemble vers un approvisionnement 100% renouvelable et indigène. Vision 2060 et objectifs 2035*. <https://www.vs.ch/documents/87616/178920/%282019%29+Vision+2060+et+objectifs+2035.pdf/9d08113e-7ad6-43a9-ac0f-0a89f857ffd7?t=1556524822412>
- Henri, R., Antonia, H., & Anne-Claude, S. M. (2017). *L'Etat de Genève généralise l'énergie solaire sur ses bâtiment en partenariat avec SIG*. [https://ww2.sig-ge.ch/sites/default/files/2017-11/20170124\\_DALE\\_SIG\\_solaire\\_batiments\\_etat.pdf](https://ww2.sig-ge.ch/sites/default/files/2017-11/20170124_DALE_SIG_solaire_batiments_etat.pdf)
- LcAIMP. (2012). *726.1 Loi concernant l'adhésion du canton du Valais à l'accord intercantonal sur les marchés publics (LcAIMP)*. [https://lex.vs.ch/app/fr/texts\\_of\\_law/726.1](https://lex.vs.ch/app/fr/texts_of_law/726.1)
- Leimgruber, J., & Prochinig, U. (2009). *La comptabilité comme instrument de gestion* (2009<sup>e</sup> éd.). Verlag SKV.
- Longi Solar. (2019). *Datasheet LR6-72BK-330M*. <https://en.longi-solar.com/uploads/attach/20170226/58b2d535a44a2.pdf>
- Office fédéral de l'énergie. (2020). *Révision de la LApEl*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/loi-sur-approvisionnement-en-electricite-lapel/revision-lapel.html>
- OIKEN. (2020). *Tarifs de l'électricité 2020*.
- Romande Energie. (2019). *Contracting énergie solaire*. [https://www.romande-energie.ch/images/files/entreprises/contracting/re\\_fiche\\_contracting\\_energie\\_solaire.pdf](https://www.romande-energie.ch/images/files/entreprises/contracting/re_fiche_contracting_energie_solaire.pdf)
- Sachs, W., & Lüthi-Studer, H. (2015). *Optimiser l'autoconsommation de courant photovoltaïque—Manuel*.
- SIKA. (2020). *Systèmes de toiture SIKA Documentation toiture plate (TPO)*. [https://che.sika.com/content/dam/dms/ch01/d/TR\\_Systemheft\\_Flachdach\\_fr.pdf](https://che.sika.com/content/dam/dms/ch01/d/TR_Systemheft_Flachdach_fr.pdf)

- SolarMax. (2015). *SolarMax série MT*. [https://www.solarmax.com/Downloads/SWR\\_MT\\_IM\\_FR.pdf](https://www.solarmax.com/Downloads/SWR_MT_IM_FR.pdf)
- Stickelberger, D., & Moll, C. (2020). *Guide pratique des installations solaires*. Swissolar. [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Fachleute/Photovoltaik\\_Leitfaden/200309\\_Leitfaden\\_RPG\\_Kurzfassung\\_FR.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Photovoltaik_Leitfaden/200309_Leitfaden_RPG_Kurzfassung_FR.pdf)
- SuisseEnergie. (2017). *Comment optimiser la consommation propre de courant solaire Manuel. automne 2017, 805.529.F*. [https://www.vese.ch/wp-content/uploads/EnergieSchweiz-Broschuere-Solarstrom\\_Eigenverbrauch\\_optimieren-FR.pdf](https://www.vese.ch/wp-content/uploads/EnergieSchweiz-Broschuere-Solarstrom_Eigenverbrauch_optimieren-FR.pdf)
- SuisseEnergie. (2019). *Guide pratique de la consommation propre*. [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Swissolar/Top\\_Themen/2019.12.19\\_Leitfaden-Eigenverbrauch\\_2.1\\_fr.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Swissolar/Top_Themen/2019.12.19_Leitfaden-Eigenverbrauch_2.1_fr.pdf)
- SuisseEnergie. (2020). *RPC*. <https://www.suisseenergie.ch/page/fr-ch/rpc>
- Suva. (2015). *Energie solaire : Intervenir en toute sécurité sur les toits Montage et entretien d'installations solaires*.
- Swissolar. (2020a). *Assurer l'alimentation électrique Le soleil, second pilier majeur aux côtés de l'hydroélectricité*. [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Swissolar/Top\\_Themen/Swissolar\\_Alimentation\\_electrique.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Swissolar/Top_Themen/Swissolar_Alimentation_electrique.pdf)
- Swissolar. (2020b). *Fiche d'information Electricité solaire*. [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/Branchen-Faktenblatt\\_PV\\_CH\\_fr.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/Branchen-Faktenblatt_PV_CH_fr.pdf)
- VKF, AEAI, & AICAA. (2017). *Guides de protection incendie*.
- ZinCO AG. (2019). *Energie solaire et végétalisation de toitures*. [https://zinco.ch/sites/default/files/2019-09/ZinCo\\_energie\\_solaire.pdf](https://zinco.ch/sites/default/files/2019-09/ZinCo_energie_solaire.pdf)
- Zufferey, J.-B., Beyeler, M., & Studer, A. (2020). *Réglementation des marchés publics en Suisse* (Schulthess Verlag).

# 11 Annexe

## Annexe 1 : Tarifs électricité 2020 OIKEN

### Tarifs de l'électricité 2020

#### Tarif simple

<b>Energie</b>		
Consommation	[ct/kWh]	7.40
Abonnement	[CHF/mois]	3.00
<b>Acheminement</b>		
Consommation	[ct/kWh]	5.00
Abonnement	[CHF/mois]	7.00
<b>Redevances</b>		
PCP		12 % sur l'acheminement
RPC + Protection eaux	[ct/kWh]	2.30
<b>Total</b>		
Consommation	[ct/kWh]	15.30
Abonnement	[CHF/mois]	10.84

#### Tarif temporaire / chantier

<b>Energie</b>		
Consommation	[ct/kWh]	10.30
<b>Acheminement</b>		
Consommation	[ct/kWh]	4.70
Abonnement	[CHF/mois]	30.00
<b>Redevances</b>		
PCP		12 % sur l'acheminement
RPC + Protection eaux	[ct/kWh]	2.30
<b>Total</b>		
Consommation	[ct/kWh]	17.86
Abonnement	[CHF/mois]	33.60

#### Tarif puissance basse tension

		Tarif A	Tarif B
<b>Energie</b>			
Consommation HC hiver	[ct/kWh]	7.50	
Consommation HP hiver	[ct/kWh]	9.50	
Consommation HC été	[ct/kWh]	6.10	
Consommation HP été	[ct/kWh]	7.20	
<b>Acheminement</b>			
Consommation	[ct/kWh]	6.00	2.40
Puissance	[CHF/kW.an]	12.00	103.20
Réactif	[ct/kvarh]	5.00	
<b>Redevances</b>			
PCP		12% sur l'acheminement	
RPC + Protection eaux	[ct/kWh]	2.30	
<b>Total</b>			
Consommation HC hiver	[ct/kWh]	16.52	12.49
Consommation HP hiver	[ct/kWh]	18.52	14.49
Consommation HC été	[ct/kWh]	15.12	11.09
Consommation HP été	[ct/kWh]	16.22	12.19
Puissance	[CHF/kW.an]	13.44	115.58
Réactif	[ct/kvarh]	5.60	5.60

Le tarif le plus avantageux (A ou B) est automatiquement attribué

La part de l'énergie réactive dépassant le 50% de l'énergie active est facturée

#### Tarif puissance moyenne tension

		Tarif A	Tarif B
<b>Energie</b>			
Consommation HC hiver	[ct/kWh]	7.50	
Consommation HP hiver	[ct/kWh]	9.50	
Consommation HC été	[ct/kWh]	6.10	
Consommation HP été	[ct/kWh]	7.20	
<b>Acheminement</b>			
Consommation	[ct/kWh]	5.20	0.60
Puissance	[CHF/kW.an]	10.80	120.00
Réactif	[ct/kvarh]	5.00	
<b>Redevances</b>			
PCP		12% sur l'acheminement	
RPC + Protection eaux	[ct/kWh]	2.30	
<b>Total</b>			
Consommation HC hiver	[ct/kWh]	15.62	10.47
Consommation HP hiver	[ct/kWh]	17.62	12.47
Consommation HC été	[ct/kWh]	14.22	9.07
Consommation HP été	[ct/kWh]	15.32	10.17
Puissance	[CHF/kW.an]	12.10	134.40
Réactif	[ct/kvarh]	5.60	5.60

Le tarif le plus avantageux (A ou B) est automatiquement attribué

La part de l'énergie réactive dépassant le 50% de l'énergie active est facturée

### Tarif de rachat du courant solaire 2020

#### Puissance de l'installation

< 30 kVA	[ct/kWh]	8.2
> 30 kVA et < 1 MVA	[ct/kWh]	6.00 d'avril à septembre et 9.00 d'octobre à mars
> 1 MVA	[ct/kWh]	sur demande

## Annexe 2 : Excel de Etat du Valais pour l'évaluation économique d'une installation PV

</

## Annexe 3 : Fiche technique du modèle de panneau solaire utilisé pour le calepinage

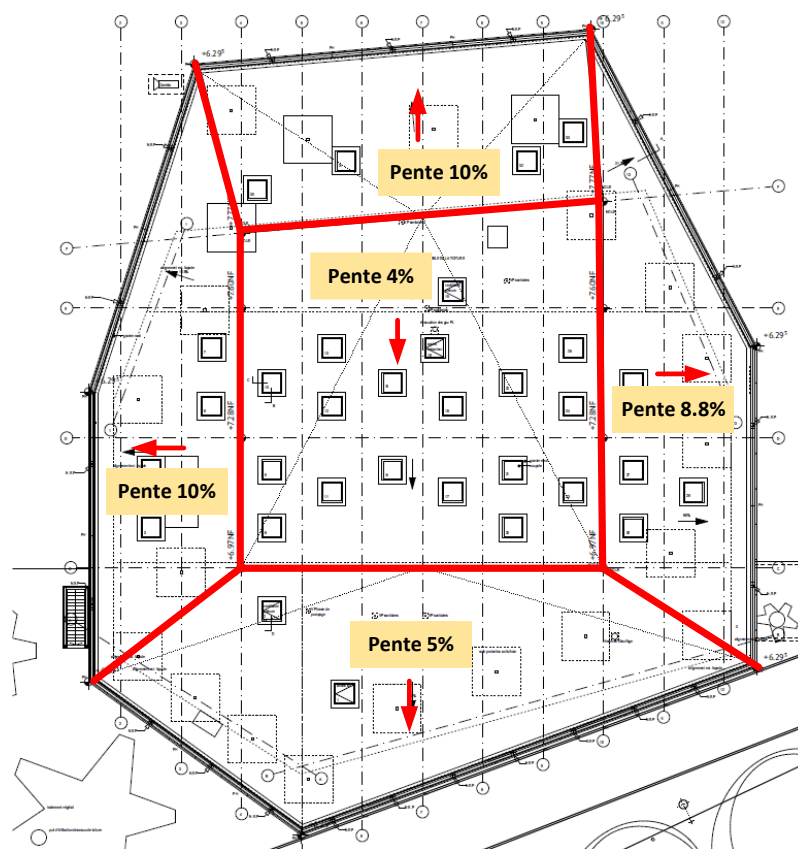
Fabricant :	Suntech Power Co., Ltd.
Modèle:	STP330S-A60/Wfh
Largeur [mm] :	1002
Hauteur [mm] :	1690
Épaisseur [mm] :	35
Cadre:	Aluminium
Poids (kg)	18,9
Puissance [watt] :	330
Type :	Monocrystalline
Installation:	Des deux côtés
Couleur du cadre	Aluminium
Coefficient de température [%/°C] :	-0,37
Taux de rendement STC :	0,195
Courant de sortie MPP - STC [A] :	9,52
Tension de sortie MPP - STC [V] :	34,7
Courant de court-circuit [A] :	10,13
Tension en circuit ouvert (V) :	40,7
Coefficient de température courant [%/K] :	0,05
Coefficient de température tension [%/K] :	-0,304
Tension système max. UE :	1000
Isolation galvanique nécessaire :	Non



Annexe 4 : Excel utilisé pour construire la courbe de charge des bâtiment

Cas 1 : Si Tgoal > TL : = SLx + (SLx / \$TL) * (\$Tgoal - \$TL)									
Cas 2 : Si Tgoal < TL : = SLx - (SLx / \$TL) * (\$TL - \$Tgoal)									
TL (Somme sem type)		3424.12						TL	161255.648
Semaine vacances								Tgoal	163969.938
Date	Tgoal	Si cas 1 : (Tgoal - \$TL) Si cas 2 : (\$TL - Tgoal)	Horodatage 2019	Sem type Lexen	Valeur avec ratio sans fériés/vacances	Jours fériés Semaines vacances CDC avec jours fériés et vacances	CDC 2019 - CCTL St-Maurice	Corr. Pour atteindre total 2019	
07.01.2019	2454	970.12	01.01.2019 00:00	14.927	10.698	9.606	9.606	9.768	
14.01.2019	3444	19.88	01.01.2019 01:00	14.753	10.573	9.288	9.288	9.445	
21.01.2019	3234	190.12	01.01.2019 02:00	12.027	8.619	9.704	9.704	9.867	
28.01.2019	3204	220.12	01.01.2019 03:00	11.220	8.041	8.772	8.772	8.920	

Annexe 5 – Plan de toiture du CCTL à St-Maurice avec pentes des différents pans



Annexe 6 – Schéma de distribution électrique pour les différents bâtiments de l'EPCA à Sion transmis par OIKEN

