



# PROJET PHOTOVOLTAÏQUE EN TOITURE – CENTRE TECHNIQUE MUNICIPAL

Commune de Chamonix

## RAPPORT D'ETUDE DE FAISABILITE

Syndicat des Énergies et de l'Aménagement Numérique de Haute Savoie (SYANE)



VERSION	DESCRIPTION	ÉTABLI(E) PAR	CONTROLÉ(E) PAR	APPROUVÉ(E) PAR	DATE
V0	Rapport d'étude de faisabilité version initiale	Yohann Le Denic	Jérôme Mercier	William Puangsudrac	Octobre 2022
V1	Rapport corrigé suite remarques SYANE	Yohann Le Denic	Jérôme Mercier	William Puangsudrac	Octobre 2022

**ARTELIA**  
**Equipe Energies Renouvelables**  
2 avenue Lacassagne  
69425 LYON Cedex 03  
Tel. : +33 (0)4 37 65 56 00  
Fax : +33 (0)4 37 65 56 01

# SOMMAIRE

<b>SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS .....</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>7</b>
1.1. Contexte du projet photovoltaïque .....	7
1.2. Mission d'Artelia .....	7
<b>2. ETAT DES LIEUX.....</b>	<b>8</b>
2.1. Localisation .....	8
2.2. Zones étudiées pour l'installation PV.....	9
2.3. Sécurité et accès en toiture .....	9
2.4. Charpente et couverture .....	10
<b>3. CONSOMMATIONS ÉLECTRIQUES DU SITE .....</b>	<b>11</b>
3.1. Analyse des factures d'électricité .....	11
<b>4. PRÉSENTATION TECHNIQUE ET DIMENSIONNEMENT .....</b>	<b>12</b>
4.1. Calepinage.....	12
4.2. Fixation des modules photovoltaïques .....	13
4.3. Faisabilité structurelle .....	13
4.4. Architecture électrique.....	14
4.5. Raccordement au réseau Enedis .....	16
4.6. Aménagements annexes prévus .....	16
<b>5. ESTIMATION DU POTENTIEL DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ...</b>	<b>17</b>
<b>6. ETUDE ECONOMIQUE ET FINANCIÈRE .....</b>	<b>19</b>
6.1. Coûts d'exploitation .....	19
6.2. Evaluation des recettes annuelles .....	19
6.3. Scénario 1 – Projet sans préau en autoconsommation avec vente du surplus .....	21
6.4. Scénario 2 – Projet sans préau en vente totale .....	22
6.5. Scénario 3 – Projet avec préau en autoconsommation avec vente du surplus.....	23
6.6. Analyse Economique .....	24

7. AUTORISATIONS ADMINISTRATIVES .....	26
8. PLANNING DE DÉVELOPPEMENT .....	27

## SYNTHESE ET CONCLUSIONS

Dimensionnement			
	Scénario 1 - Toiture terrasse en autoconsommation avec vente du surplus	Scénario 2 - Toiture terrasse en vente en totalité	Scénario 3 - 2 toitures en autoconsommation avec vente du surplus
Surface de la toiture	2 560 m <sup>2</sup>	2 560 m <sup>2</sup>	2 560 m <sup>2</sup>
Surface de modules PV	969 m <sup>2</sup>	969 m <sup>2</sup>	1 096 m <sup>2</sup>
Type d'installation PV	Rails lestés	Bacs lestés	Bacs lestés
Orientation	55°	55°	55° / -35° / 145°
Inclinaison	10°	10°	10°
Nb de modules PV	504	504	570
Type de module	Monocristallin de 400Wc	Monocristallin de 400Wc	Monocristallin de 400Wc
Puissance crête	201,6 kWc	201,6 kWc	228,0 kWc
Nb d'onduleur	2	2	3
Type d'onduleur	Onduleur String	Onduleur String	Onduleur String
Puissance onduleur	166 kVA	166 kVA	188 kVA
Production d'électricité			
Production d'électricité annuelle max	215,9 MWh/an	215,9 MWh/an	243,5 MWh/an
Productible	1 071 kWh/kWc	1 071 kWh/kWc	1 068 kWh/kWc
Bilan économique			
Investissement	210,3 k€	214,5 k€	234,6 k€
Coût d'exploitation	3 671 €/an	4 005 €/an	3 866 €/an
Tarif de valorisation de l'énergie	11,54 c€/kWh	11,07 c€/kWh	11,50 c€/kWh
Recettes annuelles (1e année)	24 918 €/an	23 905 €/an	27 998 €/an
Temps de retour sur investissement Fonds propres	5 ans	6 ans	4 ans
Temps de retour sur investissement Projet	12 ans	14 ans	12 ans
TRI Projet 20 ans	7,6%	6,2%	7,9%
TRI Projet 30 ans	8,6%	7,0%	8,8%
VAN Projet à 20 ans	97 146 €	65 633 €	114 718 €
VAN Projet à 30 ans	151 544 €	100 361 €	175 766 €
Coût moyen actualisé de l'énergie	7,47 c€/kWh	7,77 c€/kWh	7,26 c€/kWh

Tableau 1 - Synthèse des scénarios étudiés

### **Scénarios proposés**

L'étude de faisabilité porte sur l'équipement du centre technique municipal. La toiture terrasse a été étudiée dans chaque scénario tandis qu'une variante au scénario a pris également en compte la toiture du préau qui présente un potentiel aussi intéressant.

- Scénario 1 : Installation uniquement sur la toiture terrasse principale avec autoconsommation et vente du surplus de la production
- Scénario 2 : Installation uniquement sur la toiture terrasse principale avec vente en totalité de la production
- Scénario 3 : Installation sur la toiture terrasse + toiture du préau avec autoconsommation et vente du surplus de la production

### **Rentabilité**

Le projet a une très bonne rentabilité dans chaque scénario, notamment grâce à une grande surface utilisable et un tarif de valorisation de l'électricité injectée sur le réseau très intéressant. La rentabilité est visible dès la 12<sup>e</sup> ou 14<sup>e</sup> année de fonctionnement de la centrale, quel que soit le scénario. Nous estimons une VAN (Valeur Actuelle Nette) à 30 ans de 151 000€, 100 000€ et 176 000€ respectivement pour les 3 scénarios.

### **Mise en œuvre**

La toiture principale est déjà équipée d'un accès sécurisé et d'acrotères suffisants sur toute la périphérie, satisfaisant aux exigences de sécurité. Néanmoins il sera nécessaire de créer un accès pour la toiture du préau au scénario 3.

Il sera néanmoins nécessaire de valider avec le bureau d'études en charge de la partie structure lors de la construction du bâtiment la capacité de chaque toiture à recevoir une telle installation, en particulier pour la toiture du préau.

Le CTM de Chamonix-Mont-Blanc est situé à environ 1100m d'altitude. Il faut savoir qu'au-dessus de 900m d'altitude, aucun ETN ou Avis Technique de solutions de fixation n'est disponible. **Une contrainte assurantielle supplémentaire est donc à prendre en compte. Il sera nécessaire de sélectionner une solution de fixation qui aura été certifiée par un calcul spécifique du bureau d'étude du fournisseur en question, et validé plus tard par le bureau de contrôle.**

### **Raccordement**

La puissance du TGBT du bâtiment est adaptée aux puissances des centrales envisagées.

Globalement, les scénarios en raccordement direct sur le TGBT du site sont plus simples et moins coûteux que le scénario de raccordement en vente de la totalité, qui lui nécessite des travaux de tranchées vers le poste de livraison voisin.

## 1. INTRODUCTION

### 1.1. CONTEXTE DU PROJET PHOTOVOLTAÏQUE

Suite à une volonté de la Communauté de Communes de la Vallée de Chamonix Mont-Blanc d'agir en faveur de la transition énergétique, des sites ont été identifiés et le Syane a proposé d'accompagner la Communauté de Communes afin de réaliser des études de faisabilité sur son patrimoine bâti.

Cette présente étude porte sur le nouveau centre technique municipal dont la construction s'est terminée récemment.

### 1.2. MISSION D'ARTELIA

Dans le cadre de son partenariat avec le SYANE, la mission d'ARTELIA consiste en l'étude de la faisabilité technique et économique du projet d'installation solaire photovoltaïque (PV) de la commune de Chamonix. Ce projet a initialement pour cible une puissance de 100-300kWc avec valorisation de l'énergie par injection sur le réseau de distribution.

Cette étude permet d'identifier les contraintes techniques et réglementaires du projet, de proposer une solution technique adaptée, d'en présenter l'analyse économique et de donner des indications concernant la planification du projet.

Dans le cadre de cette étude, une visite de site a été réalisée par Yohann LE DENIC, le mardi 19 juillet 2022, accompagné de William Puangsudrac du Syane. La visite a été réalisée en présence de :

Carole ASCENSI

Directrice adjointe aux transitions

[carole.ascensi@ccvcmb.fr](mailto:carole.ascensi@ccvcmb.fr)

07.61.29.81.85

&

Une responsable de l'association Toits des Cimes

Les données d'entrées suivantes ont été recueillies :

- Plans et notes de calculs structure du préau
- Note de calcul structure du bâtiment principal
- Factures du bâtiment en 2021 et 2022

## 2. ETAT DES LIEUX

### 2.1. LOCALISATION

Le site du CTM est localisé à l'adresse suivante : Route des papillons, 74400 Chamonix.

Il ne présente pas de contrainte d'accès particulière. Une base-vie pourra facilement être installée sur le site.

Il n'est pas noté de présence de monuments historiques à proximité du site.



Figure 1 - Vue aérienne du site



## 2.2. ZONES ETUDIÉES POUR L'INSTALLATION PV

Les surfaces étudiées concernent la totalité de la surface de toiture terrasse et le préau au-dessus d'entreposage de matériel. Une toiture terrasse composée de graviers sur le bâtiment et de bac acier sur le préau. L'étude est réalisée sur deux scénarios de calepinages différents et deux scénarios de raccordement différents.

L'orientation choisie pour les panneaux sur la toiture terrasse est un azimut de 55° (Ouest). Celle-ci a été choisie pour limiter les pertes dues aux ombrages lointains, qui seraient plus importantes avec une orientation Sud-Est. Sur la toiture du préau, les panneaux sont installés en parallèle de la pente (de 4° d'inclinaison seulement, presque à plat) et suivent donc une orientation Nord/Sud d'azimuts -35°/145°.



Figure 2 - Zone d'implantation potentielle pour la centrale PV

## 2.3. SECURITE ET ACCES EN TOITURE

Il est nécessaire de permettre les interventions en sécurité sur la toiture, pour la phase chantier comme la phase exploitation. Ces équipements doivent être révisés tous les ans par un organisme agréé pour en vérifier l'état.

Tous les équipements nécessaires à l'accès en toiture et la sécurité de circulation dessus sont existants. Aucun aménagement ne sera demandé. Seul un accès en toiture du préau est recommandé (plutôt que de devoir recourir à une nacelle à chaque intervention).

## 2.4. CHARPENTE ET COUVERTURE

### Bâtiment principal :

La structure du bâtiment est une dalle béton. Les notes de calculs du bureau d'étude structure en charge de la conception du bâtiment sont disponibles. Notre analyse visuel et théorique statue sur une validation de la capacité porteuse. Nous recommandons de faire vérifier ces calculs par un bureau d'études spécialisé et potentiellement vérifier l'état de la dalle béton et du complexe de couverture. Selon la capacité du fournisseur de la solution d'intégration des modules sur cette toiture de pouvoir réutiliser une partie des graviers pour lester l'installation, l'installation PV peut aller de 15 à 60kg/m<sup>2</sup> par endroit.

La couverture est composée d'un complexe avec graviers. Il est possible de réutiliser tout ou partie de ces graviers pour l'installation des modules.



Figure 3 - Photos de couverture (à gauche) et de la structure porteuse du bâtiment (à droite)

### Préau :

La structure du préau est une structure métallique. Les notes de calculs du bureau d'étude structure en charge de la conception du bâtiment sont disponibles. Notre analyse visuel et théorique statue sur une validation de la capacité porteuse. Nous recommandons de faire vérifier ces calculs par un bureau d'études spécialisé.

La couverture est composé de bac acier, adapté à une installation en surimposition limitant le poids de la centrale ici à maximum 18kg/m<sup>2</sup>.

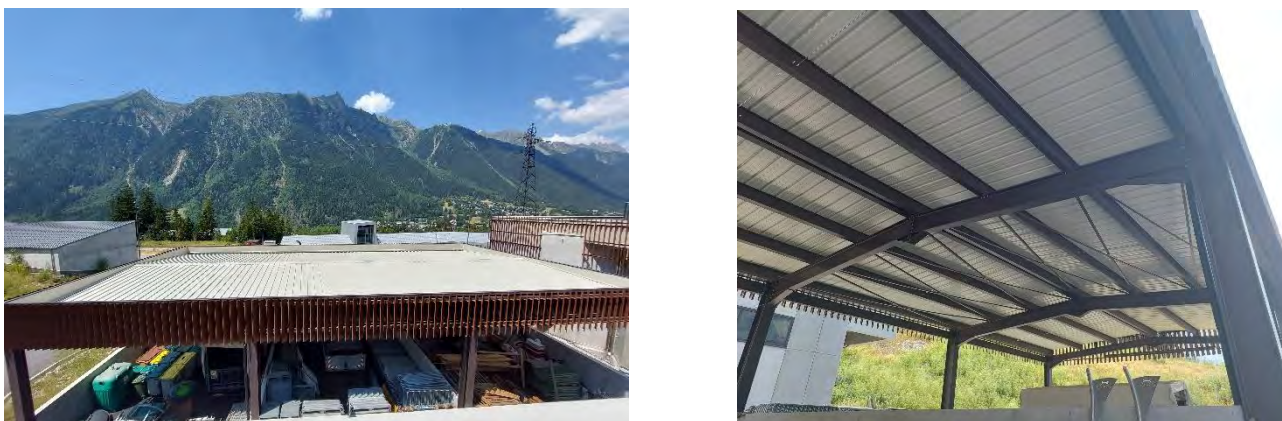


Figure 4 - Photos de couverture (à gauche) et de la structure porteuse du préau (à droite)

### 3. CONSOMMATIONS ELECTRIQUES DU SITE

#### 3.1. ANALYSE DES FACTURES D'ÉLECTRICITE

Afin de faire l'étude de faisabilité photovoltaïque en autoconsommation, nous devons étudier la courbe de charge du bâtiment et la comparer avec la courbe de production simulée par nos logiciels. Nous n'avons pas pu accéder à la courbe de charge du bâtiment, les données n'étant à priori pas communicantes. Nous avons donc reconstruit une courbe de charge théorique avec les données mensuelles à dispositions sur une année complète et les courbes de charges de plusieurs CTM que nous avons déjà étudié, permettant de ressortir un profil de consommation au plus proche de la réalité.

Les factures permettent de déterminer les tarifs en vigueur sur le contrat, en retrouvant ces différentes composantes :

- Le prix de l'énergie (acheminement + fourniture)
- Les taxes locales (communales et départementales)
- La CSPE
- La TVA à 20%

	Tarif €/kWh	Saison concernée		Tranche horaire concernée	
		du mois	au mois	de l'heure	à l'heure
<b>HPH</b>	<b>0,1751</b>	11	4	6	22
<b>HCH</b>	<b>0,1271</b>	11	4	22	6
<b>HPE</b>	<b>0,1190</b>	4	11	6	22
<b>HCE</b>	<b>0,1020</b>	4	11	22	6

Tableau 2 - Tarifs de l'électricité en vigueur sur ce site

Ces données nous permettent de déterminer un tarif moyen de l'énergie autoconsommée. Celui-ci est de **13,93c€/kWh**.

Au vu de l'évolution tarifaire en 2022, nous avons préféré nous baser sur les factures d'énergie de l'année 2021, représentatives d'un contexte plus stable et réaliste pour les 30 prochaines années de durée de vie de la centrale.

La production d'énergie horaire de la centrale PV est d'abord comparée avec la consommation horaire du site pour déterminer la quantité d'énergie autoconsommée. Puis les tarifs de l'électricité en €/kWh présentés ci-dessus permettent d'obtenir le total des économies réalisées. Cette valeur est divisée par le total de l'énergie produite autoconsommée et on obtient le tarif moyen de l'énergie autoconsommée.

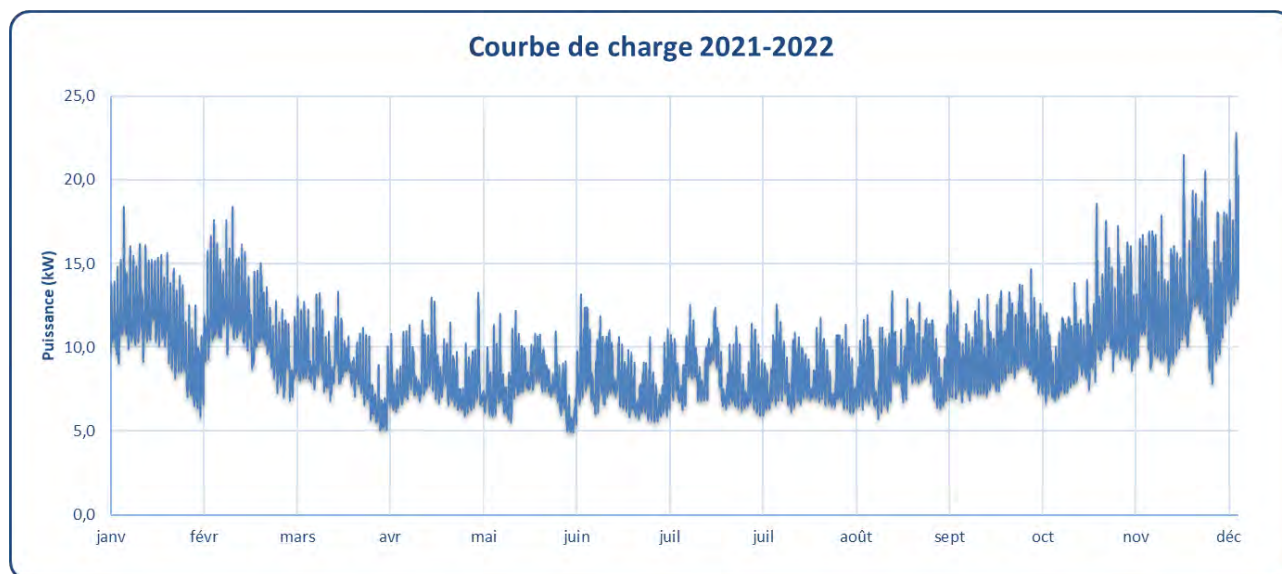


Figure 5 – Courbe de charge de référence du bâtiment

## 4. PRESENTATION TECHNIQUE ET DIMENSIONNEMENT

### 4.1. CALEPINAGE

[WP1] La figure ci-dessous présente les calepinages proposés pour le projet photovoltaïque :



Figure 6 - Calepinages proposés pour l'installation photovoltaïque aux scénarios 1 et 2 (à gauche) et au scénario 3 (à droite)

L'installation photovoltaïque proposée sur la toiture terrasse du bâtiment est une installation en rails lestés : les modules sont inclinés à  $10^\circ$ , avec un azimut de  $55^\circ$  (Ouest). Celle proposée sur le préau est une installation en surimposition de la couverture en bac acier : les modules sont inclinés à  $4^\circ$  avec un azimut Nord/Sud de  $-35^\circ/145^\circ$ .

Les modules considérés dans cette étude sont des modules monocristallin 400W. Cet équipement est considéré car il correspond au standard disponible sur le marché au moment de cette étude.

Aux scénarios 1 et 2, il est prévu un total de 504 modules photovoltaïques. La puissance crête de l'installation PV est de **201,6kWc**.

Au scénario 3, il est prévu un total de 570 modules photovoltaïques. La puissance crête de l'installation PV est de **228kWc**.

Les calepinages prennent en compte les obstacles présents en toiture, notamment les becs à col de cygne qui permettent d'amener en toiture des câbles de chauffage pour faire fondre la neige sur certains points de la toiture, pas forcément visibles sur les vues satellites. Nous avons prévu les circulations en toiture au milieu des rangées de panneaux au droit de ces obstacles.

## 4.2. FIXATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

La fixation des modules PV nécessite d'être adaptée au type de couverture présent en toiture et validée par le diagnostic structure de la toiture. Les solutions considérées ici sont les suivantes :

- Fixation en **rails lestés**. Les modules sont fixés sur des rails reliés entre eux et lestés en général par des blocs de béton sur les extrémités des rangées. Il est possible ici de réutiliser des graviers comme lests à la place de ces blocs de béton à condition de les conditionner dans des sacs stables. Les modules sont fixés dans le pan de la toiture. Une **vérification structurelle** permettra de valider la faisabilité de cette solution.
- Fixation en **surimposition** sur bac acier. Les rails de support des modules sont fixés sur les pannes via des crochets spécifiques. Les modules sont fixés dans le pan de la toiture. Le **diagnostic structure** permettra de valider la faisabilité de cette solution.



Figure 7 – Fixation des modules sur rails lestés



Figure 8 – Fixation des modules en surimposition sur bac acier

Le CTM de Chamonix-Mont-Blanc est situé à environ 1100m d'altitude. Il faut savoir qu'au-dessus de 900m d'altitude, aucun ETN ou Avis Technique de solutions de fixation n'est disponible. **Une contrainte assurantielle supplémentaire est donc à prendre en compte. Il sera nécessaire de sélectionner une solution de fixation qui aura été certifiée par un calcul spécifique du bureau d'étude du fournisseur en question, et validé plus tard par le bureau de contrôle.**

## 4.3. FAISABILITE STRUCTURELLE

Comme expliqué au chapitre 2.4, une vérification des notes de calculs des bureaux d'études structure en charge de la conception du bâtiment et du préau seront nécessaires.

Chamonix-Mont-Blanc est située à une altitude élevée et dans la zone de neige la plus contraignante de la réglementation régissant le dimensionnement des charpentes et des installations photovoltaïques. Le site étant récent, il respecte les normes en vigueur sur ce sujet.

## 4.4. ARCHITECTURE ELECTRIQUE

L'architecture électrique proposée est de type onduleurs strings.

Ce type d'architecture présente l'avantage d'être économique (car très répandue) avec des onduleurs présentant de très bons rendements. Un onduleur string est l'équivalent en dimension d'un tableau électrique classique.

Les liaisons électriques en Courant Continu (CC) cheminent sous les modules et en chemin de câble capotés jusqu'aux onduleurs string. L'emplacement de l'onduleur discuté lors de la visite serait idéalement sur la façade extérieure du bâtiment, proche du préau. Il suffirait d'y ajouter une casquette au-dessus des organes électriques afin de les protéger des intempéries et du soleil direct.

A la sortie des onduleurs, les câbles circuleront en chemin de câble capotés à l'intérieur du bâtiment jusqu'au TGBT, situé au R-1, dans les scénarios en autoconsommation, ou jusqu'au point de livraison voisin, situé en limite de propriété à l'entrée du site. C'est dans le local TGBT que seront situés le disjoncteur et comptage de la centrale.

Il est prévu 2 onduleurs d'une puissance totale AC de 166 kVA aux scénarios 1 et 2 et 3 onduleurs d'une puissance AC totale de 188kVA au scénario 3. Des groupes de connexions par onduleur sont mis en évidence sur la figure ci-dessous.

Sur l'onduleur de 100kVA, les modules pourront être raccordés en chaînes de 10 à 20 modules. Sur l'onduleur de 66kVA, en chaînes de 22 modules. Enfin, sur l'onduleur de 22kVA, en chaînes de 15 ou 18 modules.

Le schéma électrique du projet PV est en annexe de ce rapport.

L'arrêt d'urgence photovoltaïque sera positionné à côté des autres arrêts d'urgence du bâtiment, au niveau de l'entrée Nord.

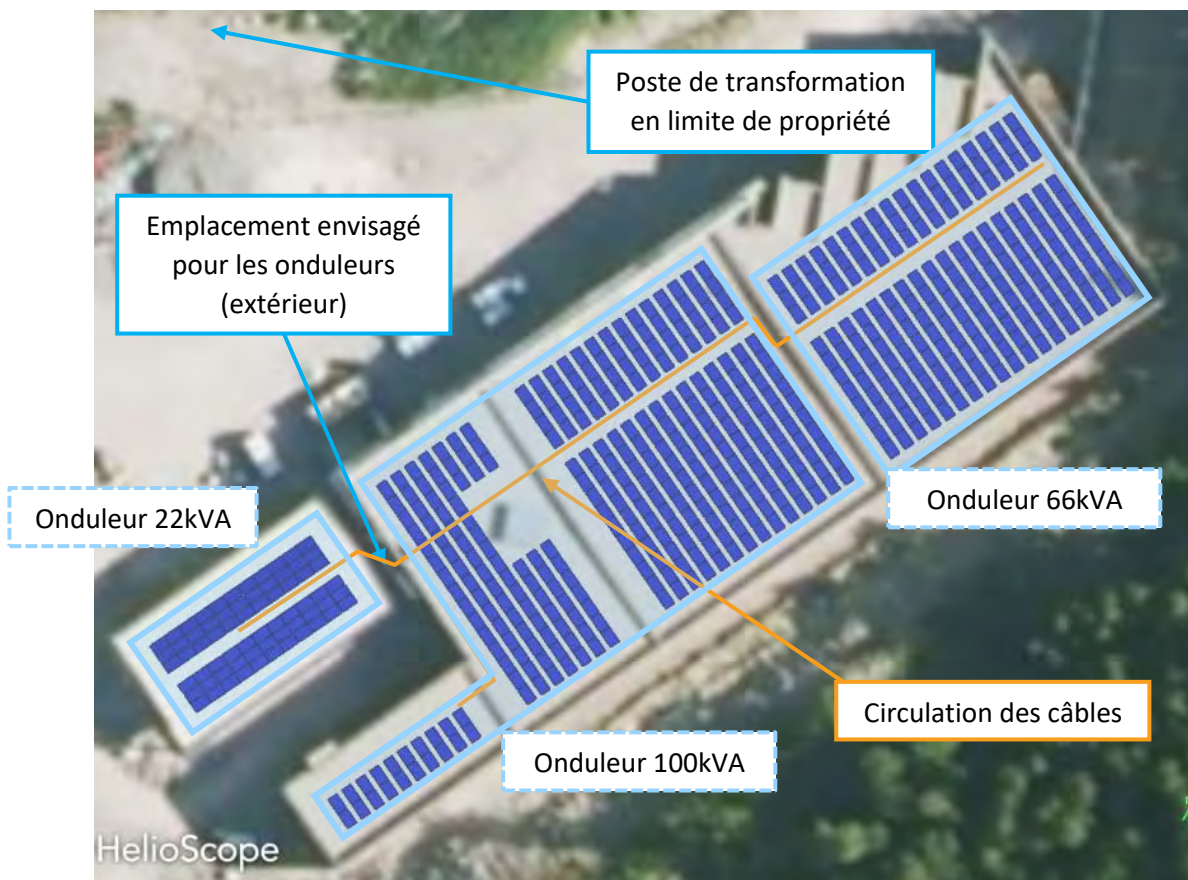


Figure 9 – Emplacement des organes électriques et cheminements



Figure 11 – Photo du TGBT situé au R-1



Figure 10 – Photo des arrêts d'urgence existants, situés à l'entrée Nord



Figure 13 – Endroit privilégié pour la descente des câbles depuis la toiture



Figure 12 – Endroit privilégié pour les onduleurs

#### 4.5. RACCORDEMENT AU RESEAU ENEDIS

Dans le cas d'une vente en totalité au scénario 2 : un compteur et un disjoncteur sont installés à proximité et en dérivation du compteur et disjoncteur existants, dans notre cas ces appareils sont situés dans le local TGBT. Nous estimons qu'il reste suffisamment de place dans ce local pour y installer ces nouveaux éléments.

Une première étude via l'outil de simulation Tera (Tester mon Raccordement) d'ENEDIS montre qu'un raccordement de l'installation photovoltaïque à cette ligne BT ne pose pas de problème pour une installation de 166kVA ou 188kVA. Enedis estime qu'une tranchée d'environ 40m est nécessaire pour le raccordement.

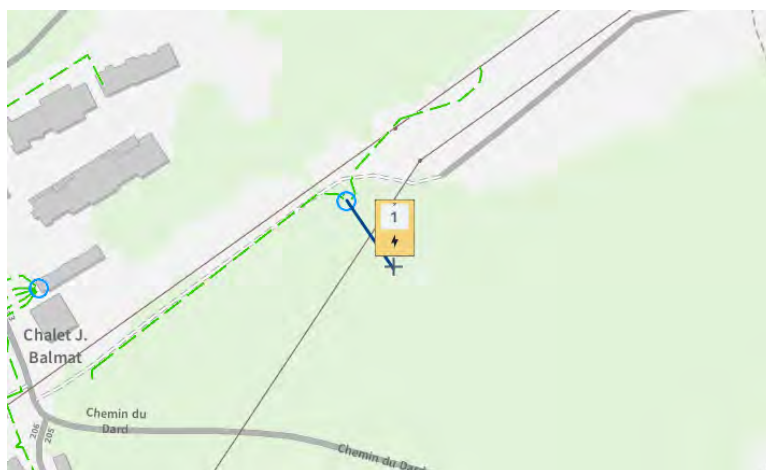


Figure 14 – Point de raccordement de la centrale – Outil TERA

#### 4.6. AMENAGEMENTS ANNEXES PREVUS

Une tranchée est à prévoir uniquement dans le scénario 2. Sinon, le site est adapté pour un raccordement en autoconsommation sans travaux particuliers.



## 5. ESTIMATION DU POTENTIEL DE PRODUCTION D'ENERGIE

L'estimation de la production électrique de la centrale se base sur des données d'irradiation et de température de la base de données météorologiques Helioclim-3 la plus proche.

Pour le site du projet PV, l'irradiation horizontale globale annuelle est de 1397 kWh/m<sup>2</sup>.

**7,5% de pertes d'ombrages** sont mesurées sur l'installation, dont les obstacles en toiture et l'installation avec elle-même représentent environ 2% et la situation enclavée au milieu de la vallée de hautes montagnes 5,5%.

A partir des données météorologiques disponibles et du calepinage proposé, la production d'électricité est estimée en utilisant le logiciel Helioscope.

[WP2] Le productible est de **1071 kWh/kWc/an** aux scénarios 1 & 2 et de **1068 kWh/kWc/an** au scénario 3. La production d'énergie la première année est respectivement de **216 MWh/an** et **244 MWh/an**.

	Valeur	Source ou hypothèse
Irradiation horizontale globale annuelle	1397 kWh/m <sup>2</sup>	Helioclim-3
Disponibilité	98%	Pertes de 2 % au titre des arrêts pour exploitation ou pannes
Perte due à la neige	10,5 % de la production sur les mois d'hiver	Données météo France pour la station de Chambéry. Les pertes dues à la neige concernent la production du mois de décembre, janvier et février
Productible – Scénarios 1 & 2	1071 kWh/kWc	
Production – Scénarios 1 & 2	216 MWh/an	
Productible – Scénario 3	1068 kWh/kWc	
Production – Scénario 3	244 MWh/an	

Tableau 3 - Récapitulatif des données importantes de l'étude de productible

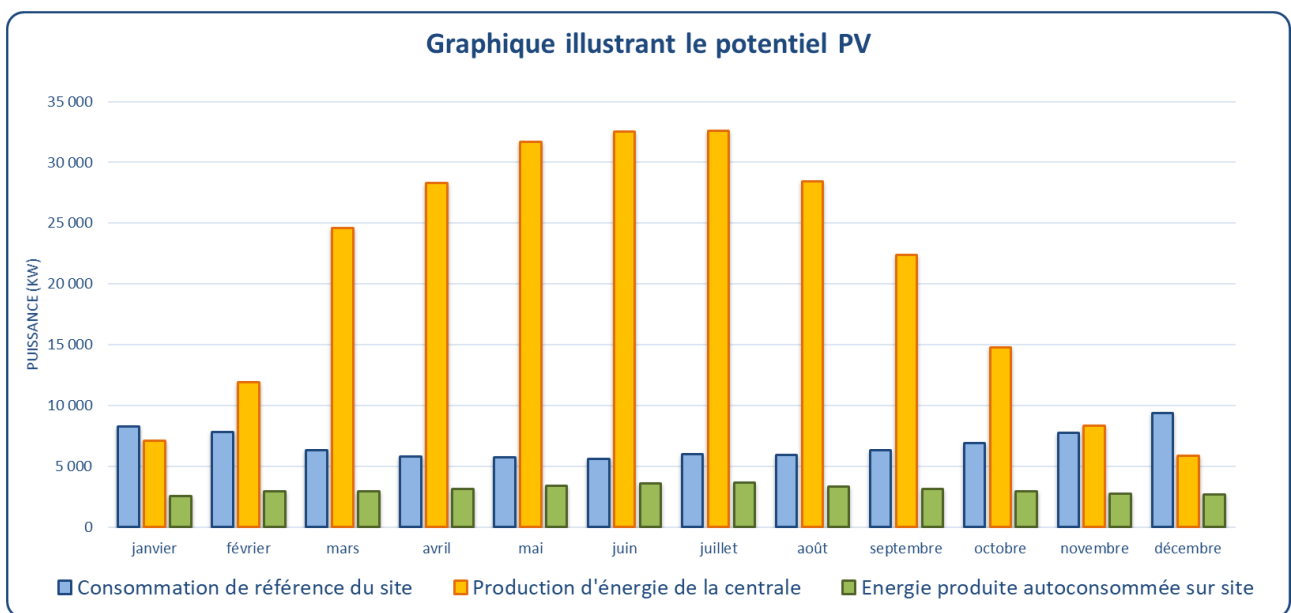


Figure 15 – Répartition mensuelle de la production électrique PV, comparée à la consommation du site

Dans les scénarios 1 et 3, la production d'électricité photovoltaïque est comparée avec la courbe de consommation du site pour évaluer la part d'électricité qui sera autoconsommée et la part en surplus qui sera réinjectée sur le réseau.

Les indicateurs clefs de cette comparaison sont :

$$\text{Taux d'autoconsommation} = \frac{\text{Energie autoconsommée}}{\text{Production PV totale}}$$

**16,5% pour le scénario 1**

**14,5% pour le scénario 3**

$$\text{Taux d'autoproduction} = \frac{\text{Energie autoconsommée}}{\text{Consommation d'énergie totale}}$$

**44,4% pour le scénario 1**

**45,2% pour le scénario 3**

Autrement dit, sur les 216 MWh produit par l'installation PV au scénario 1, 16,5% de cette énergie sera autoconsommée. Cette énergie autoconsommée représente 44,4% de la consommation totale du bâtiment.

Le taux d'autoconsommation est très faible, autrement dit on ne valorisera que très peu l'énergie produite par des économies sur la facture d'électricité, qui est la valorisation la plus élevée possible au vu des tarifs de l'électricité.

Cela s'explique simplement par un besoin limité en électricité et un léger décalage entre production et consommation sur ce profil de bâtiment où la production photovoltaïque est la plus importante sur la période où l'utilisation du bâtiment est la plus faible, durant l'été.

## 6. ETUDE ECONOMIQUE ET FINANCIERE

### 6.1. COUTS D'EXPLOITATION

Les coûts d'exploitation sont liés :

- Aux visites préventives d'inspection qui permettent d'identifier le vieillissement ou la dégradation de certains composants
- A la supervision de la production qui permet d'identifier les problèmes et de sécuriser la production
- A la visite obligatoire des équipements de sécurité
- A la location du compteur et autres prestations d'Enedis liées au comptage
- Globalement, aux prestations nécessaires au bon fonctionnement de l'installation PV

Une provision est prévue pour remplacer intégralement les onduleurs et le système de supervision au cours de la vie de la centrale PV. Les onduleurs strings ont une durée de vie de 12 à 15 ans. Il est possible de souscrire à des extensions de garanties en fonction des fournisseurs.

### 6.2. EVALUATION DES RECETTES ANNUELLES

**Pour un projet en vente totale**, l'arrêté du 6 octobre 2021 fixe les conditions pour bénéficier du tarif d'achat pour les installations photovoltaïques de puissance inférieure à 500kWc implantées sur bâtiment en France métropolitaine continentale. Ces tarifs sont révisés de manière trimestrielle. Ils sont applicables pendant 20 ans.

Ci-dessous la grille tarifaire pour la vente de la totalité de l'énergie produite.

Type de l'installation	Puissance totale	Tarifs réel
		du 01/08/2022 au 31/10/2022
Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 3kWc	20,22 c€/kWh
	≤ 9 kWc	17,18 c€/kWh
	≤ 36 kWc	12,31 c€/kWh
	≤ 100 kWc	10,70 c€/kWh
	≤ 500 kWc	11,07 c€/kWh

Tableau 4 - Grille tarifaire en vigueur pour la vente en totalité

Pour une installation sur bâtiment respectant les critères généraux d'implantation et d'une puissance comprise dans la tranche 100-500kWc, le tarif en cas de vente de la totalité de l'énergie produite est de **11,07c€/kWh**.

Pour un projet en autoconsommation, le même arrêté permet de bénéficier d'un tarif d'achat pour le surplus d'électricité et d'une prime à l'investissement pour le même type d'installations photovoltaïques.

Ci-dessous la grille tarifaire pour la vente du surplus d'énergie et la prime à l'investissement des projets en autoconsommation.

Type de l'installation	Puissance totale	Prime à l'investissement	Rémunération du surplus
		du 01/08/2022 au 31/10/2022	
Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 3kWc	430 €/kWc	10 c€/kWh
	≤ 9 kWc	320 €/kWc	10 c€/kWh
	≤ 36 kWc	180 €/kWc	6 c€/kWh
	≤ 100 kWc	90 €/kWc	6 c€/kWh
	≤ 500 kWc	-	11,07 c€/kWh

Tableau 5 - Grille tarifaire en vigueur pour la vente du surplus et la prime à l'investissement

Pour une installation sur bâtiment respectant les critères généraux d'implantation et d'une puissance comprise dans la tranche 100-500kWc, aucune prime à l'investissement n'est prévue.

La valorisation de l'énergie autoconsommée est estimée en analysant la facturation de la consommation électrique du site, comparé à la courbe de production photovoltaïque. Le détail de cette analyse est présenté en partie 3.1.1. Le tarif de valorisation de l'énergie autoconsommée est estimé à **13,93c€/kWh**. Comme détaillé en partie 5, ce tarif est applicable à 16,5 ou 14,5% de l'énergie photovoltaïque produite selon le scénario choisi.

Les 83,5 ou 85,5% restants de l'énergie produite seront revendues sur le réseau à hauteur de 11,07c€/kWh, même tarif qu'en injection totale.

Ces montants correspondent aux tarifs en vigueur pour un dépôt de demande complète de raccordement. C'est sur cette base que sont estimées les recettes annuelles du projet. Il conviendra de réactualiser ces tarifs en fonction des tarifs réels publiés au journal officiel au moment du dépôt de la demande de raccordement.

La production d'énergie photovoltaïque diminuera à mesure de la dégradation des modules PV, à un taux de 0,5%/an.

### 6.3. SCENARIO 1 – PROJET SANS PREAU EN AUTOCONSOMMATION AVEC VENTE DU SURPLUS

[WP3][WP4] Les coûts d'investissement estimés pour la construction de la centrale PV sont présentés ici :

Coûts de construction				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Installation de chantier, base-vie	1	U	3 000	3 000 €
Fourniture des Modules PV	201 600	Wc	0,36	72 576 €
Structure : Rails lestés	201 600	Wc	0,14	28 224 €
Pose des modules : Rails lestés	201 600	Wc	0,15	30 240 €
Fourniture des onduleurs	166	kVA	60	9 960 €
Supervision	1	U	1 800	1 800 €
Distribution basse tension	201 600	Wc	0,18	35 280 €
Local technique	1	U	3 000	3 000 €
Réseau de terre	1	U	1 500	1 500 €
Raccordement Enedis	1	U	1 800	1 800 €
Maîtrise d'œuvre : lot photovoltaïque	1	U	12 000	12 000 €
Consuel / bureau de contrôle	1	U	3 500	3 500 €
Assurance chantier	185 580	U	0,8%	1 485 €
Divers, imprévus et diagnostics complémentaires	199 380	€	3%	5 981 €
<b>TOTAL (€HT)</b>				<b>210 346 €</b>

Tableau 6 - Estimations des coûts de construction

[WP5][WP6] Les coûts d'exploitation estimés pour l'installation sont les suivants :

Coûts d'exploitation annuels				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Assurances	202	kWc	3,9	786 €
Visite annuelle préventive	1	U	900	900 €
Maintenance curative	1	U	350	350 €
Supervision par télégestion	1	U	250	250 €
Visite réglementaire des équipements de sécurité	1	U	120	120 €
Abonnement Télécom	1	U	100	100 €
IFER	166	kVA	3,254	540 €
TURPE	1	U	122,9	123 €
<b>TOTAL (€HT/an)</b>				<b>3 169 €</b>
TVA 20%	2 506	€	20%	501 €
<b>TOTAL (€TTC/an)</b>				<b>3 671 €</b>

Tableau 7 - Estimations des coûts d'exploitation

Les recettes liées à la production d'électricité photovoltaïque sont présentées ci-après :

Recettes annuelles (1e année)				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Energie autoconsommée	35 637	kWh	0,1391	4 958 €
Energie en surplus vendue au réseau < 1100 kWh/kWc	180 305	kWh	0,1107	19 960 €
Energie en surplus vendue au réseau > 1100 kWh/kWc	0	kWh	0,0400	- €
<b>TOTAL (€HT/an)</b>	<b>215 942</b>	<b>kWh</b>	<b>0,1154 €</b>	<b>24 918 €</b>

Tableau 8 - Estimations des recettes annuelles (pour la 1e année de production)

## 6.4. SCENARIO 2 – PROJET SANS PREAU EN VENTE TOTALE

[WP7] Les coûts d'investissement estimés pour la construction de la centrale PV sont présentés ici :

Coûts de construction				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Installation de chantier, base-vie	1	U	3 000	3 000 €
Fourniture des Modules PV	201 600	Wc	0,36	72 576 €
Structure : Rails lestés	201 600	Wc	0,14	28 224 €
Pose des modules : Rails lestés	201 600	Wc	0,15	30 240 €
Fourniture des onduleurs	166	kVA	60	9 960 €
Supervision	1	U	1 800	1 800 €
Distribution basse tension	201 600	Wc	0,18	35 280 €
Local technique	1	U	3 000	3 000 €
Réseau de terre	1	U	1 500	1 500 €
Tranchées	40	ml	100	4 000 €
Raccordement Enedis	1	U	1 800	1 800 €
Maîtrise d'œuvre : lot photovoltaïque	1	U	12 000	12 000 €
Consuel / bureau de contrôle	1	U	3 500	3 500 €
Assurance chantier	189 580	U	0,8%	1 517 €
Divers, imprévus et diagnostics complémentaires	203 380	€	3%	6 101 €
<b>TOTAL (€HT)</b>				<b>214 498 €</b>

Tableau 9 - Estimations des coûts de construction

Les coûts d'exploitation estimés pour l'installation sont les suivants :

Coûts d'exploitation annuels				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Assurances	202	kWc	3,9	786 €
Visite annuelle préventive	1	U	900	900 €
Maintenance curative	1	U	350	350 €
Supervision par télégestion	1	U	250	250 €
Visite réglementaire des équipements de sécurité	1	U	120	120 €
Abonnement Télécom	1	U	100	100 €
IFER	166	kVA	3,254	540 €
TURPE	1	U	457,1	457 €
<b>TOTAL (€HT/an)</b>				<b>3 503 €</b>
TVA 20%	2 506	€	20%	501 €
<b>TOTAL (€TTC/an)</b>				<b>4 005 €</b>

Tableau 10 - Estimations des coûts d'exploitation

Les recettes liées à la production d'électricité photovoltaïque sont présentées ci-après :

Recettes annuelles (1e année)				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Energie vendue < 1100 kWh/kWc	215 942	kWh	0,111	23 905 €
Energie vendue > 1100 kWh/kWc	0	kWh	0,040	- €
<b>TOTAL (€HT/an)</b>	<b>215 942</b>	<b>kWh</b>	<b>0,1107 €</b>	<b>23 905 €</b>

Tableau 11 - Estimations des recettes annuelles (pour la 1e année de production)

## 6.5. SCENARIO 3 – PROJET AVEC PREAU EN AUTOCONSOMMATION AVEC VENTE DU SURPLUS

[WP8] Les coûts d'investissement estimés pour la construction de la centrale PV sont présentés ici :

Coûts de construction				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Installation de chantier, base-vie	1	U	3 000	3 000 €
Accès en toiture du préau	1	U	3 000	3 000 €
Fourniture des Modules PV	228 000	Wc	0,36	82 080 €
Structure : Rails lestés & surimposition bac acier	228 000	Wc	0,13	29 640 €
Pose des modules : Rails lestés & surimposition bac acier	228 000	Wc	0,14	31 920 €
Fourniture des onduleurs	188	kVA	60	11 280 €
Supervision	1	U	1 800	1 800 €
Distribution basse tension	228 000	Wc	0,18	39 900 €
Local technique	1	U	3 000	3 000 €
Réseau de terre	1	U	1 500	1 500 €
Raccordement Enedis	1	U	1 800	1 800 €
Note de vérification étude structurelle	1	U	1 800	1 800 €
Maîtrise d'œuvre : lot photovoltaïque	1	U	12 000	12 000 €
Consuel / bureau de contrôle	1	U	3 500	3 500 €
Assurance chantier	207 120	U	0,8%	1 657 €
Divers, imprévus et diagnostics complémentaires	222 720	€	3%	6 682 €
<b>TOTAL (€HT)</b>				<b>234 559 €</b>

Tableau 12 - Estimations des coûts de construction

Les coûts d'exploitation estimés pour l'installation sont les suivants :

Coûts d'exploitation annuels				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Assurances	228	kWc	3,9	889 €
Visite annuelle préventive	1	U	900	900 €
Maintenance curative	1	U	350	350 €
Supervision par télégestion	1	U	250	250 €
Visite réglementaire des équipements de sécurité	1	U	120	120 €
Abonnement Télécom	1	U	100	100 €
IFER	188	kVA	3,254	612 €
TURPE	1	U	122,9	123 €
<b>TOTAL (€HT/an)</b>				<b>3 344 €</b>
TVA 20%	2 609	€	20%	522 €
<b>TOTAL (€TTC/an)</b>				<b>3 866 €</b>

Tableau 13 - Estimations des coûts d'exploitation

Les recettes liées à la production d'électricité photovoltaïque sont présentées ci-après :

Recettes annuelles (1e année)				
Item	Quantité	Unité	Prix Unitaire (€)	Prix (€HT/an)
Energie autoconsommée	36 270	kWh	0,1393	5 052 €
Energie en surplus vendue au réseau < 1100 kWh/kWc	207 280	kWh	0,1107	22 946 €
Energie en surplus vendue au réseau > 1100 kWh/kWc	0	kWh	0,0400	- €
<b>TOTAL (€HT/an)</b>	<b>243 550</b>	<b>kWh</b>	<b>0,1150 €</b>	<b>27 998 €</b>

Tableau 14 - Estimations des recettes annuelles (pour la 1e année de production)

## 6.6. ANALYSE ECONOMIQUE

Les hypothèses économiques prise en compte pour le calcul de rentabilité des projets sont les suivantes :

- Financement par dette bancaire à 80% avec apport en fond propre de 20 %
- Taux d'emprunt de 2% [WP9]
- Durée de remboursement de la dette de 20 ans
- Taux d'Actualisation pris en compte à 3 %
- Inflation à 1,5%/an
- Inflation des tarifs de l'énergie à 2%
- Coûts d'assurance : 0,2% du CAPEX
- Tarif de l'énergie après 20 ans : 6,43 c€/kWh<sup>1</sup>
- Indexation du tarif d'achat EDF OA : 0,5%

L'analyse économique est réalisée sur 30 ans. La durée des tarifs applicables au titre de l'arrêté du 8 octobre 2021 est valable sur une durée de 20 ans.

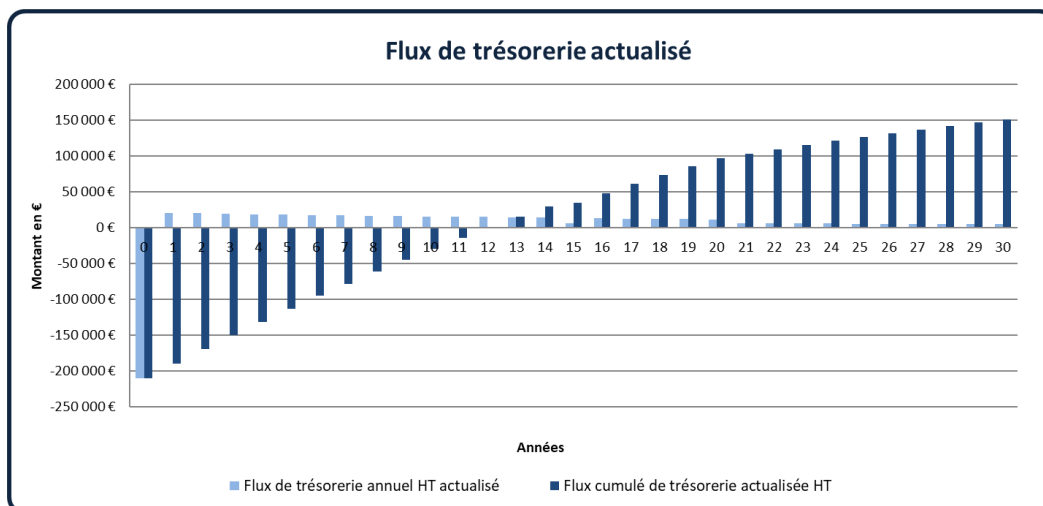
[WP10][WP11][WP12]La durée de vie des équipements (modules en particuliers) est supérieure à 25 ans. L'installation photovoltaïque pourra être exploitée au-delà de 20 ans.

Dimensionnement			
	Scénario 1 - Toiture terrasse en autoconsommation avec vente du surplus	Scénario 2 - Toiture terrasse en vente en totalité	Scénario 3 - 2 toitures en autoconsommation avec vente du surplus
Surface de la toiture	2 560 m <sup>2</sup>	2 560 m <sup>2</sup>	2 560 m <sup>2</sup>
Surface de modules PV	969 m <sup>2</sup>	969 m <sup>2</sup>	1 096 m <sup>2</sup>
Type d'installation PV	Rails lestés	Bacs lestés	Bacs lestés
Orientation	55°	55°	55° / -35° / 145°
Inclinaison	10°	10°	10°
Nb de modules PV	504	504	570
Type de module	Monocristallin de 400Wc	Monocristallin de 400Wc	Monocristallin de 400Wc
Puissance crête	201,6 kWc	201,6 kWc	228,0 kWc
Nb d'onduleur	2	2	3
Type d'onduleur	Onduleur String	Onduleur String	Onduleur String
Puissance onduleur	166 kVA	166 kVA	188 kVA
Production d'électricité			
Production d'électricité annuelle max	215,9 MWh/an	215,9 MWh/an	243,5 MWh/an
Productible	1 071 kWh/kWc	1 071 kWh/kWc	1 068 kWh/kWc
Bilan économique			
Investissement	210,3 k€	214,5 k€	234,6 k€
Coût d'exploitation	3 671 €/an	4 005 €/an	3 866 €/an
Tarif de valorisation de l'énergie	11,54 c€/kWh	11,07 c€/kWh	11,50 c€/kWh
Recettes annuelles (1e année)	24 918 €/an	23 905 €/an	27 998 €/an
Temps de retour sur investissement Fonds propres	5 ans	6 ans	4 ans
Temps de retour sur investissement Projet	12 ans	14 ans	12 ans
TRI Projet 20 ans	7,6%	6,2%	7,9%
TRI Projet 30 ans	8,6%	7,0%	8,8%
VAN Projet à 20 ans	97 146 €	65 633 €	114 718 €
VAN Projet à 30 ans	151 544 €	100 361 €	175 766 €
Coût moyen actualisé de l'énergie	7,47 c€/kWh	7,77 c€/kWh	7,26 c€/kWh

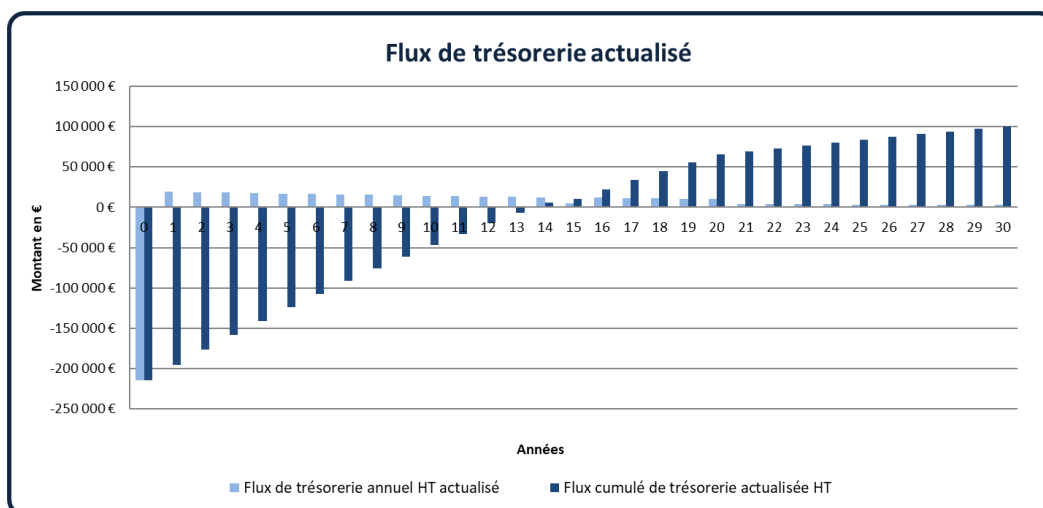
Tableau 15 - Récapitulatif du bilan économique

<sup>1</sup> Hypothèse sur la base des prix de marché observés par Day Ahead en France (Source : Observatoire des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, 2e trim 2019, CRE) avec inflation à 1.5%/an.

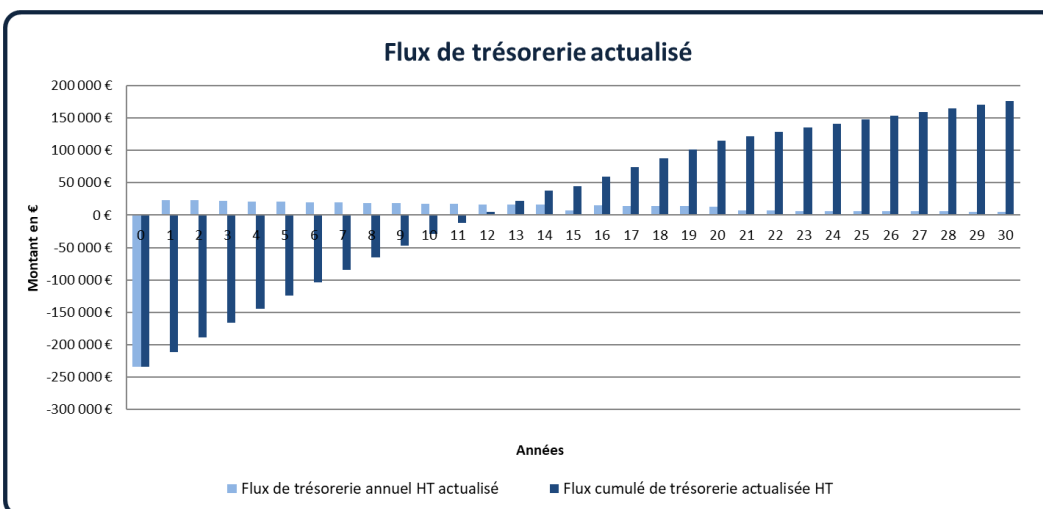




*Figure 17 – Flux de trésorerie actualisé du scénario 1*



*Figure 16 – Flux de trésorerie actualisé du scénario 2*



*Figure 18 – Flux de trésorerie actualisé du scénario 3*

## 7. AUTORISATIONS ADMINISTRATIVES

Pour la réalisation de ce projet, **un avis de non-opposition à déclaration préalable devra être obtenu** auprès des services urbanisme de la commune de Chamonix, au titre de modifications sur l'aspect extérieur d'un bâtiment. En effet, cette déclaration est prévue dans l'article R.421-17 du Code de l'Urbanisme, selon lequel toute modification de l'aspect extérieur du bâtiment entraîne une procédure de déclaration préalable. Cette déclaration est notamment nécessaire pour la suite des démarches administratives.

Le projet nécessite le dépôt d'une **demande de raccordement complète** auprès d'Enedis, aussi appelée « demande PTF » (Proposition Technique et Financière). La demande donne lieu après un temps d'instruction de 3 mois à la remise d'une PTF pour le raccordement. La demande de contrat d'achat est faite au même moment et au sein du même document que la demande complète de raccordement. Le loyer annuel envisageable pour ce projet est de l'ordre de quelques centaines d'euros.

Après acceptation de la PTF par signature du demandeur et paiement d'un acompte la phase de travaux est engagée.

D'un point de vue administratif, la phase de travaux n'est finalisée (c'est-à-dire l'installation raccordée et mise en service pour injection sur le réseau public) qu'après signatures des contrats suivants :

### Installations de puissance supérieure à 36kVA :

Signature successive de :

- Convention de raccordement
- Contrat d'accès au réseau (CARD)
- Convention d'exploitation

## 8. PLANNING DE DEVELOPPEMENT

Le planning prévisionnel suivant présente les principales étapes depuis le développement du projet jusqu'à la mise en service de l'installation PV.

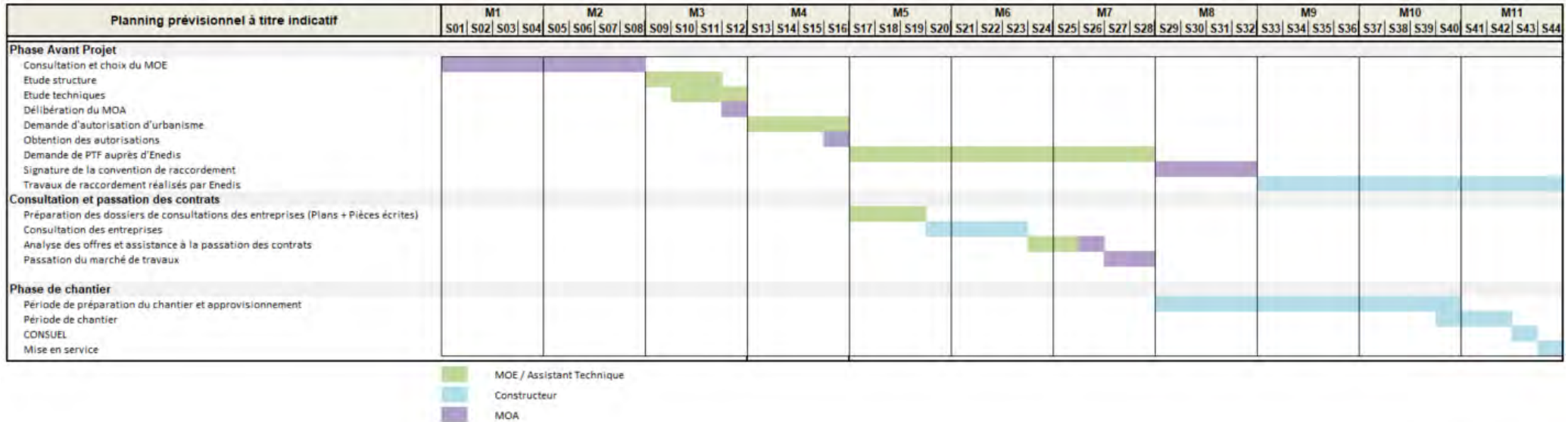


Figure 19 – Planning indicatif de développement de l'installation PV

## Scénario toiture terrasse 1893 - SYANE - CTM Chamonix, 45.908610150919834, 6.856347968074236

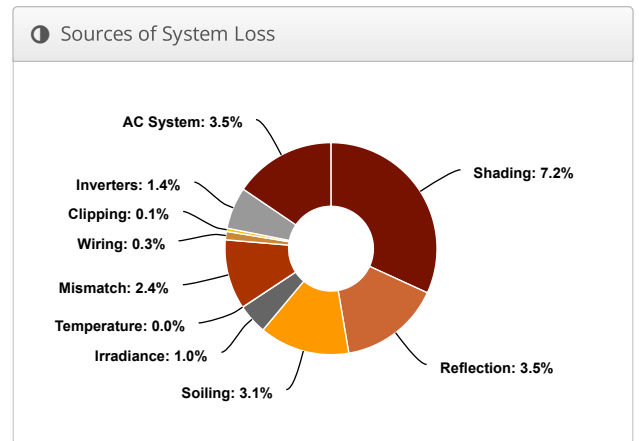
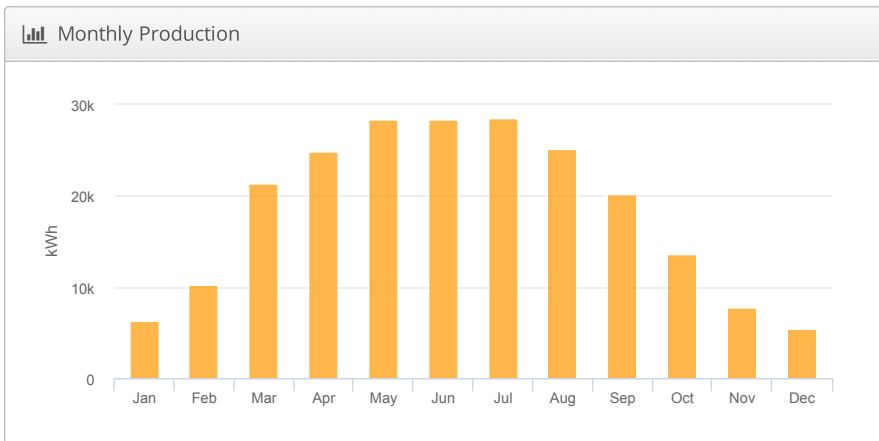
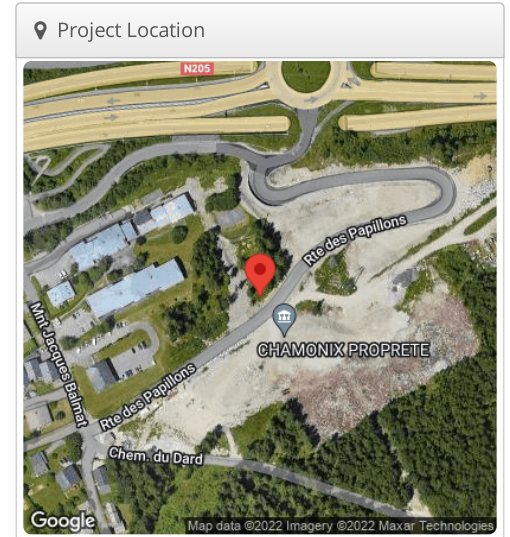
**Report**

Project Name	1893 - SYANE - CTM Chamonix
Project Address	45.908610150919834, 6.856347968074236
Prepared By	Robin CLAIR robin.clair@arteliagroup.com



**System Metrics**

Design	Scénario toiture terrasse
Module DC Nameplate	201.6 kW
Inverter AC Nameplate	166.0 kW Load Ratio: 1.21
Annual Production	220.4 MWh
Performance Ratio	79.9%
kWh/kWp	1,093.2
Weather Dataset	TMY, Chamonix, null (custom)
Simulator Version	8f146a8e13-07fcc9da4-9159c12474-4d42ce7a09



⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m <sup>2</sup> )	Annual Global Horizontal Irradiance	1,397.1	
	POA Irradiance	1,367.6	-2.1%
	Shaded Irradiance	1,269.3	-7.2%
	Irradiance after Reflection	1,225.0	-3.5%
	Irradiance after Soiling	1,186.9	-3.1%
	<b>Total Collector Irradiance</b>	<b>1,186.9</b>	<b>0.0%</b>
Energy (kWh)	Nameplate	240,875.4	
	Output at Irradiance Levels	238,375.0	-1.0%
	Output at Cell Temperature Derate	238,361.1	0.0%
	Output After Mismatch	232,644.3	-2.4%
	Optimal DC Output	231,979.3	-0.3%
	Constrained DC Output	231,718.9	-0.1%
	Inverter Output	228,380.1	-1.4%
	<b>Energy to Grid</b>	<b>220,386.8</b>	<b>-3.5%</b>
	Temperature Metrics		
	Avg. Operating Ambient Temp		6.7 °C
	Avg. Operating Cell Temp		13.9 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4672	
	Solved Hours	4672	

☁ Condition Set												
Description		Conditions Artelia										
Weather Dataset		TMY, Chamonix, null (custom)										
Solar Angle Location		Meteo Lat/Lng										
Transposition Model		Perez Model										
Horizon Profile		Chamonix.hor										
Temperature Model		Diffusion Model										
Temperature Model Parameters	Rack Type					U <sub>const</sub>			U <sub>wind</sub>			
	Fixed Tilt					25			0			
	Flush Mount					20			0			
	East-West					25			0			
	Carport					29			0			
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	12.5	12.5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	12.5
Irradiation Variance		4%										
Cell Temperature Spread		4° C										
Module Binning Range		0% to 1.25%										
AC System Derate		3.50%										
Module Characterizations	Module					Uploaded By			Characterization			
	TSM-DE09.08 400 (Trina Solar)					HelioScope			Spec Sheet Characterization, PAN			
Component Characterizations	Device		Uploaded By					Characterization				

☰ Components		
Component	Name	Count
Inverters	SUN2000-100KTL-M1 (380/400) (Huawei)	1 (100.0 kW)
Inverters	SUN2000-60KTL-M0 (Apparent Power) (400V) (Huawei)	1 (66.0 kW)
Strings	6 mm2 (Copper)	25 (916.7 m)
Module	Trina Solar, TSM-DE09.08 400 (400W)	504 (201.6 kW)

🔌 Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Onduleur 100kVA	-	10-20	Along Racking
Onduleur 66kVA	-	22-22	Along Racking

🏠 Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Zone 1	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	10°	235.4°	0.6 m	1x1	306	306	122.4 kW
Zone 2	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	10°	235.4°	0.6 m	1x1	198	198	79.2 kW

Detailed Layout



## Scénario toiture terrasse 1893 - SYANE - CTM Chamonix, 45.908610150919834, 6.856347968074236

Shading Heatmap



Shading by Field Segment

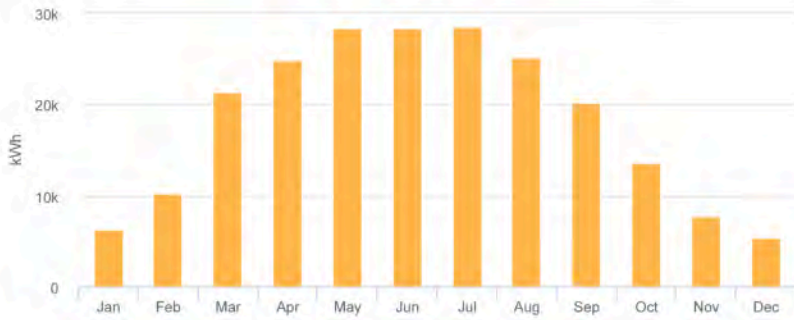
Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF <sup>2</sup>	Solar Access	Avg TSRF <sup>2</sup>
Zone 1	10.0°	235.4°	306	122.4 kWp	1,269.9kWh/m <sup>2</sup>	133.8 MWh <sup>1</sup>	80.1%	92.9%	74.4%
Zone 2	10.0°	235.4°	198	79.2 kWp	1,268.4kWh/m <sup>2</sup>	86.6 MWh <sup>1</sup>	80.1%	92.7%	74.3%
<b>Totals, weighted by kWp</b>			<b>504</b>	<b>201.6 kWp</b>	<b>1,269.3kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>220.4 MWh</b>	<b>80.1%</b>	<b>92.8%</b>	<b>74.4%</b>

<sup>1</sup> approximate, varies based on inverter performance  
<sup>2</sup> based on location Optimal POA Irradiance of 1,707.0kWh/m<sup>2</sup> at 48.0° tilt and 175.0° azimuth

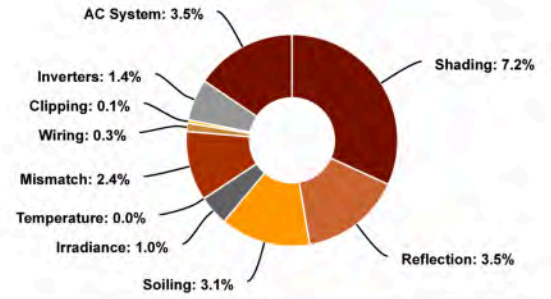
## Solar Access by Month

Description	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec
Zone 1	77%	84%	94%	96%	97%	97%	98%	96%	95%	89%	80%	76%
Zone 2	76%	85%	94%	96%	96%	97%	98%	96%	95%	89%	79%	75%
Solar Access, weighted by kWp	76.4%	84.2%	93.6%	95.7%	96.5%	96.8%	97.6%	95.8%	94.7%	88.8%	79.5%	75.8%
AC Power (kWh)	6,350.2	10,281.5	21,436.1	24,852.4	28,459.0	28,447.8	28,502.1	25,195.8	20,194.3	13,556.5	7,727.5	5,383.6

## Monthly Production



## Sources of System Loss



## Southwestern Angle



## Southeastern Angle





## Scénario 2 toitures 1893 - SYANE - CTM Chamonix, 45.908610150919834, 6.856347968074236

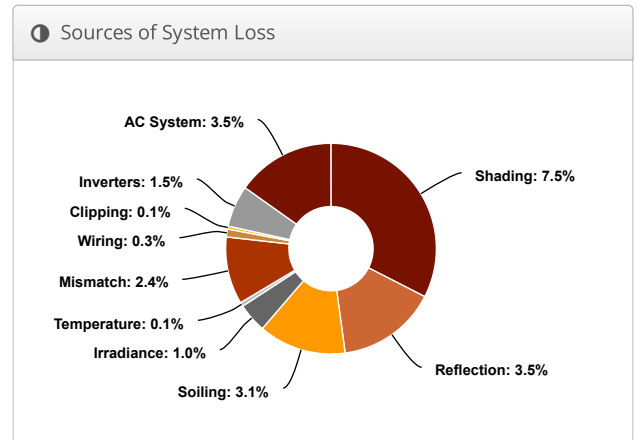
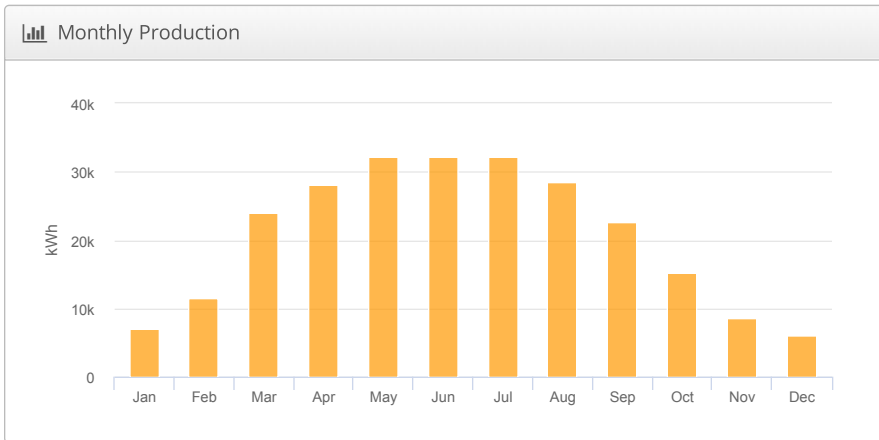
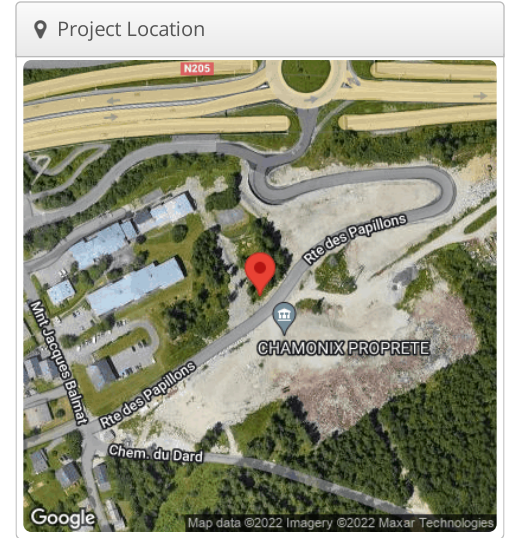
**Report**

Project Name	1893 - SYANE - CTM Chamonix
Project Address	45.908610150919834, 6.856347968074236
Prepared By	Robin CLAIR robin.clair@arteliagroup.com



**System Metrics**

Design	Scénario 2 toitures
Module DC Nameplate	228.0 kW
Inverter AC Nameplate	188.0 kW Load Ratio: 1.21
Annual Production	248.4 MWh
Performance Ratio	79.5%
kWh/kWp	1,089.6
Weather Dataset	TMY, Chamonix, null (custom)
Simulator Version	872a2795c9-44c094075d-c4aa8e392f-f7e9e3863d



⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m <sup>2</sup> )	Annual Global Horizontal Irradiance	1,397.1	
	POA Irradiance	1,370.1	-1.9%
	Shaded Irradiance	1,267.4	-7.5%
	Irradiance after Reflection	1,222.6	-3.5%
	Irradiance after Soiling	1,184.7	-3.1%
	<b>Total Collector Irradiance</b>	<b>1,184.7</b>	<b>0.0%</b>
Energy (kWh)	Nameplate	271,906.8	
	Output at Irradiance Levels	269,068.0	-1.0%
	Output at Cell Temperature Derate	268,679.9	-0.1%
	Output After Mismatch	262,272.7	-2.4%
	Optimal DC Output	261,542.4	-0.3%
	Constrained DC Output	261,272.3	-0.1%
	Inverter Output	257,430.8	-1.5%
		<b>Energy to Grid</b>	<b>248,420.8</b>
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		6.7 °C
	Avg. Operating Cell Temp		14.1 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4672	
	Solved Hours	4672	

☁ Condition Set												
Description		Conditions Artelia										
Weather Dataset		TMY, Chamonix, null (custom)										
Solar Angle Location		Meteo Lat/Lng										
Transposition Model		Perez Model										
Horizon Profile		Chamonix.hor										
Temperature Model		Diffusion Model										
Temperature Model Parameters	Rack Type		U <sub>const</sub>				U <sub>wind</sub>					
	Fixed Tilt		25				0					
	Flush Mount		20				0					
	East-West		25				0					
	Carport		29				0					
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	12.5	12.5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	12.5
Irradiation Variance		4%										
Cell Temperature Spread		4° C										
Module Binning Range		0% to 1.25%										
AC System Derate		3.50%										
Module Characterizations	Module		Uploaded By		Characterization							
	TSM-DE09.08 400 (Trina Solar)		HelioScope		Spec Sheet Characterization, PAN							
Component Characterizations	Device		Uploaded By				Characterization					

📦 Components		
Component	Name	Count
Inverters	SUN2000-100KTL-M1 (380/400) (Huawei)	1 (100.0 kW)
Inverters	SUN2000-20KTL-M0 (Apparent Power) (Huawei)	1 (22.0 kW)
Inverters	SUN2000-60KTL-M0 (Apparent Power) (400V) (Huawei)	1 (66.0 kW)
Strings	6 mm2 (Copper)	29 (989.6 m)
Module	Trina Solar, TSM-DE09.08 400 (400W)	570 (228.0 kW)

🔌 Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Onduleur 100kVA	-	10-20	Along Racking
Onduleur 66kVA	-	22-22	Along Racking
Préau	-	15-18	Along Racking

🏠 Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Zone 1	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	10°	235.4°	0.6 m	1x1	306	306	122.4 kW
Zone 2	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	10°	235.4°	0.6 m	1x1	198	198	79.2 kW
Préau Nord	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	4°	325.57147°	0.0 m	1x1	33	33	13.2 kW
Préau Sud	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	4°	145.57147°	0.0 m	1x1	33	33	13.2 kW

Detailed Layout



## Scénario 2 toitures 1893 - SYANE - CTM Chamonix, 45.908610150919834, 6.856347968074236

### Shading Heatmap



### Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF <sup>2</sup>	Solar Access	Avg TSRF <sup>2</sup>
Zone 1	10.0°	235.4°	306	122.4 kWp	1,257.8kWh/m <sup>2</sup>	134.1 MWh <sup>1</sup>	80.4%	91.6%	73.7%
Zone 2	10.0°	235.4°	198	79.2 kWp	1,254.4kWh/m <sup>2</sup>	86.8 MWh <sup>1</sup>	80.4%	91.4%	73.5%
Préau Nord	4.0°	325.6°	33	13.2 kWp	1,296.8kWh/m <sup>2</sup>	13.3 MWh <sup>1</sup>	76.0%	100.0%	76.0%
Préau Sud	4.0°	145.6°	33	13.2 kWp	1,403.9kWh/m <sup>2</sup>	14.3 MWh <sup>1</sup>	82.2%	100.0%	82.2%
<b>Totals, weighted by kWp</b>			<b>570</b>	<b>228.0 kWp</b>	<b>1,267.4kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>248.4 MWh</b>	<b>80.3%</b>	<b>92.5%</b>	<b>74.2%</b>

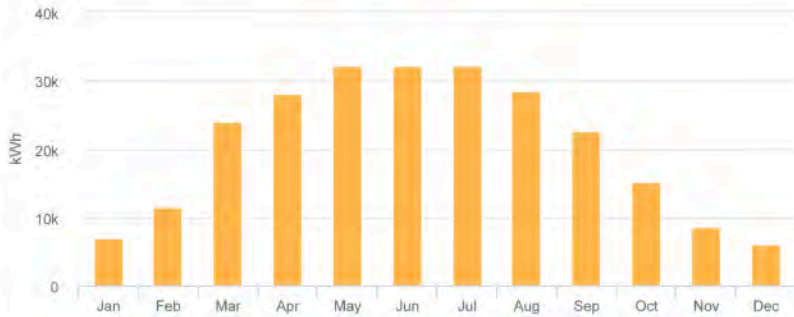
<sup>1</sup> approximate, varies based on inverter performance

<sup>2</sup> based on location Optimal POA Irradiance of 1,707.0kWh/m<sup>2</sup> at 48.0° tilt and 175.0° azimuth

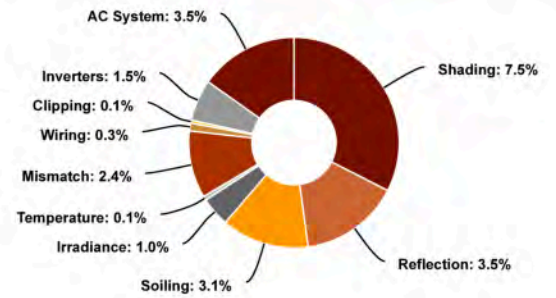
### Solar Access by Month

Description	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec
Zone 1	74%	82%	92%	95%	96%	96%	97%	95%	94%	87%	77%	73%
Zone 2	73%	81%	92%	95%	96%	96%	97%	95%	93%	87%	76%	72%
Préau Nord	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Préau Sud	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Solar Access, weighted by kWp	76.1%	83.7%	93.1%	95.3%	96.3%	96.5%	97.3%	95.5%	94.3%	88.3%	79.2%	75.5%
AC Power (kW)	7,092.7	11,503.6	24,073.4	28,039.0	32,210.4	32,219.4	32,263.8	28,457.9	22,726.5	15,201.7	8,634.3	5,998.1

### Monthly Production



### Sources of System Loss

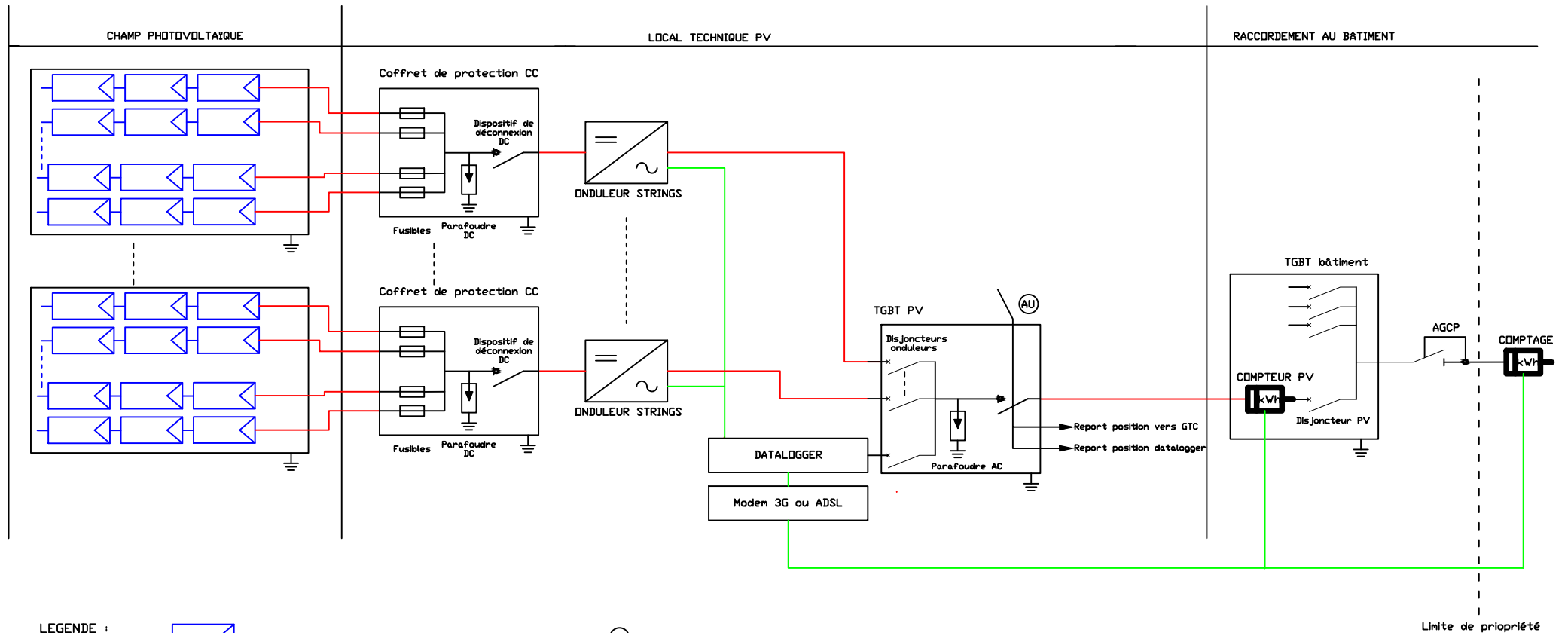


### Southwestern Angle



### Southeastern Angle





Maitrise d'Ouvrage



SYANE  
2107 route d'Annecy  
74339 Polisy

Maitrise d'Oeuvre



ARTELIA  
Le First Part-Dieu  
2, Avenue Lacassagne  
69007 LYON Cedex 03  
Tél : 04.37.65.56.00  
Fax : 04.37.65.56.01

PROJET PV - CTM CHAMONIX

SYANE  
Projet PV en Autoconsommation

Echelle

UNIFILAIRE GENERAL

N° Folio

SLD 8 51 1893 LOT PV Dessiné par YLC Vérifié par JMI

Indice

Date

Modifications

Equipe  
Projet

00 05/10/2022

Création du document

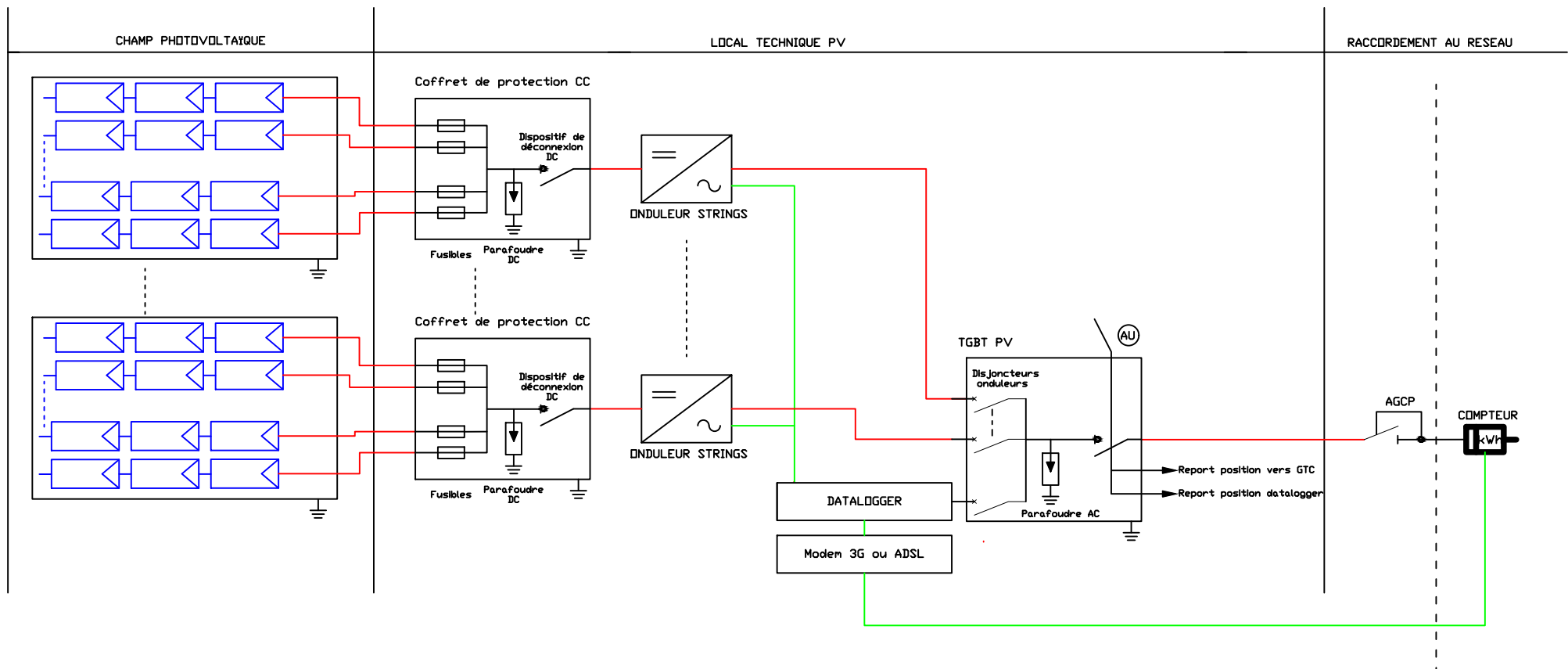
PV






A

B



C

D



- LEGENDE :
-  Panneau solaire
  -  Liaisons électriques
  -  (AU) Arrêt d'urgence obligatoire en cas d'ERP ou ICPE
  -  Onduleur
  -  Bus de communication

Limite de propriété

<p><b>Maitrise d'Ouvrage</b></p>  <p>SYANE 2107 route d'Annecy 74339 Polisy</p>	<p><b>Maitrise d'Oeuvre</b></p>  <p>ARTELIA Le First Part-Dieu 2, Avenue Lacassagne 69007 LYON Cedex 03 Tél : 04.37.65.56.00 Fax : 04.37.65.56.01</p>	PROJET PV - CTM CHAMONIX						Indice	Date	Modifications	Equipe	
		SYANE						00	05/10/2022	Création du document	PV	
		Projet PV en injection totale						A				
		<b>Echelle</b>	UNIFILAIRE GENERAL					<b>N° Folio</b>	B			
								C				
SLD	8 51 1893	LOT	PV	Dessiné par	YLC	Vérifié par	JMI	D				