

Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Energies renouvelables

Travail de Bachelor Diplôme 2024

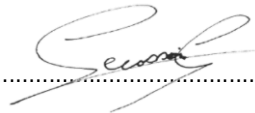
Loïc Lecossois

Panneaux photovoltaïques colorés avec motifs

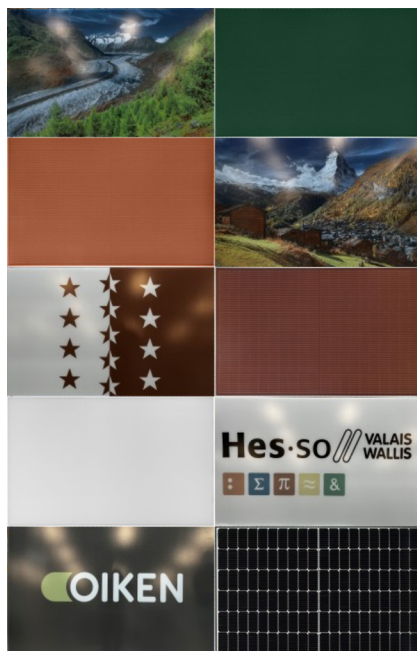
-  Professeure
Janina Löffler
-  Experte
Laure-Emmanuelle Perret
-  Date de la remise du rapport
16.08.2024

Filière / Studiengang ETE	Année académique / Studienjahr 2023-24	No TB / Nr. BA ERI/2024/60
Mandant / Auftraggeber ☒ HES—SO Valais-Wallis ☐ Industrie ☐ Etablissement partenaire Partnerinstitution	Etudiant·e / Student/in Loïc Lecossois Professeur·e / Dozent/in Janina Löffler	Lieu d'exécution / Ausführungsort ☒ HES—SO Valais-Wallis ☐ Industrie ☐ Etablissement partenaire Partnerinstitution
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit ☐ oui / ja ☒ non / nein	Expert·e / Experte/Expertin (données complètes/vollständige Angaben) Laure-Emmanuelle Perret	

Titre / Titel Panneaux photovoltaïques colorés avec motifs
Description / Beschreibung Des panneaux photovoltaïques colorés (couleur homogène et motif très contrasté) vont être caractérisés en conditions réelles sur le toit d'Energypolis. L'objectif est de pouvoir proposer ce type de panneaux exceptionnels aux architectes et aux entreprises pour leurs projets marketing. De plus, l'aspect sécuritaire (hotspots) des motifs valaisans (drapeau, logo, photo d'Aletsch, etc.) sera analysé à l'aide de la caméra thermique infrarouge. Objectifs / Ziele — Analyser la production des panneaux photovoltaïques montés sur le toit d'Energypolis et leur intégration dans le système énergétique du bâtiment. — Caractériser les panneaux photovoltaïques de couleur homogène montés sur le toit d'Energypolis et analyser leur production. — Caractériser les panneaux photovoltaïques avec motif contrasté sur le toit d'Energypolis et analyser leurs hotspots. — Identifier un format approprié pour rendre les résultats de l'analyse des panneaux PV colorés et avec motif disponible aux architectes.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum Responsable de l'orientation / Leiter/in der Vertiefungsrichtung:  ¹ Etudiant·e / Student/in: 	Délais / Termine Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags: 13.05.2024 Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation: Semaine / Woche 25 (17-21.06.2024) Remise du rapport final / Abgabe des Schlussberichts: 16.08.2024, 12:00 Expositions / Ausstellungen der Diplomarbeiten: 23.08.2024 – HEI 26.08.2024 – Monthey 29.08.2024 – Visp Défense orale / HEI Mündliche Verfechtung: Semaine / Woche 35-36 (29.08-05.09.2024)
--	---

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



Travail de diplôme | édition 2024 |

Filière
*Énergie et Techniques
environnementales*

Domaine d'application
Énergies renouvelables

Professeur responsable
*Janina Löffler
Janina.loeffler@hevs.ch*

Panneau photovoltaïques colorés avec motifs

Diplômant

Loïc Lecossois

Objectif du projet

L'objectif de ce travail est de caractériser les panneaux solaires photovoltaïques colorés et à motifs, et d'analyser l'apparition de hotspots sur ces panneaux contrastés ; En obtenant les propriétés électriques et thermiques, la prédiction de leurs performances sera améliorée.

Méthodes | Expériences | Résultats

Les performances annoncées des panneaux PV sont valables pour les conditions de tests standardisés. Cependant, divers facteurs tels que l'irradiance, la température ambiante, l'humidité et la qualité de l'air influent sur leur fonctionnement. Ces variables peuvent significativement modifier les performances des panneaux en conditions réelles par rapport à celles mesurées en extérieur, sur les bancs d'expérimentation. Les modules PV colorés et avec motifs contrastés ont été mesurés afin de pouvoir les caractériser grâce à des courbes I-U et P-U. Pour détecter les hotspots, une caméra thermique a été utilisée.

Les conditions météo variant comme l'irradiance mesurée entre 850 W/m² et 1050 W/m² ou une température ambiante comprise entre 20°C et 35°C ont alors influées sur les résultats, de manière générale. Les analyses ont montré une variation de puissance comprise entre 20% et 34% entre les mesures et les données fabricant, pour l'ensemble des modules colorés et aux motifs contrastés. De manière générale, les rendements des modules colorés et avec motifs sont inférieurs à ceux des panneaux standards qui sont optimisés pour un rendement maximal.

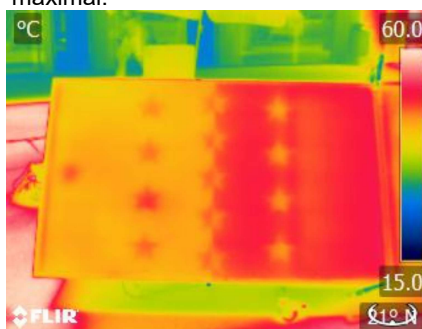


Figure 1 : Image du cliché pris avec la caméra thermique pour mesurer les variations de température, à la surface du module photovoltaïque avec motif du drapeau du Valais

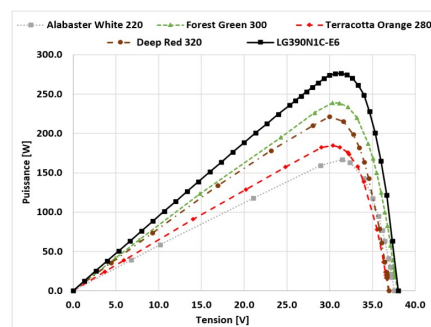


Figure 2 : Courbe de la caractérisation de la puissance de sortie du panneau en fonction de la tension mesurée du panneau pour les quatre modules colorés et le module LG standard

Intégration de la durabilité

Afin de protéger notre environnement et de donner un exemple de durabilité, il est demandé d'intégrer une évaluation de la durabilité dans le travail de bachelor.

Cette intégration de la durabilité a pour but de mettre en exercice ce projet et les 17 objectifs de développement durable (ODD) mis en place par l'Organisation des Nations Unies (ONU).

La démarche a pour but de faire prendre conscience que les installations technologiques photovoltaïques peuvent offrir des solutions durables tout en relevant des défis sur des enjeux sociaux, environnementaux et climatiques.

En effet, une installation solaire photovoltaïque peut offrir une solution d'autoproduction d'énergie électrique, d'autarcie ainsi que la production d'énergie propre. Cela a pour but de promouvoir le développement économique ainsi que la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

L'utilisation de panneaux solaires photovoltaïques a pour conséquence de faire contribuer à atteindre l'objectif 7 de l'ODD : « Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable ».

En plus de contribuer à produire une énergie propre, la mise en place d'installations solaires photovoltaïques permet aussi de soutenir l'objectif 12 de l'ODD : « Garantir des modes de consommation et de production durables pour préserver les moyens de subsistance des générations actuelles et futures. ». En mettant en place le remplacement des sources de productions d'énergies conventionnelles par ce type d'installation, ces panneaux photovoltaïques contribuent à la réduction des effets du changement climatique sur la planète.

Les installations solaires photovoltaïques soutiennent aussi l'ODD 13 : « Prendre d'urgence des mesures pour lutter contre les changements climatiques et leurs répercussions. ». Si la consommation de sources d'énergies polluantes continuera de constituer la plus grandes parts du mix énergétique mondiale, il deviendra alors impossible de limiter le réchauffement planétaire de 1.5°C.

Cette limitation du réchauffement de la planète n'est possible que dans le cadre d'une diminution des émissions et d'une réduction globale de plus de la moitié de ces émissions qui sont émises actuellement et cela d'ici 2030.

Pour clore cette partie, les installations solaires photovoltaïques sont un excellent moyen de substituer des sources énergétiques conventionnelles polluantes. L'utilisation de telles installations solaires permet de réduire les impacts en émissions de gaz à effet de serre et de satisfaire les enjeux du développement durable. La construction de ces installations PV permet aussi de solidifier la base du mix énergétique pour les générations futures dans le but de leur fournir une stabilité et une sécurité d'approvisionnement.

Cependant, il est important de garder à l'esprit que de tels installations doivent occuper des emplacements les plus judicieux et les moins impactant possible, tout cela dans le but de sauvegarder et de sauver la biodiversité pour les générations à venir.

Remerciements

Je tiens à remercier, le plus sincèrement possible, toutes les personnes qui ont pu me soutenir, m'accompagner et m'apporter de l'aide pour la réalisation de mon dossier, durant tout le temps de mon travail de bachelor.

Vos coups de mains ainsi que l'assistance que vous m'avez apportés m'ont été d'une aide indispensable, c'est pourquoi je ne vous remercierai jamais assez.

Mes sincères remerciements à :

- Janina Löffler
- Christoph Ellert
- Paul Gachet
- Alain Roduit
- Robin Bridy
- David Martinet
- Didier Blatter
- Sébastien Dervey
- Eliot Sefaranga
- Mes camarades de classes mais encore plus à mes deux plus chers camarades qui ont toujours été très présents en classe : Ruben Rodrigues et Noé Babey.
- Ma conjointe : Patricia Berciu
- Mes parents et amis proches

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Contexte.....	1
1.1.1	Situation helvétique actuelle.....	1
1.1.2	Situation valaisanne	2
1.2	Problématique	3
1.3	Objectifs.....	3
2	État de l'art.....	5
3	Liste de matériel.....	8
4	Méthode	9
4.1	Plan actuel de l'installation PV dans la zone expérimentale	9
4.2	Précautions concernant la sécurité.....	9
4.3	Données météorologiques.....	10
4.4	Caractérisation des panneaux solaires photovoltaïques.....	10
4.4.1	Simulation sur le logiciel PVsyst.....	12
4.4.2	Panneaux standards	15
4.4.2.1	Meyer Burger.....	15
4.4.2.2	LG	15
4.4.2.3	SUNPOWER	15
4.4.3	Panneaux avec motifs.....	16
4.4.4	Panneaux colorés	17
4.4.5	Panneau à couche mince.....	18
4.4.6	Tuiles solaires	18
4.5	Surchauffe des panneaux solaires photovoltaïques avec motifs.....	18
4.6	Analyse de l'installation PV du toit du bâtiment 23.....	19
5	Résultats	21
5.1	Panneaux Standards.....	21
5.1.1	Caractérisation du module Meyer Burger White 380W	22
5.1.2	Caractérisation du module LG390N1C-E6	23
5.1.3	Caractérisation du module SUNPOWER SPR-X21-345	25
5.2	Panneaux avec motifs.....	26
5.2.1	Caractérisation.....	26
5.2.1.1	Au pied du bâtiment 23, côté sud	26
5.2.1.1.1	Résumé.....	27
5.2.1.1.2	Motif du glacier d'Aletsch	28
5.2.1.1.3	Motif du mont Cervin.....	29
5.2.1.1.4	Motif du drapeau valaisan.....	30

5.2.1.1.5	Motif du logo de la HES-SO	31
5.2.1.1.6	Motif du logo de OIKEN	32
5.2.1.2	Sur le toit du bâtiment 23.....	33
5.2.1.2.1	Résumé	33
5.2.1.2.2	Motif du glacier d'Aletsch	35
5.2.1.2.3	Motif du mont Cervin.....	36
5.2.1.2.4	Motif du drapeau valaisan.....	37
5.2.1.2.5	Motif du logo de la HES-SO	38
5.2.1.2.6	Motif du logo de OIKEN	39
5.2.2	Surchauffe.....	40
5.2.2.1	Au pied du bâtiment 23, côté sud	40
5.2.2.1.1	Motif du glacier d'Aletsch	42
5.2.2.1.2	Motif du mont Cervin.....	43
5.2.2.1.3	Motif du drapeau valaisan.....	44
5.2.2.1.4	Motif du logo de la HES-SO	45
5.2.2.1.5	Motif du logo de OIKEN	46
5.2.2.2	Sur le toit du bâtiment 23.....	47
5.2.2.2.1	Motif du glacier d'Aletsch	48
5.2.2.2.2	Motif du mont Cervin.....	49
5.2.2.2.3	Motif du drapeau valaisan.....	50
5.2.2.2.4	Motif du logo de la HES-SO	51
5.2.2.2.5	Motif du logo de OIKEN	52
5.3	Panneaux colorés	53
5.3.1	Caractérisation	53
5.3.1.1	Résumé	54
5.3.1.2	Alabaster White	55
5.3.1.3	Forest Green	56
5.3.1.4	Terracotta Orange	57
5.3.1.5	Deep Red	58
5.4	Installation PV du toit du bâtiment 23	59
5.4.1	État actuel des installations Pv présentes sur le toit	59
5.4.1.1	Mesure de puissance des différents strings	63
5.4.1.1.1	String de modules SunPower SPR-X21-345.....	64
5.4.1.1.2	String de modules Meyer Burger White 380W	65
5.4.1.1.3	String de modules Avancis PowerMax SMART 130.	66
5.4.1.1.4	String de modules LG LG390N1C-E6	67
5.4.1.1.5	String de module Meyer Burger Black 380W	68

5.4.2	Tuiles solaires	69
5.4.3	Module Meyer Burger Glass 375W	73
6	Analyse et discussion	74
6.1	Panneaux standards	74
6.1.1	Module Meyer burger White 380W	74
6.1.2	Module LG390N1C-E6	75
6.1.3	Module SPR-X21-345	77
6.2	Panneaux PV avec motifs	78
6.2.1	Caractérisation des modules	78
6.2.1.1	Au pied du bâtiment 23, côté sud	78
6.2.1.2	Sur le toit du bâtiment 23.....	80
6.2.2	Surchauffe des modules.....	81
6.2.2.1	Motif du glacier d'Aletsch.....	81
6.2.2.2	Motif du mont Cervin	82
6.2.2.3	Motif du drapeau valaisan.....	83
6.2.2.4	Motif du logo de la HES-SO.....	84
6.2.2.5	Motif du logo de OIKEN.....	85
6.3	Panneaux PV colorés.....	86
6.4	Installation PV sur le toit du bâtiment 23.....	87
6.4.1	Zone OIKEN AC	87
6.4.2	Zone microgrid DC	87
6.4.3	Zone expérimentale	88
6.4.3.1	String SPR-X21-345	88
6.4.3.2	String MB_W120AyB_380.....	88
6.4.3.3	String Avancis PowerMax SMART 130.....	88
6.4.3.4	String LG390N1C-E6.....	89
6.4.3.5	String MB_B120AyB_380	89
6.4.3.6	Tuiles solaires.....	89
6.4.3.7	Module Meyer burger Glass 375W	90
7	Recommandations et perspectives.....	91
8	Bibliographie	92
9	Annexes	I
9.1	Table des annexes	I

Liste des figures

Figure 1 : Potentiel photovoltaïque en Suisse (Solargis,2019).....	2
Figure 2 : Schéma de la zone expérimentale représentant les différentes parties comme les panneaux colorés dans le rond rouge, les strings de panneaux PV dans le rectangle orange, les panneaux PV à couche mince dans le cercle vert et les tuiles solaires dans le cercle bleu. Les convertisseurs DC-DC sont représentés dans les 3 rectangles peints en bleu. Les deux zone beige représente des zones annexes.	9
Figure 3 : Visuel de l'interface lors du démarrage de PVsyst, accès à la base de données des modules PV en cliquant sur Base de données entouré en rouge.....	12
Figure 4 : Visuel de l'interface lorsque le bouton Base de données a été appuyé. Cliquer ensuite sur le bouton Module PV (rectangle vert) pour accéder à la base de données de l'ensemble des modules solaires enregistrés dans PVsyst.	13
Figure 5 : Visuel de l'interface PVsyst après pression du bouton Module PV. Il ne reste plus qu'à choisir le module désiré, qui se trouve dans le menu déroulant et aller à la simulation en appuyant sur le bouton Ouvrir (rectangle bleu).	13
Figure 6 : Visuel de l'interface après avoir appuyé sur le module souhaité, il est alors nécessaire de remplir les informations qui sont dans le rectangle jaune, dans le cas de la « fabrication » d'un nouveau module indisponible dans la base de données PVsyst.	14
Figure 7 : Visuel de l'interface Graphiques avec tous les menus expliqués, le bouton Graph complet en rouge.....	14
Figure 8 : Présentation des cinq images imprimées pour les panneaux PV avec motifs sous le verre supérieur	16
Figure 9 : Présentation des quatre coloris des panneaux PV colorés	17
Figure 10 : Schématique de câblage des deux strings de tuiles solaires	18
Figure 11 : Schéma de l'installation du microgrid DC dans le bâtiment 23	19
Figure 12 : Structure de la cellule solaire HIT (Gulkowski et al., 2019)	21
Figure 13 : Schéma de raccordement pour chaque onduleur, en bleu pour l'onduleur 1 et en violet pour l'onduleur 2, sur le toit du bâtiment 23. En gris, se trouve la centrale de production DC pour le micro-réseau DC.	59
Figure 14 : Schématique de la centrale DC d'Energypolis. Les AMPT qui sont indiqués v1250 mais sont v825 en lieu et place dans l'installation présente sur le toit.....	60
Figure 15 : Schématique de l'état actuel des différentes strings de la partie droite de la zone expérimentale.....	62
Figure 16 : Schématique de l'état actuel des différents strings de la partie gauche de la zone expérimentale.....	62
Figure 17 : Représentation schématique de la zone expérimentale en entier, les panneaux colorés sont installés sur la gauche de la zone présentée, les différents strings de modules PV se présentent alors sur la droite de la zone	63
Figure 18 : Schéma souhaité pour le câblage des tuiles solaires datant du 1 ^{er} mai 2024.....	71
Figure 19 : Schéma actuel pour le câblage des tuiles solaires datant du 6 août 2024	72

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques des cinq motifs des panneaux solaires photovoltaïques avec les données issues de la data sheet	16
Tableau 2 : Caractéristiques des quatre coloris de panneaux solaires photovoltaïques avec les données issues de la data sheet	17
Tableau 3 : Caractéristiques du panneau standard MB_W120AyB_380, pour la mesure, la simulation et les données de la fiche technique du fabricant	23
Tableau 4 : Caractéristiques du panneau standard LG390N1C-E6.....	24
Tableau 5 : Caractéristiques du panneau standard SPR-X21-345	25
Tableau 6 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du glacier d'Aletsch, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud.....	28
Tableau 7 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du mont Cervin, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud.....	29
Tableau 8 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du drapeau valaisan, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud.....	30
Tableau 9 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du logo de la HES-SO, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud.....	31
Tableau 10 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du logo de OIKEN, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud.....	32
Tableau 11 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du glacier d'Aletsch, mesures faites sur le toit du bâtiment 23	35
Tableau 12 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du mont Cervin, mesures faites sur le toit du bâtiment 23	36
Tableau 13 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du drapeau valaisan, mesures faites sur le toit du bâtiment 23	37
Tableau 14 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs de la HES-SO, mesures faites sur le toit du bâtiment 23	38
Tableau 15 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du logo de OIKEN, mesures faites sur le toit du bâtiment 23	39
Tableau 16 : Caractéristiques du panneau PV coloré Alabaster White, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.....	55
Tableau 17 : Caractéristiques du panneau PV coloré Forest Green, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.....	56
Tableau 18 : Caractéristiques du panneau PV coloré Terracotta Orange, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.....	57
Tableau 19 : Caractéristiques du panneau PV coloré Deep Red, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.	58
Tableau 20 : Caractéristiques du strings de panneaux SPR-X21-345, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.....	64
Tableau 21 : Caractéristiques du strings de panneaux MB_W120AyB_380, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.	65
Tableau 22 : Caractéristiques du strings de panneaux PowerMax SMART 130, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.	66
Tableau 23 : Caractéristiques du strings de panneaux LG390N1C-E6, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.....	67
Tableau 24 : Caractéristiques du strings de panneaux SPR-X21-345, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.....	68
Tableau 25 : Caractéristiques des tuiles solaires Solairs SUPER Heritage de chez FREESUNS, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.	70

Tableau 26 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du glacier d'Aletsch, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.	73
Tableau 27 : Valeurs de coefficients de température pour le module MB_120WAbB_380.....	74
Tableau 28 : Valeurs de coefficients de température pour le module LG309N1C-E6	75
Tableau 29 : Valeurs de coefficients de température pour le module SPR-X21-345.....	77
Tableau 30 : Caractéristiques des panneaux PV avec motifs et du module LG, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud.....	79
Tableau 31 : Caractéristiques des panneaux PV avec motifs et du module LG, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.	80
Tableau 32 : Caractéristiques des panneaux PV colorés et du module LG, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.	86
Tableau 33 : Valeurs de coefficients de température pour le module MB_120WAbB_380.....	90

Liste des graphiques

Graphique 1 : Représentation de l'irradiance solaire en fonction du courant mesuré par le pyranomètre	11
Graphique 2 : Courbe de l'irradiance et de la température sur toute la journée du 28 mai 2024, ce jour-ci, il faisait beau sur la partie de la journée entre 10h et 16h, avec des nuages en début de journée et en début de soirée.	22
Graphique 3 : Caractérisation du panneau standard MB_W120AyB_380 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.	22
Graphique 4 : Courbe de l'irradiance et de la température sur toute la journée du 5 août 2024, cette journée était très ensoleillée sans nuages dans le ciel.....	23
Graphique 5 : Caractérisation du panneau standard LG390N1C-E6 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.	24
Graphique 6 : Caractérisation du panneau standard SPR-X21-345 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.	25
Graphique 7 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 28 mai 2024, il a fait nuageux en début de journée et en fin d'après-midi mais le ciel était dégagé entre 10h et 16h. Les mesures ont été faites aux alentours de midi car le ciel était le plus dégagé.	26
Graphique 8 : Caractérisation du courant des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs constrastés. Au pied du bâtiment 23. ...	27
Graphique 9 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs constrastés. Au pied du bâtiment 23. ...	27
Graphique 10 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du glacier d'Aletsch ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.	28
Graphique 11 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du mont Cervin ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.	29
Graphique 12 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du drapeau valaisan ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.	30
Graphique 13 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de la HES-SO ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.	31
Graphique 14 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de OIKEN ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.	32
Graphique 15 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 9 juillet 2024, il faisait un peu nuageux tout au long de la journée, comme le montre la courbe de l'irradiance. Les données ont été recueillies entre 11h et 12h avec une température ambiante de 30°C.....	33
Graphique 16 : Caractérisation du courant des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs constrastés. Sur le toit du bâtiment 23.	33

Graphique 17 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs constrastés. Sur le toit du bâtiment 23.	34
Graphique 18 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du glacier d'Aletsch ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.	35
Graphique 19 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du mont Cervin ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.	36
Graphique 20 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du drapeau valaisan ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.	37
Graphique 21 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de la HES-SO ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.	38
Graphique 22 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de OIKEN ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.	39
Graphique 23 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 17 juillet 2024, des nuages étaient présents dans le début de la matinée vers 8h mais plus rien après durant toute la journée.	40
Graphique 24 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 18 juillet 2024, le ciel était extrêmement bien dégagé, ce jour-là avec aucun nuage dans le ciel.	41
Graphique 25 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 19 juillet 2024, le temps était dégagé le matin mais le ciel était couvert de nuages dans les alentours de 15h.	41
Graphique 26 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch. Au pied du bâtiment 23.	42
Graphique 27 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du mont Cervin. Au pied du bâtiment 23.	43
Graphique 28 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du drapeau valaisan. Au pied du bâtiment 23.	44
Graphique 29 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de la HES-SO. Au pied du bâtiment 23.	45
Graphique 30 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de OIKEN. Au pied du bâtiment 23.	46
Graphique 31 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 11 juillet 2024. Les différentes caractérisations ont été effectuées aux alentours de 11h. L'après-midi, des nuages sont apparus, rendant alors toute expérimentation impossible.	47
Graphique 32 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch. Sur le toit du bâtiment 23.	48
Graphique 33 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du mont Cervin. Sur le toit du bâtiment 23.	49
Graphique 34 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du drapeau valaisan. Sur le toit du bâtiment 23.	50
Graphique 35 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de la HES-SO. Sur le toit du bâtiment 23.	51
Graphique 36 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de OIKEN. Sur le toit du bâtiment 23.	52

Graphique 37 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 28 juin 2024. Ce jour-là, il y a eu énormément de nuage, en début de matinée (de 7h à 9h) et ensuite en début d'après-midi (12h à 15h).....	53
Graphique 38 : Caractérisation du courant des panneaux PV colorés de la marque Bisol ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les modules colorés.....	54
Graphique 39 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV colorés de la marque Bisol ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les modules colorés.....	54
Graphique 40 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Alabaster White ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.....	55
Graphique 41 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Forest Green ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.....	56
Graphique 42 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Terracotta Orange ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	57
Graphique 43 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Deep Red ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.....	58
Graphique 44 : Courbe de l'irradiance et de la température sur toute la journée du 5 août 2024, cette journée était très ensoleillée sans nuages dans le ciel.....	63
Graphique 45 : Caractérisation du string de panneaux SPR-X21-345 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	64
Graphique 46 : Caractérisation du string de panneaux MB_120W120AyB_380 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	65
Graphique 47 : Caractérisation du string de panneaux PowerMax SMART 130 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	66
Graphique 48 : Caractérisation du string de panneaux LG390N1C-E6 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	67
Graphique 49 : Caractérisation du string de panneaux MB-120AyB_380 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	68
Graphique 50 : Courbe de l'irradiance et de la température pour toute la journée du 30 juillet 2024, il y avait passablement de nuages tout au long de ce jour-là, avec un accalmies entre 11h et midi.....	69
Graphique 51 : Caractérisation des tuiles solaires Solaris SUPER Heritage de chez FREESUNS ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	69
Graphique 52 : Caractérisation du panneau standard MB_TG120ByB_375 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension	73

Liste des équations

Équation 1 : Calcul de la résistance électrique maximale	10
Équation 2 : Calcul de la puissance électrique fournie par le panneau PV.....	10
Équation 3 : Calcul de la transformation du courant du pyranomètre en irradiance	11
Équation 4 : Calcul de la puissance solaire captée par le panneau PV.....	12
Équation 5 : Calcul du rendement de transformation du panneau PV.....	12

Liste des photographies

Photographie 1 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch, sur le bord de la route lors de la journée du 17 juillet 2024.....	42
Photographie 2 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du mont Cervin pour le 17 juillet 2024. Au pied du bâtiment 23.	43
Photographie 3 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du drapeau valaisan. Au pied du bâtiment 23.	44
Photographie 4 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de la HES-SO. Au pied du bâtiment 23.	45
Photographie 5 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de OIKEN. Au pied du bâtiment 23.	46
Photographie 6 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch.....	48
Photographie 7 : Évolution de la température du surface du panneau PV avec le motif du mont Cervin.....	49
Photographie 8 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du drapeau valaisan.....	50
Photographie 9 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de la HES-SO.....	51
Photographie 10: Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de OIKEN.....	52
Photographie 11 : Vue de dessus de la situation actuelle de l'installation solaire PV sur le toit du bâtiment 23. Avec la délimitation de la zone OIKEN en rouge	59
Photographie 12 : Vue de dessus de la situation actuelle de l'installation solaire PV sur le toit du bâtiment 23. Avec la délimitation de la zone HES-SO pour le micro-grid DC en vert	60
Photographie 13 : Vue de dessus de la situation actuelle de l'installation solaire PV sur le toit du bâtiment 23. Avec la délimitation de la zone expérimentale en violet.....	61
Photographie 14 : Photographie thermique du module LG309N1C-E6, lors de sa caractérisation. Il est notable que des cellules sont malheureusement défectueuse car certaines zones du module sont plus chaudes.	76
Photographie 15 : Photographie thermique du module SPR-X21-345, lors de sa caractérisation. Il y a manifestement qqch qui ne convient pas aux modules qui sont entreposés sur le toit, des cellules surchauffent laissant même apparaître une zone de hotspot sur le bas du panneau PV.....	78
Photographie 16 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du glacier d'Aletsch.....	82
Photographie 17 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du mont Cervin.	83
Photographie 18 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du drapeau valaisan	84
Photographie 19 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du logo de la HES-SO	85
Photographie 20 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du logo de OIKEN.....	85

Liste des abréviations

AC : **A**lternative **C**urrent = Courant Alternatif

CSEM : **C**entre **S**uisse d'**E**lectronique et de **M**icrotechnique

DC : **D**irect **C**urrent = Courant Continu

EPFL : **E**cole **P**olytechnique **F**édérale de **L**ausanne

EPI : **É**quipement de **P**rotection **I**ndividuel

Mpp : **M**aximum **p**ower **p**oint

ODD : **O**bjectifs de **D**éveloppement **D**urable

OFEN : **O**ffice **F**édérale de l'**E**Nergie

LEne : **L**oi sur l'**E**nergie

PV : **P**hoto**V**oltaïque

STC : **S**tandard **T**est **C**onditions

1 Introduction

1.1 Contexte

1.1.1 Situation helvétique actuelle

La Stratégie énergétique 2050 (OFEN, 2011) est une initiative visant à transformer le système énergétique de la Suisse face aux enjeux des défis climatiques afin de garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique et de promouvoir l'utilisation d'énergies renouvelables.

Voici ces trois objectifs principaux :

- Réduction de la consommation d'énergie
 - Diminuer la consommation d'énergie par habitant grâce à des mesures d'efficacité énergétique dans les secteurs résidentiel, industriel et des transports.
 - Encourager l'utilisation de technologies et de pratiques plus efficaces en énergie.
- Augmentation de la part des énergies renouvelables
 - Augmenter cette part dans la production totale d'énergie en se concentrant sur des moyens comme le solaire, l'éolien, la biomasse ou l'hydroélectricité.
 - Promouvoir les investissements dans des technologies renouvelables et des infrastructures nécessaires pour soutenir cette transition.
- Sortie progressive de l'énergie nucléaire
 - Ne plus construire de nouvelles centrales et ne pas remplacer celles déjà existantes.
 - Garantir la sécurité et la gestion des déchets nucléaires.

Pour venir renforcer les enjeux de la Stratégie énergétique 2050, la Confédération a décidé d'introduire la Stratégie énergétique 2050+ qui a pour but de répondre toujours aux mêmes enjeux initiaux mais en y ajoutant un aspect de durabilité, de sûreté et de réduction des gaz à effet de serre. (OFEN, 2020)

Voici deux nouveaux objectifs venant se greffer aux trois premiers :

- Neutralité carbone pour 2050
 - La Suisse s'engage alors à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Cela implique une diminution drastique des émissions de gaz à effet de serre.
- Sécurité d'approvisionnement
 - Cette sécurité d'approvisionnement énergétique a pour but que le réseau électrique intereuropéen soit stable et fiable tout en diversifiant les sources d'énergies mais aussi en intégrant de nouvelles technologies pour une gestion intelligente du réseau de distribution suisse.

Pour parler un peu plus d'approvisionnement, la guerre en Ukraine par le biais de l'offensive russe a mis à mal tout le marché électrique européen avec l'envolée des prix de l'électricité. (« European power price tracker », 2024)

L'arrêt de l'acheminement de gaz naturel russe par le biais des gazoducs Nord Stream I et II (Nord Stream AG, 2022) a mis en péril l'approvisionnement de ce combustible, pour une grande partie des européens. Cela a aussi eu comme conséquences de faire augmenter le prix du gaz passant de $0.06 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ à $0.12 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$, tout cela entre 2021 et 2023. (« natural gas prices household consumers, EU, 2008-2023 », 2024)

Il est alors clair qu'une potentielle pénurie s'est peu à peu profilée. L'Assemblée fédérale a alors mis en place la Loi sur l'énergie, le 30 septembre 2022. Cette loi vise à prendre des « Mesures urgentes visant à assurer rapidement l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver ». L'article 71a résume : « Jusqu'à ce que la construction en Suisse de grandes installations photovoltaïques permette une production annuelle totale de $2TWh$ », tout comme l'explique le point c de l'article 71a : « Elles ne sont pas soumises à l'obligation d'aménager le territoire ». (« Loi sur l'énergie (LEne) », 2022)

En somme, pour aller dans le même sens que la mise en place de grandes installations PV, une loi fédérale sur l'énergie en date du 30 septembre 2016 (LEne ; RS 730.0) a été revue par l'Assemblée fédérale pour garantir, à court terme, un approvisionnement sûr en énergie.

L'article 45a al.1 de LEne prévoit alors qu'une installation solaire photovoltaïque ou thermique soit alors ajoutée sur les toits ou les façades de toute construction de nouveaux bâtiments ayant une superficie supérieure à $300m^2$. L'alinéa 2 de cette nouvel article de LEne prévoit aussi que la surface de panneaux ou de capteurs solaire doit être équivalent à au moins 40% de la surface de la construction.

Toute cette obligation ne concerne que les demandes déposées à partir du 1^{er} janvier 2023. (« Obligation d'utiliser l'énergie solaire pour les nouveaux bâtiments - - vs.ch », 2016)

1.1.2 Situation valaisanne

La région du Canton du Valais est une zone extrêmement propice pour des installations solaires car c'est une région où l'irradiance est la plus importante, comme le montre la Figure 1. L'ensoleillement est globalement meilleur dans les Alpes que sur le plateau Suisse.

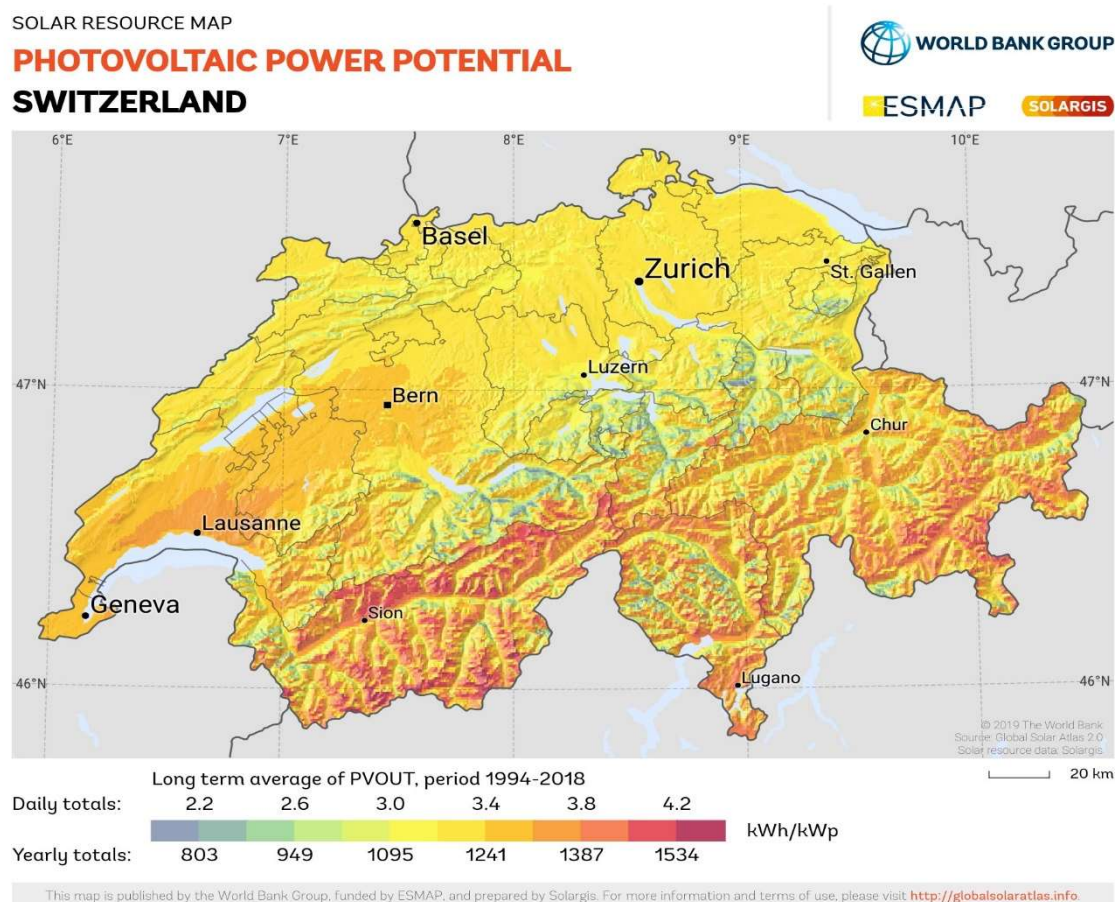


Figure 1 : Potentiel photovoltaïque en Suisse (Solargis, 2019)

Selon OIKEN (Zufferey, 2021) : « La production PV a été multiplié par 20 en 10 ans », passant de 8GWh produit, en 2011, à 155GWh, en 2021. Les installations PV couvrent une surface totale d'environ 766'000m². Cette production permet d'alimenter 34'500 ménages. »

Le potentiel de production PV totale sur les bâtiments est d'environ 4'200GWh (Toitures et façades comprises). Ce potentiel ne prend pas en compte d'autres surfaces construites telles que les couverts à voitures ou les chemins de fer.

1.2 Problématique

L'ajout de panneaux solaires photovoltaïques sur des toitures résidentielles ou tout autre type de bâtiment revête d'un intérêt national, en plus de revêtir un intérêt personnel, économique et esthétique.

En effet, l'implantation de panneaux solaires PV permet une production d'électricité indigène mais aussi une certaine autoconsommation de cette production électrique.

Ces installations solaires doivent aussi permettre d'apporter une plus grande acceptabilité de son apparence compte tenu de certains enjeux de rénovations de bâtiments historiques. Bien évidemment, des panneaux solaires colorés peuvent apporter une certaine alternative aux tuiles ou autres revêtements de toiture conventionnels.

Néanmoins, il est possible que certaines couleurs de pigments altèrent aussi l'efficacité de la production des panneaux colorés. Il sera alors indispensable de pouvoir quantifier cette perte d'efficacité au moyen de comparaison avec des panneaux standards.

Enfin, pour les entreprises voulant allier leurs envies de production solaire et d'identification de leur marque, il existe des panneaux colorés sous la forme de motif pouvant représenter des images ou des logos d'entreprises. Il est possible que ces panneaux avec motifs présentent des comportements similaires aux panneaux colorés.

1.3 Objectifs

Une liste d'objectifs a été dressée afin de pouvoir avoir un aperçu du travail qui a été effectué et qui restera encore à faire pour les prochaines personnes qui travailleront sur ce sujet :

1. Analyse de l'installation PV du toit
 - a. Faire un schéma de l'installation globale
 - b. Faire un schéma de la zone expérimentale et des autres zones (OIKEN AC, ...)
 - c. Expliquer ce qui compose la zone expérimentale (types de PV, nombre, ...)
 - d. Faire des mesures (P, U, I) des 4 strings de panneaux PV qui composent la zone expérimentale.
 - e. Calculer la puissance théorique de ces 4 strings de panneaux PV
 - f. Comparer des valeurs de la puissance théorique et de la puissance mesurée
 - g. Faire des mesures (P, U, I) entre l'amont et l'aval de chacun des 4 convertisseurs
 - h. Calculer le rendement de conversion de chaque convertisseur

2. Panneaux solaires PV colorés

- a. Courbe I-U et P-U de chacun des 4 panneaux PV colorés
- b. Courbe I-U et P-U d'un module standard LG
- c. Comparer les résultats des courbes de caractérisation entre colorés et standard
- d. Comparer les résultats des courbes de caractérisation entre mesures et simulations (PVsyst)
- e. Simuler la production annuelle de chacun des 5 panneaux PV (4 colorés + LG)
- f. Comparer les productions annuelles

3. Panneaux solaires PV avec motifs et hotspots

- a. Courbe I-U et P-U de chacun des 4 panneaux PV colorés
- b. Courbe I-U et P-U d'un module standard LG
- c. Comparer les résultats des courbes de caractérisation entre motifs et standard
- d. Comparer les résultats des courbes de caractérisation entre mesures et simulations (PVsyst)
- e. Mesurer la distribution de la température sur la surface des modules avec une caméra thermique en fonctionnant au Mpp durant un temps donné
- f. Expliquer les causes et les conséquences qu'ont ces hotspots sur le fonctionnement des panneaux

4. Autres types de panneaux solaires PV

- a. tuiles solaires
 - i. Courbe I-U et P-U
 - ii. Simulation des courbes I-U et P-U
 - iii. Comparer les résultats des courbes caractéristiques obtenues
- b. Panneau bifacial
 - i. Courbe I-U et P-U
 - ii. Simulation des courbes I-U et P-U
 - iii. Comparer les résultats des courbes caractéristiques obtenues
- c. Panneaux couche mince
 - i. Courbe I-U et P-U
 - ii. Simulation des courbes I-U et P-U
 - iii. Comparer les résultats des courbes caractéristiques obtenues

5. Format de rendu des résultats

- a. Présenter un dossier comprenant les courbes caractéristiques de chaque module évalué durant ce travail

Pour faire le point sur tout le travail qui a pu être réalisé, seul la partie de mesure entre l'amont et l'aval des convertisseurs n'a pu être fait dans le point 1. Cela étant car l'installation PV n'est pas encore fonctionnel du fait du manque du contrôle d'installation et du raccordement de l'armoire de réinjection du microgrid DC.

Pour ce qui est du point 2, seul la simulation entre les points e et f n'as pas été effectuée, cela par manque de temps.

Les trois autres points ont dûment été accomplis pour obtenir un maximum de résultats.

2 État de l'art

Le site REN21 offre une vue d'ensemble annuelle de l'état des énergies renouvelables. Il est alors intéressant de pouvoir quantifier les avancées qui sont faites pour les installations PV mais aussi sur la recherche qui est apportée. En effet, entre 2021 et 2023, les énergies renouvelables représentent 12.6% de la consommation totale d'énergie finale dans le monde.

Pour ce qui est de la consommation totale mondiale d'électricité, qui ne représente que 22.7% de toute l'énergie finale consommée dans le monde, seul 30% de cette électricité est produite de manière renouvelable. Il y a alors encore beaucoup de potentiel pour substituer la production d'électricité. (« Global Overview », 2023)

De nombreux types de panneaux photovoltaïques (PV) existent actuellement sur le marché mondial comme le monocristallin, le polycristallin, le couche mince ou encore HIT. Depuis le début des années 1975, avec l'apparition des premières cellules photovoltaïques, la technologie PV ne cesse de croître rapidement et d'améliorer l'efficacité tout en réduisant les coûts de fabrication. (Razykov et al., 2011).

Les panneaux PV qui sont utilisés dans le cadre de ce travail sont de type monocristallin et HIT.

Une étude (Manasrah et al., 2019). a montré que les films de couleur impactent les performances d'un panneau photovoltaïque.

En effet, trois filtres différents, rouge, vert et bleu, ont été testés. Il est nécessaire de comprendre que le but de ces filtres est de pouvoir réfléchir une certaine longueur d'onde de la lumière du soleil. C'est pour cela qu'un filtre rouge transmet toutes les longueurs d'onde du spectre sauf la longueur d'onde caractéristique du rouge qui est réfléchi. Le filtre bloque alors une partie du rayonnement solaire influençant la composition du spectre lumineux par le panneau PV. Les résultats de cette étude montrent que le rendement du panneau peut alors varier selon la couleur du filtre installé.

Passant de 14% pour le panneau standard, à 20.5% pour un filtre rouge installé, à 19.8% pour le filtre vert mais ce rendement diminue jusqu'à 12.8% pour l'ajout du filtre bleu.

Les températures de surface ont aussi été mesurées : soit 59°C pour le panneau standard, 58.2°C avec le filtre rouge, 46°C avec le filtre vert et 59.4°C pour le filtre bleu. Il est constaté que les couleurs des filtres influent toutes différemment sur le rendement et sur la température de surface.

Ce phénomène donne une base importante et essentielle pour comprendre le comportement qu'auront des panneaux colorés et avec des motifs.

L'utilisation de panneaux PV colorés intégrés à des bâtiments permet d'adapter l'offre des logements avec la demande de l'augmentation des installations PV. Cela dans le but d'allier de la production d'électricité avec des besoins esthétiques et architecturaux.

Afin de pouvoir répondre aux exigences des architectes, il existe de multiples façons de colorer des panneaux PV.

Une étude (Borja Block et al., 2024) a été réalisée en Suisse, par un institut de l'EPFL et le CSEM, et permet alors de prendre en considération le contexte PV en Suisse.

Les trois premières technique de coloration du panneau PV consiste en la coloration du verre.

L'un des deux procédés mentionnés consiste à faire une impression numérique céramique (DCP). Ce processus s'opère par l'utilisation d'encre céramiques qui sont imprimées à même le verre. Une cuisson du verre est nécessaire afin de faire fusionner l'impression avec le verre, cela demande tout de même des températures proches des 640°C à 700°C . Malheureusement, cette haute température limite le choix des pigments pouvant être utilisés.

Le deuxième processus est par applications de couches successives d'encre qui est appelé sérigraphie. Cette encre est appliquée par le biais d'un pochoir.

La troisième technique consiste en la coloration du verre de son processus de production, le verre est alors coloré grâce à des pigments ce qui donne une masse de verre coloré avec une couleur unie.

Il est aussi possible de procéder à ce que l'on peut appeler l'encapsulant coloré. Cela consiste à procéder par l'extrusion d'une polymère avec des pigments et un ajout d'autres additifs comme des absorbeurs UV. Cette technique a l'avantage de proposer des épaisseurs variables de film pouvant alors permettre de jouer sur la translucidité du revêtement appliqué. La température de traitement restant inférieure à 200°C , cette technique impose des exigences moins strictes que des panneaux utilisant le procédé DCP.

Il existe encore une autre technique de coloration des panneaux appelée couches actives PV semi-transparentes colorées.

Cette méthode demande d'utiliser la semi-transparence des modules de silicium amorphe (a-Si). Cela réside dans le fait d'appliquer le silicium sous forme de film mince sur le verre arrière du module PV. C'est sur ce verre arrière que la couleur est appliquée permettant alors de réduire dues au passage de la lumière à travers les couches du panneau PV. L'inconvénient majeur de cette technique est que le rendement des panneaux en couches minces de silicium est plus faible que sur des panneaux cristallin de silicium.

Le revêtement interférentiel est aussi une méthode possible car elle permet de déposer des matériaux transparents pour contrôler la réflexion de la lumière visible est donc de créer un effet de couleur par simple superposition de ces couches.

Il est aussi possible de colorer les cellules PV afin d'en optimiser l'absorption de la lumière. Ces panneaux PV sont caractéristiques car ils ne possèdent qu'une couleur distinctive proche du bleu foncé et du noir. Cette méthode est utilisée aussi bien pour des panneaux PV monocristallin ou polycristallin.

L'avant-dernière technique mentionnée est le concentrateur solaire luminescent. Cela signifie que l'on utilise des matrices transparentes permettant d'absorber, de réémettre et de concentrer la lumière qui passe à travers le panneau. Ce type de panneau se caractérise par son épais bord avec une vitre translucide en son milieu. Les cellules solaires sont disposées tout autour du cadre du panneau, sur son périmètre.

La dernière technique consiste à appliquer un film coloré après construction du panneau dans son ensemble. Ces films s'appliquent uniquement sur le verre supérieur du panneau. Cette technique permet alors d'imprimer des images d'une haute résolution qui sont combinées à une couche arrière sélective réfléchissante.

Les panneaux colorés et avec des motifs, dans le cadre de ce travail, sont composés d'un verre coloré semblable à un procédé DCP.

L'utilisation de tels procédés permet alors d'atteindre des qualités d'impressions suffisantes pour motiver l'installation de panneaux PV au lieu des tuiles ou autres revêtements de toitures qui sont plus conventionnelles. Les panneaux qui sont analysés, dans le cadre de ce travail, ne sont pas destinés à être installés de manière intégrée mais simplement posés sur la toiture déjà existante (ajouté). Tout de fois, des entreprises suisses fabriquent des panneaux à intégrer. (« 3S Swiss Solar Solutions ☀️ Kein Weg führt an der Sonnenenergie vorbei », s. d.)

Une étude expérimentale (Ben Amara et Balghouthi, 2023) a été effectuée en Tunisie afin de caractériser des panneaux solaires PV monocristallins. Plusieurs films polymères ont alors été utilisés avec les couleurs suivantes : Rouge, orange, vert, jaune et bleu. Ces filtres colorés permettent d'influencer l'irradiance solaire qui sera transmise à la cellule PV. Les résultats de cette étude démontrent que le choix de la couleur du filtre affecte la capacité d'absorption de la lumière émise par le soleil sur le panneau PV.

Étant donné la quantité de lumière recueillie par le panneau PV va varier, on observe que certains filtres de couleur permettent d'augmenter ou de diminuer le rendement du panneau PV. Il sera alors intéressant de constater si les panneaux étudiés, dans le cadre de ce travail, se comportent comme démontré par cette étude.

3 Liste de matériel

La liste présentée ci-dessous a pour but de rendre l'ensemble du travail totalement répétable pour, dans un futur proche, pouvoir comparer des sets de données entre eux sur différentes années.

La liste du matériel est :

1 panneau PV Meyer-burger White 380Wp: MB_W120AyB_380

1 panneau PV Meyer-burger Glass 375Wp: MB_TG120ByB_375

1 panneau PV LG: LG390N1C-E6

1 panneau PV Sunpower: SPR-X21-345

5 panneaux PV avec motifs KameleonSolar (Aletsch, Cervin, Drapeau valaisan, Logo HES-SO et Logo OIKEN)

4 panneaux PV colorés Bisol (Blanc, rouge, brun, vert)

1 chariot de transport pour les panneaux encore entreposés au sous-sol

Multimètre Fluke : 175 TRUE RMS MULTIMETER

Rhéostats (7.5Ω - 17Ω ; 8A - 11A)

Alimentation bidirectionnelle Delta Electronica (10A-1500V ;15kVA) : pour simuler les consommateurs présents sur les strings de PV de la zone expérimentale.

Câbles avec connexions MC4 vers fiche banane (Rouge et noir)

Câbles avec fiches bananes (Rouge et noir)

Pyranomètre du labo de physique

Pyranomètre Kipp & Sonnen

Caméra thermique de la marque Flir : pour visualiser les hotspots

Sonde de température de surface Testo

4 Méthode

Dans le but d'établir un cahier des charges permettant de reproduire ce travail, il est important de procéder à une minutieuse description de chaque partie de la méthode.

Dans le cadre des mesures de production électrique des panneaux PV du bâtiment 23, il est important de collecter les données de puissance, courant et tension et de pouvoir optimiser cette production. Il est aussi nécessaire de prévoir une licence PVsyst pour la comparaison entre simulation et réalité.

Pour la caractérisation des panneaux, il est important de prendre en compte différents facteurs expliqués ultérieurement, tout cela dans le but de pouvoir reproduire et comparer les différents résultats entre eux.

4.1 Plan actuel de l'installation PV dans la zone expérimentale

La zone expérimentale présentée sous la Figure 2 représente les différentes parties de l'installation PV de cette zone. C'est dans la zone expérimentale qu'il a été spécifié de s'attarder pour bien comprendre son fonctionnement et ses différentes parties qui la compose.

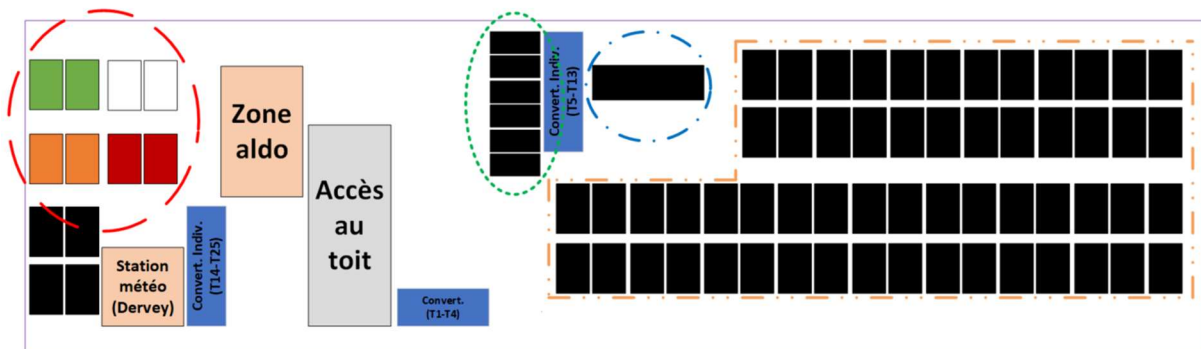


Figure 2 : Schéma de la zone expérimentale représentant les différentes parties comme les panneaux colorés dans le rond rouge, les strings de panneaux PV dans le rectangle orange, les panneaux PV à couche mince dans le cercle vert et les tuiles solaires dans le cercle bleu. Les convertisseurs DC-DC sont représentés dans les 3 rectangles peints en bleu. Les deux zone beige représente des zones annexes.

4.2 Précautions concernant la sécurité

Afin de se prémunir de tout accident, il existe un responsable chargée de la sécurité électrique du campus Energypolis. C'est M. Robin Bridy qui occupe actuellement ce poste. Il est alors impératif de le contacter lors de la montée sur le toit mais aussi pour pouvoir se munir des différents EPI nécessaires.

Ces différents EPI sont :

- Des vêtements longs et 100% coton (Pantalon et pull à manches longues)
- Des chaussures de sécurité avec semelles anti perforantes
- Des gants de protection de classe II : 1000V
- Un casque de protection avec visière intégrale

Tous ces équipements sont indispensables et à prévoir avant chaque montée sur le toit si l'on touche au micro-grid DC. Toutefois, si le motif de l'ascension sur le toit n'est jugé pas dangereuse ou périlleuse, il est alors possible de ne prévoir aucun EPI spécifique.

4.3 Données météorologiques

Afin de pouvoir faire corrélérer le comportement du panneau avec la réalité, les données météorologiques issues de la centrale météorologique présente sur le toit du bâtiment 23 ont été recueillies.

Cette centrale météorologique mesure l'irradiance globale, la température ambiante, la vitesse du vent mais aussi sa direction et les précipitations pluviales. Toutes ces données sont alors recueillies et conservées dans la base de données Grafana. L'accès à ses données étant limité, il faut alors demandé un accès par le biais d'une personne accréditée.

Les données les plus importantes sont l'irradiance, surtout le comportement de l'irradiance selon la météo présente et la température ambiante.

4.4 Caractérisation des panneaux solaires photovoltaïques

Afin de pouvoir rendre ce projet totalement reproductible dans le future et dans d'identiques conditions, toutes les manipulation vont être scrupuleusement et méthodiquement expliquées.

Afin de pouvoir avoir un point de comparaison entre les deux sortes de panneaux solaires photovoltaïques, il est primordial d'utiliser un panneau standard (Sans filtre) afin de pouvoir comparer chaque sorte de panneaux solaires avec une référence.

Il est important de rappeler que les données théoriques, qui sont données par les fabricants, suivent les STC, avec une irradiance solaire de $1000 \frac{W}{m^2}$ et une température du panneau solaire PV de $25^{\circ}C$. Cela dans le but de pouvoir uniformiser les conditions de test. (« IEC 61853-1:2011 ED1 | Viewer », 2011)

Il est aussi important de relever la météo qu'il fait ainsi que la température extérieure. L'irradiance étant toujours fluctuante, il faut alors la mesurer afin d'obtenir les caractéristiques complètes du test effectué. Il faut aussi garder à l'esprit que pour les premiers sets de données, du moins pour le panneau standard et les panneaux PV avec motifs, les panneaux ont été installés, sur un support incliné à 45° , les uns après les autres.

Afin de pouvoir correctement calculer les différentes variables, le calcul de la résistance se fait comme suit :

Équation 1 : Calcul de la résistance électrique maximale

$$R_{elec} = \frac{U}{I}$$

Ce calcul de résistance permet d'apporter une plage de fonctionnement nécessaire pour caractériser convenablement les panneaux solaires PV. Avec U, la tension électrique et I, le courant électrique.

La puissance fournie par le panneau peut ensuite être calculée par le biais de l'Équation 2 suivante :

Équation 2 : Calcul de la puissance électrique fournie par le panneau PV

$$P_{elec} = U * I$$

Cette puissance pourra alors être comparée à la puissance solaire captée par le panneau afin de pouvoir calculer le rendement de fonctionnement du module PV. Avec U , la tension électrique et I , le courant électrique

Afin de pouvoir quantifier la mesure de l'irradiance, il faut utiliser un pyranomètre qui permet de produire un certain courant électrique pour une certaine irradiance. La relation entre le courant produit en mA et l'irradiance est une fonction linéaire entre $300 \frac{W}{m^2}$ et cela jusqu'à $1500 \frac{W}{m^2}$, qui est la limite supérieure testée en laboratoire. L'équation suivante représente la relation entre le courant de sortie (mA) et la valeur de l'irradiance captée par le pyranomètre ($\frac{W}{m^2}$) :

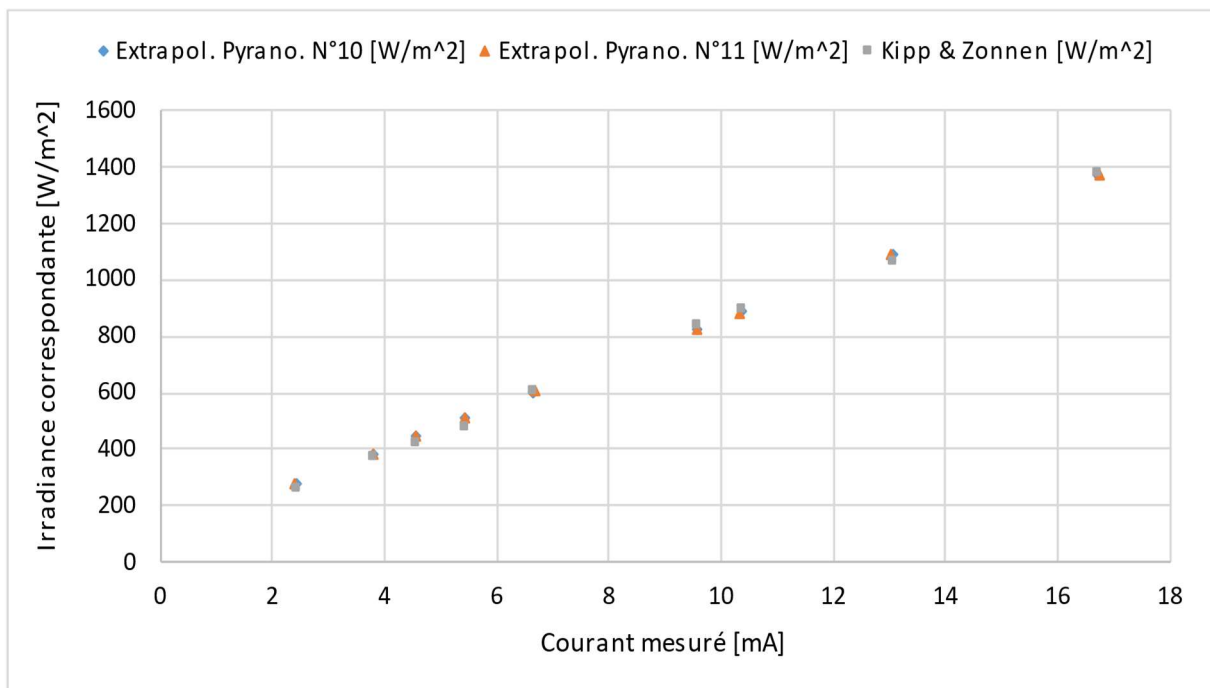
Équation 3 : Calcul de la transformation du courant du pyranomètre en irradiance

$$G = 78.261 * I + 68.821$$

Cette équation linéaire est donnée pour faire suite aux analyses effectuées en laboratoire en comparant les valeurs de trois pyranomètres : deux types du laboratoire 23N213 et un Kipp & Zonnen.

Cela dans le but de déceler diverses variations de valeurs et d'augmenter la justesse des futures irradiances mesurées.

Le résidu au carré proche de 1 confirme que les valeurs sont bien linéaires et suivent donc cette tendance.



Graphique 1 : Représentation de l'irradiance solaire en fonction du courant mesuré par le pyranomètre

La puissance solaire captée par le panneau PV se calcule comme suit :

Équation 4 : Calcul de la puissance solaire captée par le panneau PV

$$P_{solaire} = A * G$$

Cette puissance solaire captée par le panneaux photovoltaïque dépend de la surface active du panneau A et de l'irradiance G que reçoit le panneau PV.

Le rendement de transformation de cette énergie peut être quantifié en utilisant l'équation suivante :

Équation 5 : Calcul du rendement de transformation du panneau PV

$$\eta = \frac{P_{elec}}{P_{solaire}}$$

4.4.1 Simulation sur le logiciel PVsyst

Lors de chaque mesure de caractérisation, les données météorologiques concernant l'irradiance et la température ambiante sont inscrites dans chaque feuille Excel de chaque type de panneau caractérisé.

Une fois la caractérisation effectuée (courbe I-U et courbe P-U), à l'aide du logiciel PVsyst qui sert à la simulation d'installations solaires, il est possible d'aller choisir plusieurs types de raccords, comme le montre la Figure 3.

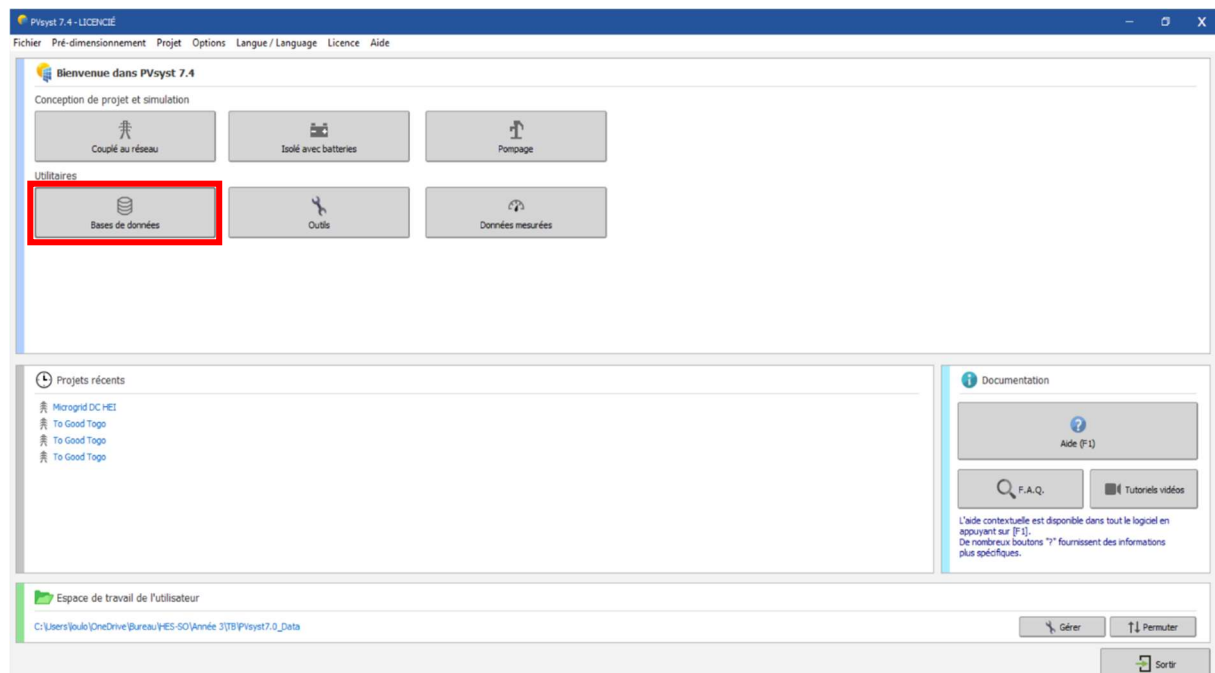


Figure 3 : Visuel de l'interface lors du démarrage de PVsyst, accès à la base de données des modules PV en cliquant sur Base de données entouré en rouge.

Afin de pouvoir choisir le module PV à simuler, la marche à suivre de la Figure 3 doit être respectée.

Ensuite, comme le montre la Figure 4, il faut appuyer sur le bouton Module PV.

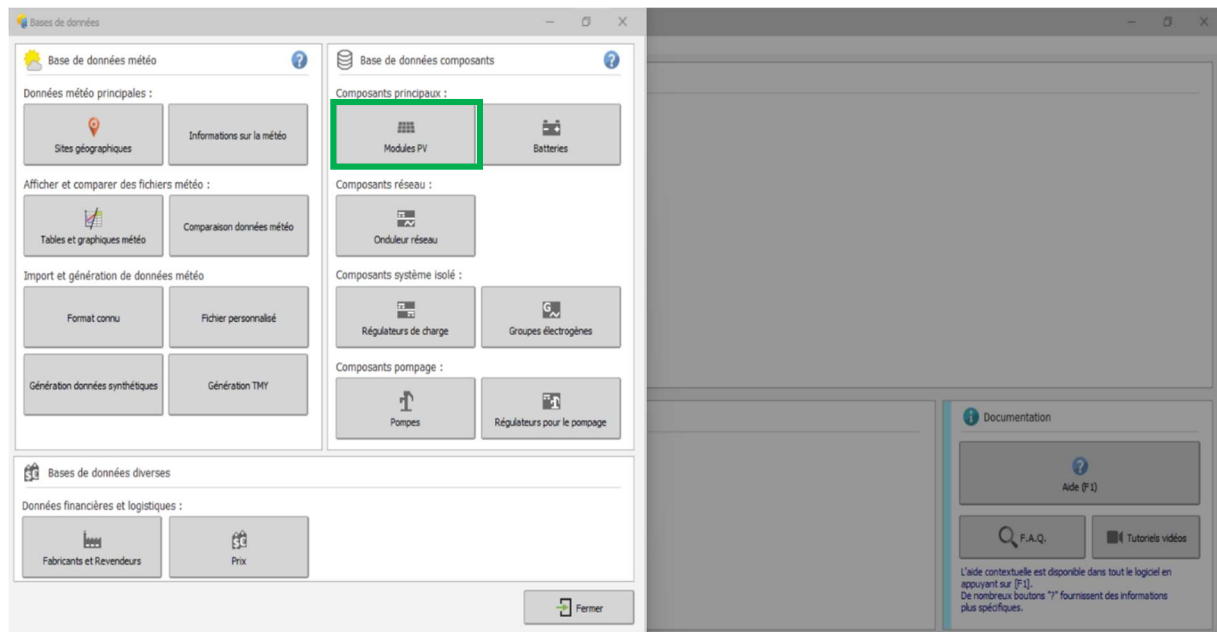


Figure 4 : Visuel de l'interface lorsque le bouton Base de données a été appuyé. Cliquer ensuite sur le bouton Module PV (rectangle vert) pour accéder à la base de données de l'ensemble des modules solaires enregistrés dans PVsyst.

Il faut ensuite choisir son module qu'il est demandé de simuler comme le présente la Figure 5.

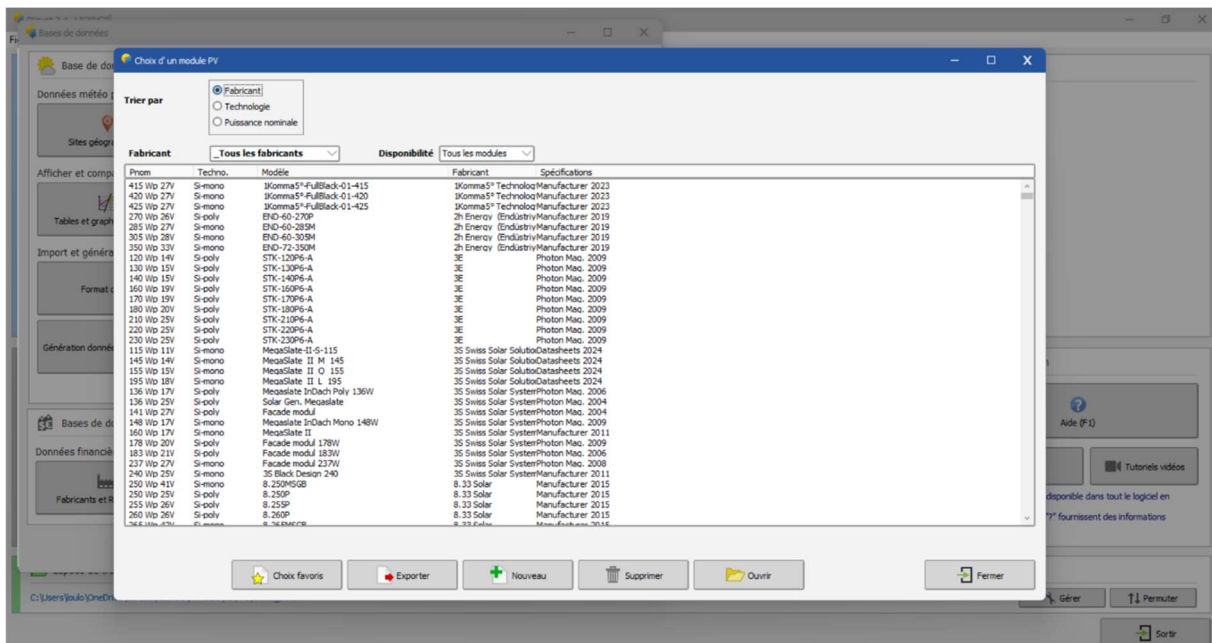


Figure 5 : Visuel de l'interface PVsyst après pression du bouton Module PV. Il ne reste plus qu'à choisir le module désiré, qui se trouve dans le menu déroulant et aller à la simulation en appuyant sur le bouton Ouvrir (rectangle bleu).

Pour tout panneau manquant, avec les données présentes sur une fiche technique, il est possible de produire le panneau souhaité qui sera simulé. Cela a été le cas pour les panneaux colorés et les panneaux avec motifs qui n'étaient pas présents dans la base de données de PVsyst.

Comme le montre la Figure 6, il est possible de créer de nouveaux modules en inscrivant les données du fabricant directement dans les rectangles jaunes.

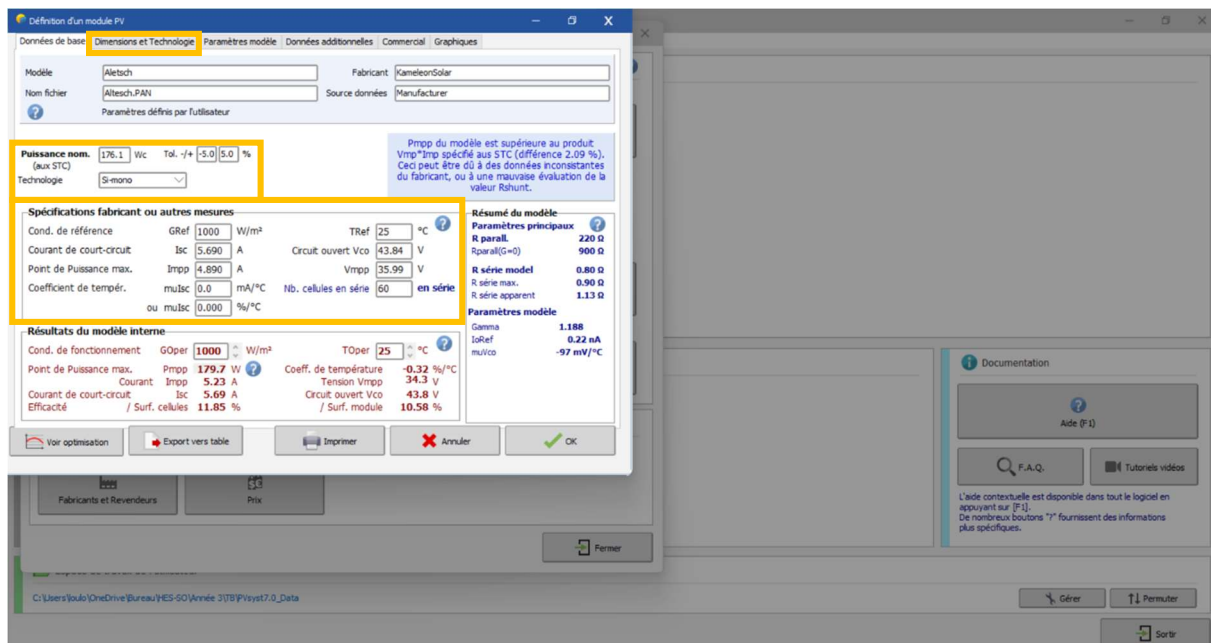


Figure 6 : Visual de l'interface après avoir appuyé sur le module souhaité, il est alors nécessaire de remplir les informations qui sont dans le rectangle jaune, dans le cas de la « fabrication » d'un nouveau module indisponible dans la base de données PVsyst.

Pour ce qui est de la visualisation des résultats, ils se trouvent sous l'onglet Graphiques. Il est alors possible de modifier l'irradiance, la température de surface du module mais aussi d'afficher différentes sortes de graphiques comme des courbes I-U, P-U, ou encore rendement-Irradiance et même rendement-température.

Il est ensuite possible d'exporter les données du graphiques en appuyant sur le bouton Graph. Complet, comme présenté dans la Figure 7.

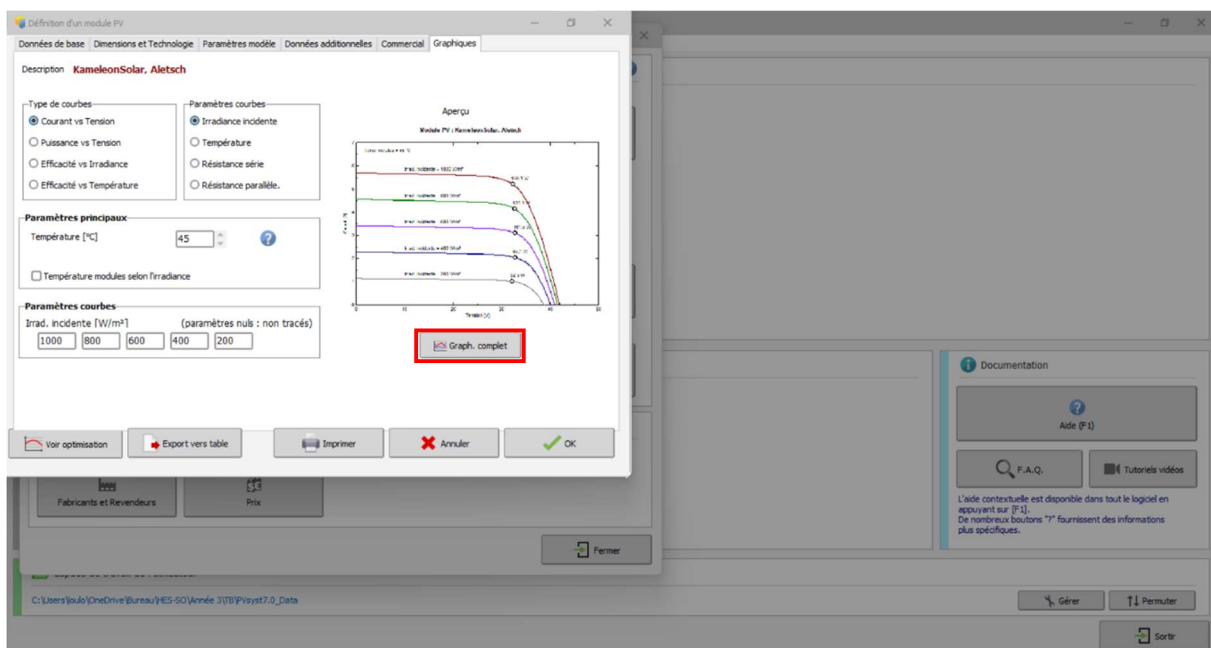


Figure 7 : Visual de l'interface Graphiques avec tous les menus expliqués, le bouton Graph complet en rouge.

4.4.2 Panneaux standards

Afin de pouvoir caractériser ce panneau PV de la meilleure manière qu'il soit, il faut tout d'abord l'exposer au soleil, en l'amenant en extérieur. Il faut alors prendre la mesure de la température extérieure et de la température à la surface du panneau. Il est aussi important de mesurer l'irradiance provenant du rayonnement solaire.

Ensuite, à l'aide des deux multimètres branchés le premier comme ampèremètre, le second comme voltmètre et d'un jeu de résistances sous forme de rhéostats comme consommateur final, il est alors possible de caractériser la courbe tension-courant (Tension en abscisses et Courant en ordonnées) et la courbe tension-puissance (Tension en abscisses et Puissance en ordonnées). Ces courbes permettent alors de pouvoir trouver les valeurs de tension, de courant et de puissance au Mpp.

Toutes ces données doivent alors être inscrites dans un tableur Excel correspondant au panneau PV qui est testé.

4.4.2.1 Meyer Burger

Ce panneau provient du fournisseur Meyer Burger qui est le modèle : MB_W120AyB_380, d'une puissance crête de 380 W. C'est un panneau solaire PV de type HIT mesurant une surface totale de 1.8 m². Selon les données du constructeur, ce panneau PV a un rendement théorique de 20.7 %.

Il existe aussi un second panneau PV provenant du même fournisseur avec le numéro de modèle suivant : MB_TG120ByB_375 ; d'une puissance crête de 375 W. Ce second panneau fait la même surface que le premier. (« Téléchargements et fiches techniques », Meyer Burger, 2023)

4.4.2.2 LG

Ce module solaire PV provenant de la marque LG est le modèle : LG390N1C-E6, d'une puissance maximale de 390 W. Ce panneau emploie la technologie monocristalline pour ces cellules solaires. Le constructeur annonce alors un rendement théorique donné par la fiche technique de 21.2 % pour une surface totale de 1.84 m². (« LG Neon H Serie (07-2021).pdf », 2021)

4.4.2.3 SUNPOWER

Ce panneau vient du fournisseur SUNPOWER qui est le modèle : SPR-X21-345, avec une puissance nominale de 345 W. Ce panneau solaire PV est de type monocristallin mesurant 1.68 m² avec un rendement de 21.5 % provenant de la fiche technique. (« SunPower-X21-345-COM-Data-Sheet.pdf », 2016)

4.4.3 Panneaux avec motifs

Les panneaux avec motifs sont au nombre de cinq qui représentent 5 images différentes. Ces cinq motifs sont le glacier d'Aletsch, le Cervin, le drapeau du Valais, le logo de l'HES-SO valais/Wallis et le logo de l'entreprise sédunoise OIKEN (Figure 8) :



Figure 8 : Présentation des cinq images imprimées pour les panneaux PV avec motifs sous le verre supérieur

Pour la méthode de caractérisation des courbes tension-courant, puissance-courant mais aussi pour la caractérisation des hotspots, le même procédé est effectué que celui expliqué dans le point ci-dessus : 4.4.2.

Ces panneaux PV avec motifs peuvent contenir des couleurs susceptibles de provoquer l'apparition de hotspots.

Ces hotspots peuvent être dus à plusieurs causes comme : le mauvais fonctionnement d'une cellule du panneau, une absorption trop grande d'énergie solaire en un point du panneau.

Toutefois, lors de leurs conceptions, les panneaux PV sont analysés par le biais d'un logiciel de simulation qui permet de prédire les éventuels hotspots que peuvent produire certaines couleurs ou certains motifs.

Il sera alors intéressant de pouvoir contrôler si ces panneaux PV respectent ces contraintes à l'échauffement.

Tableau 1 : Caractéristiques des cinq motifs des panneaux solaires photovoltaïques avec les données issues de la data sheet

Référence module	T5-02	T5-01	T2-01	T3-02	T4-02
Motif du module PV	Aletsch	Cervin	Drapeau valaisan	Logo HES-SO	Logo OIKEN
Puissance nominale P_{MPP} [W]	176	184	207	204	199
Courant de court-circuit I_{CC} [A]	5.69	6.44	6.36	6.26	6.38
Tension en circuit ouvert U_{CO} [V]	40.23	40.25	40.18	40.22	40.2
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	4.89	5.03	5.96	5.91	5.73
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	35.99	36.57	34.77	34.58	34.71
Tolérance de puissance en sortie	$\pm 5 \%$				
Classe de protection	Classe II				

4.4.4 Panneaux colorés

Pour pouvoir aller caractériser ces panneaux PV colorés, il faut comprendre qu'ils sont déjà installés sur le toit du bâtiment 23 du campus Energypolis.

Les panneaux PV colorés qui sont analysés sont représentés par la Figure 9 ci-dessous. (« BISOL_Spectrum_FR.pdf », 2022)

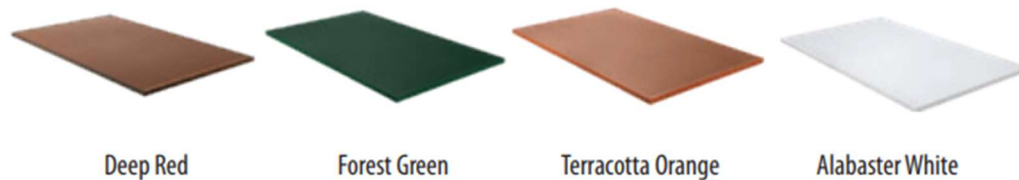


Figure 9 : Présentation des quatre coloris des panneaux PV colorés

Ces quatre coloris de panneaux solaires PV sont proposés par la société BISOL qui est une entreprise française. Les caractéristiques de chacune des couleurs sont données dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Caractéristiques des quatre coloris de panneaux solaires photovoltaïques avec les données issues de la data sheet

Référence module	BDO	320	300	280	220
Couleur du panneau PV	Deep Red	Forest Green	Terracotta Orange	Alabaster White	
Puissance nominale P_{MPP} [W]	320	300	280	220	
Courant de court-circuit I_{CC} [A]	9.55	9.30	8.30	6.55	
Tension en circuit ouvert U_{CO} [V]	41.5	41.1	43.2	40.9	
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	9.10	8.70	7.55	6.20	
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	35.2	34.5	37.1	35.5	
Tolérance de puissance en sortie	$\pm 3 \%$				
Classe de protection	Classe II				

4.4.5 Panneau à couche mince

Les panneaux à couche mince sont installés sur un support incliné et tous connectés en série afin d'élever au maximum la tension électrique globale du string de ces 6 panneaux PV, comme indiqué par le rond vert de la Figure 2.

4.4.6 Tuiles solaires

Les tuiles solaires sont installées sur un support incliné représentant un pan de toiture, comme le montre le cercle bleu de la Figure 2.

Voici la Figure 10 qui présente la schématique de raccordement des différentes tuiles entre elles ainsi que leur disposition.

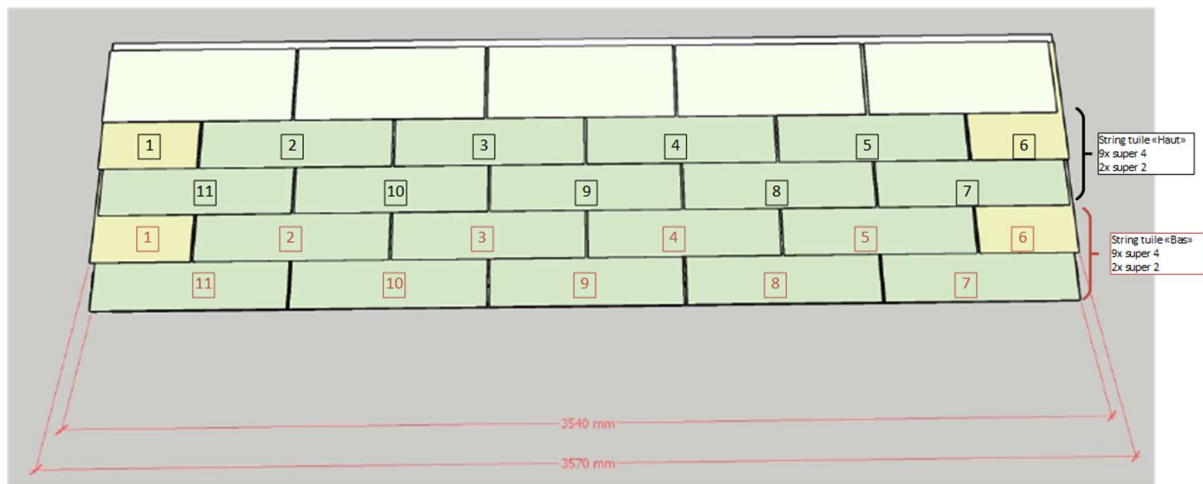


Figure 10 : Schématique de câblage des deux strings de tuiles solaires

Actuellement, toutes les tuiles sont raccordées en série et ne forment qu'un seul string.

4.5 Surchauffe des panneaux solaires photovoltaïques avec motifs

Il est demandé d'analyser et de comprendre la surchauffe des panneaux avec motifs, il existe cinq motifs qui ont été commandés (4.4.3 Panneaux avec motifs)

Ces panneaux sont actuellement installés sur le toit du bâtiment 23. Ils sont en cours de raccordement afin de pouvoir augmenter la puissance d'injection sur le réseau DC de l'HES.

Ces panneaux sont caractérisés par une caméra thermique, sur l'approche de la température de surface de ces derniers. Une sonde de température de surface est aussi utilisée afin de pouvoir mesurer précisément les hotspots qui se présenteraient à la surface de chaque panneau PV.

Les panneaux sont analysés sur une journée entière, à partir de 6h (Mesure initiale de la température) jusqu'à 15h (Point culminant de l'irradiance). Et une seconde série de test entre 11h et 15h, le tout sur le bord de la route devant l'HEI.

Les mesures de température avec la caméra thermique sont faites chaque demi-heure pour chacun des cinq panneaux PV. Il est important de retenir que la sonde de température de surface ne sera utilisée que lorsque des hotspots (Points chauds) seront détectés avec la caméra thermique.

4.6 Analyse de l'installation PV du toit du bâtiment 23

Cette analyse de l'installation PV sur le toit du bâtiment 23 doit permettre de comprendre si toutes les parties de l'installation solaire PV existante fonctionne correctement ou si des défauts ont été décelés.

Sur le toit du bâtiment, des panneaux PV sont connectés pour constituer un approvisionnement en courant continu à une tension de 760 Vdc qui sert à alimenter différents laboratoires.

En effet, cette électricité produite par ces panneaux est élevée aux alentours de 750-770V_{dc} pour pouvoir être acheminée à travers le Bus-DC qui vient desservir différents laboratoires, consommateurs et slots de batteries. Les laboratoires utilisant cette électricité à courant continu sont le Grid-Lab (23N408) et le laboratoire plasma/Hydrogène (23N117). Il existe aussi des batteries se trouvant au sous-sol du bâtiment 23 et un chargeur de véhicules électriques qui sont desservis par le microgrid-DC.

Prochainement, le satellite (Station de Power-to-Gas) sera aussi relié à ce réseau à courant continu afin de pouvoir bénéficier de cette énergie excédentaire et indigène.

La Figure 11 représente le schéma de l'installation du microgrid DC du bâtiment 23. (Sefaranga, 2024)

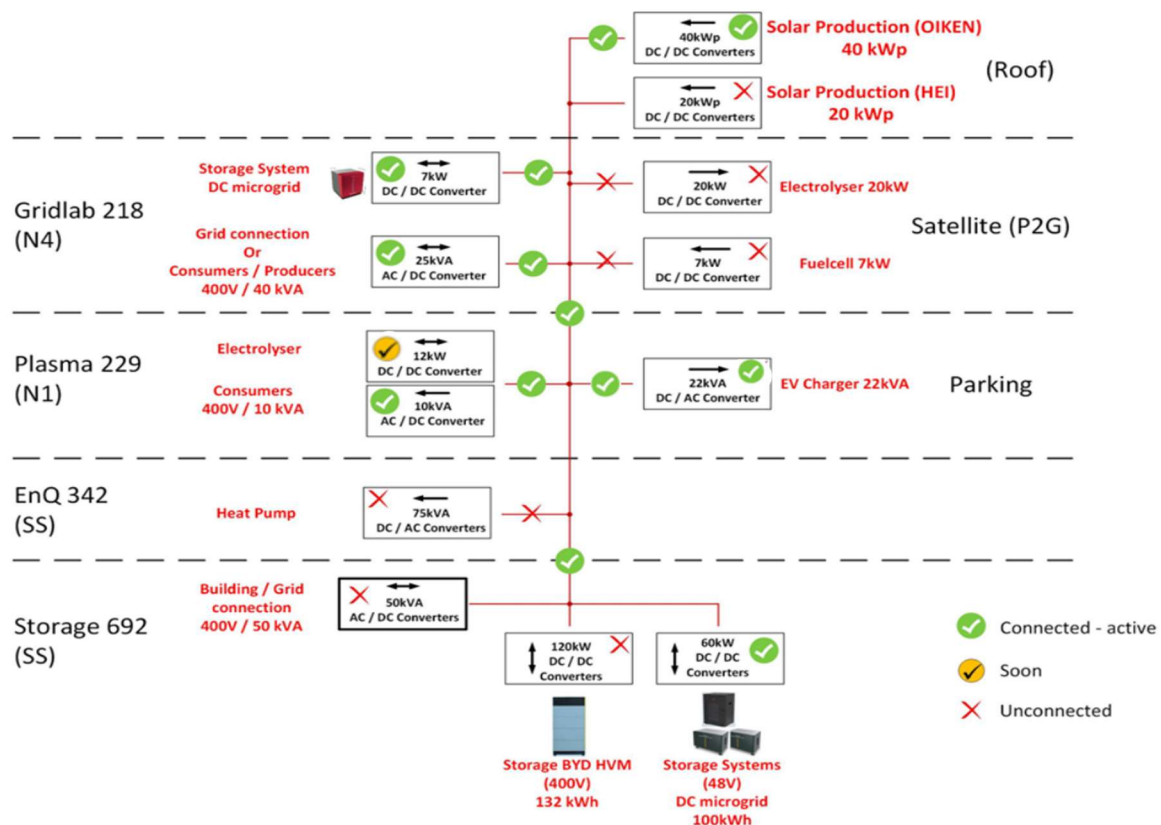


Figure 11 : Schéma de l'installation du microgrid DC dans le bâtiment 23

Ce schéma permet de comprendre le fonctionnement et les différents consommateurs et points d'injection sur le réseau qu'il existe sur le réseau DC de l'HEI à Sion.

Il est alors nécessaire de savoir combien de panneaux solaires PV sont installés ainsi que leur type et leur marque.

Il est aussi intéressant de voir si la partie de production HEI fournira bien les 20 kW annoncés comme sur la Figure 11. Cela dans un but de pouvoir certifier ou expliquer les écarts qui seront potentiellement présents entre les attentes et la réalité de cette installation.

Pour ce faire, les quatre strings vont être mesurés afin d'en déterminer la puissance lors d'un essai lorsque le soleil sera à son zénith (aux alentours de 13h)

Cette mesure sera à faire en amont et en aval de chaque convertisseur afin d'en déterminer le rendement électrique et donc pouvoir en calculer les pertes dues au changement de la tension électrique.

Afin de ne pas provoquer d'arcs électriques qui seraient dû au déraccordement des connecteurs MC4, le tout, sous tension, il sera alors essentiel d'ouvrir le circuit lors d'une fin de journée afin de minimiser le courant provenant des panneaux. Il faut ensuite insérer, entre le connecteur du convertisseur (entrée et sortie) un connecteur en Y sur chacune des entrées et des sorties.

Tout cela dans le but de revenir le lendemain et de pouvoir mesurer la tension du string grâce à un voltmètre. Le courant, quant à lui, sera mesuré par le biais d'une pince ampèremétrique.

Les valeurs mesurées seront ensuite comparées aux valeurs théoriques données par le schéma de l'installation. Les différences et variations seront alors expliquées et discutées.

5 Résultats

5.1 Panneaux Standards

Chaque panneau standard a été installé au bord de la route, en face de l'entrée sud du bâtiment 23.

Le support qui se trouve au 1^{er} étage du bâtiment 23 a permis de pouvoir facilement transporter et aligner le panneau avec le soleil pour optimiser la puissance fournie.

Ce support est en profilé aluminium carré et est composé de quatre roulettes pouvant être bloquées avec un angle d'inclinaison de 45°.

Cette façon de procéder permet de laisser le panneau suivre l'avancée du soleil dans le ciel, ce qui permet d'avoir toujours un angle d'inclinaison optimal entre le soleil et le panneau.

Lorsque le soleil se déplace dans le ciel, il suffit alors de faire pivoter de quelques degrés le panneau et son support afin de retrouver un alignement optimal et donc d'augmenter l'efficacité du panneau.

Les panneaux standards qui vont être expérimentés dans cette section de ce rapport sont tous des panneaux de couleur noire et sont donc considérés comme standard compte tenu de leur couleur.

Cependant, il est important de préciser que le panneau Meyer Burger utilise une technologie différente de celle des panneaux LG et Sunpower.

En effet, les modules HIT ont une composition interne différente des panneaux monocristallins ; Les panneaux HIT (Gulkowski et al., 2019) sont composés d'une couche de silicium monocristallin sur laquelle est appliquée, des deux côtés une couche de silicium amorphe ainsi qu'une couche tampon amorphe. Cette couche tampon permet alors de rendre la cellule très stable tout en évitant d'éventuels courants de fuite. De plus, les cellules HIT ont un coefficient thermique de tension de circuit ouvert inférieur par rapport aux technologies monocristallines.

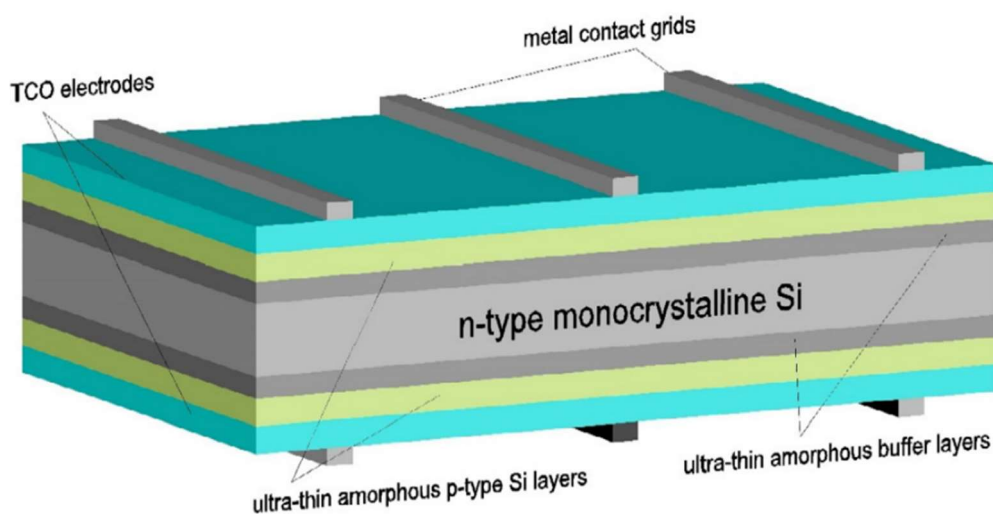
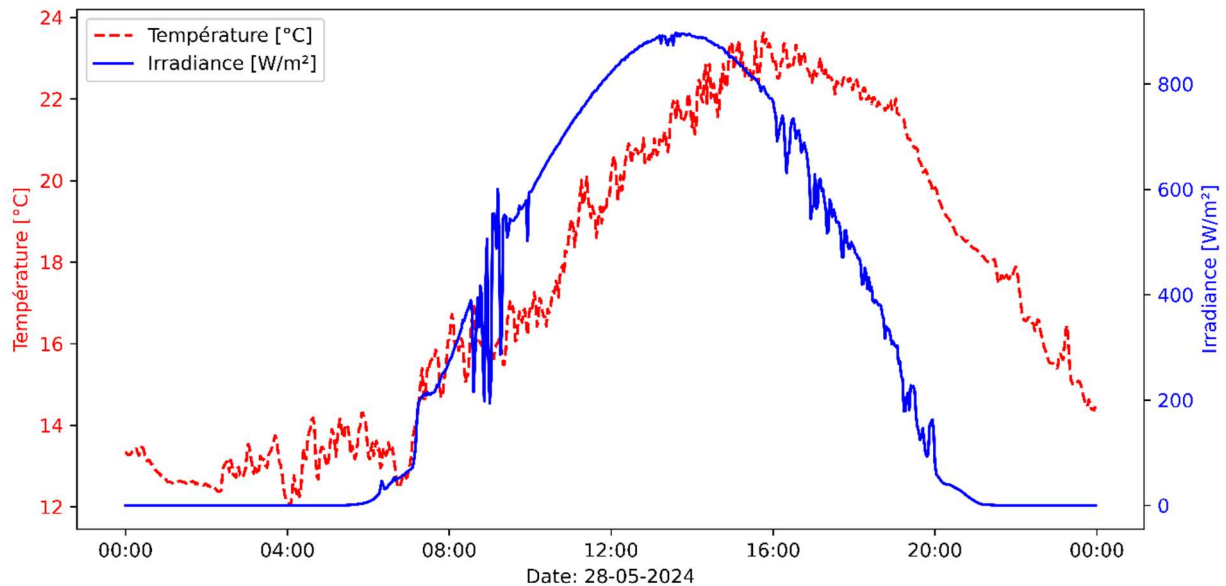


Figure 12 : Structure de la cellule solaire HIT (Gulkowski et al., 2019)

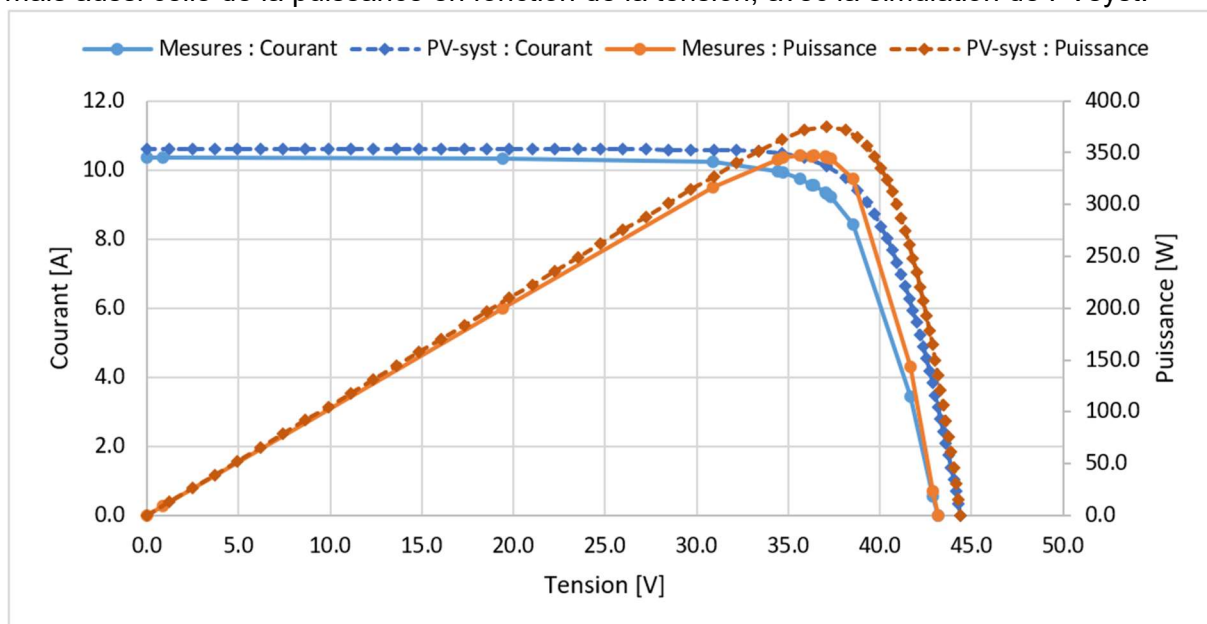
5.1.1 Caractérisation du module Meyer Burger White 380W

Les données météorologiques qui ont été recueillies pour le 28 mai 2024 vont servir à comprendre le comportement du panneau Meyer Burger White lors de sa caractérisation.



Graphique 2 : Courbe de l'irradiance et de la température sur toute la journée du 28 mai 2024, ce jour-ci, il faisait beau sur la partie de la journée entre 10h et 16h, avec des nuages en début de journée et en début de soirée.

Les courbes utilisées dans le Graphique 3 sont celles du courant en fonction de la tension mais aussi celle de la puissance en fonction de la tension, avec la simulation de PVsyst.



Graphique 3 : Caractérisation du panneau standard MB_W120AyB_380 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.

Lors de cette caractérisation, la puissance au Mpp a été de 348 W contre les 380 W annoncés par la fiche technique du fabricant, cela représente une baisse de la puissance fournie d'environ 8.5%. La simulation fait état d'une puissance maximale de 375 W, cela représente une diminution de puissance d'environ 7%.

La température du module avoisinait alors les 56°C, avec une erreur de mesure de $\pm 1^\circ\text{C}$.

Les conditions de ce test sont alors de $950 \frac{W}{m^2}$ pour l'irradiance et de $21^\circ C$ pour la température.

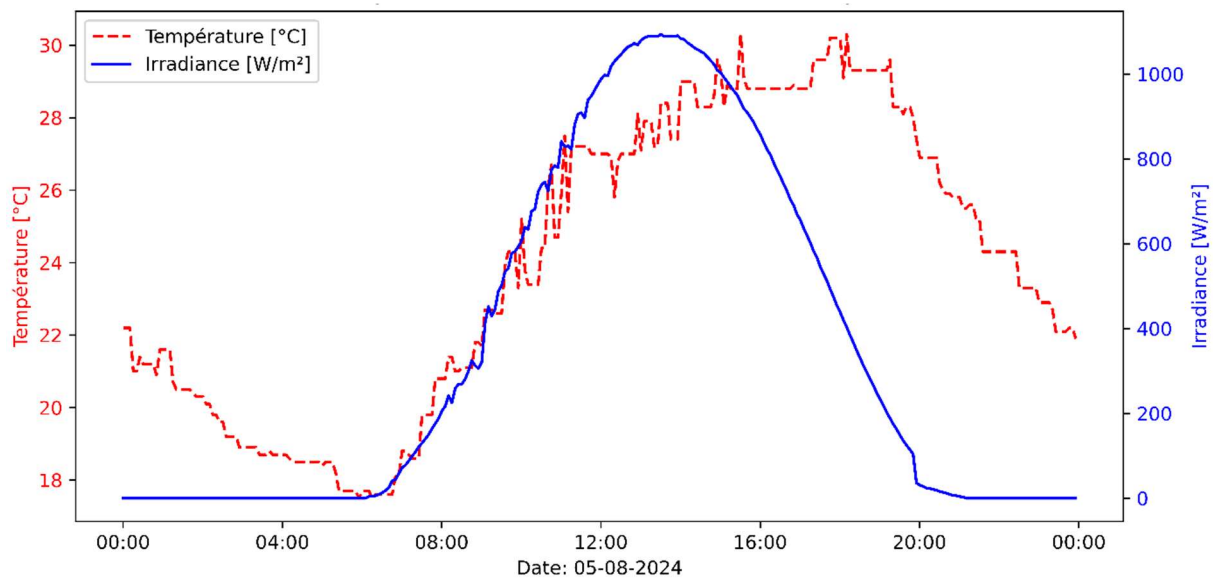
Le Tableau 3 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 3 : Caractéristiques du panneau standard MB_W120AyB_380, pour la mesure, la simulation et les données de la fiche technique du fabricant

	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	348	375	380
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	36.4	37.1	37.3
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	9.55	10.1	10.2
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	43.2	44.4	44.4
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	10.4	10.6	10.8

5.1.2 Caractérisation du module LG390N1C-E6

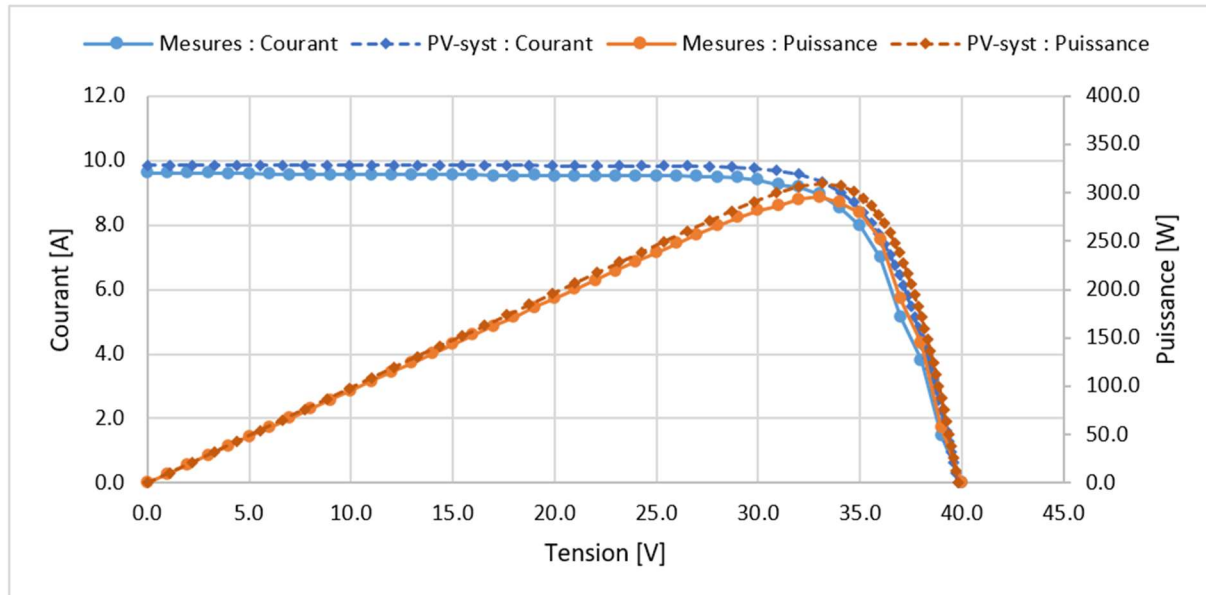
Les données météorologiques du 5 août sont indispensables pour les caractérisations de ce panneau qui permettra de pouvoir ensuite comparer les différents autres types de panneaux.



Les caractérisations ont été effectuées entre 11h et 13h, ce jour-là, le 5 août, il faisait environ $27^\circ C$, durant la phase de test. Pour ce qui est de l'irradiance, elle a varié entre $950 \frac{W}{m^2}$ et $1050 \frac{W}{m^2}$.

Les courbes utilisées dans le Graphique 5 sont celles du courant en fonction de la tension mais aussi celle de la puissance en fonction de la tension, avec la simulation de PVsyst.

Cette caractérisation va servir de base de comparaison entre les panneaux avec motifs, les panneaux colorés et ce module standard monocristallin.



Graphique 5 : Caractérisation du panneau standard LG390N1C-E6 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.

La température moyenne du panneau était, lors de la mesure, 49°C .

Le Tableau 4 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 4 : Caractéristiques du panneau standard LG390N1C-E6

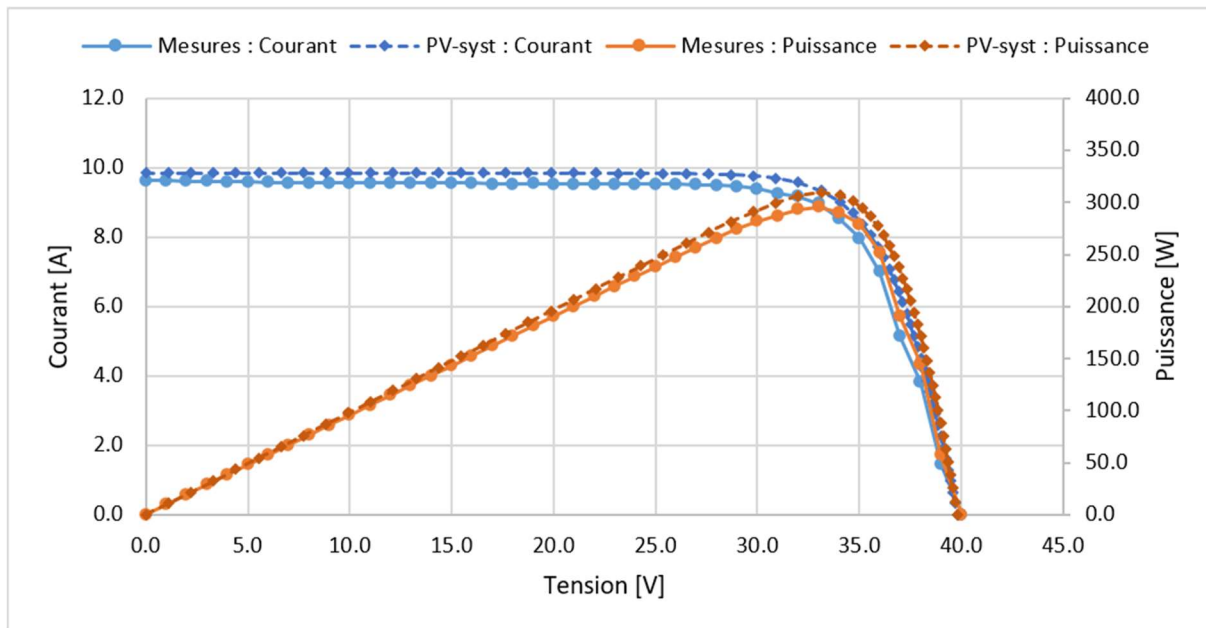
	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	296	309	390
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	33.0	33.1	35.8
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	8.96	9.34	10.9
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	40.0	39.8	42.4
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	9.62	9.84	11.5

Les résultats de la caractérisation de ce module LG montre que la puissance fournie par ce panneau PV n'était que de 296 W contre les 390 W annoncés par le fabricant. Cela représente alors une perte de puissance de l'ordre de 24%.

La puissance maximale de la simulation est de 309 W , ce qui représente un abaissement de la puissance maximale de 4%, comparé avec la puissance maximale de la mesure.

5.1.3 Caractérisation du module SUNPOWER SPR-X21-345

Les données météorologiques sont identiques à celles de la section 5.1.2 car la caractérisation a été faite le même jour pour les deux modules, soit le 5 août 2024. Le Graphique 6 représente les courbes du courant en fonction de la puissance et de la puissance en fonction de la tension.



Graphique 6 : Caractérisation du panneau standard SPR-X21-345 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.

Le module Pv présentait une température moyenne de 49.5°C.

Le Tableau 5 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 5 : Caractéristiques du panneau standard SPR-X21-345

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	275	292	345
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	55	55.2	57.3
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	5.01	5.29	6.02
Tension à circuit ouvert	U_{oc} [V]	65	66.2	68.2
Courant de court-circuit	I_{sc} [A]	5.47	5.59	6.39

Les résultats escomptés pour cette caractérisation auraient dû tendre vers des valeurs proches d'une puissance de 345 W. Or, la puissance fournie par ce module PV a été d'environ 275 W. Cette différence de puissance s'élève alors à une perte nette de 20 % comparé à ce que prétendait produire ce module PV. Pour ce qui est de la simulation, elle présente une puissance maximale de 292 W, cela correspond alors à une différence d'environ 6%, comparé à la valeur mesurée. Ce jour-là, les mesures se sont effectuées aux alentours de midi (12h), malheureusement, après récupération des données météorologiques, il s'avère que le pic d'irradiance était aux alentours de 14h, ce qui peut expliquer cette disparité entre les données du fabricant et les mesures.

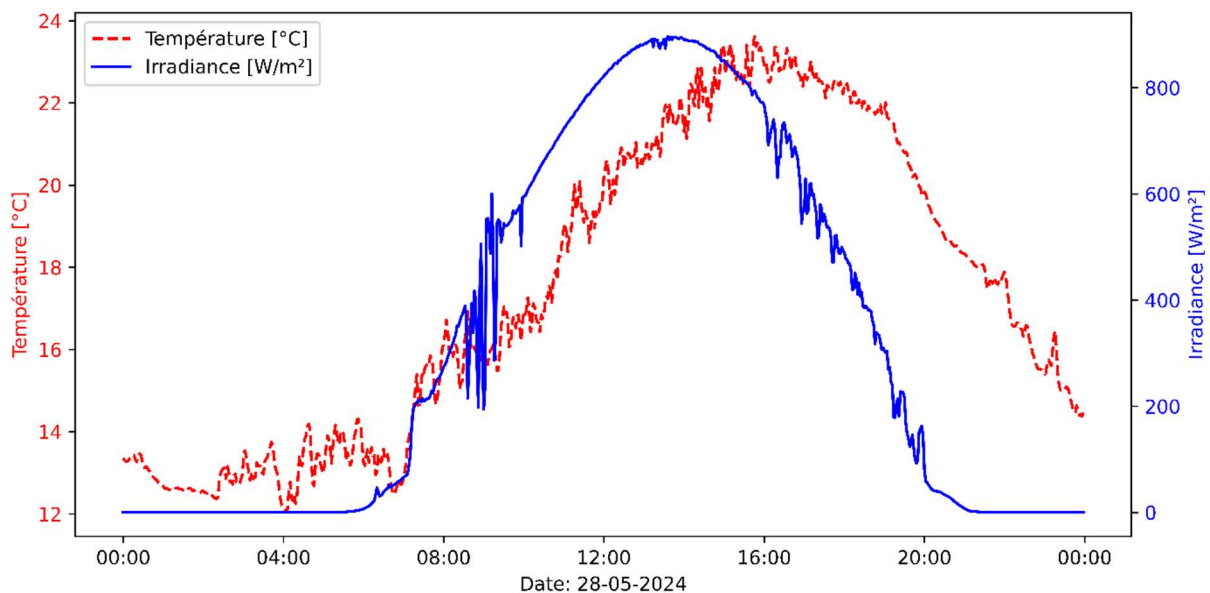
5.2 Panneaux avec motifs

Ces panneaux PV ont été caractérisés le 28 mai 2024, durant la même journée que le panneau Meyer Burger White. Les mesures se sont effectuées entre 11h et midi de ce jour-ci. Le ciel était bien dégagé et il faisait environ 21-22°C.

5.2.1 Caractérisation

5.2.1.1 Au pied du bâtiment 23, côté sud

Les données météo se trouvent sur le Graphique 7 qui reprend les informations du 28 mai 2024 et le Graphique 4 pour ce qui est de la journée du 5 août pour les données météo correspondantes au module LG.



Graphique 7 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 28 mai 2024, il a fait nuageux en début de journée et en fin d'après-midi mais le ciel était dégagé entre 10h et 16h. Les mesures ont été faites aux alentours de midi car le ciel était le plus dégagé.

Les données météorologiques du 28 mai sont essentielles pour les caractérisations des panneaux avec motifs.

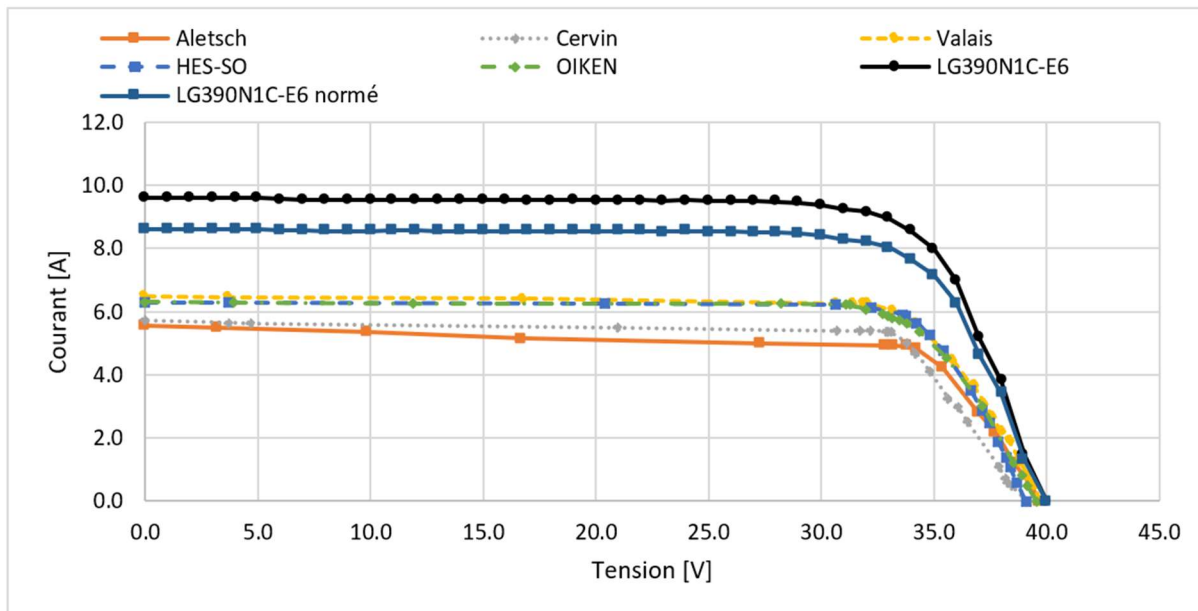
La caractérisation du module LG a été faite ultérieurement mais dans les mêmes conditions météorologiques. Voir chapitre 5.1.2

L'irradiance mesurée, lors de la phase de test était d'environ $800 \frac{W}{m^2}$. Quant à la température ambiante, comme l'indique le Graphique 7, elle a été mesurée à 20°C.

Malheureusement, aucune mesure de température n'a été prise ce jour-là, car la caméra thermique n'était pas disponible.

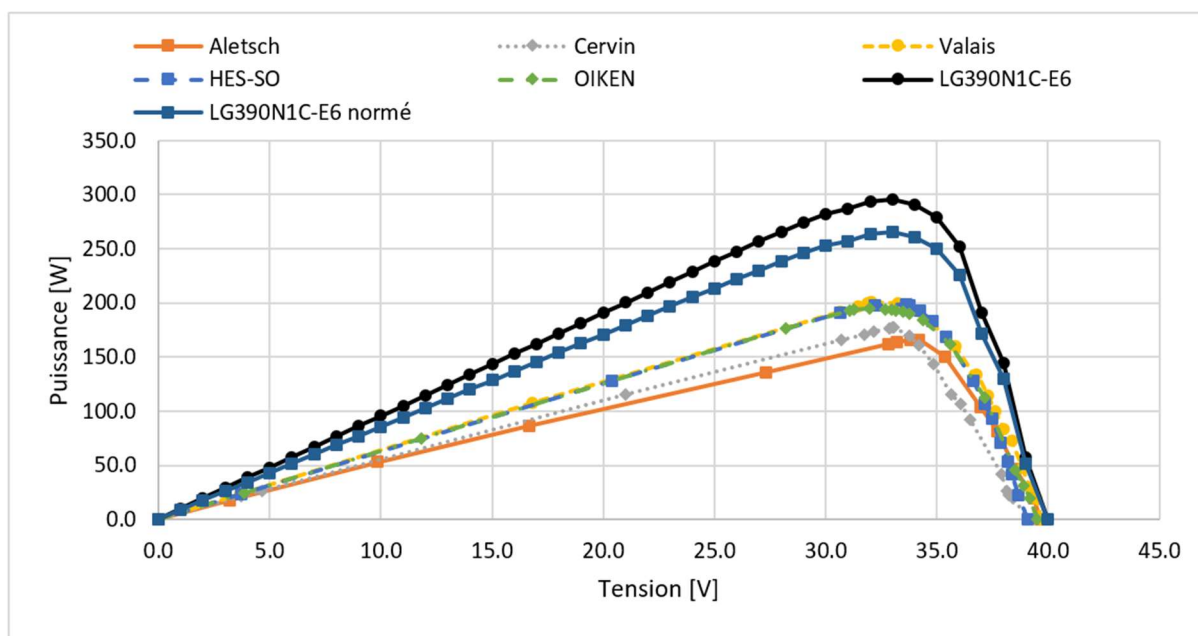
5.2.1.1.1 Résumé

Le Graphique 8 représente les courbes de courant en fonction de la tension pour chacun des cinq motifs des panneaux PV. Le module LG390N1C-E6 a été ajouté afin de pouvoir présenter une comparaison. Une seconde courbe du module LG a été ajoutée, cela dans le but de présenter une valeur normée comparé à la différence de surface entre les deux types de modules PV. La même courbe se trouve aussi pour les valeurs de puissance.



Graphique 8 : Caractérisation du courant des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs constrastés. Au pied du bâtiment 23.

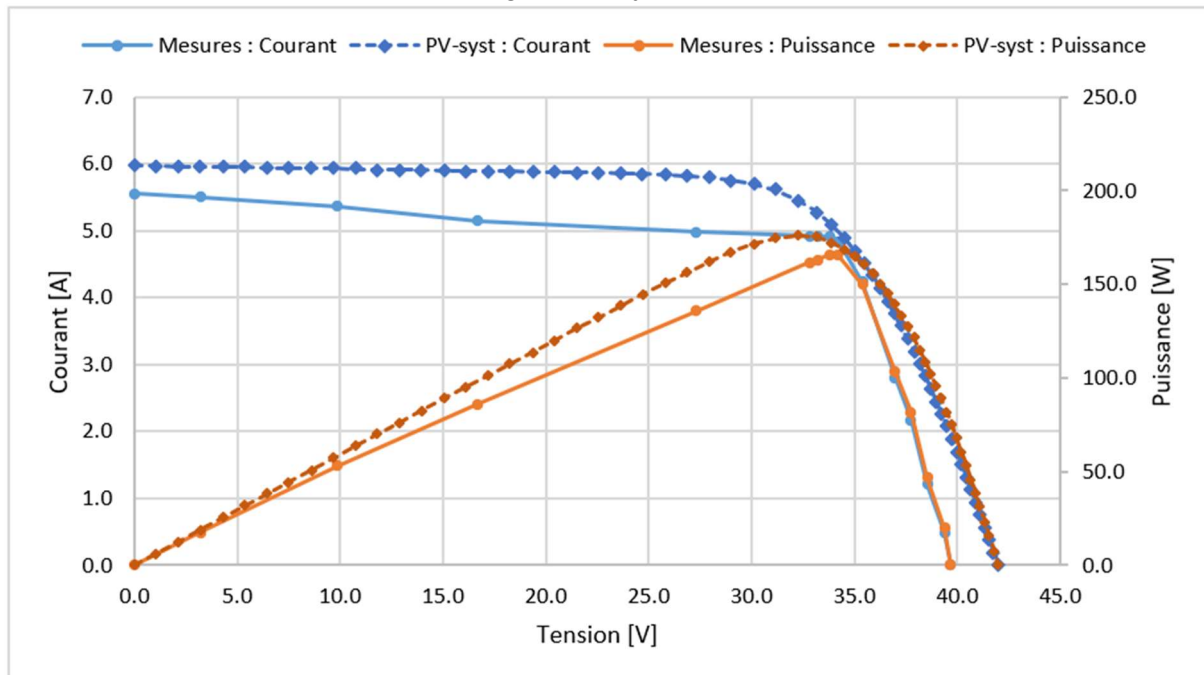
Le Graphique 9 représente la puissance fournie par le panneau PV en fonction de la tension pour chacun des six panneaux PV. Cela dans le but prochain de pouvoir expliquer les disparités entre les panneaux avec motifs et le panneau standard LG.



Graphique 9 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs constrastés. Au pied du bâtiment 23.

5.2.1.1.2 Motif du glacier d'Aletsch

La caractérisation du panneau PV avec le motif du glacier d'Aletsch a été faite en combinaison avec une simulation effectuée sur le logiciel PVsyst comme le montre le Graphique 10.



Graphique 10 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du glacier d'Aletsch ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.

Le Tableau 6 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 6 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du glacier d'Aletsch, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud

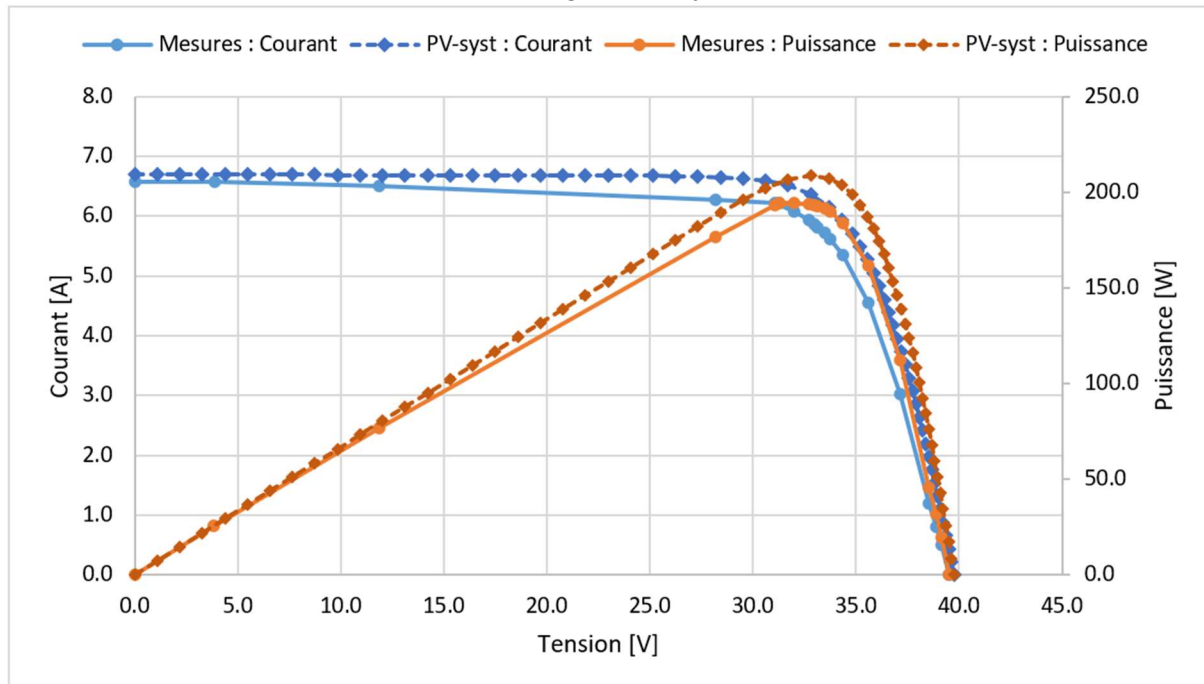
	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	166	175.8	176
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	33.8	32.2	36.0
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	4.91	5.46	4.89
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	39.7	42.0	40.2
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	5.56	5.97	5.69

Les valeurs présentes dans le Tableau 6 font état d'une puissance maximale de 176 W, dans les conditions STC. Comparée aux valeurs de la mesure et de la simulation, cette puissance est plus faible, de l'ordre d'une diminution de 5.5% si la comparaison est faite avec la mesure.

Le pourcentage de diminution de la puissance est alors du même ordre si la valeur de puissance provenant de la mesure est comparée à celle de la simulation effectuée grâce au logiciel PVsyst.

5.2.1.1.3 Motif du mont Cervin

La caractérisation du panneau PV avec le motif du mont Cervin s'est faite avec une comparaison d'une simulation faite sur le logiciel PVsyst comme visible dans le Graphique 11.



Graphique 11 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du mont Cervin ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.

Le Tableau 7 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

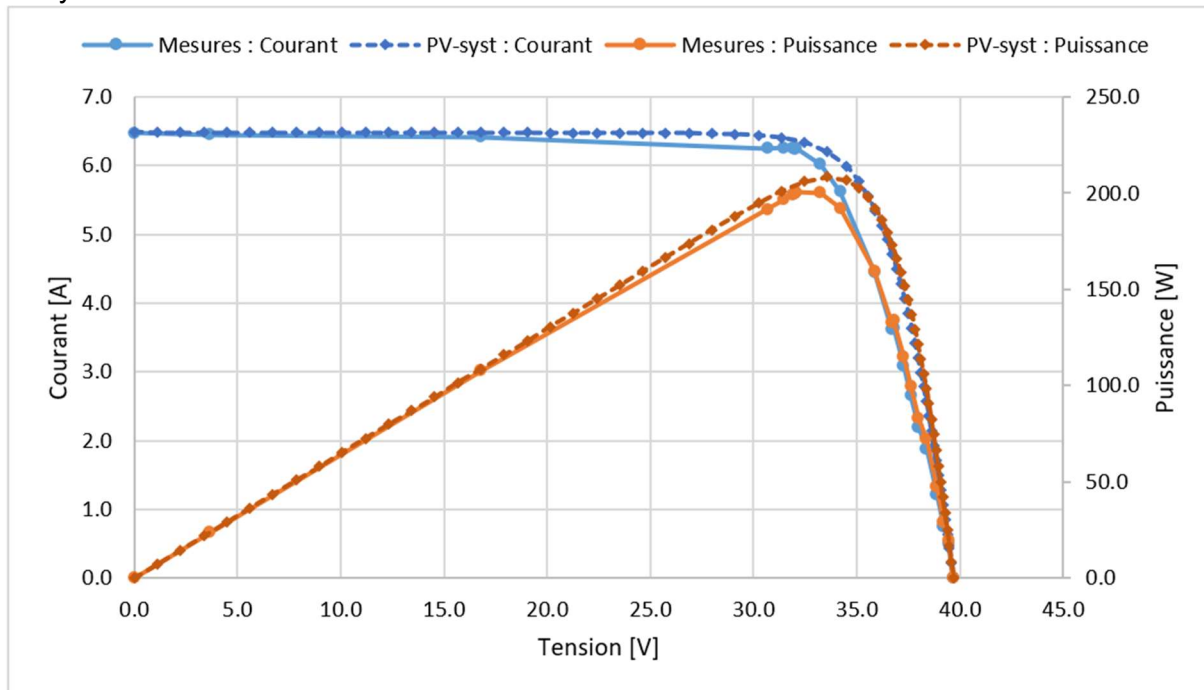
Tableau 7 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du mont Cervin, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	177.2	183.7	184.1
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	33	32.4	36.6
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	5.37	5.67	5.03
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	39.1	39.1	40.3
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	5.72	5.99	6.44

La valeur de la puissance au Mpp obtenue pour la mesure, lors de l'expérience, est de l'ordre de 177.2 W, tandis que la fiche technique présente une valeur de puissance au Mpp d'une valeur de 184.1 W. Cette différence de puissance représente alors une perte de puissance d'environ 3.7%. La simulation, proposée par le logiciel PVsyst, donne une puissance au Mpp de 183.7 W. La différence de puissance est alors identique entre la mesure et la fiche technique et qu'entre la mesure et la simulation.

5.2.1.1.4 Motif du drapeau valaisan

Le Graphique 12 met en comparaison la caractérisation du panneau avec le motif du drapeau valaisan qui a été combinée à une simulation de la courbe caractéristique fournie par le logiciel PVsyst.



Graphique 12 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du drapeau valaisan ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.

Le Tableau 8 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

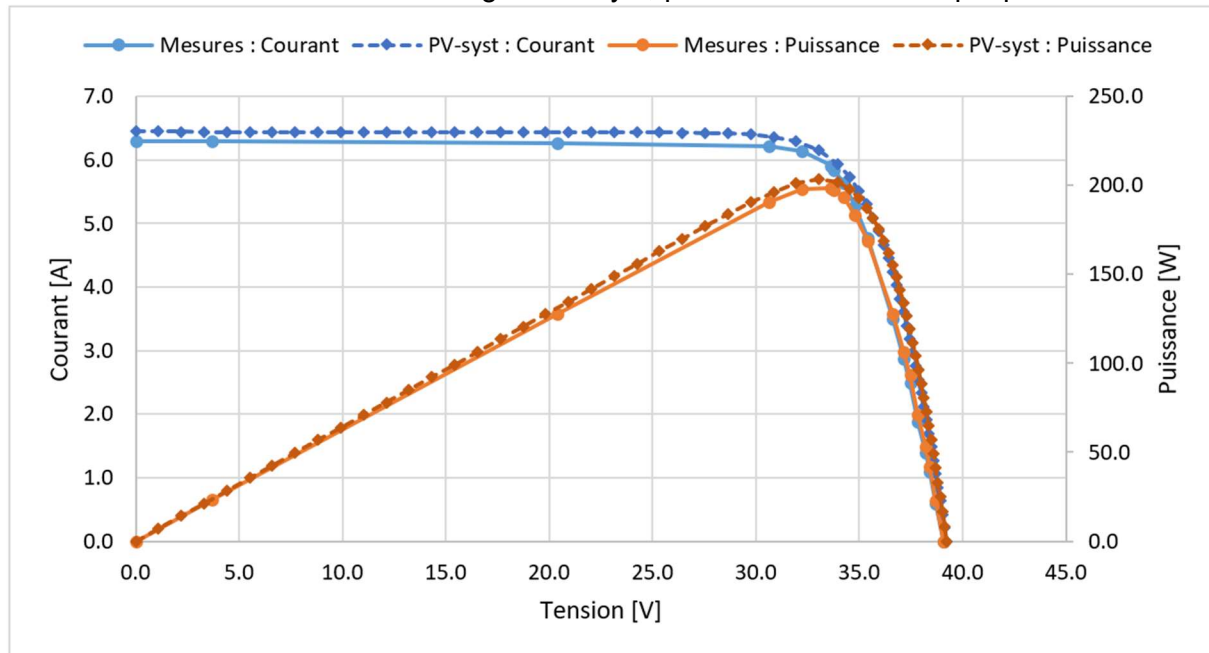
Tableau 8 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du drapeau valaisan, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	200.5	208.4	207.4
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	32.1	33.6	34.8
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	6.25	6.20	5.96
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	39.68	39.69	40.2
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	6.47	6.49	6.36

Les valeurs lors de la série de mesures présentent une puissance maximale de 200.5 W, soit une perte de puissance d'environ 3% comparé à la puissance de 207.4 W qui est donnée dans la fiche technique du fabricant. Quant à la puissance mentionnée par la simulation, celle-ci présente une valeur supérieure d'un watt à la donnée du fabricant, ce qui représente une hausse de 0.5%. Cette hausse de la puissance peut être causée par l'évolution de la température de surface du panneau. Il serait alors intéressant d'analyser comme influe la température sur la puissance fournie par le panneau PV.

5.2.1.1.5 Motif du logo de la HES-SO

La caractérisation du panneau avec motifs du logo de l'HES-SO est exposée avec une caractérisation de la simulation du logiciel PVsyst, présentée dans le Graphique 13.



Graphique 13 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de la HES-SO ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.

Le Tableau 9 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

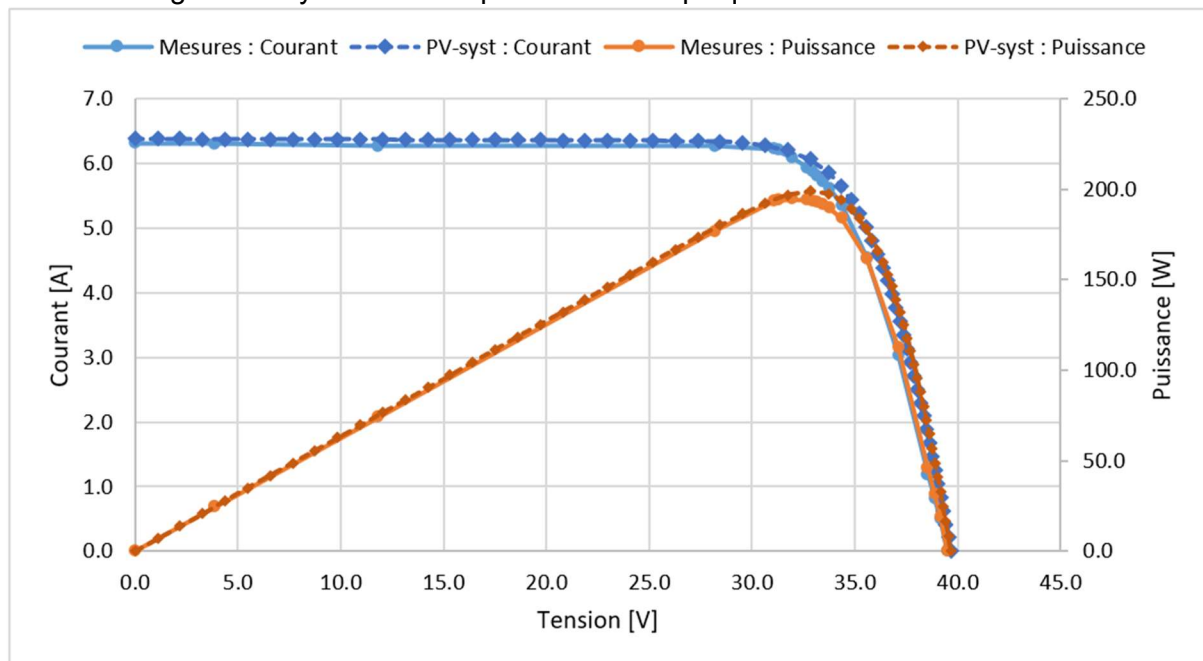
Tableau 9 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du logo de la HES-SO, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	198.8	203.4	204.5
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	33.6	33.0	34.6
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	5.9	6.15	5.91
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	40.08	39.21	40.22
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	6.3	6.45	6.26

Les mesures lors de la caractérisation montrent que ce module PV peut fournir, dans les conditions de test réalisés, une puissance de 198.8 W. La simulation, en tenant compte des variables relevées lors de la caractérisation, permet de présenter une puissance maximale de 203.4 W. La fiche technique du fabricant annonce alors que ce module PV peut alors produire une puissance maximale de 204.5 W, si les conditions STC sont respectées. Il est alors notable qu'il existe une variation entre les mesures et la fiche technique qui représente un écart de -2.8%. Cet écart est identique entre les mesures et la simulation reprenant les mêmes conditions que l'expérimentation.

5.2.1.1.6 Motif du logo de OIKEN

La caractérisation du panneau avec motifs du logo de l'HES-SO a été comparée à la simulation faite sur le logiciel PVsyst comme le présente le Graphique 14.



Graphique 14 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de OIKEN ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Au pied du bâtiment 23.

Le Tableau 10 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

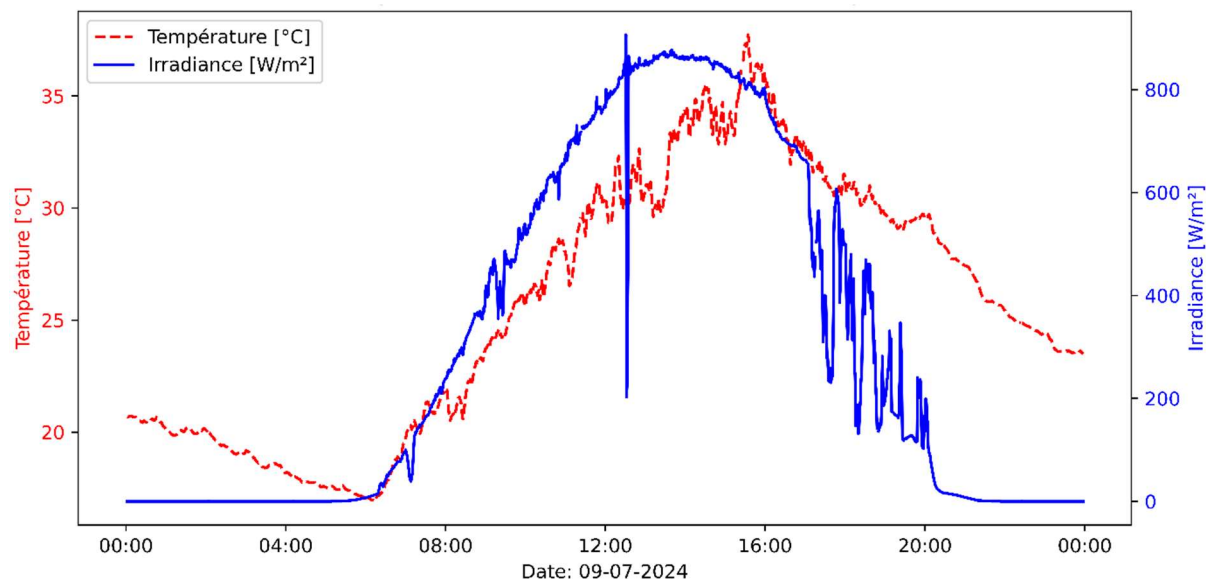
Tableau 10 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du logo de OIKEN, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud

	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	194.5	199	198.8
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	32.0	32.83	34.7
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	6.08	6.06	5.73
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	39.51	39.67	40.2
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	6.32	6.38	6.36

La partie de mesure de ce module PV présente une puissance maximale de 194.5 W, contre 199 W pour la simulation effectuée, la fiche technique du fabricant indique une puissance maximale de 198.8 W. Toutes ces valeurs recueillies vont permettre de pouvoir calculer les fluctuations présentes entre la puissance mesurée, la puissance simulée et la puissance donnée par le fabricant. La variation atteint alors 2.3% entre la mesure et la simulation, contre une variation de 2.2% entre la mesure et la fiche technique. Il est néanmoins indispensable de relever que la valeur de puissance de la simulation est légèrement plus élevée que celle donnée par la datasheet.

5.2.1.2 Sur le toit du bâtiment 23

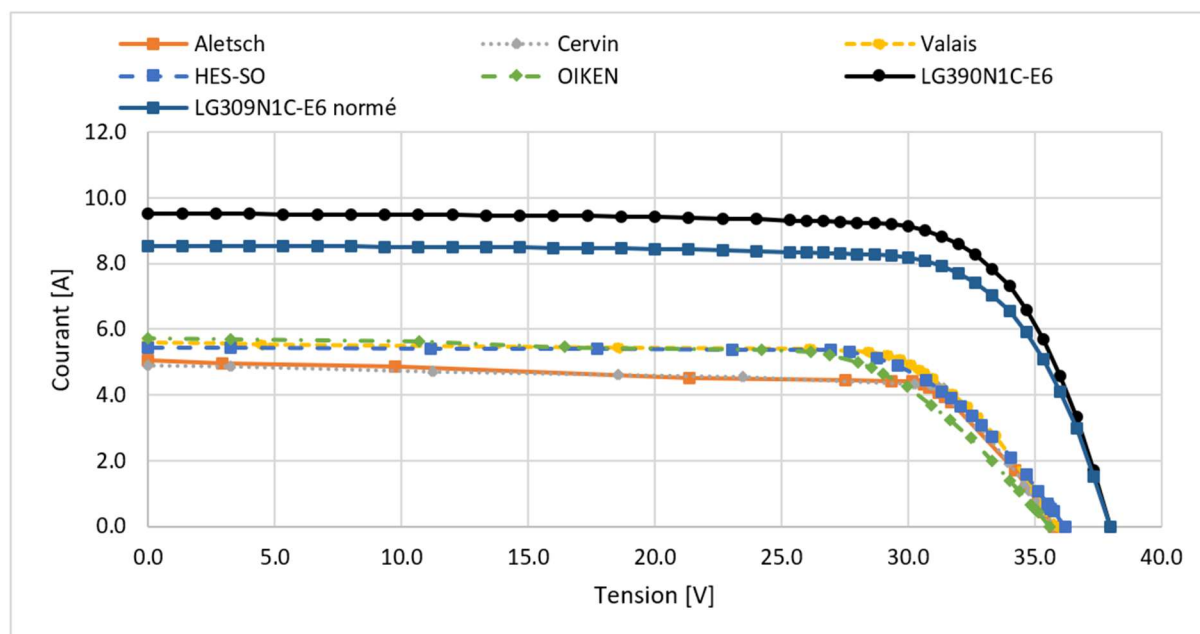
Les données météo se trouvent sur le Graphique 15 qui reprend les informations du 7 juillet 2024.



Graphique 15 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 9 juillet 2024, il faisait un peu nuageux tout au long de la journée, comme le montre la courbe de l'irradiance. Les données ont été recueillies entre 11h et 12h avec une température ambiante de 30°C.

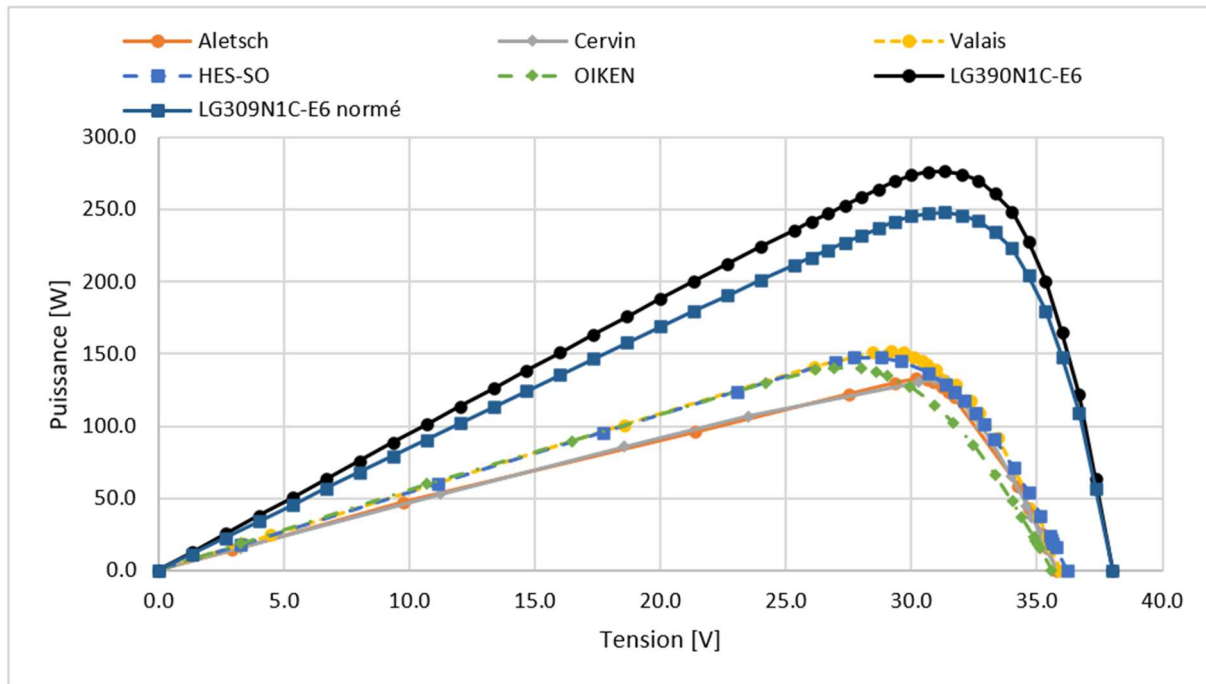
5.2.1.2.1 Résumé

Le Graphique 16 présente les courbes de courant en fonction de la tension pour chacun des cinq motifs des panneaux PV. Le module LG390N1C-E6 a été ajouté afin de pouvoir présenter une comparaison. Une seconde courbe du module LG a été ajoutée, cela dans le but de présenter une valeur normée comparé à la différence de surface entre les deux types de modules PV. La même courbe se trouve aussi pour les valeurs de puissance.



Graphique 16 : Caractérisation du courant des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs constrastés. Sur le toit du bâtiment 23.

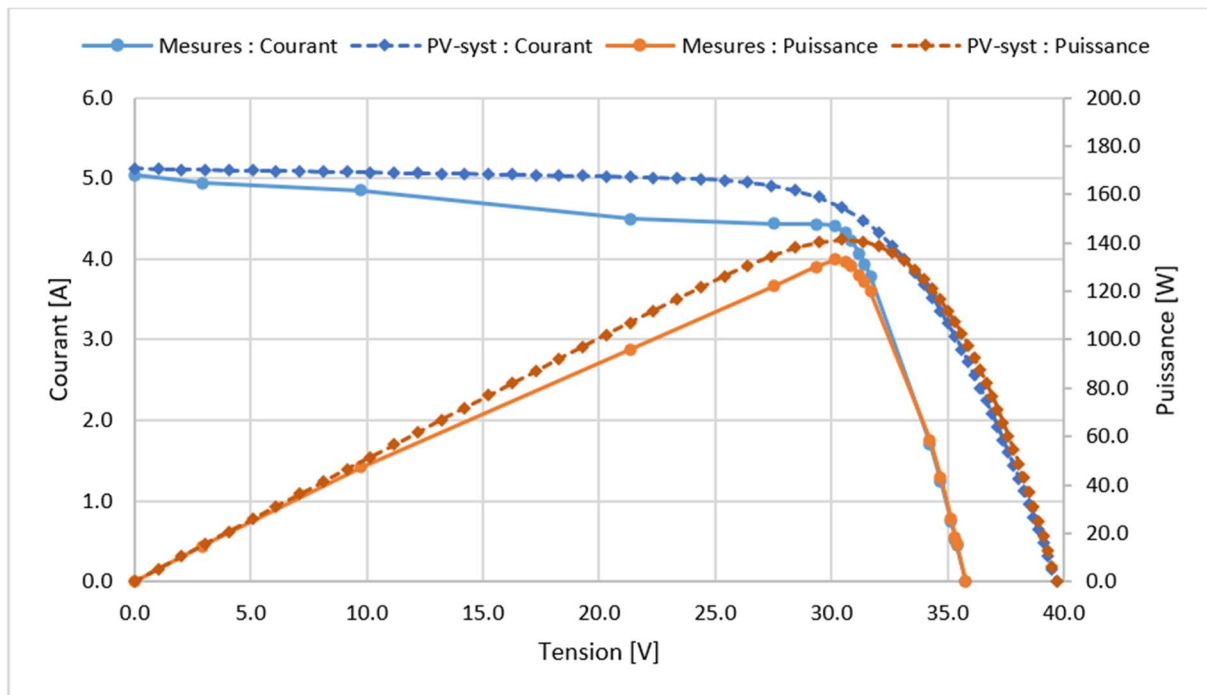
Le Graphique 17 représente la puissance fournie par les panneaux PV en fonction de la tension pour chacun des six panneaux PV. Le but prochain étant de pouvoir expliquer les disparités entre les panneaux avec motifs et le panneau standard LG. La puissance fournie par le module LG est plus grande d'un facteur 1.8 fois. Cela peut être dû au fait que les motifs contrastés n'absorbent pas la même quantité d'énergie solaire que le module LG. Ce qui pourrait être une piste dans l'explication des disparités présentes entre ces modules, même s'ils possèdent le même type de cellules, à savoir monocristallines.



Graphique 17 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec motifs de la marque KameleonSolar ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les motifs contrastés. Sur le toit du bâtiment 23.

5.2.1.2.2 Motif du glacier d'Aletsch

Les courbes caractéristiques obtenues avec le panneau PV composé du motif du glacier d'Aletsch ont été faites en combinaison avec une simulation effectuée sur le logiciel PVsyst comme le montre le Graphique 18.



Graphique 18 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du glacier d'Aletsch ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.

La température moyenne du panneau a été mesurée à 55°C. Le Tableau 11 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

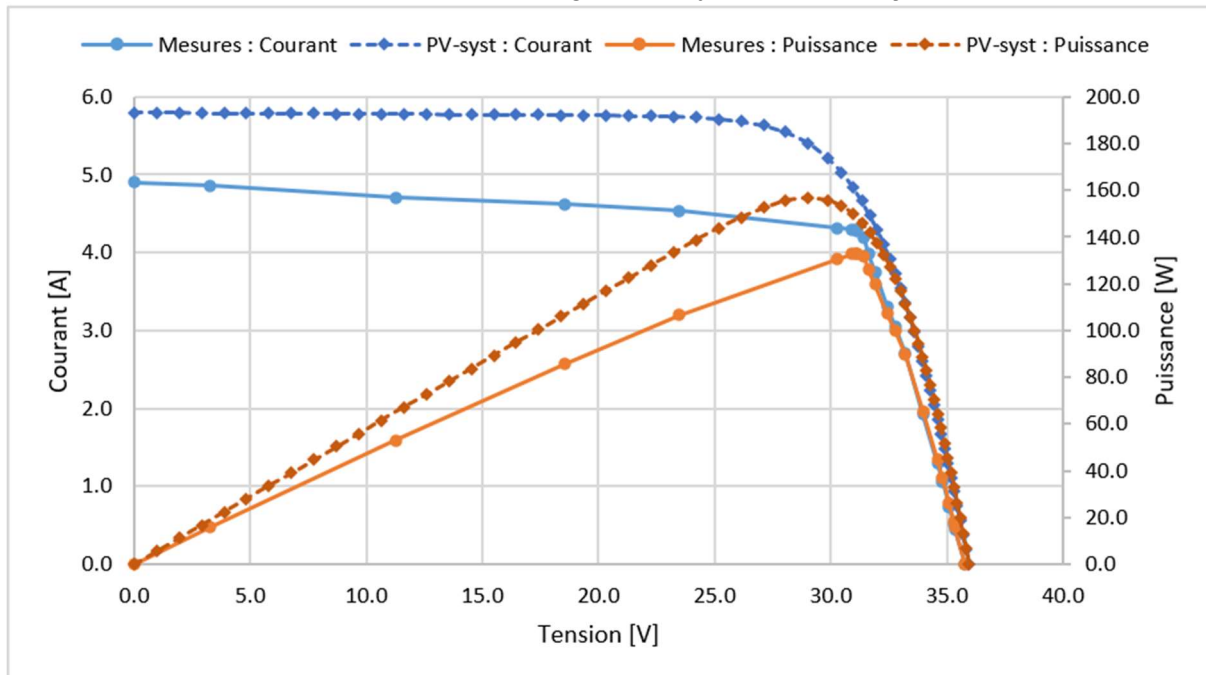
Tableau 11 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du glacier d'Aletsch, mesures faites sur le toit du bâtiment 23

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	133	141.4	176
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	30.2	30.5	36.0
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	4.41	4.64	4.89
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	35.8	39.7	40.2
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	5.04	5.12	5.69

Les valeurs de puissance qui se présentent dans la première ligne du Tableau 11 représentent : la puissance au Mpp lors de la mesure de caractérisation, la puissance au Mpp lors de la simulation sur le logiciel PVsyst et enfin la puissance au Mpp fournie dans la fiche technique du fabricant. Ces valeurs sont alors respectivement de 133 W, 141.4 W et 176 W. La valeur de puissance provenant du fabricant ne prend pas en compte un angle d'incidence avec le soleil. Il existe alors une perte de puissance entre la mesure et la fiche technique s'élevant à 24.4%, une perte de puissance est présente entre la mesure et la simulation, elle vaut environ 6%.

5.2.1.2.3 Motif du mont Cervin

La caractérisation du panneau PV avec le motif du mont Cervin s'est faite avec une comparaison d'une simulation faite sur le logiciel PVsyst comme perçu dans le Graphique 19.



Graphique 19 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du mont Cervin ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.

Pour ce module PV, la température moyenne recueillie a été mesurée à 55°C.

Le Tableau 12 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

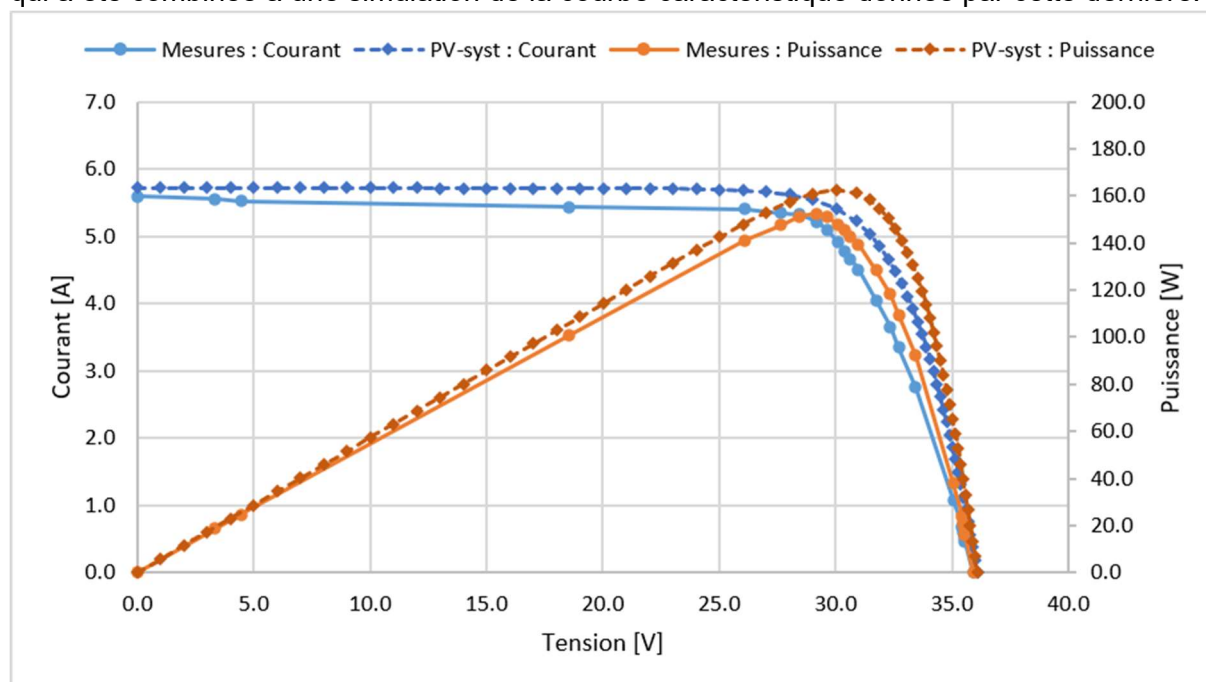
Tableau 12 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du mont Cervin, mesures faites sur le toit du bâtiment 23

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	133.1	156.9	184.1
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	31.1	29.0	36.6
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	4.28	5.41	5.03
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	35.8	36.0	40.3
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	4.91	5.79	6.44

La mesure effectuée durant l'expérience présente une puissance maximale de 133.1 W. La simulation faite en parallèle de ces mesures, avec les données météorologiques propres à ce jour, présente une puissance maximale de 156.9 W. Pour ce qui est de la fiche technique du fabricant, elle annonce une puissance maximale de 184.1 W. Ces valeurs permettent alors de comprendre que la puissance maximale de la mesure est inférieure de 15.2% par rapport à la puissance de la simulation. Compte tenu de ce résultat, il est alors indéniable que la perte entre la mesure et la fiche technique du fabricant sera alors encore plus grande, à savoir que la perte s'élève à une valeur de 27.7%.

5.2.1.2.4 Motif du drapeau valaisan

Le Graphique 20 met en vue la caractérisation du panneau avec le motif du drapeau valaisan qui a été combinée à une simulation de la courbe caractéristique donnée par cette dernière.



Graphique 20 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du drapeau valaisan ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.

La température moyenne de ce module a été quantifiée à une valeur de 53°C.

Le Tableau 13 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

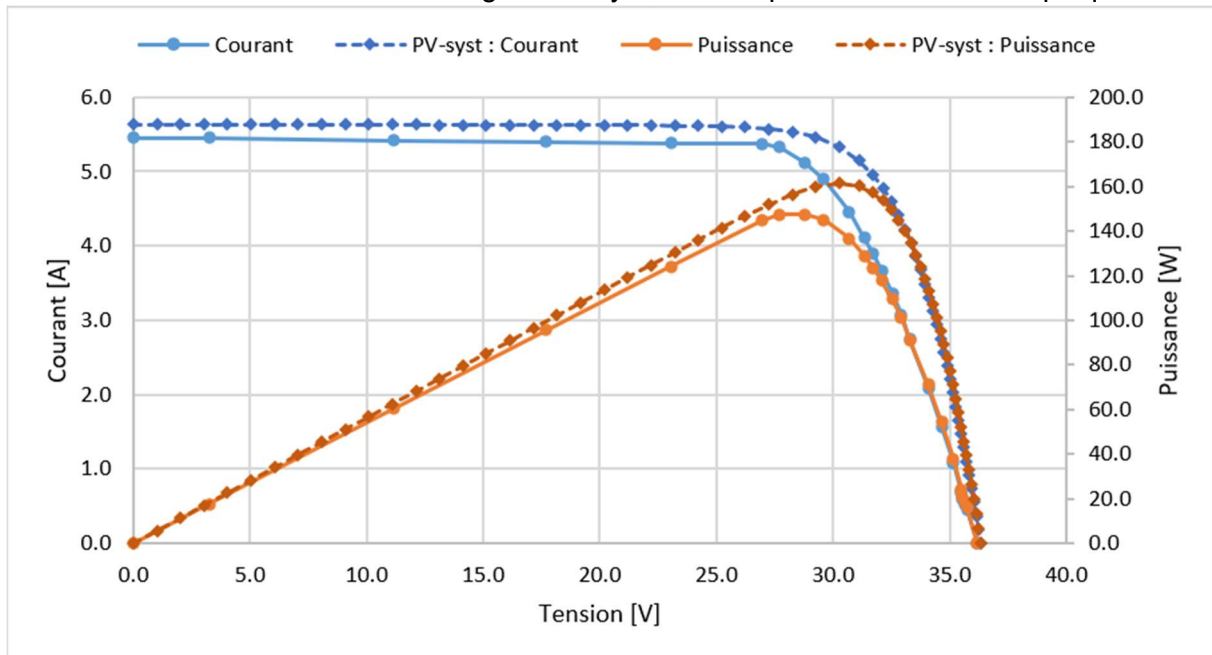
Tableau 13 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du drapeau valaisan, mesures faites sur le toit du bâtiment 23

	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	152.4	162.4	207.4
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	29.2	30.0	34.8
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	5.22	5.41	5.96
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	35.9	36.1	40.2
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	5.59	5.72	6.36

La valeur de la puissance maximale pour la mesure a été mesurée à 152.4 W. La simulation permet de mesurer une puissance maximale de 162.4 W. Quant à la fiche technique du fabricant KameleonSolar, la puissance maximale s'élève alors à 207.4 W. Ces valeurs montrent alors que la mesure est significativement plus faible que la simulation, soit une perte d'environ 6%, tandis que la perte de puissance est encore plus présente si la mesure est comparée à la fiche technique. Cette perte représente alors une diminution de la puissance de l'ordre de 26.5%.

5.2.1.2.5 Motif du logo de la HES-SO

La caractérisation du panneau avec motifs du logo de l'HES-SO est exposée avec une caractérisation de la simulation du logiciel PVsyst, comme présenté dans le Graphique 21.



Graphique 21 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de la HES-SO ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.

Pour ce module composé du logo de la HES-SO, la température moyenne vaut 50°C.

Le Tableau 14 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 14 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs de la HES-SO, mesures faites sur le toit du bâtiment 23

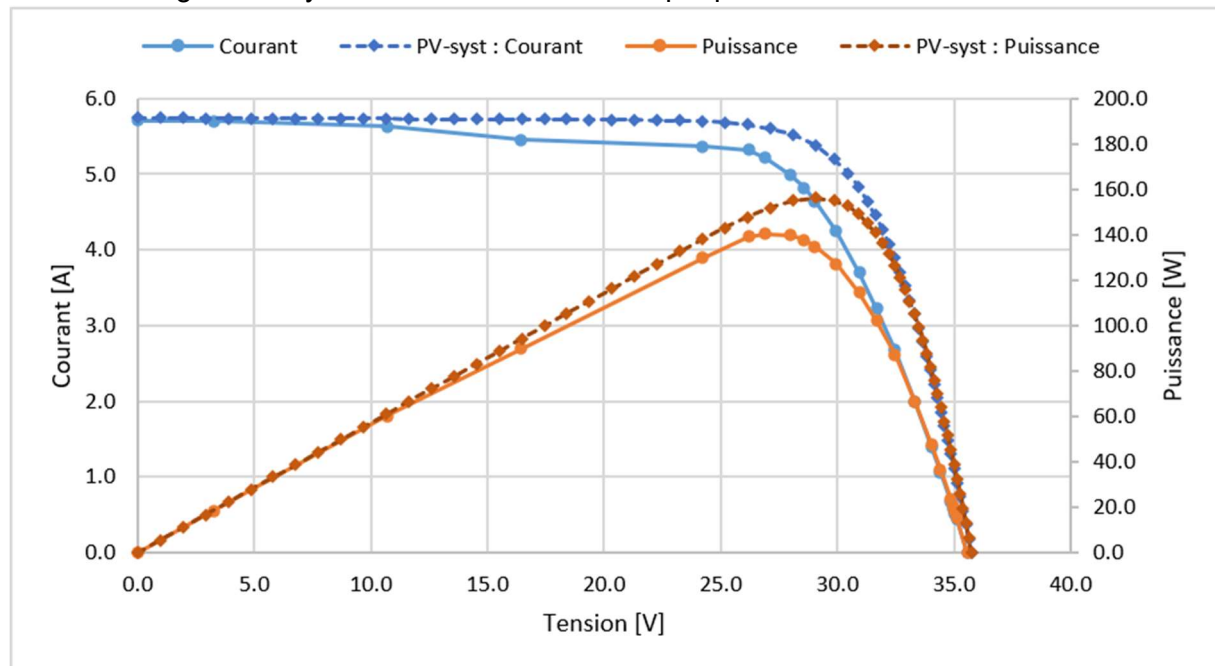
		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	147.5	161.4	204.5
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	27.7	30.3	34.6
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	5.32	5.33	5.91
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	36.2	36.4	40.2
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	5.45	5.63	6.26

Les valeurs de puissance qui se présentent dans la première ligne du Tableau 14 représente : la puissance au Mpp lors de la mesure de caractérisation, la puissance au Mpp lors de la simulation sur le logiciel PVsyst et enfin la puissance au Mpp fourni dans la fiche technique du fabricant. Ces valeurs sont alors respectivement de 147.5 W, 161.4 W et 204.5 W.

Il existe alors une perte de puissance entre la mesure et la fiche technique s'élevant à 27.9%, une perte de puissance est présente entre la mesure et la simulation, elle vaut environ 8.6%.

5.2.1.2.6 Motif du logo de OIKEN

La caractérisation du panneau avec motifs du logo de l'HES-SO a été comparée à la simulation faite sur le logiciel PVsyst comme le montre le Graphique 22.



Graphique 22 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV avec le motif du logo de OIKEN ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension. Sur le toit du bâtiment 23.

La température moyenne mesurée sur toute la surface de module PV a été de 56°C .

Le Tableau 15 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 15 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du logo de OIKEN, mesures faites sur le toit du bâtiment 23

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	140.4	156.0	198.8
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	26.9	29.0	34.7
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	5.22	5.38	5.73
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	35.6	35.8	40.2
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	5.71	5.74	6.36

La mesure effectuée durant l'expérience présente une puissance maximale de 140.4 W . La simulation faite en parallèle de ces mesures, avec les données météorologiques propres à ce jour, présente une puissance maximale de 156 W . Pour ce qui est de la fiche technique du fabricant, elle annonce une puissance maximale de 198.8 W . Ces valeurs permettent alors de comprendre que la puissance maximale de la mesure est inférieure de 10% par rapport à la puissance de la simulation. Compte tenu de ce résultat, il est alors indéniable que la perte entre la mesure et la fiche technique du fabricant sera alors encore plus grande, à savoir que la perte s'élève à une valeur de 29.4%.

5.2.2 Surchauffe

La surchauffe du panneau solaire PV a pour but de détecter d'éventuelles cellules défectueuses ou des points anormalement chauds.

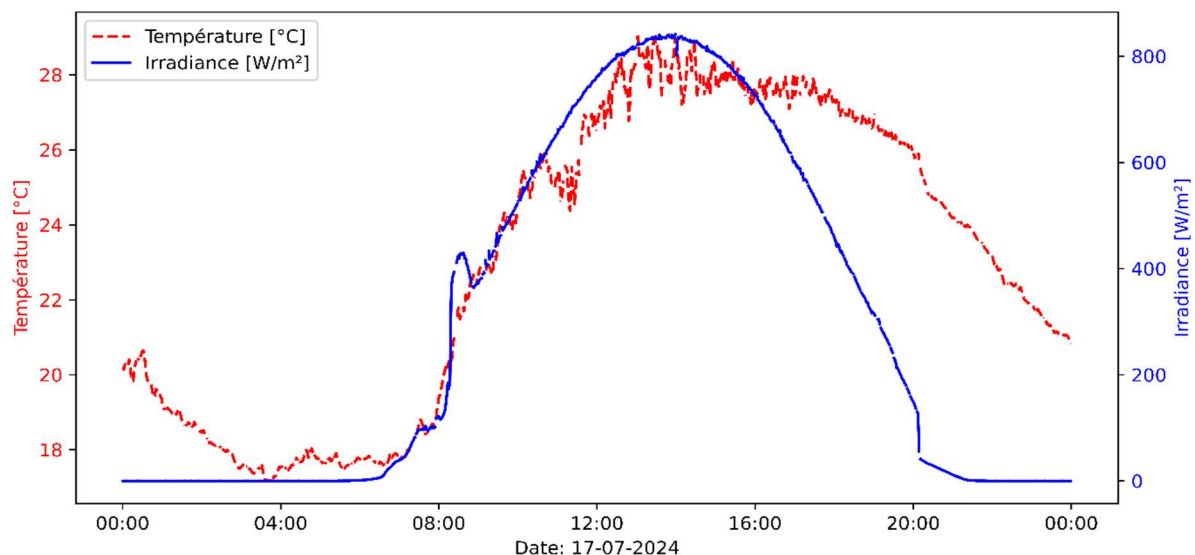
5.2.2.1 Au pied du bâtiment 23, côté sud

L'installation au pied du bâtiment s'est faite en face des portes de sortie. Cela dans le but de pouvoir avoir accès très facilement au matériel et aussi pour pouvoir avoir une grande plage de fonctionnement selon l'orientation entre le soleil et le support pivotant.

Les mesures de surchauffe ont été effectuées entre 11h et jusqu'à 15h.

Les données météorologiques ont été prises sur trois jours compte tenu de la difficulté à pouvoir effectuer un test de surchauffe de manière simultanée pour les cinq panneaux avec motifs.

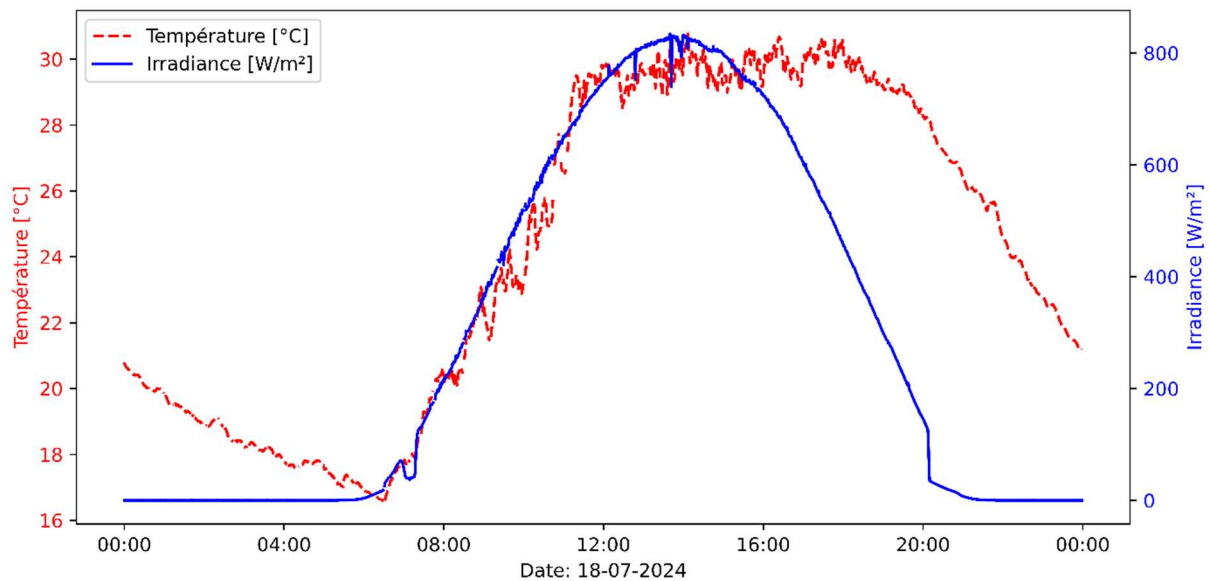
Le Graphique 23 représente les données météorologiques pour cette première journée de test de surchauffe, en date du 17 juillet 2024.



Graphique 23 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 17 juillet 2024, des nuages étaient présents dans le début de la matinée vers 8h mais plus rien après durant toute la journée

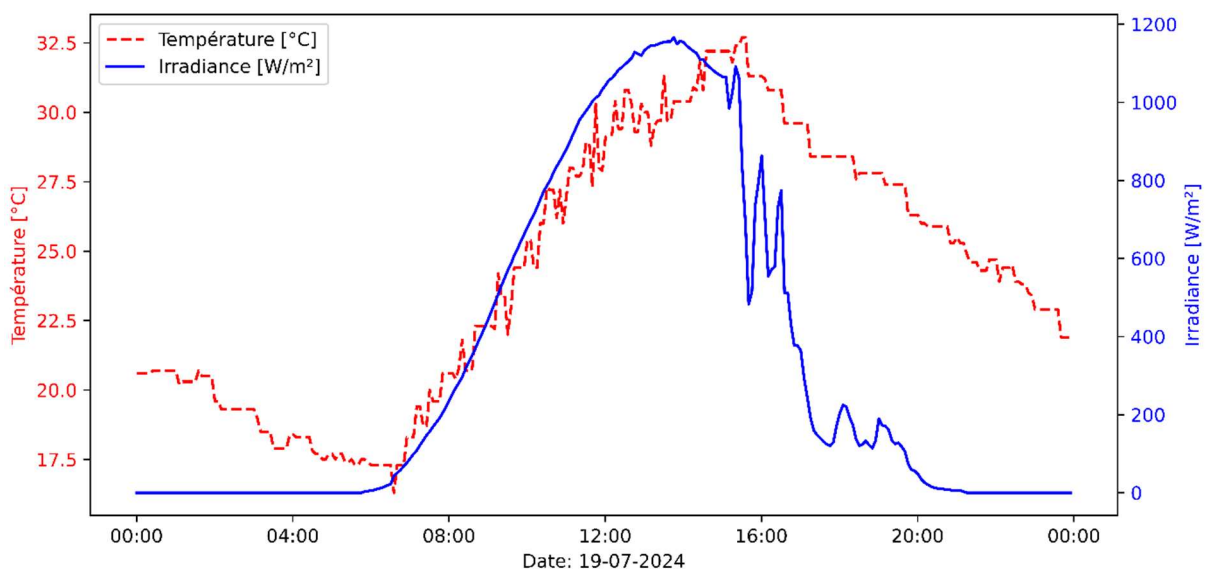
Pour ce premier jour de mesure de la surchauffe, l'irradiance mesurée a fluctué entre $600 \frac{W}{m^2}$ et $850 \frac{W}{m^2}$.

Les données météo du deuxième jour de test de surchauffe sont présentées dans le Graphique 24, qui reprend les données du 18 juillet 2024.



Pour ce second jour de mesure de la surchauffe, l'irradiance mesurée a fluctué entre $650 \frac{W}{m^2}$ et $850 \frac{W}{m^2}$.

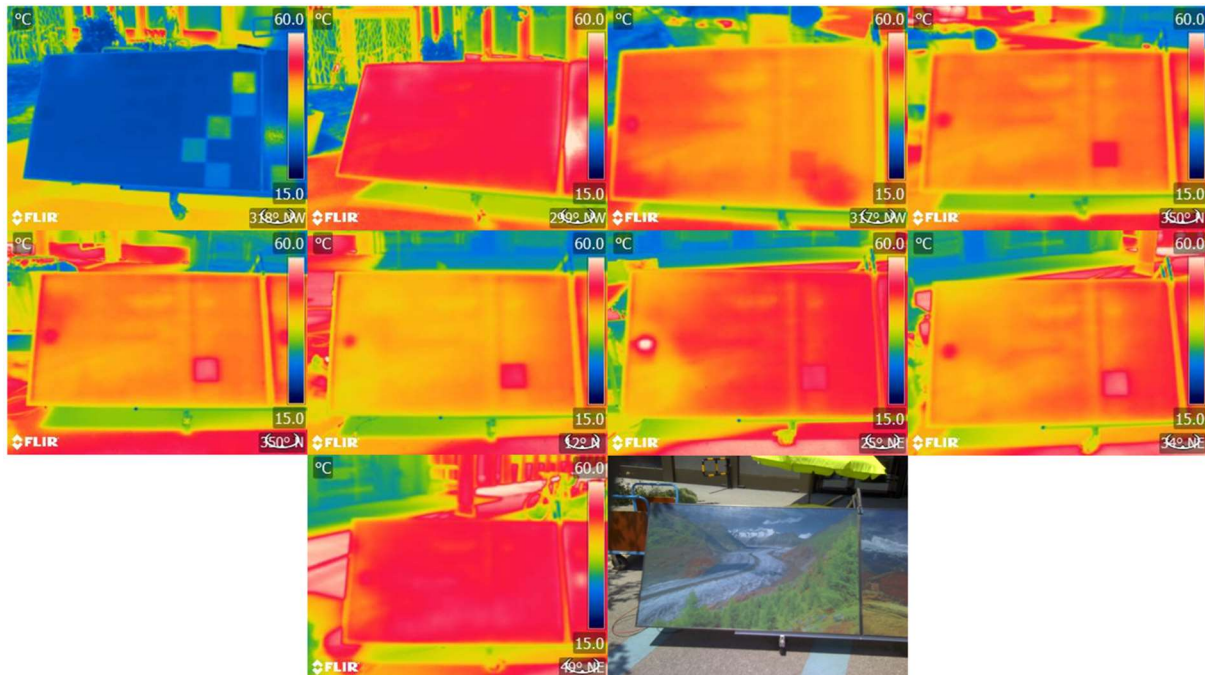
Le Graphique 25 montre l'irradiance et la température ambiante pour la troisième journée de test de surchauffe, soit le 19 juillet 2024.



Pour ce dernier jour de mesure de la surchauffe, l'irradiance mesurée a fluctué entre $850 \frac{W}{m^2}$ et $1150 \frac{W}{m^2}$.

5.2.2.1.1 Motif du glacier d'Aletsch

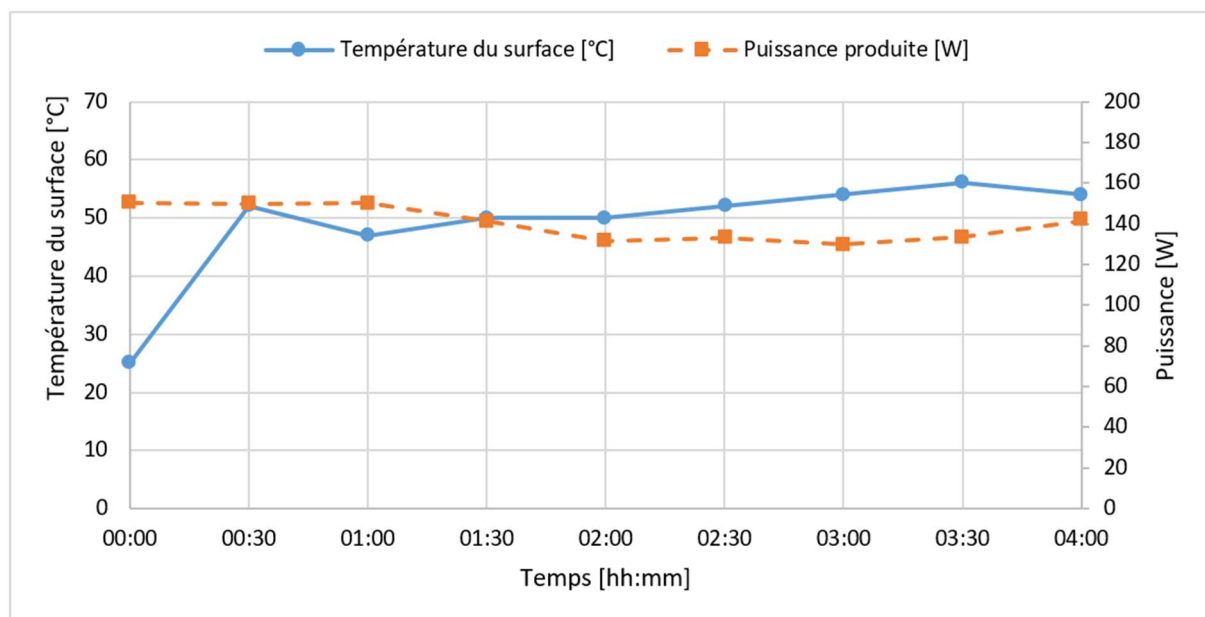
La Photographie 1 représente les résultats recueillis par la caméra thermique entant que qualité de l'échauffement de la surface du module PV.



Photographie 1 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch, sur le bord de la route lors de la journée du 17 juillet 2024.

Le Graphique 26 présente les valeurs de température recueillies par la caméra thermique et les valeurs de puissance recueillies par les appareils de mesures.

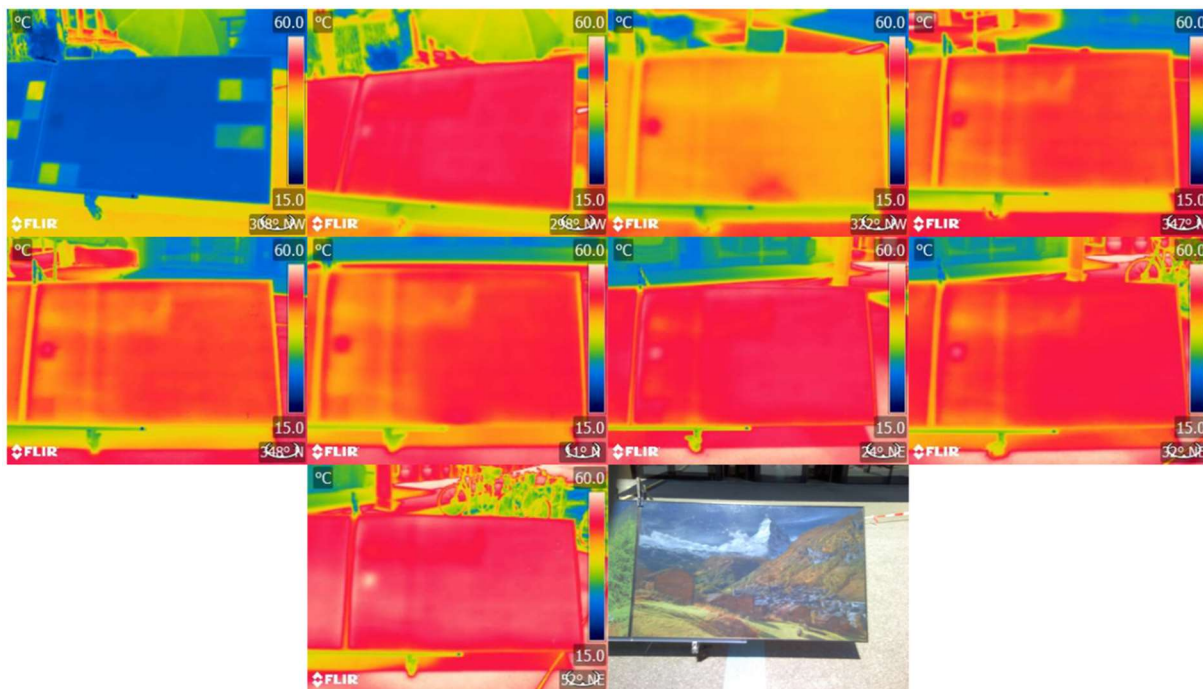
Le graphique présente alors une forte montée de la température de surface du panneau au début de l'expérience.



Graphique 26 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch. Au pied du bâtiment 23.

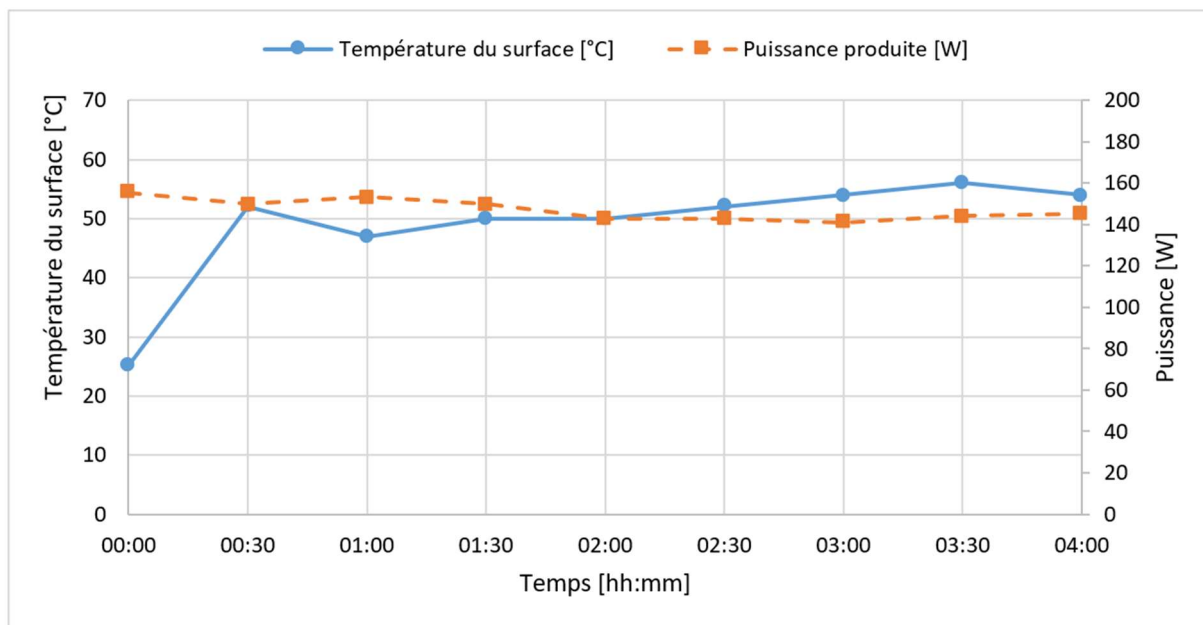
5.2.2.1.2 Motif du mont Cervin

La Photographie 2 démontre l'augmentation de la température de surface du module PV comportant le motif du Cervin. Il est important de rappeler que dans cette partie des expérimentations, les modules du glacier d'Aletsch et du Cervin ont été testés en même temps afin d'offrir une comparaison de résultats entre ces deux panneaux fortement similaires du fait de leur motif.



Photographie 2 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du mont Cervin pour le 17 juillet 2024. Au pied du bâtiment 23.

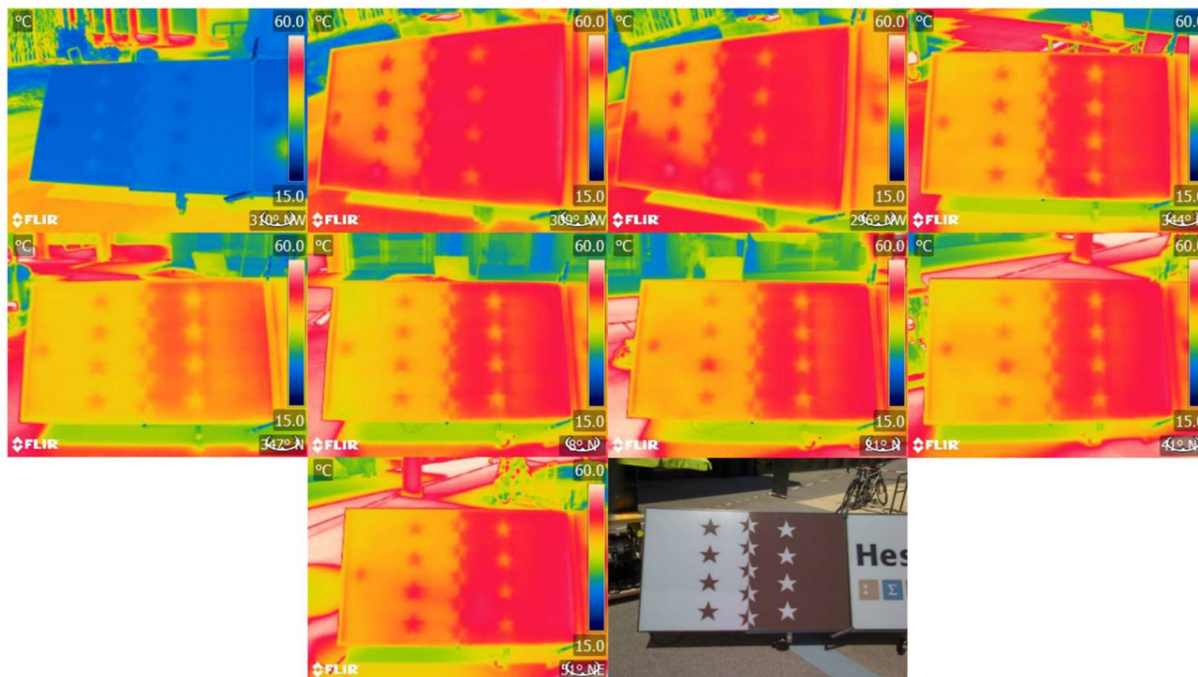
Le Graphique 27 démontre l'évolution de la température de surface du module PV et de la puissance produite par le panneau.



Graphique 27 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du mont Cervin. Au pied du bâtiment 23.

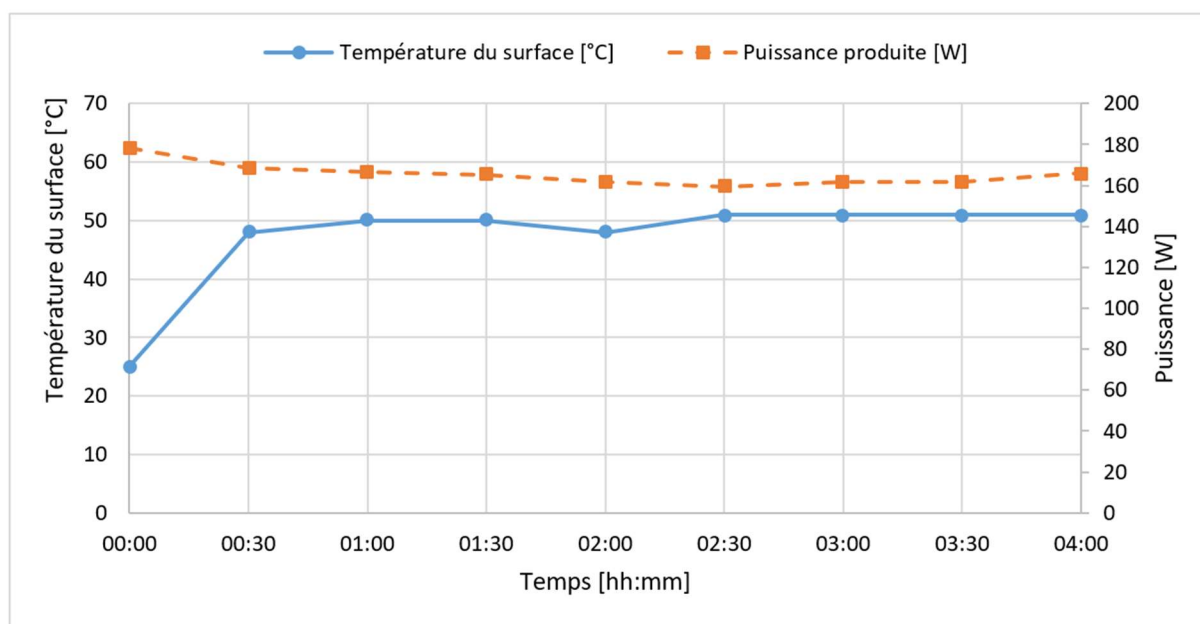
5.2.2.1.3 Motif du drapeau valaisan

La Photographie 3 présente les résultats de la deuxième journée de cette partie des expérimentations avec le panneaux portant le logo de la HES-SO mis côte à côte avec celui arborant le motif du drapeau valaisan.



Photographie 3 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du drapeau valaisan. Au pied du bâtiment 23.

Le Graphique 28 montre les valeurs numériques de cette partie de l'expérience d'une part recueillie par la caméra thermique pour ce qui est des valeurs de température et par le biais d'un wattmètre pour ce qui est de la puissance fournie par le module PV.



Graphique 28 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du drapeau valaisan. Au pied du bâtiment 23.

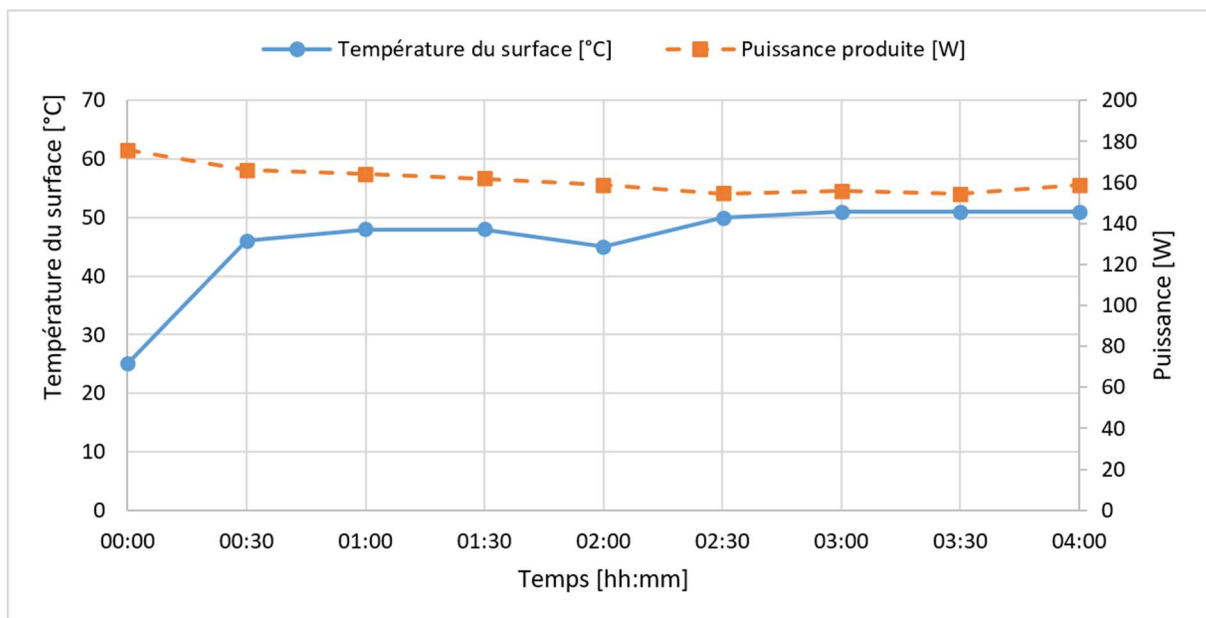
5.2.2.1.4 Motif du logo de la HES-SO

La Photographie 4 représente les résultats découlant du test de surchauffe du module présentant le logo de la HES-SO.



Photographie 4 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de la HES-SO. Au pied du bâtiment 23.

Dans le Graphique 29, il est possible d'observer l'évolution de la puissance fournie de panneau PV ainsi que la température de surface du module, durant tout le long de l'expérience.



Graphique 29 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de la HES-SO. Au pied du bâtiment 23.

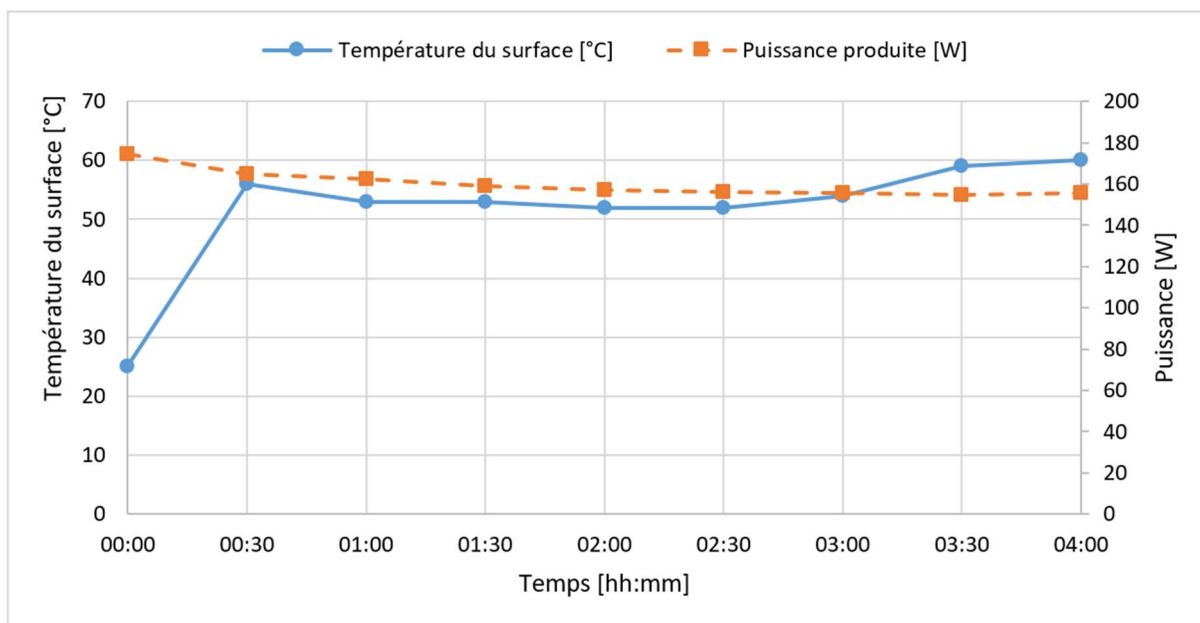
5.2.2.1.5 Motif du logo de OIKEN

La Photographie 5 montre l'évolution de la température du surface du module PV ainsi que d'éventuels points chauds (hotspots) pouvant se présenter sur la surface de ce panneau. Ces points chauds seraient alors le signe d'un échauffement anormal du module PV.



Photographie 5 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de OIKEN. Au pied du bâtiment 23.

Le Graphique 30 présente les résultats numériques du test de surchauffe effectué sur le module PV portant le logo de l'entreprise sédunoise OIKEN. Il est intéressant de comprendre que la puissance électrique produite est intrinsèquement liée à la température de surface.

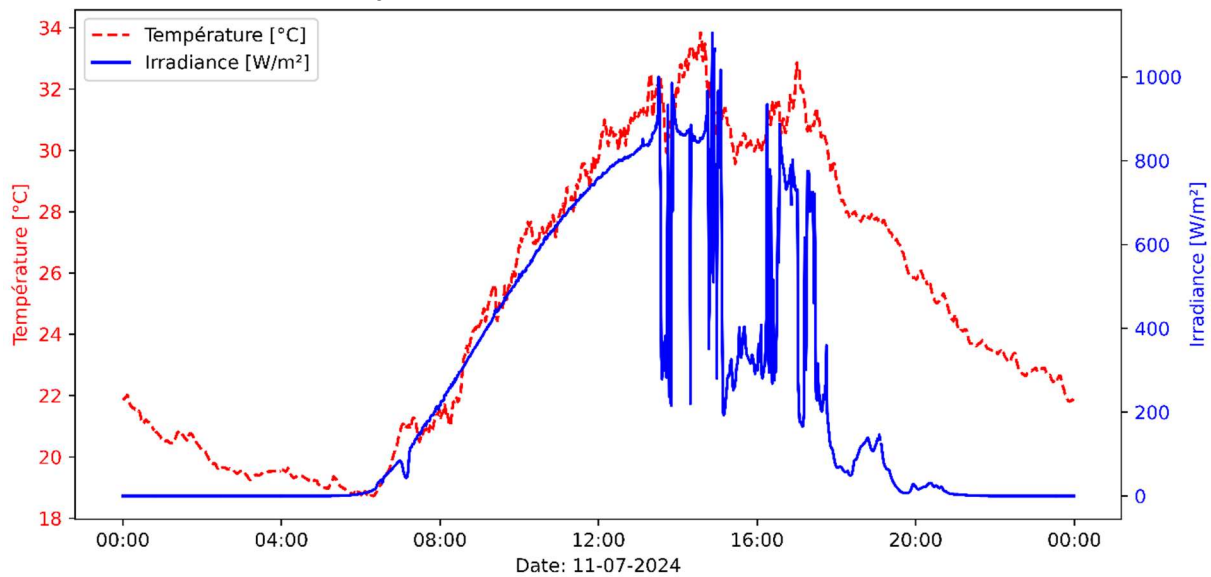


Graphique 30 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de OIKEN. Au pied du bâtiment 23.

Le temps de l'expérience reste toujours inchangé peu importe le motif utilisé, à ce moment.

5.2.2.2 Sur le toit du bâtiment 23

Les données météorologiques de cette autre phase de test de la surchauffe des panneaux PV avec motifs se déroule le 17 juillet, comme le montre le Graphique 31.



Graphique 31 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 11 juillet 2024. Les différentes caractérisations ont été effectuées aux alentours de 11h. L'après-midi, des nuages sont apparus, rendant alors toute expérimentation impossible.

Dans cette partie du test de surchauffe, le temps de test a été modifié pour commencer à 6 h 30 et finir à 13h. Ce temps de test a été choisi compte tenu de la connaissance du changement de météo, dans l'après-midi.

En effet, d'importants nuages se sont présentés, dès les environs de 13h30, cette apparition nuageuse a alors mis fin au test de surchauffe. Le Graphique 31 présente alors concrètement l'évolution de l'irradiance et donc confirmant la présence de forts nuages qui ont alors impactés la suite du test.

Néanmoins, les mesures initialement prévues devaient être faites entre 6h, le matin et 15h.

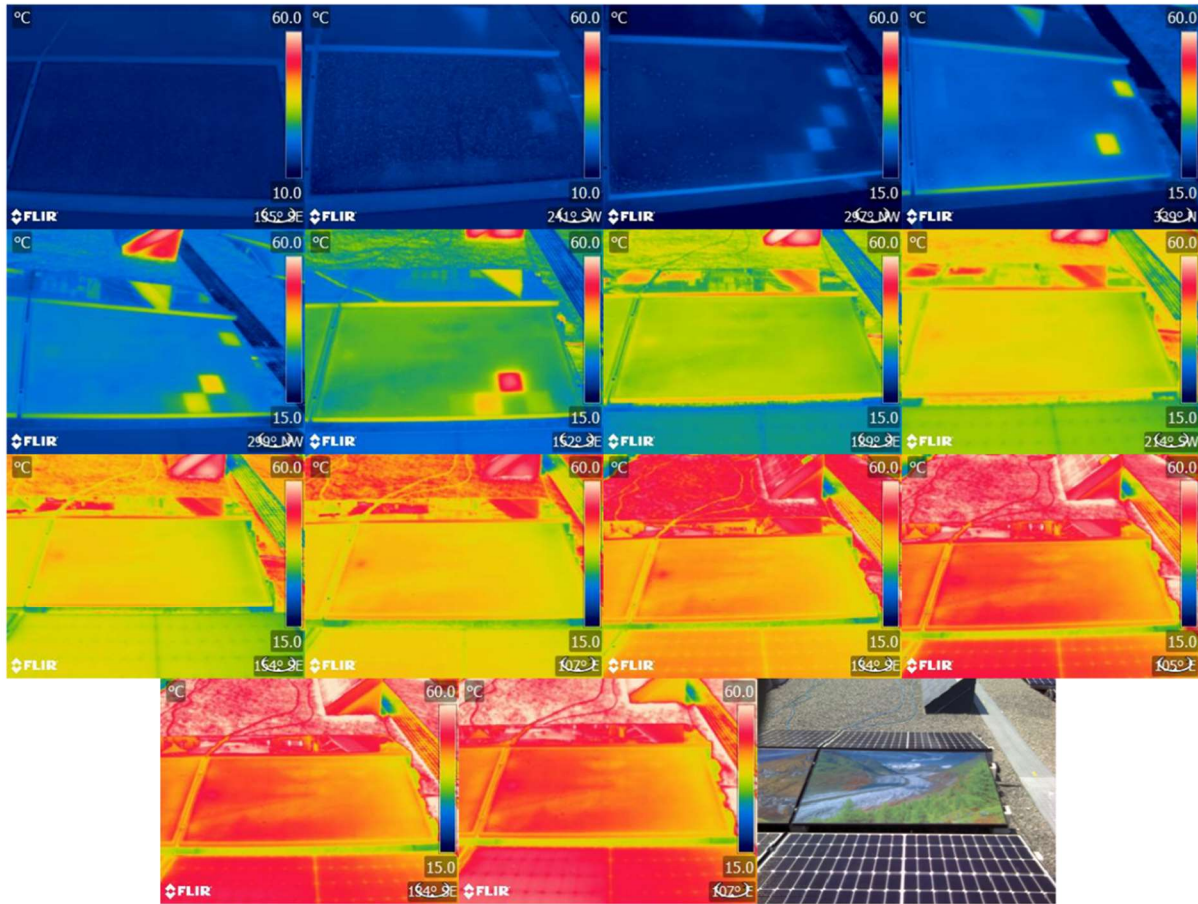
Malheureusement, ne connaissant pas assez le campus, il a été regrettable de se rendre compte, au moment de rentrer dans les bâtiments du campus, que ces derniers sont fermés entre 23h et 6h du matin.

De plus, il aurait fallu une dérogation pour accéder au 5^{ème} étage du bâtiment 23, qui est réservé à CimArk.

Cela étant, les expériences n'ont commencées qu'à partir de 6h30, car des contre-temps se sont ajoutés au planning.

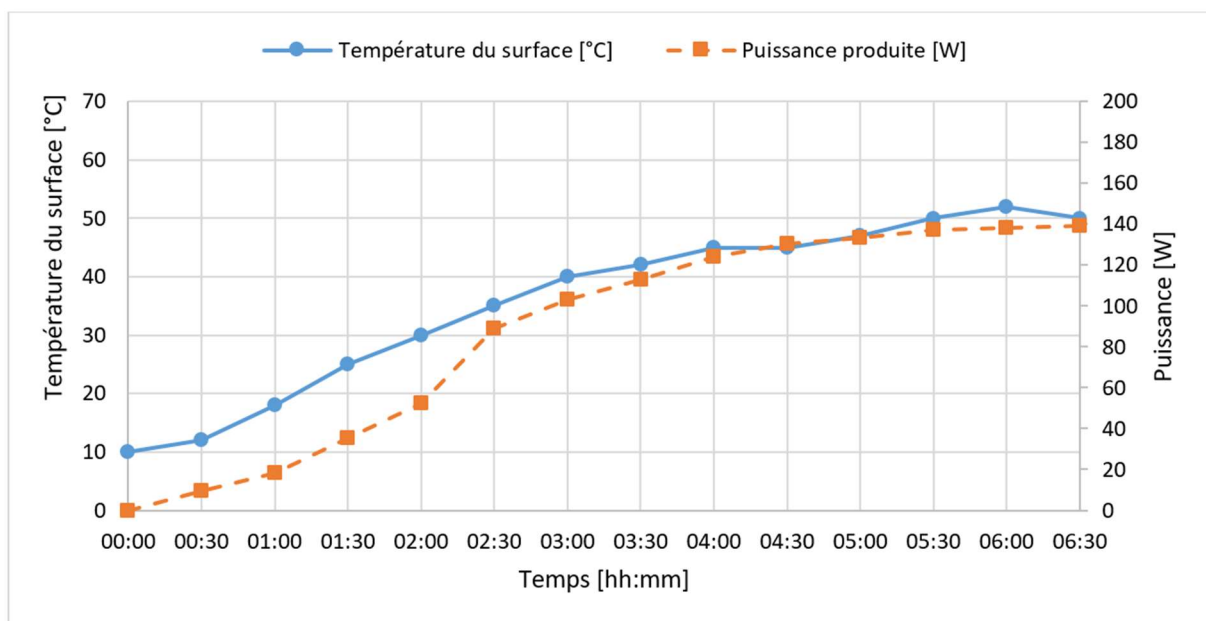
5.2.2.2.1 Motif du glacier d'Aletsch

La Photographie 6 représente le test de surchauffe démontrant alors l'échauffement du module PV. Cet échauffement est alors quantifié par la modification de la couleur.



Photographie 6 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch

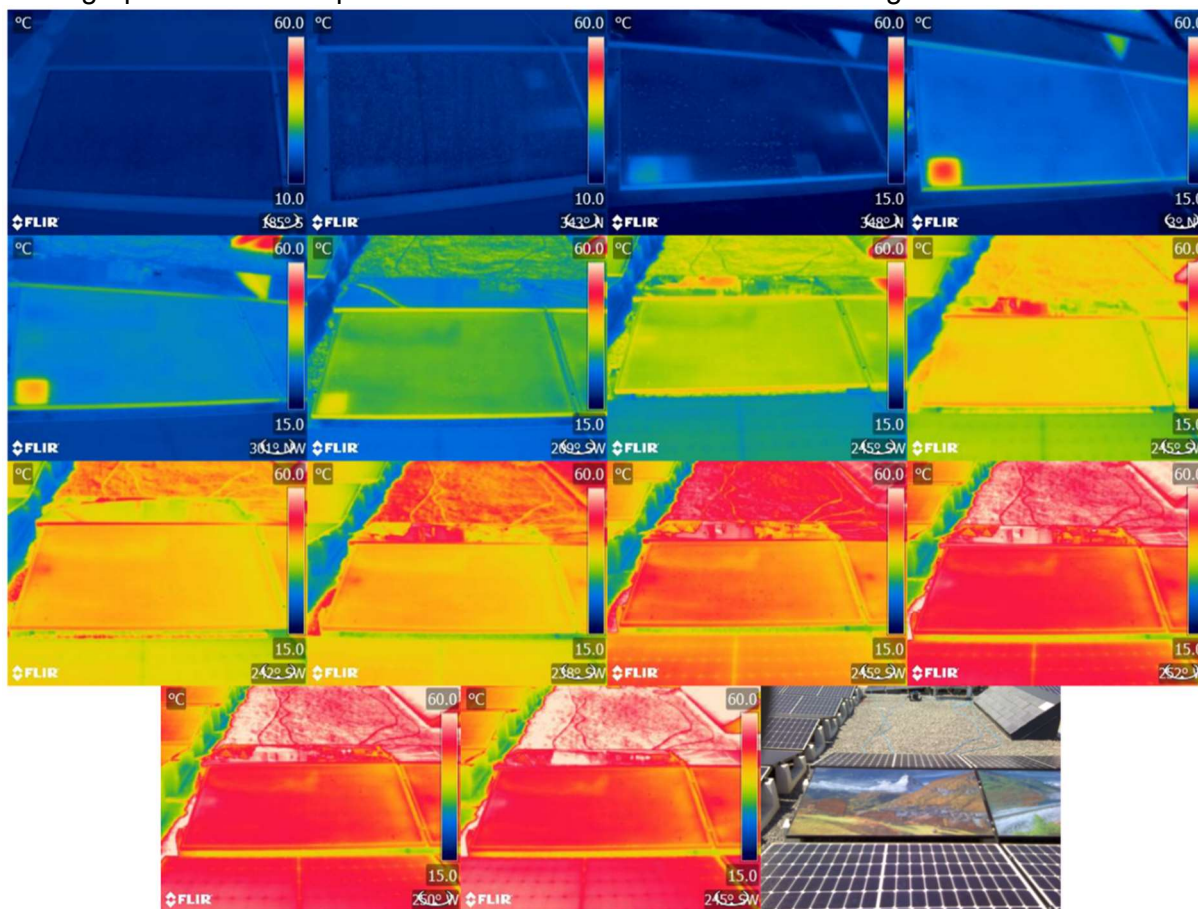
Le Graphique 32 présente alors les résultats numériques de ce test de surchauffe.



Graphique 32 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch. Sur le toit du bâtiment 23.

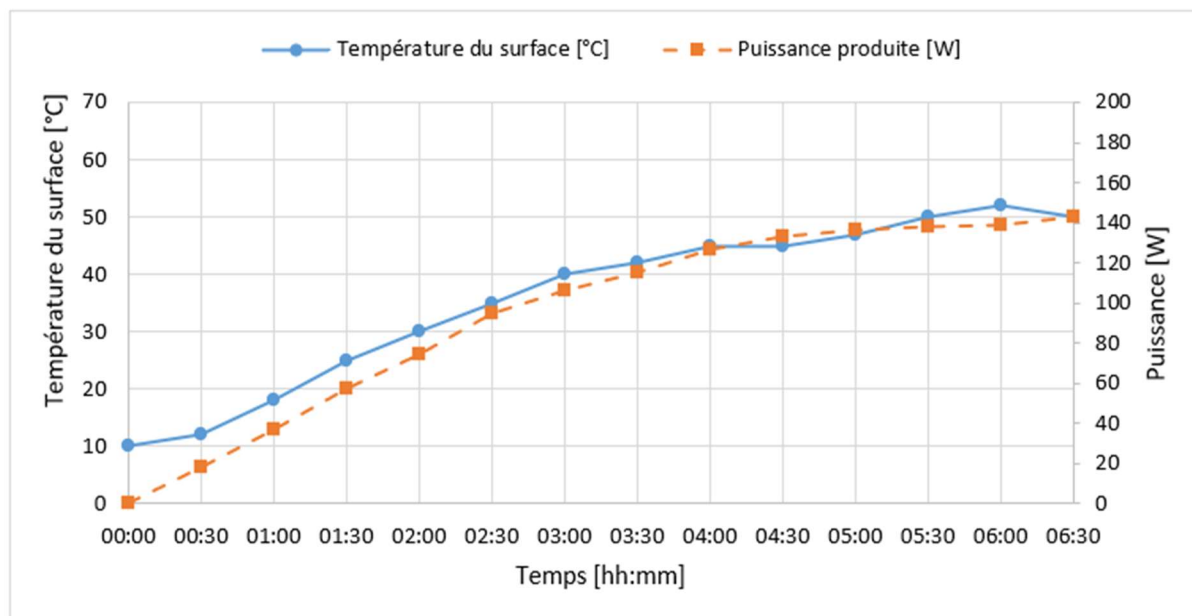
5.2.2.2 Motif du mont Cervin

Le test de surchauffe est présenté par l'intermédiaire des résultats visuels issus de la Photographie 7. Des hotspots sont alors visibles dans certaines images lors de ce test.



Photographie 7 : Évolution de la température du surface du panneau PV avec le motif du mont Cervin

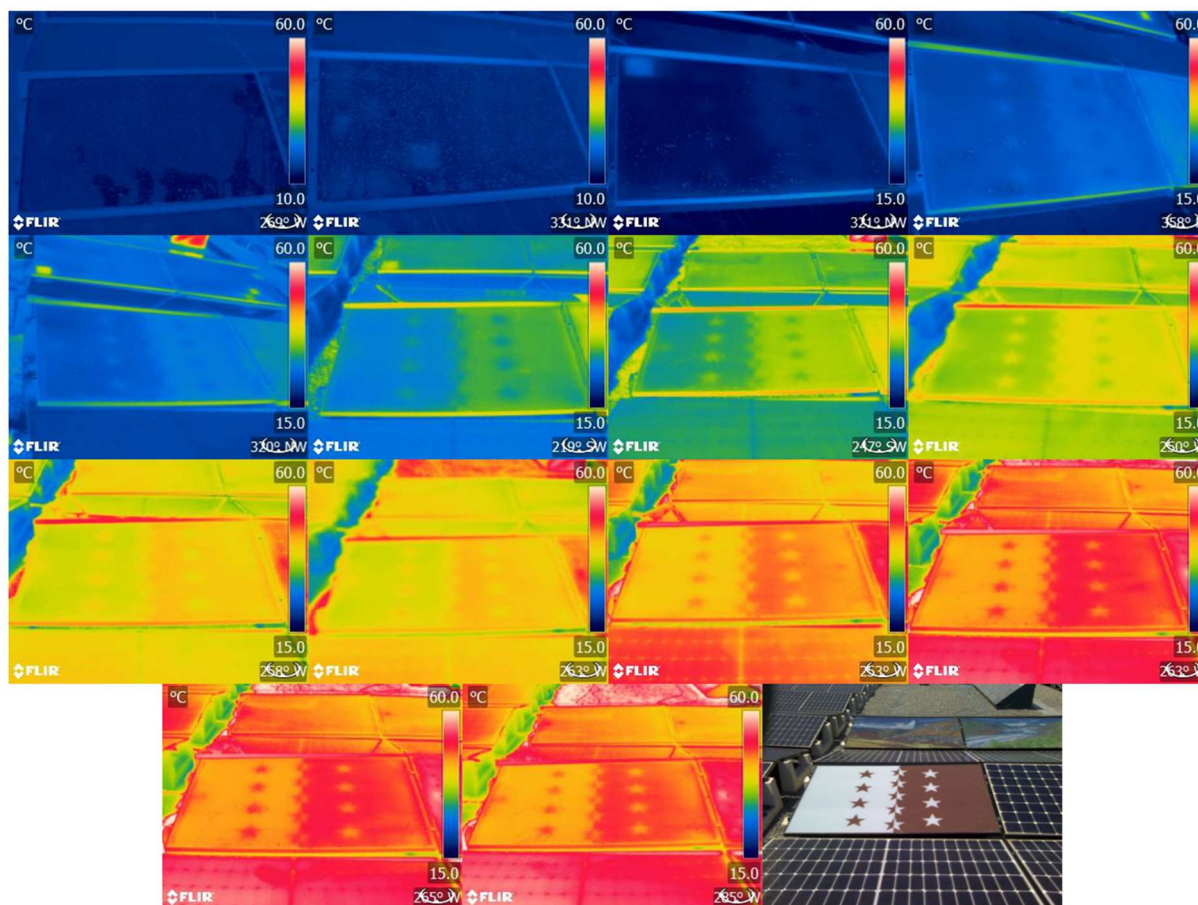
Le Graphique 33 montre l'évolution de la température et de la puissance présentée ci-dessous.



Graphique 33 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du mont Cervin. Sur le toit du bâtiment 23.

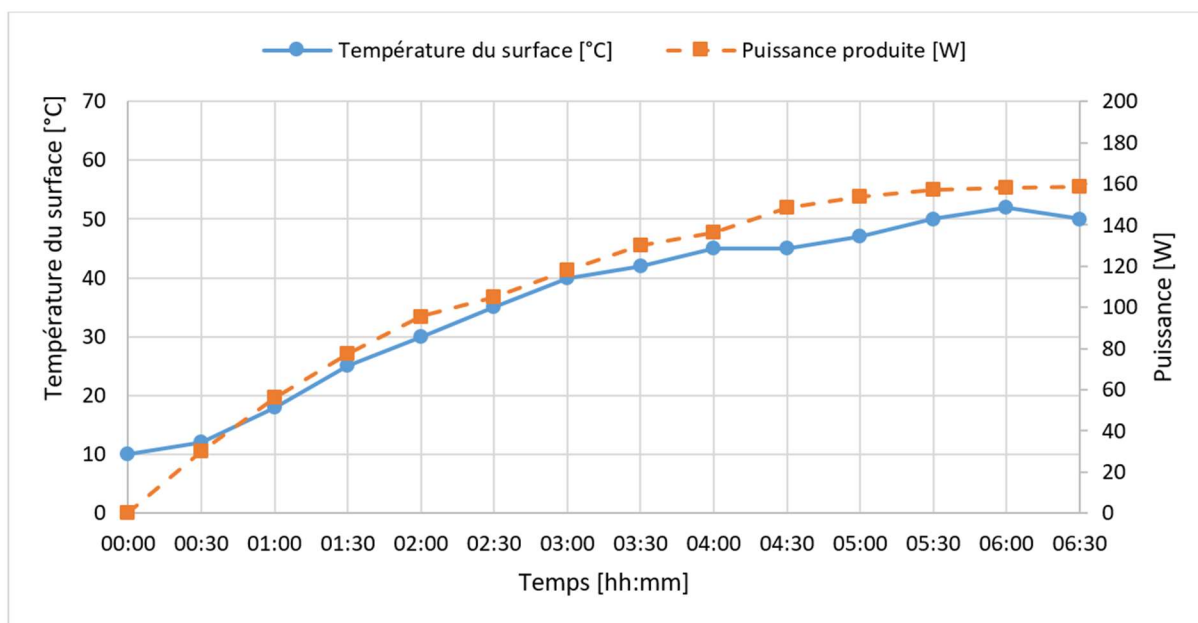
5.2.2.2.3 Motif du drapeau valaisan

La Photographie 8 présente les résultats du test de surchauffe pour le module du drapeau valaisan. Il est alors important mentionner que la couleur rouge absorbe plus de chaleur.



Photographie 8 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du drapeau valaisan

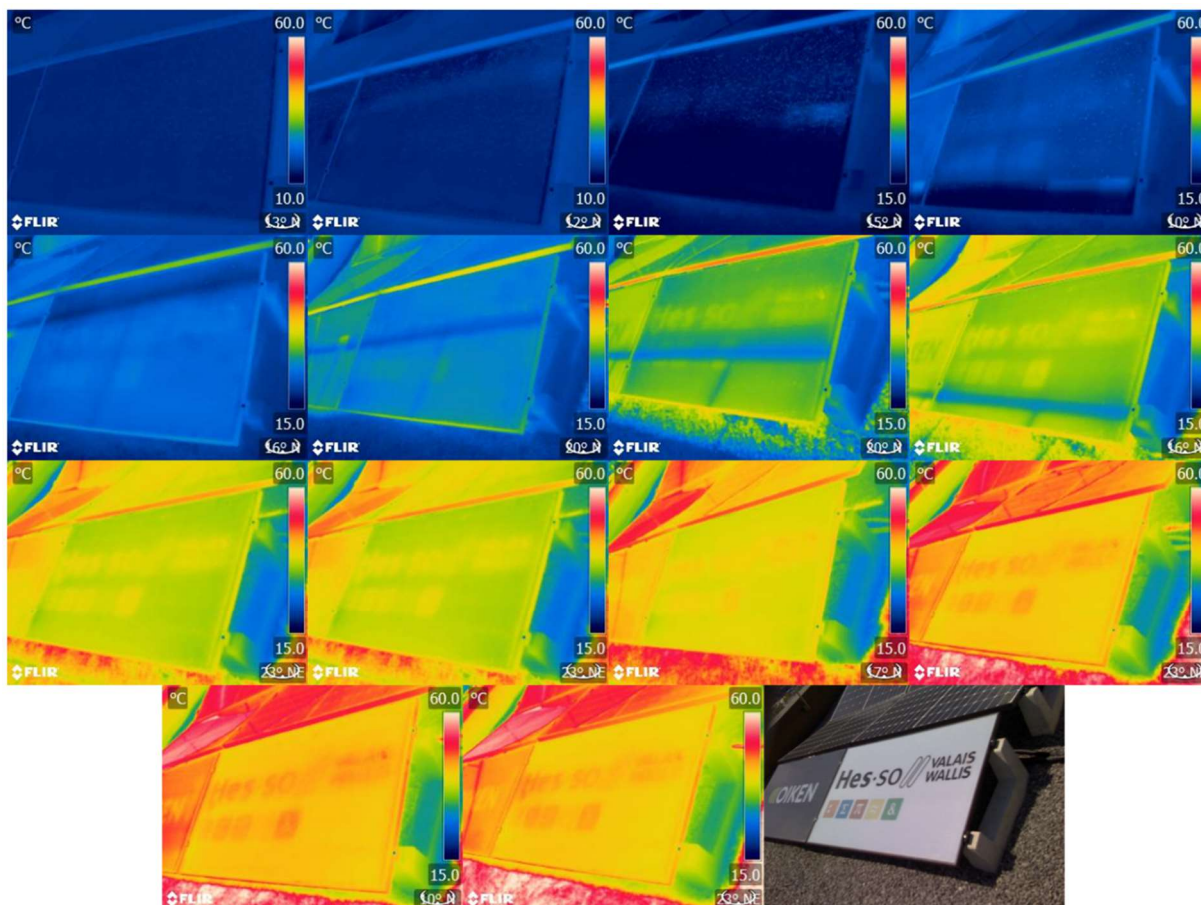
Le Graphique 34 présente les valeurs numériques de ce test de surchauffe pour chaque photo.



Graphique 34 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du drapeau valaisan. Sur le toit du bâtiment 23.

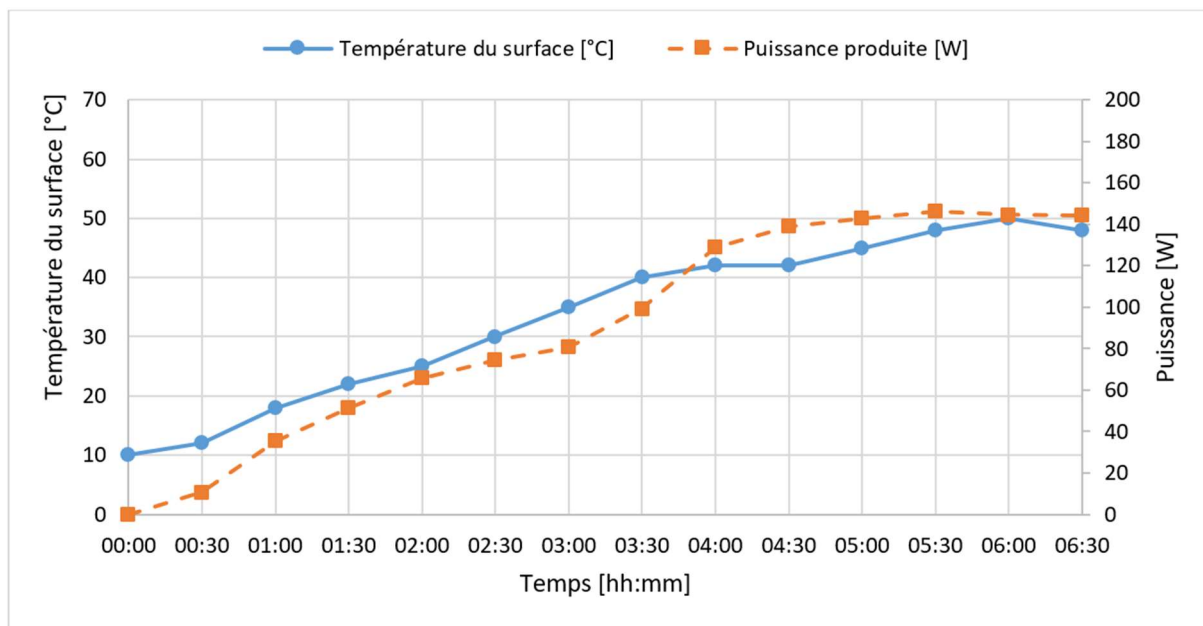
5.2.2.2.4 Motif du logo de la HES-SO

Les photos prises, lors de la Photographie 9, par la caméra thermique sont malheureusement de travers car une rambarde de sécurité est présente sur le bord bas du module PV.



Photographie 9 : Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de la HES-SO

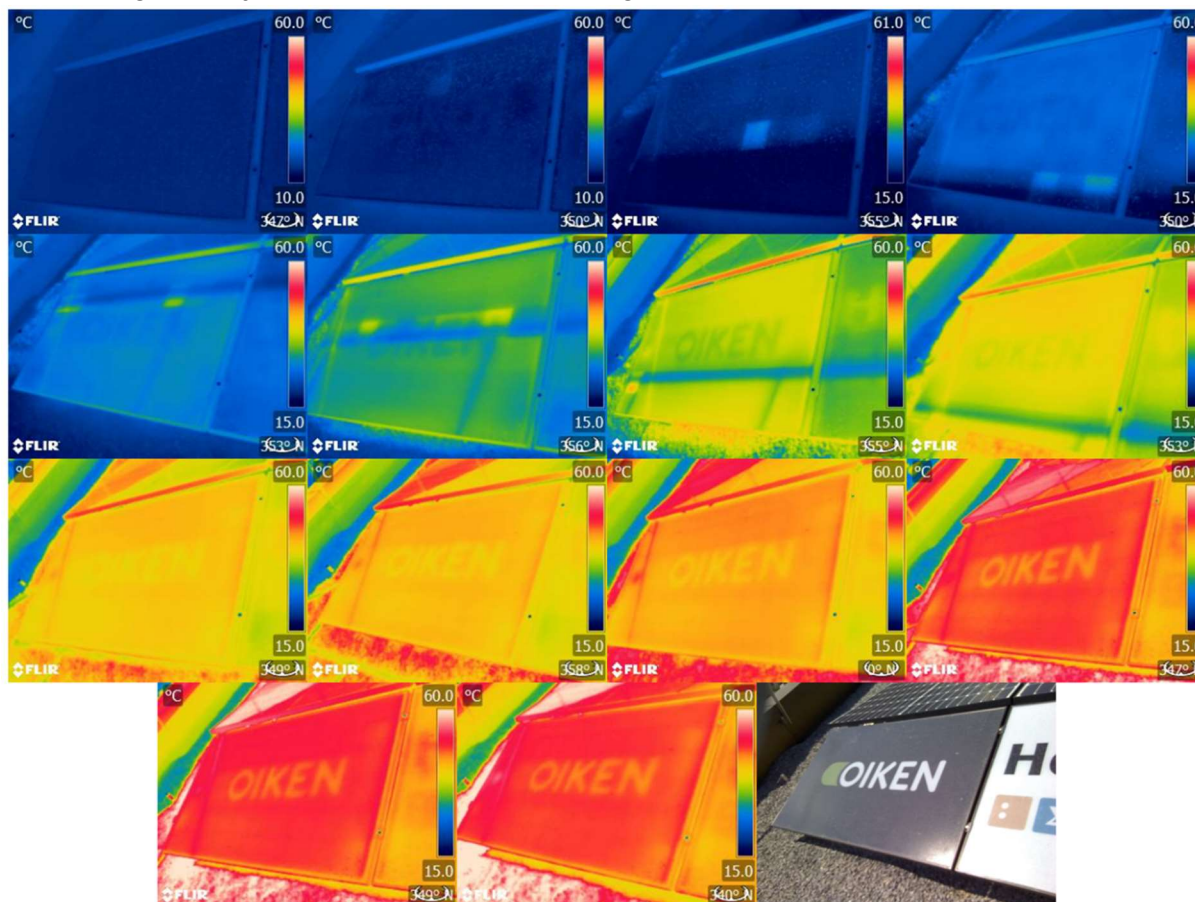
Le Graphique 35 montre l'évolution de la puissance et de la température du module HES-SO.



Graphique 35 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de la HES-SO. Sur le toit du bâtiment 23.

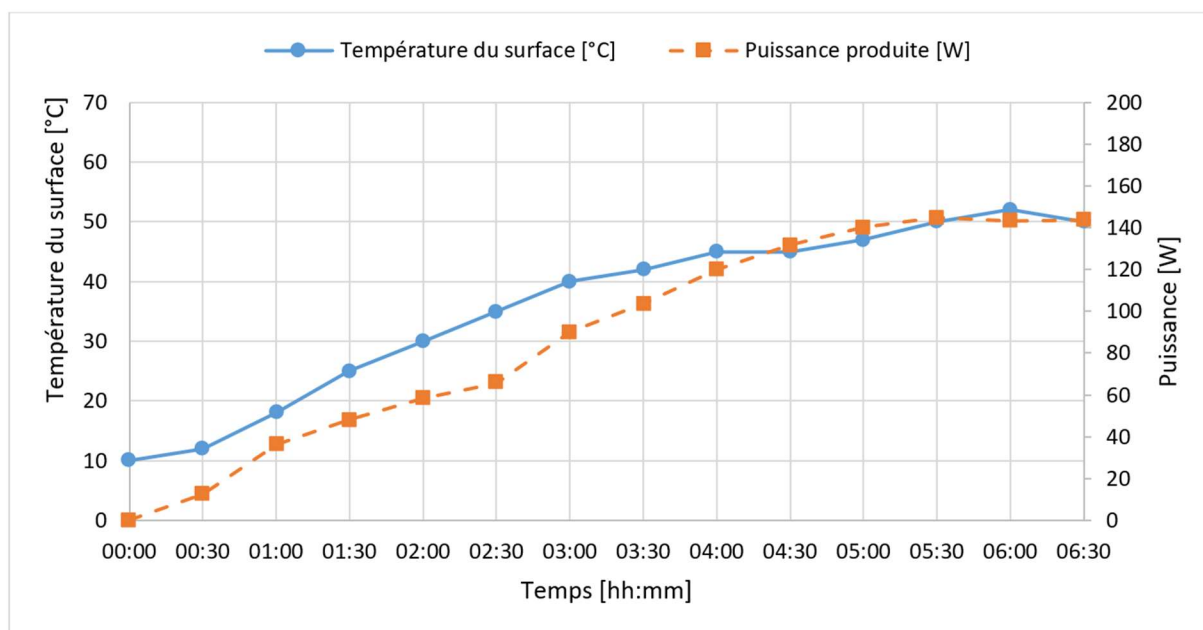
5.2.2.2.5 Motif du logo de OIKEN

La Photographie 10 représente les différentes températures du panneau en partant de 6h30, en haut à gauche, jusqu'à 13h, sur la dernière ligne au milieu.



Photographie 10: Évolution de la température de surface du panneau PV avec motif du logo de OIKEN

Les valeurs numériques de la température et la puissance sont visibles dans le Graphique 36.

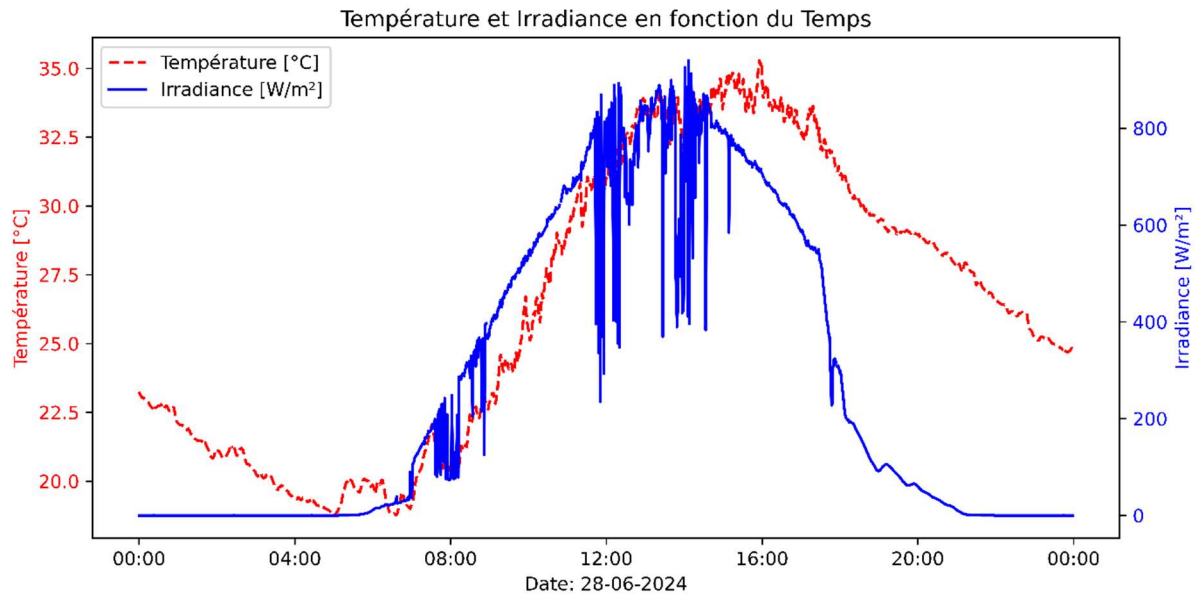


Graphique 36 : Évolution de la puissance et de la température de surface de panneau PV avec motif du logo de OIKEN. Sur le toit du bâtiment 23.

5.3 Panneaux colorés

5.3.1 Caractérisation

Le 28 juin 2024, il faisait chaud et beau, entre 9h et midi, c'est alors que la caractérisation a pu être effectuée pour les quatre panneaux colorés.



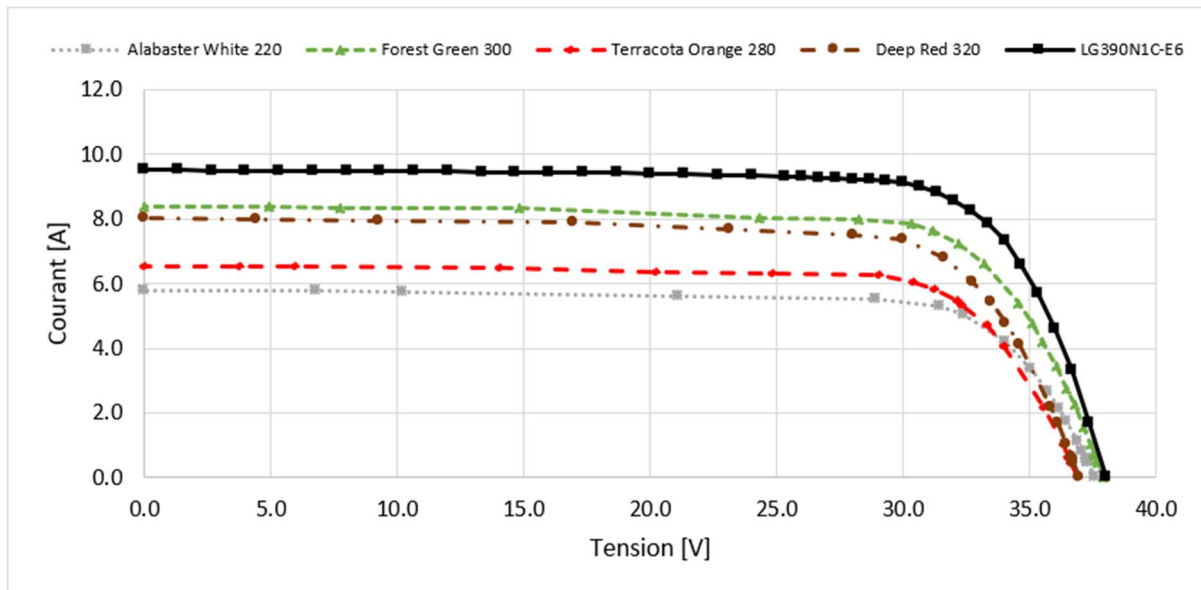
Graphique 37 : Courbe de l'irradiance et de la température tout au long de la journée du 28 juin 2024. Ce jour-là, il y a eu énormément de nuage, en début de matinée (de 7h à 9h) et ensuite en début d'après-midi (12h à 15h).

La caractérisation des modules unicolores s'est déroulée uniquement sur le toit, où les panneaux PV étaient déjà installés.

Cela dans un premier soucis de temps car il n'y a eu qu'environ 10 jours d'ensoleillement optimal. Ces caractérisations, sur le bord de la route, seront alors à effectuer dans une prochaine phase de ce travail afin de recueillir d'avantage de données et de résultats de caractérisation.

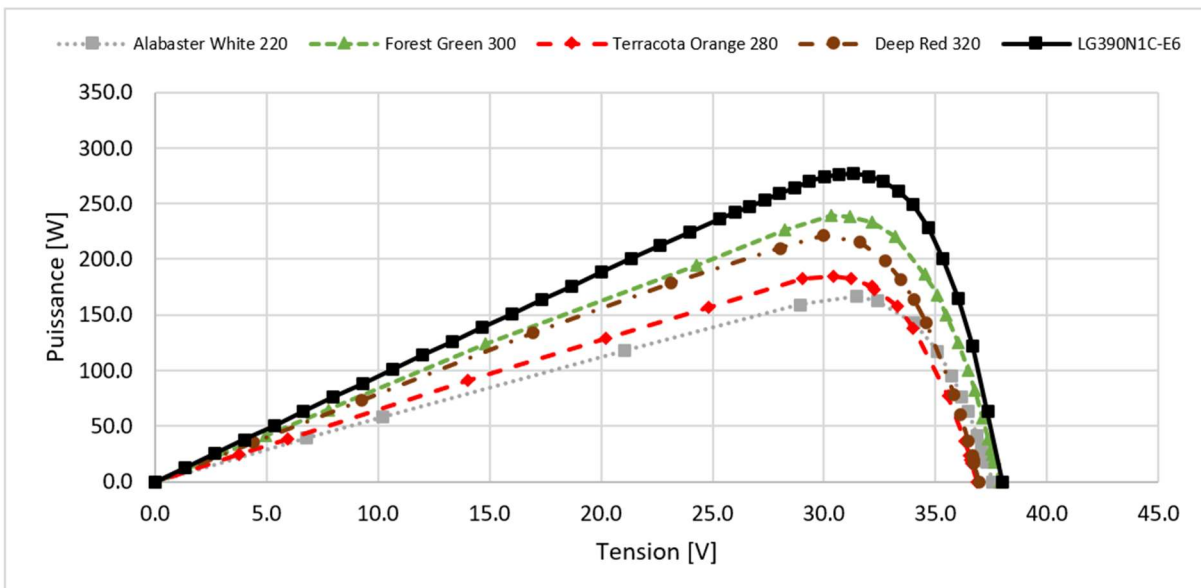
5.3.1.1 Résumé

Le Graphique 38 représente les courbes de courant en fonction de la tension pour chacune des cinq couleurs des panneaux PV. Le module LG390N1C-E6 a été ajouté afin de pouvoir présenter une comparaison.



Graphique 38 : Caractérisation du courant des panneaux PV colorés de la marque Bisol ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les modules colorés

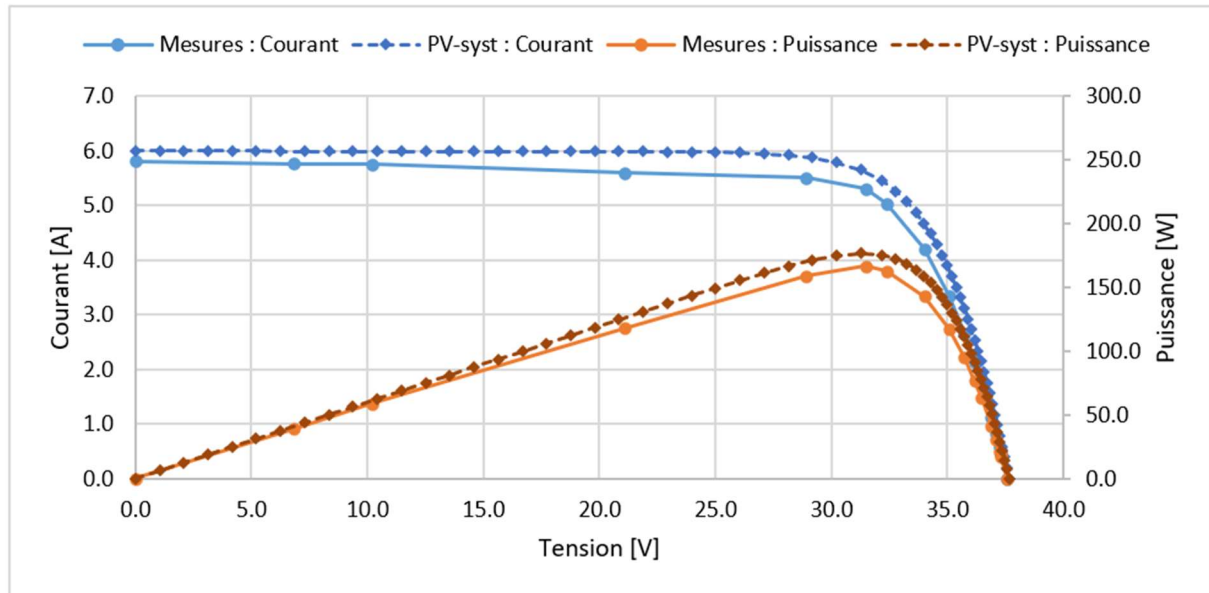
Le Graphique 39 représente la puissance fournie par le panneau PV en fonction de la tension pour chacun des cinq panneaux PV. Cela dans le but prochain de pouvoir expliquer les disparités entre les panneaux colorés et le panneau standard LG.



Graphique 39 : Caractérisation de la puissance des panneaux PV colorés de la marque Bisol ; L'axe vertical pour le courant et l'axe horizontal pour la tension. Comparaison entre un module monocristallin standard et les modules colorés

5.3.1.2 Alabaster White

Le Graphique 40 représente la caractérisation avec les courbe I-U et P-U pour le module PV de couleur blanche. Les mesures effectuées sont accompagnées par une simulation du logiciel PVsyst afin de pouvoir comparer la courbe optimal, dans les conditions mesurées lors de l'expérimentation.



Graphique 40 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Alabaster White ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

Le Tableau 16 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

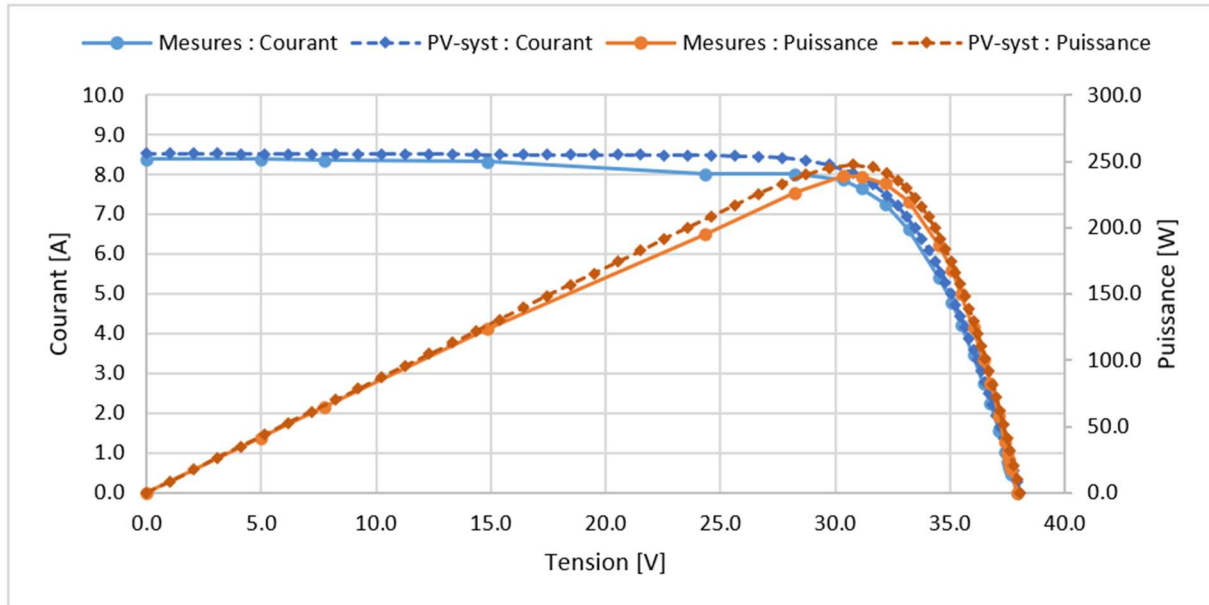
Tableau 16 : Caractéristiques du panneau PV coloré Alabaster White, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	167	177	220
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	31.46	31.3	35.5
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	5.30	5.65	6.2
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	37.6	37.7	40.9
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	5.81	6.0	6.55

Les valeurs de puissance pour la partie des mesures effectuées, sur le toit, se montent à un maximum de 167 W. Pour ce qui est de la simulation, la puissance maximale est alors naturellement plus élevée que les mesures avec une valeur de 177 W. La fiche technique propre au module coloré en blanc présente alors une valeur maximale de la puissance de 220 W. Une perte de puissance est alors présente entre les mesures et la simulation est vaut environ 5.5%. Une perte est aussi présente si les mesures sont comparées à la fiche technique du fabricant, cette perte se monte alors à 24%. Lors de ces tests de caractérisation, la température de surface de ce module PV s'est élevée jusqu'à un maximum de 35°C. La photographie thermique prise par la caméra Flir est présente dans les annexes : Annexe 13.

5.3.1.3 Forest Green

La caractérisation du module étant coloré en vert se présente dans le Graphique 41. Ce graphique représente les courbes I-U et P-U.



Graphique 41 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Forest Green ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

Le Tableau 17 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

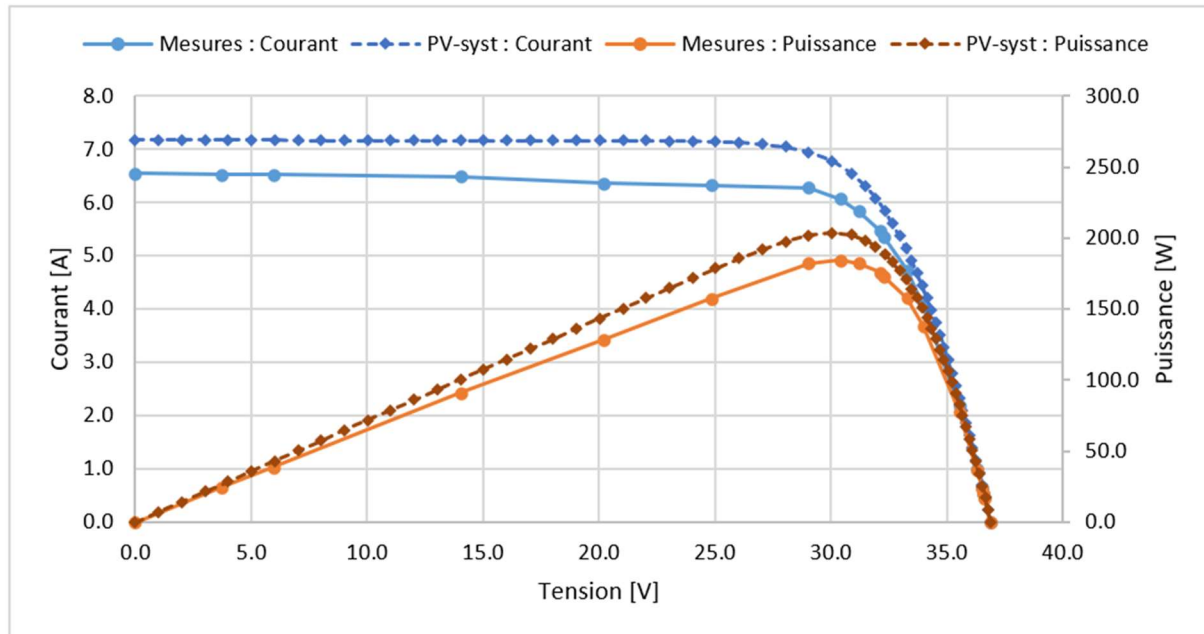
Tableau 17 : Caractéristiques du panneau PV coloré Forest Green, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	239	247.5	300
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	30.32	30.76	34.5
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	7.88	8.05	8.70
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	37.9	38.0	41.1
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	8.40	8.53	9.30

Les mesures prises lors de l'expérience montrent une puissance maximale fournie par le module PV de 239 W. La simulation, présente une puissance maximale de 247.5 W. La fiche technique fait état d'une puissance maximale de 300 W. Cela présente alors une perte de puissance entre mesures et simulation de 3.4%. Cette différence est alors plus notable entre les mesures et la fiche technique, la perte présente alors une valeur d'environ 20%. Cette perte de puissance est alors explicable car l'irradiance, ce-jour-là, n'a atteint qu'un maximum de $800 \frac{W}{m^2}$, tandis que la température ambiante avoisinait les 30°C, lors des mesures. La caméra thermique utilisée lors de la mesure de puissance fait état d'une température de 45°C.

5.3.1.4 Terracotta Orange

Le Graphique 42 présente les mesures du module coloré en orange pour les courbes du courant en fonction de la tension et de la puissance en fonction de la tension. Ces mesures sont accompagnées d'une simulation reprenant les caractéristiques météorologiques propres à ce jour de simulation.



Graphique 42 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Terracotta Orange ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

Le Tableau 18 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 18 : Caractéristiques du panneau PV coloré Terracotta Orange, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

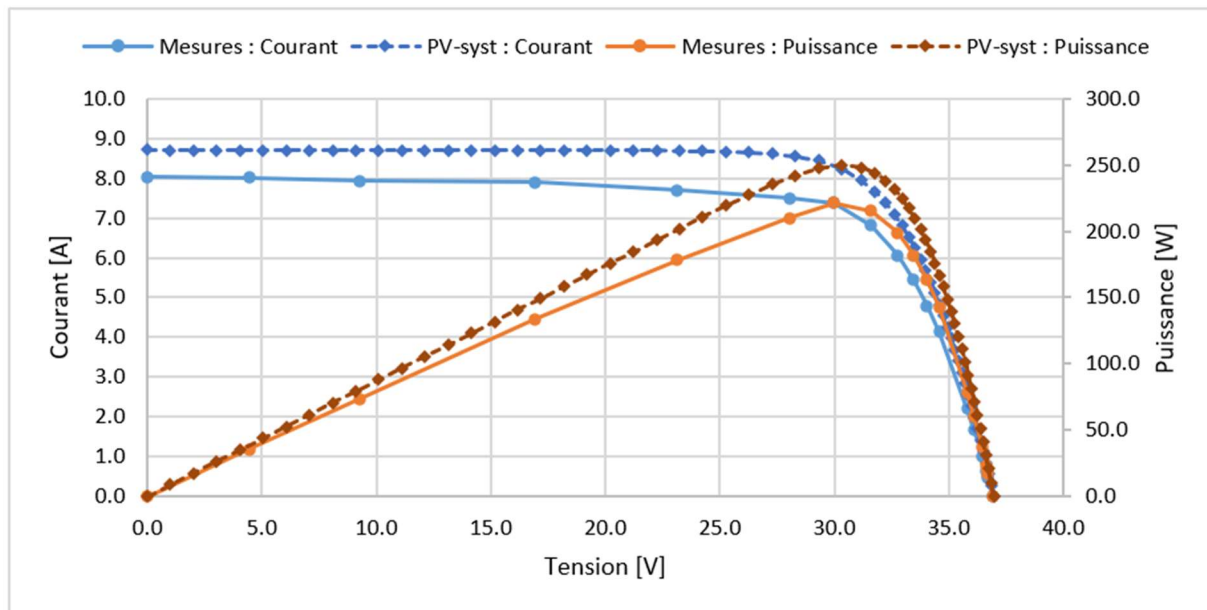
	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	184.6	203.7	280
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	30.4	30.04	37.1
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	6.07	6.78	7.55
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	36.9	36.9	43.2
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	6.55	7.18	8.30

Les mesures qui ont été récoltées lors de la caractérisation font état d'une puissance maximale du module coloré en orange de 184.6 W. Cette valeur de puissance est de 203.7 W pour la simulation effectuée sur PVsyst. La fiche technique mentionne alors une puissance maximale de 280 W. La perte de puissance entre mesures et simulation s'élève à une valeur d'environ 9%. Quant à la perte entre mesures et la fiche technique, elle s'élève à une valeur de 34%.

La température moyenne de surface de ce module est alors montée jusqu'à un maximum de 48°C. Cette valeur a pu être mesurée grâce à la caméra thermique Flir. La photographie de cet échauffement se trouve en annexe de ce rapport : Annexe 12.

5.3.1.5 Deep Red

Le Graphique 43 présente le résultat des mesures effectuées sur le module rouge foncé. Ces mesures représentent les valeurs du courant en fonction de la tension et de la puissance en fonction de la tension, pour les mesures et la simulation provenant de PVsyst.



Graphique 43 : Caractérisation de la puissance du panneau PV coloré Deep Red ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension.

Le Tableau 19 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 19 : Caractéristiques du panneau PV coloré Deep Red, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

		Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale	P_{MPP} [W]	221.3	249.7	320
Tension au Mpp	U_{MPP} [V]	29.98	30.3	35.2
Courant au Mpp	I_{MPP} [A]	7.38	8.24	9.10
Tension à circuit ouvert	U_{OC} [V]	36.94	36.98	41.5
Courant de court-circuit	I_{SC} [A]	8.03	8.71	9.55

Les valeurs présentes dans le Tableau 19 sont les valeurs de la puissance maximale pour le set de mesures, la simulation et la fiche technique. Ces valeurs de puissance sont alors respectivement de 221.3 W, de 249.7 W et enfin de 320 W. Cela représente alors des écarts de puissance, entre mesures et simulation de -11.4% et de -30.8% pour l'écart de valeur entre les mesures et la fiche technique du fabricant.

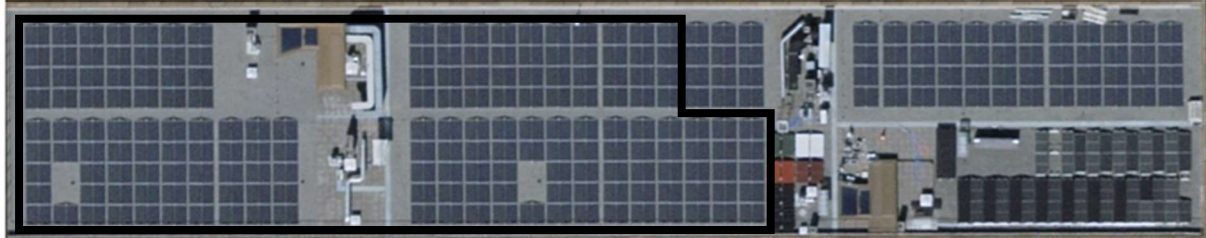
La photographie de cette mesure d'échauffement de la surface de ce panneau PV présente une valeur maximale de 52°C. Cette image peut être retrouvée en annexe de ce rapport : Annexe 12.

5.4 Installation PV du toit du bâtiment 23

5.4.1 État actuel des installations Pv présentes sur le toit

Le toit du bâtiment 23 accueille actuellement des infrastructures techniques telles que des extracteurs d'air pour la ventilation des locaux et des salles du bâtiment 23 mais aussi des installations solaires photovoltaïques qui sont réparties en plusieurs parties distinctes.

La plus grande partie des panneaux PV installés servent à de la réinjection sur le réseau, ces panneaux ont été installés et sont la propriété du distributeur électrique valaisan OIKEN.



Photographie 11 : Vue de dessus de la situation actuelle de l'installation solaire PV sur le toit du bâtiment 23. Avec la délimitation de la zone OIKEN en rouge

La zone accueillant les panneaux appartenant à OIKEN compte 358 panneaux solaires PV qui sont installés en orientation est-ouest.

Cette zone réservée à OIKEN compte environ deux onduleurs de la marque SolarEdge, respectivement de 66 kW pour l'onduleur 1 et de 82 kW pour l'onduleur 2. Cette installation a une puissance PV installée de 134 kW.

Le raccordement des panneaux PV pour la centrale de production d'OIKEN se fait selon la Figure 13.

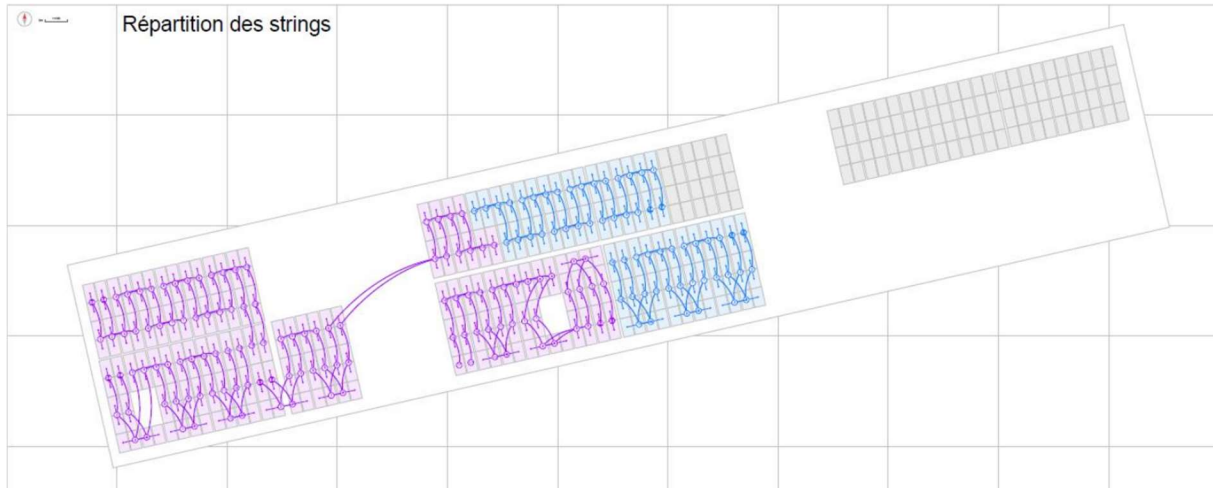
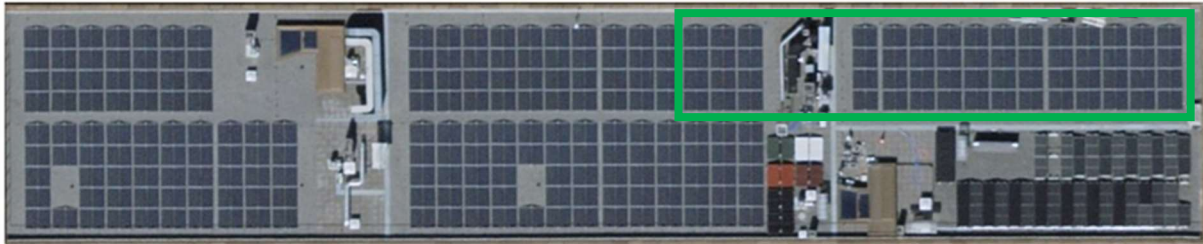


Figure 13 : Schéma de raccordement pour chaque onduleur, en bleu pour l'onduleur 1 et en violet pour l'onduleur 2, sur le toit du bâtiment 23. En gris, se trouve la centrale de production DC pour le micro-réseau DC.

La Figure 13 et les données ci-dessous sont tirées du travail de bachelor de Pierre-Vincent, étudiant ETE en 2022. (« Pierre-Vincent Rapport_Bachelor_final_corrige.pdf », 2022)

Les schématiques des raccordements composant les deux onduleurs de la zone OIKEN AC sont présentes dans les annexes du rapport du TB de Pierre-Vincent.

À la suite de cela, une seconde partie de panneaux PV sert à alimenter le bus DC présent dans le bâtiment 23 qui sert alors de micro-grid à courant continu.



Photographie 12 : Vue de dessus de la situation actuelle de l'installation solaire PV sur le toit du bâtiment 23. Avec la délimitation de la zone HES-SO pour le micro-grid DC en vert

Cette installation-ci comporte 120 panneaux de la marque LG et du modèle suivant : LG370Q1C-V5.

Ces modules sont raccordés sur 8 strings différents qui comportent eux-mêmes 15 panneaux solaires PV chacun. 4 convertisseurs AMPT de 11 kW connecte les entrées de deux strings. Ces convertisseurs ont une puissance totale de 44 kW. Toutes ces informations sont à retrouver sur la Figure 14.

La schématique de la Figure 14 est, elle aussi issue du rapport du TB de Pierre-Vincent.

Cette schématique, représentée par la Figure 14, fait état actuel du raccordement des strings.

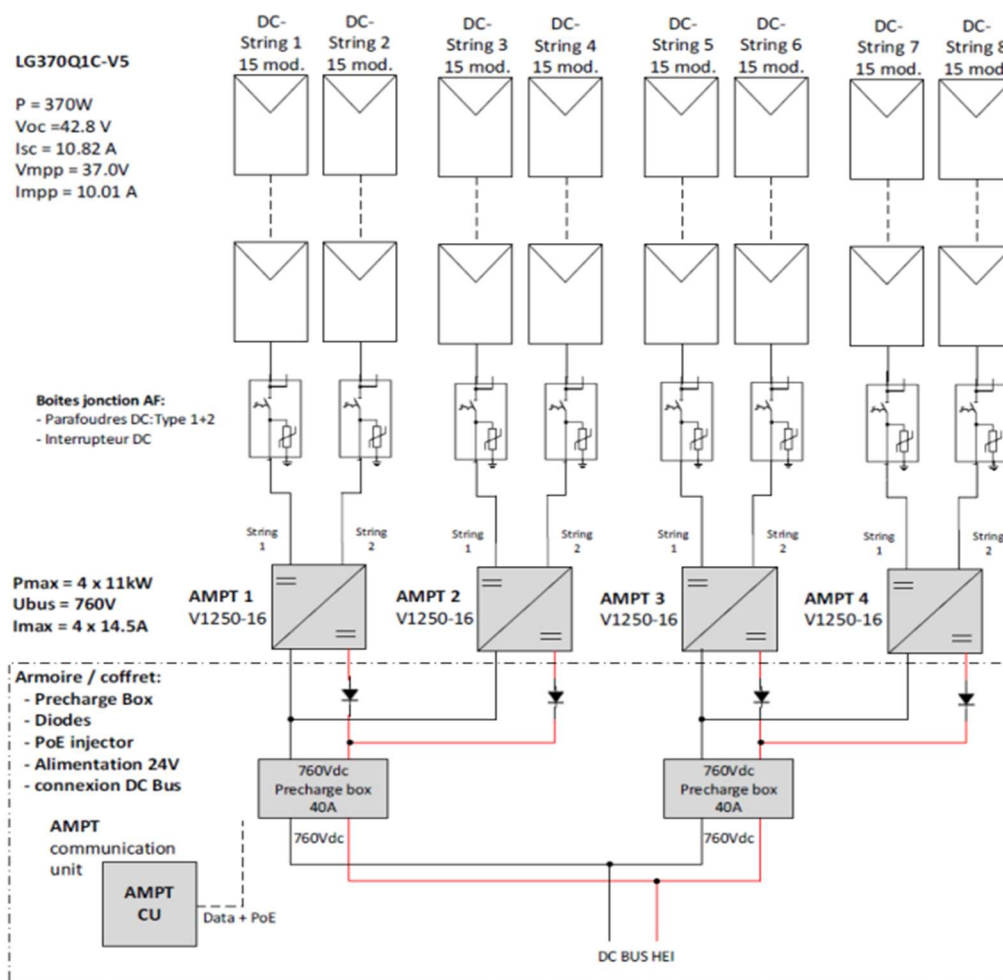
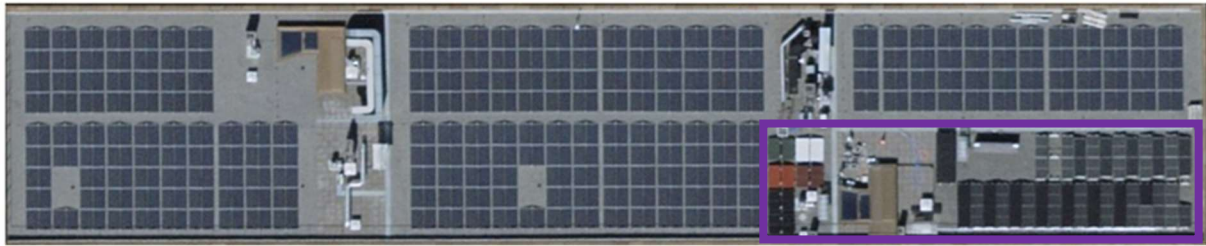


Figure 14 : Schématique de la centrale DC d'Energypolis. Les AMPT qui sont indiqués v1250 mais sont v825 en lieu et place dans l'installation présente sur le toit

Enfin, une dernière partie de panneaux PV sert à de l'expérimentation. Cette zone présente divers strings composés de différents panneaux solaires PV.



*Photographie 13 : Vue de dessus de la situation actuelle de l'installation solaire PV sur le toit du bâtiment 23.
Avec la délimitation de la zone expérimentale en violet*

Cette partie se compose des huit panneaux colorés de la marque Bisol, de quatre panneaux PV bifaciaux de la marque Meyer Burger AG, pour la partie constituant la zone de gauche.

Pour la zone de droite, elle se compose de :

- 6 panneaux PV à couche mince de la marque Avancis(PowerMax SMART 130)
- 5 panneaux PV avec motifs (Aletsch, Cervin, Valais, HES-SO et OIKEN) de la marque Kameleon-Solar
- 22 tuiles solaires de la marque Freesun (18 tuiles SUPER4 et 4 tuiles SUPER2).

La plus grande portion de cette zone se compose alors de divers panneaux standards provenant de différentes marques présentes sur le marché, comme :

- 9 panneaux de la marque Sunpower (SPR-X21-345)
- 30 panneaux provenant de chez Meyer Burger (15 White 380 W et 15 Black 380 W)
- 15 panneaux fabriqué par LG (LG390N1C-E6)

Toute cette zone expérimentale doit produire théoriquement, une puissance d'environ 26.32 kW.

Toutes ces données et les raccordements au différents convertisseurs se trouve dans le schéma de la Figure 15et la Figure 16.

Cette zone spécifique permettrait de produire environ 22.86 kW, comme le montre la Figure 15.

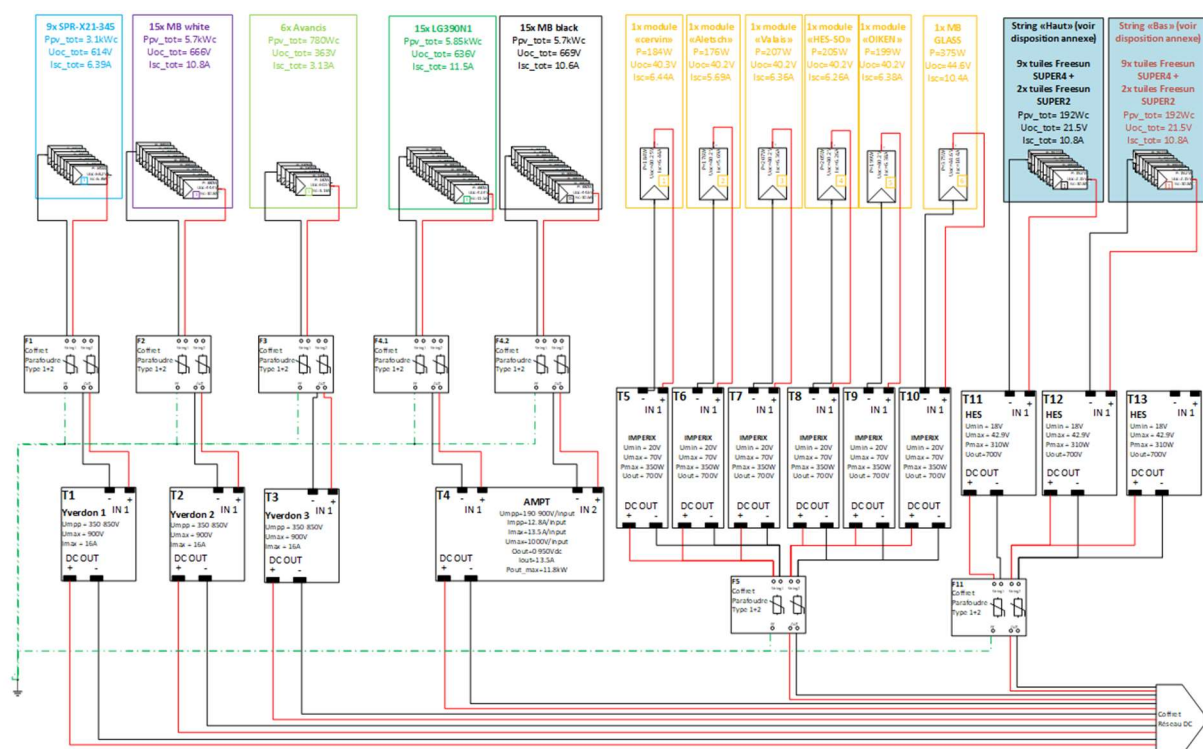


Figure 15 : Schématique de l'état actuel des différentes strings de la partie droite de la zone expérimentale

Quant aux panneaux colorés et une partie des panneaux bifaciaux, ils sont raccordés comme le montre la Figure 16 suivante.

Ces panneaux PV produisent une puissance d'environ 3.46 kW.

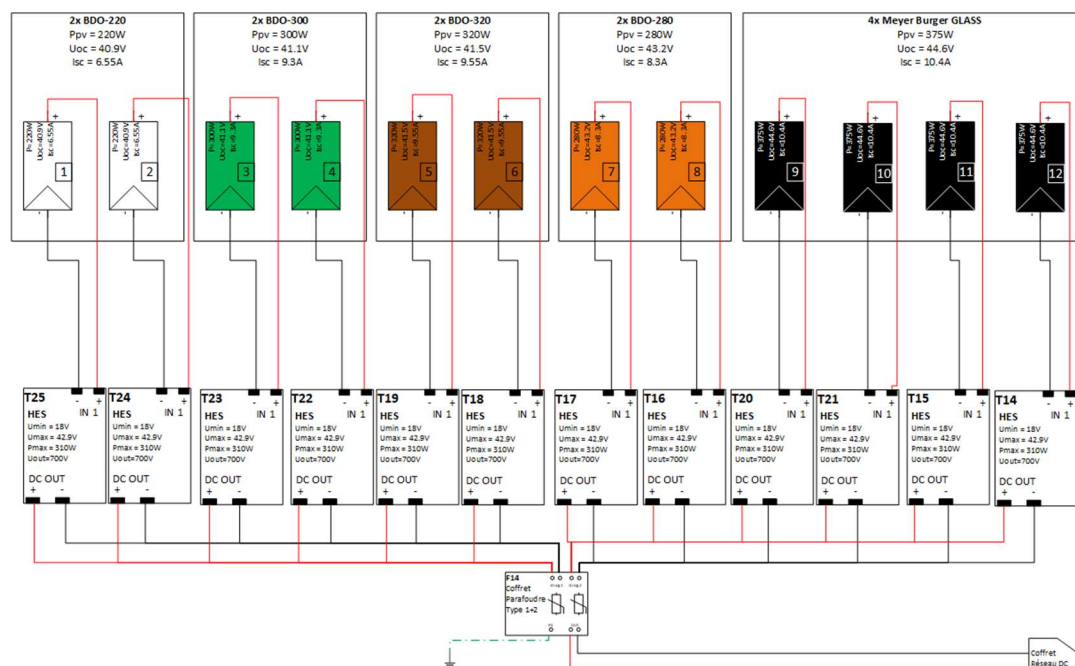


Figure 16 : Schématique de l'état actuel des différents strings de la partie gauche de la zone expérimentale

5.4.1.1 Mesure de puissance des différents strings

Ces mesures effectuées sur chacun des strings de panneaux PV, qui sont présents sur le toit du bâtiment 23, a pour but de comparer les différents possibles écarts de puissance entre la schématique présentée dans la Figure 15 et les mesures effectuées.

La Figure 17 représente le schéma de la zone expérimentale. Ce schéma est la dernière version d'une longue série de modification afin de pouvoir agencer tous les panneaux de manière optimale. Cette représentation fait partie du dossier Visio qui sera remis en fin de TB.

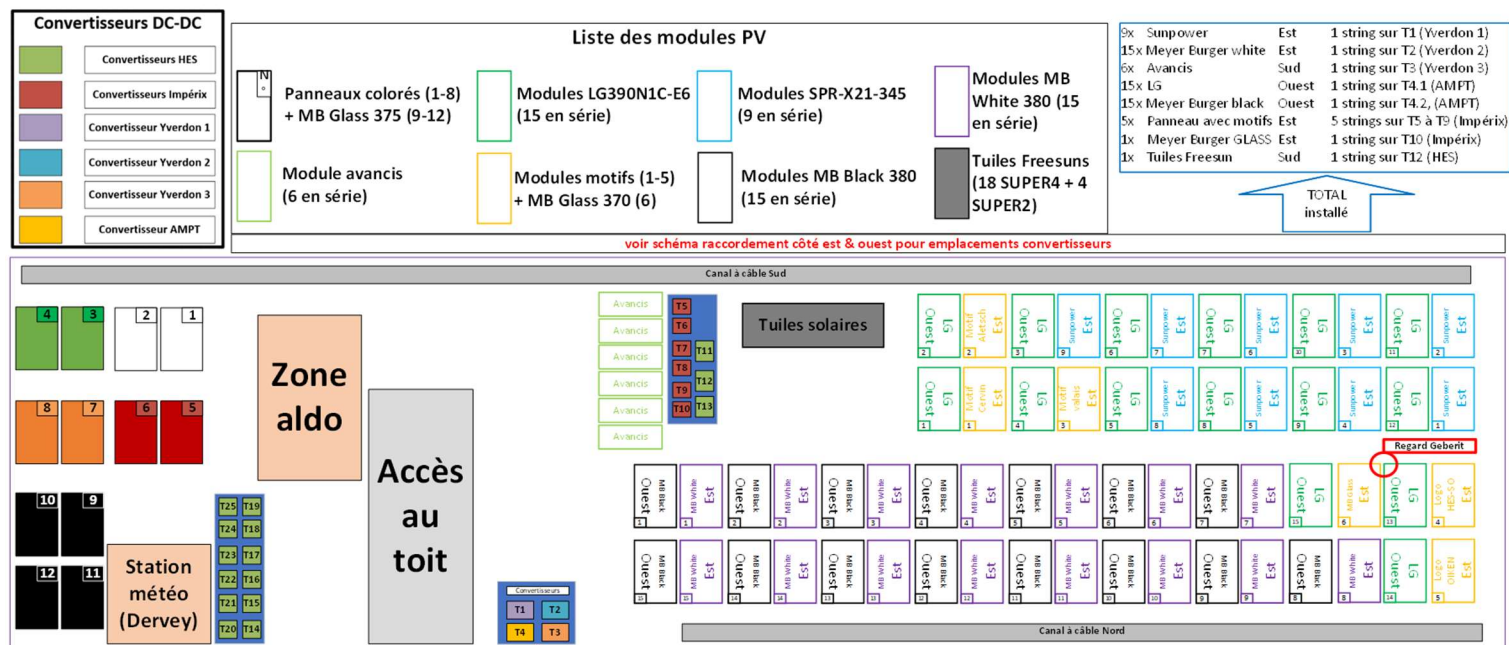
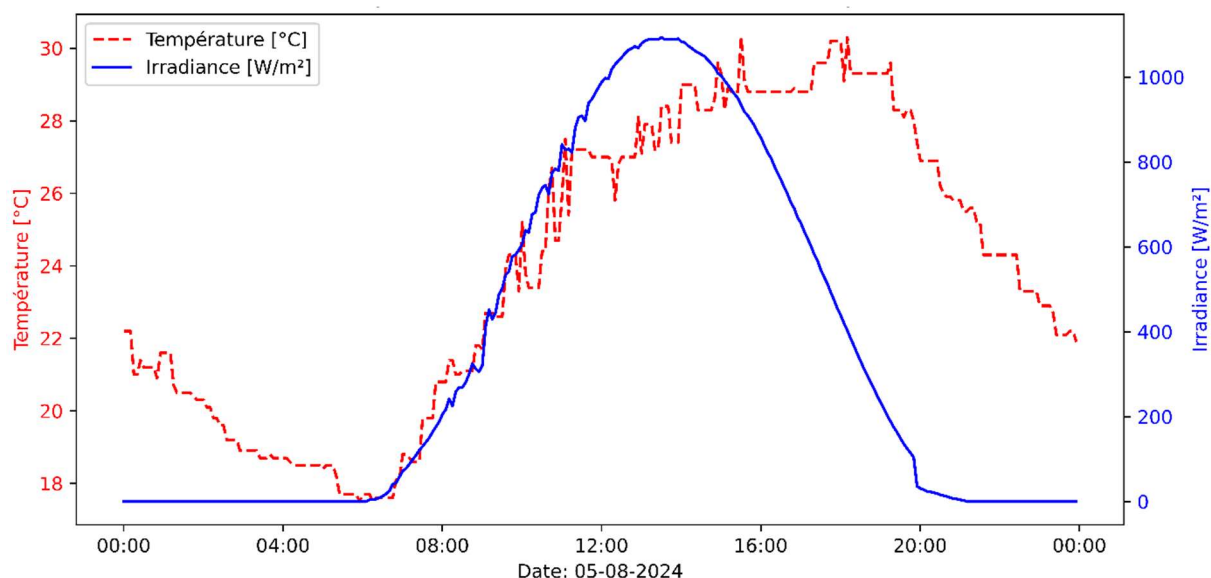


Figure 17 : Représentation schématique de la zone expérimentale en entier, les panneaux colorés sont installés sur la gauche de la zone présentée, les différents strings de modules PV se présentent alors sur la droite de la zone

Les données météorologiques du 5 août sont indispensables pour pouvoir expliquer les diverses variations entre les mesures et les valeurs théoriques attendues. Lors des tests de caractérisation, la température ambiante était de 27°C et l'irradiance de $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$.



Graphique 44 : Courbe de l'irradiance et de la température sur toute la journée du 5 août 2024, cette journée était très ensoleillée sans nuages dans le ciel.

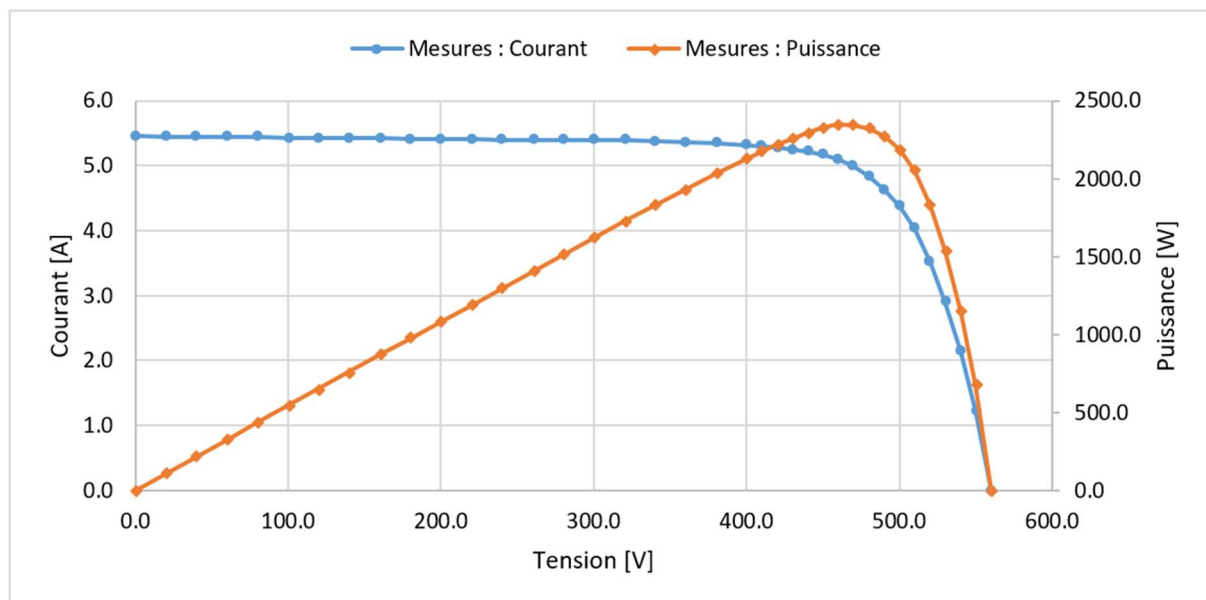
5.4.1.1.1 String de modules SunPower SPR-X21-345

Les données météorologiques sont celles en date du 5 août 2024, ils sont disponibles dans le Graphique 44.

Ce string de panneaux PV se compose d'un jeu de neuf modules raccordés en série afin de pouvoir augmenter la tension à son maximum. Le courant, quant à lui, reste équivalent à la valeur d'un module seul.

Selon le schéma de raccordement des strings de la zone expérimentale, présenté en Figure 15, la puissance maximale atteinte en STC est de 3.1 kW, avec une tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 614 V et un courant de court-circuit I_{SC} de 6.39 A. Ces modules sont orientés Est. De plus, ce string est raccordé sur le convertisseur T1 « Yverdon1 » permettant une puissance en sa sortie de 10 kW.

La mesure de caractérisation de ce string a démontré, avec l'appui du Graphique 45, que la puissance maximale produite par ce string est de 2346 W. Cela représente alors une perte de puissance de 24.3% comparé à ce qui était prévu par le schéma.



Graphique 45 : Caractérisation du string de panneaux SPR-X21-345 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

Le Tableau 20 présente les valeurs recueillies entre les mesures et la théorie, à savoir la puissance maximale, la tension à circuit ouvert et le courant de court-circuit.

Tableau 20 : Caractéristiques du strings de panneaux SPR-X21-345, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesures	Théorie
Puissance maximale P_{MPP} [W]	2346	3100
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	560	614
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	5.46	6.39

5.4.1.1.2 String de modules Meyer Burger White 380W

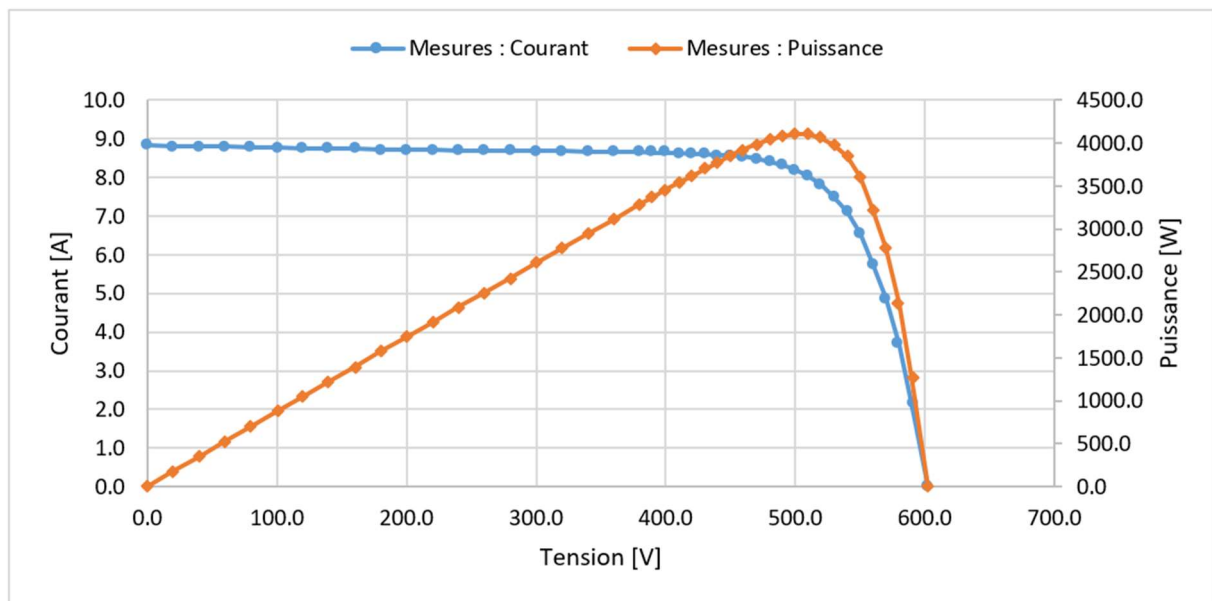
Ce string de module PV possède, à l'heure actuelle, 15 panneaux PV du modèle suivant : MB_W120AyB_380.

La puissance théorique installée est de 5.7 kW pour des valeurs de tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 666 V et de courant de court-circuit I_{SC} de 10.8 A. Ces modules sont orientés Est.

La puissance mesurée s'élève à 4100 kW, avec une tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 602 V et de courant de court-circuit I_{SC} de 8.83 A.

La perte de puissance entre mesures et théorie est alors de 28%.

Le convertisseur sur lequel est raccordé ce string est le T2 dit « Yverdon2 », voir la Figure 15, et possède une puissance de réinjection en sa sortie de 10 kW.



Graphique 46 : Caractérisation du string de panneaux MB_120W120AyB_380 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

Le Tableau 21 présente les valeurs mentionnées ci-dessus pour les mesures effectuées sur la string et les valeurs théoriques présentes dans le schéma de raccordement.

Tableau 21 : Caractéristiques du strings de panneaux MB_W120AyB_380, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesures	Théorie
Puissance maximale P_{MPP} [W]	4100	5700
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	602	666
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	8.83	10.8

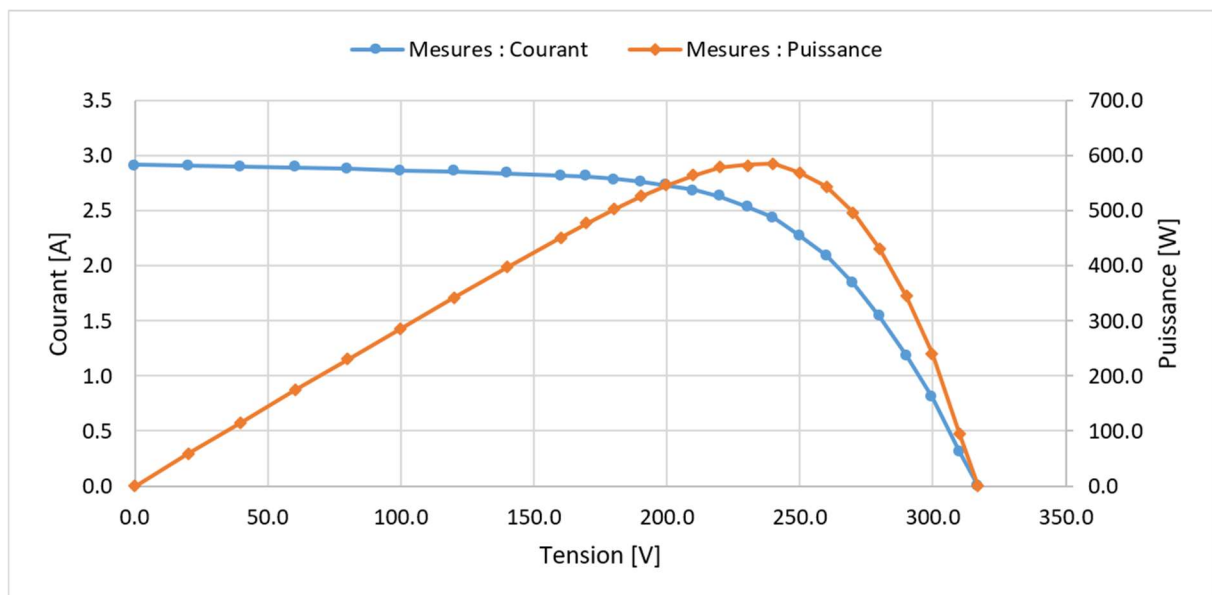
5.4.1.1.3 String de modules Avancis PowerMax SMART 130.

Ce string se compose alors de 6 panneaux raccordés en série, la puissance théorique annoncée par le schéma de raccordement présente alors une valeur de 780 W, pour une tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 363 V et un courant de court-circuit I_{SC} de 3.13 A. Ces valeurs sont issues du troisième string de la Figure 15. Ce qu'il est important de regarder, ce sont les caractéristiques du convertisseur T3 aussi nommé « Yverdon3 » car les spécificités de ce convertisseur ne sont pas compatibles avec la configuration actuelle de ce string. Une solution sera alors proposée dans l'analyse de ce string. Ce convertisseur a une puissance de sortie de 10 kW.

Il est important de relever que ce string est orienté Sud et non Est ou Ouest comme les autres strings.

Les mesures relevées sur ce string présente alors des valeurs de 585.6 W, avec une tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 317 V et un courant de court-circuit I_{SC} de 2.92 A.

Cet écart relève alors une perte de puissance proche de 25%.



Graphique 47 : Caractérisation du string de panneaux PowerMax SMART 130 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

Les valeurs présentées ci-dessous, sont le fruit de la mesure effectuée sur le toit et de la théorie donnée par les valeurs STC du module. (« EN PowerMax data sheet V4.6 », 2020)

Tableau 22 : Caractéristiques du string de panneaux PowerMax SMART 130, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesures	Théorie
Puissance maximale P_{MPP} [W]	586	780
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	317	363
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	2.92	3.13

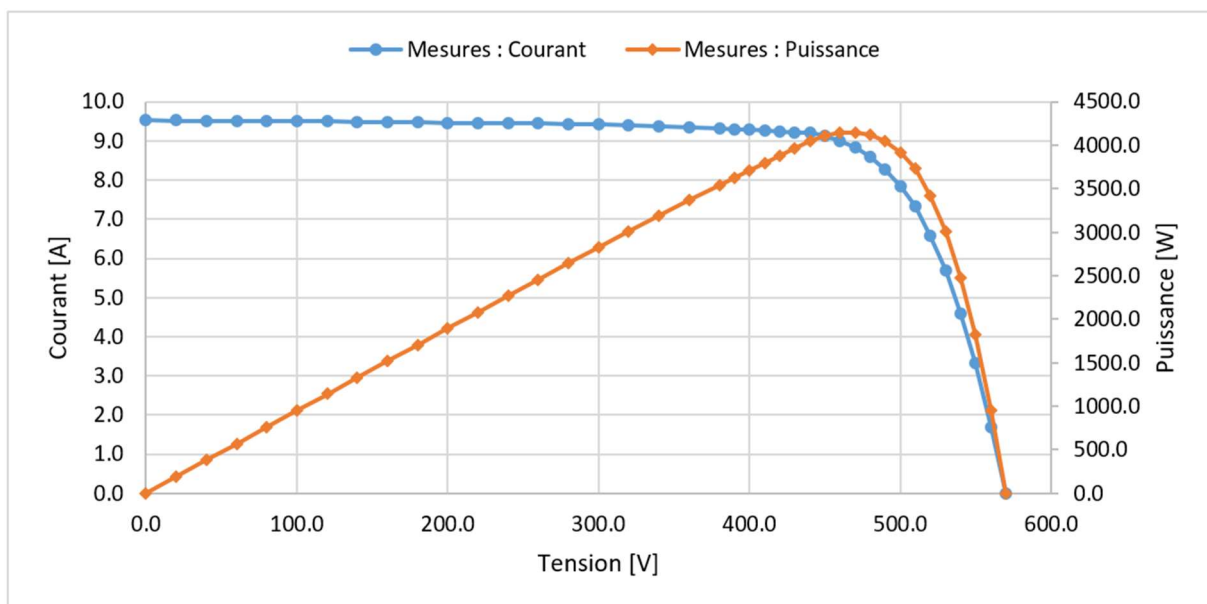
5.4.1.1.4 String de modules LG LG390N1C-E6

Le string comprenant les modules LG est composé de 15 panneaux PV raccordés en série.

Ce raccordement permet alors d'atteindre une valeur théorique de la puissance maximale de 5.85 kW , avec comme tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 636 V et un courant de court-circuit I_{SC} de 11.5 A . Ce string est orienté Ouest. Comme le montre la Figure 15, ce string est raccordé à l'entrée IN1 du convertisseur à deux entrées nommé T4, dit « AMPT ». Ce convertisseur possède une puissance de sortie de 11.8 kW .

Les mesures effectuées sur ce string font état d'une puissance maximale de 4.15 kW , comprenant tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 570 V et un courant de court-circuit I_{SC} de 9.53 A .

L'écart noté est alors d'une valeur de -29% entre les mesures et la théorie.



Graphique 48 : Caractérisation du string de panneaux LG390N1C-E6 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

Les valeurs recueillies dans le Tableau 23 sont utilisées pour calculer la perte de puissance.

Tableau 23 : Caractéristiques du strings de panneaux LG390N1C-E6, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesures	Théorie
Puissance maximale P_{MPP} [W]	4150	5850
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	570	636
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	9.53	11.5

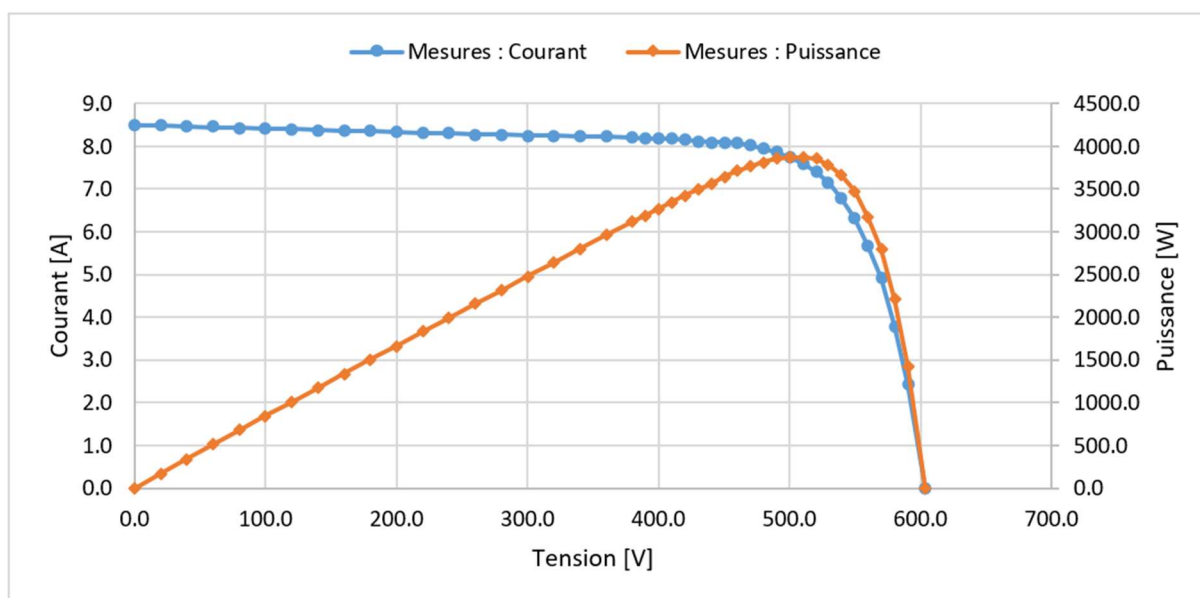
5.4.1.1.5 String de module Meyer Burger Black 380W

Le dernier string de la zone expérimentale est composé de 15 modules de la marque Meyer Burger et sont du modèle suivant : MB_B120AyB_380. Les 15 panneaux sont alors raccordés en série.

De ce fait, la puissance théorique maximale est alors de 5.7 kW , la tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 669 V et un courant de court-circuit I_{SC} de 10.6 A . Ce string est raccordé à l'entrée IN2 du convertisseur à deux entrées T4, nommé aussi « AMPT ». Le schéma de raccordement des strings est disponible à la Figure 15.

Pour ce qui est des valeurs mesurées, la puissance s'élève alors à 3876 W , avec une tension à circuit ouvert U_{OC} qui vaut 604 V et un courant de court-circuit I_{SC} de 8.49 A .

Tout cela fait alors qu'il est possible de calculer la perte entre mesures et théorie, qui s'élève à une valeur de -32% .



Graphique 49 : Caractérisation du string de panneaux MB-120AyB_380 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

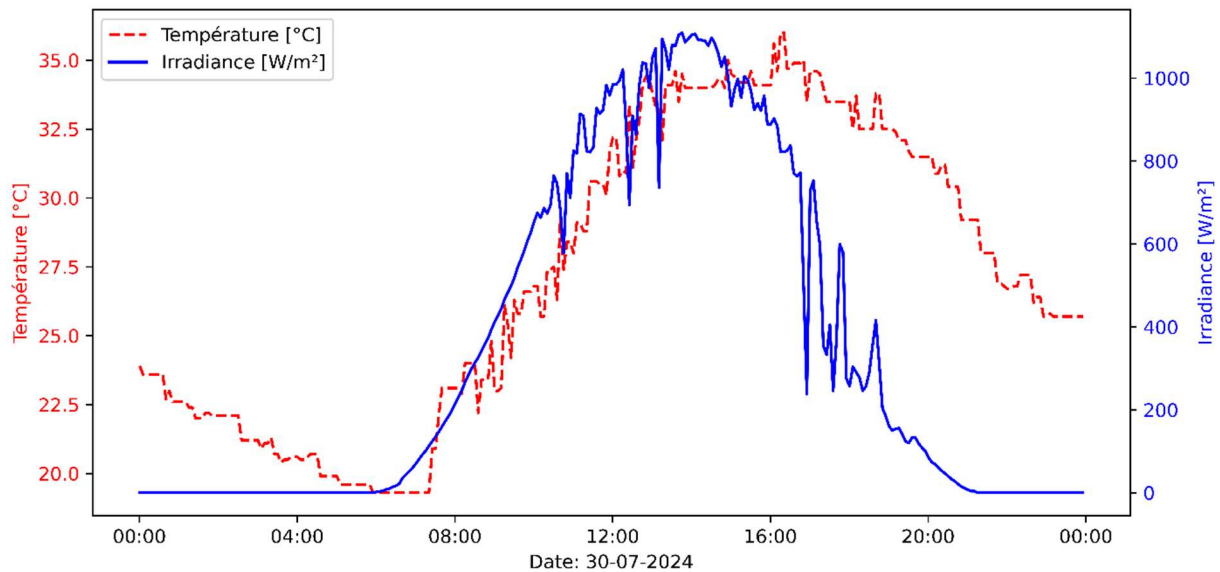
Le Tableau 24 présente les résultats pour le deux sets de données, afin de pouvoir quantifier l'écart de puissance entre les mesures et la théorie.

Tableau 24 : Caractéristiques du strings de panneaux SPR-X21-345, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesures	Théorie
Puissance maximale P_{MPP} [W]	3876	5700
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	604	669
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	8.49	10.6

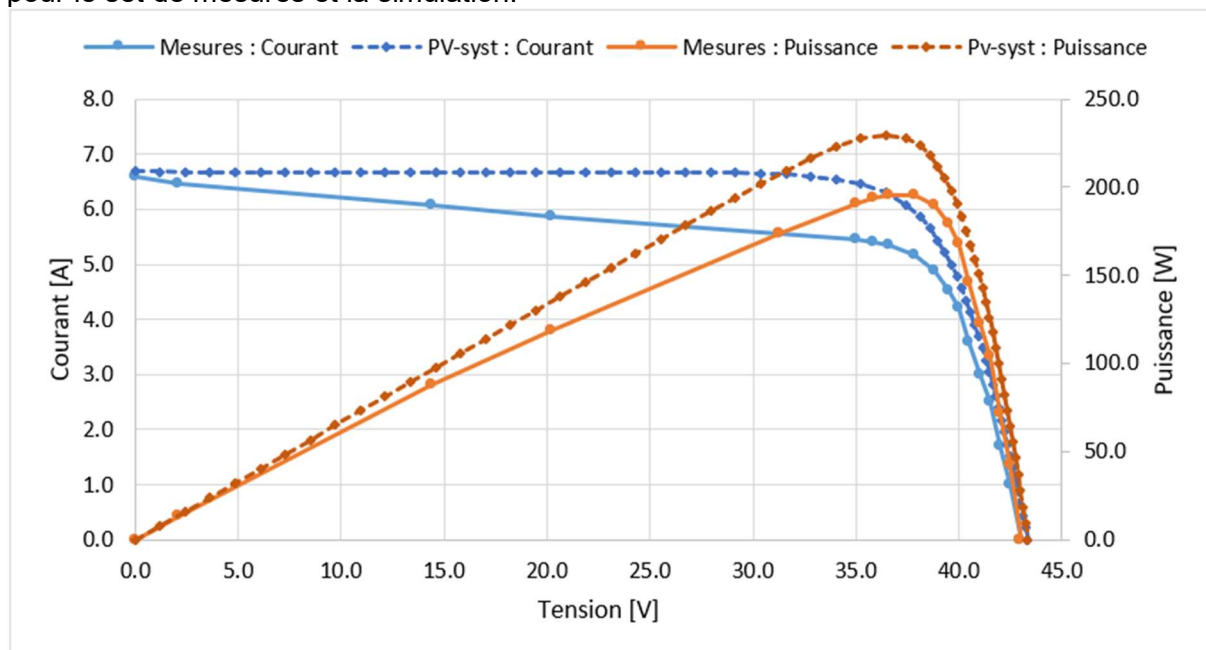
5.4.2 Tuiles solaires

Des tuiles PV sont aussi installées sur le toit du bâtiment, elles sont présentées sur un support doté d'une inclinaison simulant un pan de toit. Ces tuiles ont été caractérisées le 30 juillet, comme le montre ces données météorologiques, ci-dessous, présentant le Graphique 50.



Les tuiles solaires sont connectées en série sur un seul string comme le montre le schéma de la Figure 19. Selon les spécificités des convertisseurs HES ou Impérix, il ne sera pas possible de le faire. (Voir Annexe 24 et Annexe 25). L'irradiance mesurée vallait alors $1000 \frac{W}{m^2}$.

La caractérisation de ces modules Pv a permis de pouvoir en créer les courbes du courant en fonction de la tension, en bleu clair pour les mesures et en bleu foncé pour la simulation, mais aussi de pouvoir créer les courbes de la puissance en fonction de la tension relevée, là aussi pour le set de mesures et la simulation.



Il est intéressant de constater que la courbe de courant provenant des mesures s'affaissent drastiquement et ne reste au contraire pas constant jusqu'au point de Mpp. Ce sujet sera alors discuté dans l'analyse.

Les mesures font état d'une puissance maximale de 195.5 W, contre 229.7 W pour la simulation reprenant les mêmes données météorologiques. La fiche technique du fabricant, mentionne alors, pour cette installation précise, une puissance maximale de 384 W.

Ces données permettent alors de procéder à un calcul d'erreur entre chaque type de valeurs recueillies, ce qui donne : un écart de -15% entre les mesures et la simulation ; une perte de 49% entre les mesures et la fiche technique.

Une telle perte entre mesures et fiche technique ne peut être tolérée, c'est pourquoi, il sera intéressant d'explorer les multiples causes de cet écart.

Le Tableau 25 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant. (Freesuns,2020)

Tableau 25 : Caractéristiques des tuiles solaires Solairs SUPER Heritage de chez FREESUNS, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	195.5	229.7	384
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	36.6	36.5	38.9
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	5.34	6.30	9.87
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	43.0	43.4	43.0
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	6.59	6.68	10.8

Ces tuiles sont constituées de deux strings mis en série eux même composés de 9 tuiles de quatre cellules PV chacune et de 2 tuiles de deux cellules chacune. La Figure 18 représente l'état qui était souhaité pour les tuiles solaires, tandis que la Figure 19 présente le schéma tel qu'installé et câblé sur le toit du bâtiment 23.

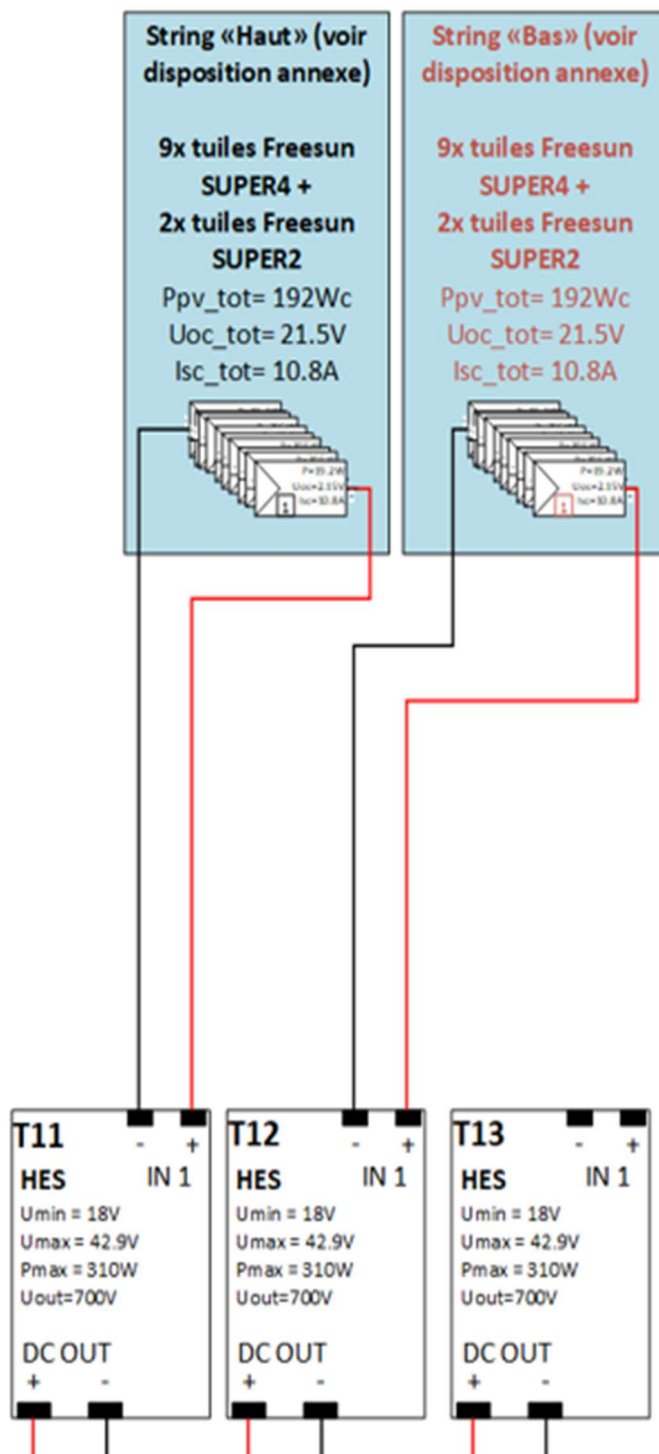


Figure 18 : Schéma souhaité pour le câblage des tuiles solaires datant du 1^{er} mai 2024

Ces tuiles solaires sont installées sur le toit du bâtiment 23, à côté des panneaux à couche mince, comme l'indique la Figure 2.

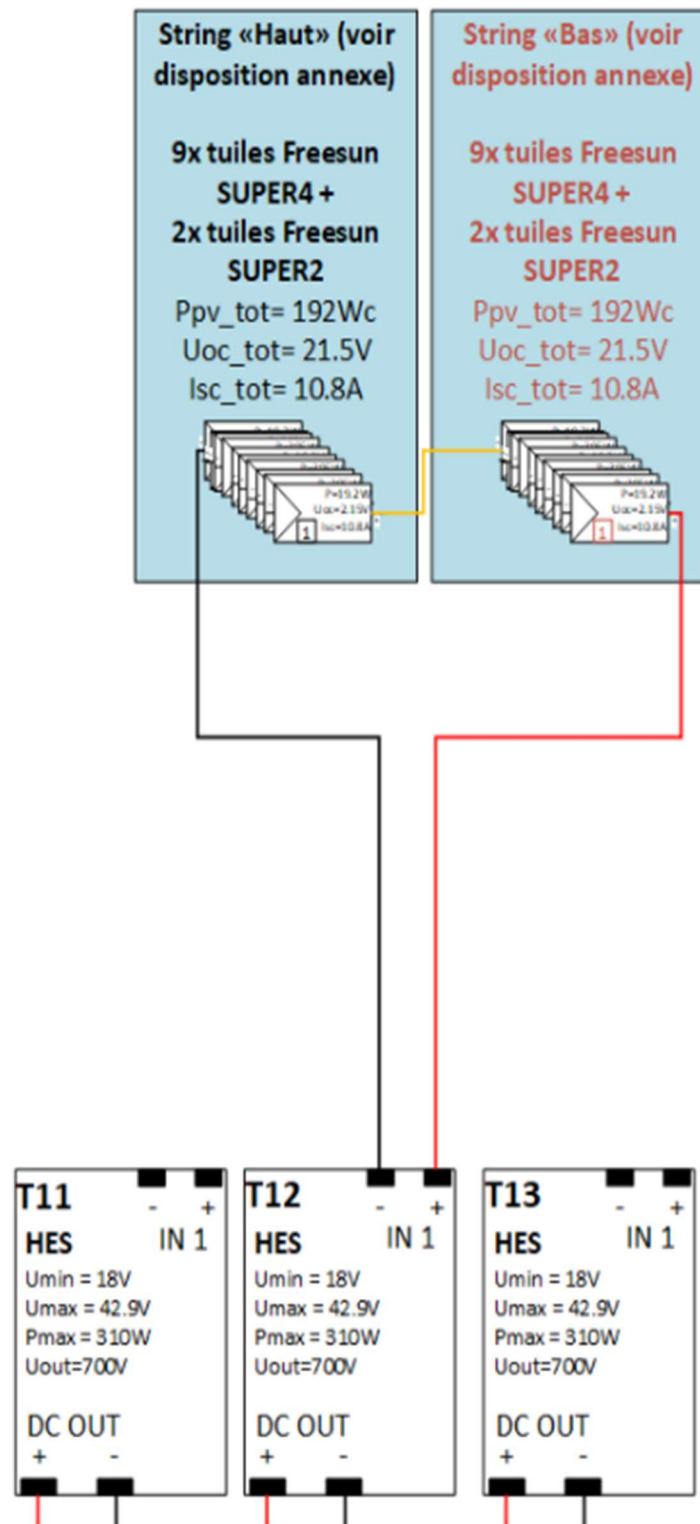


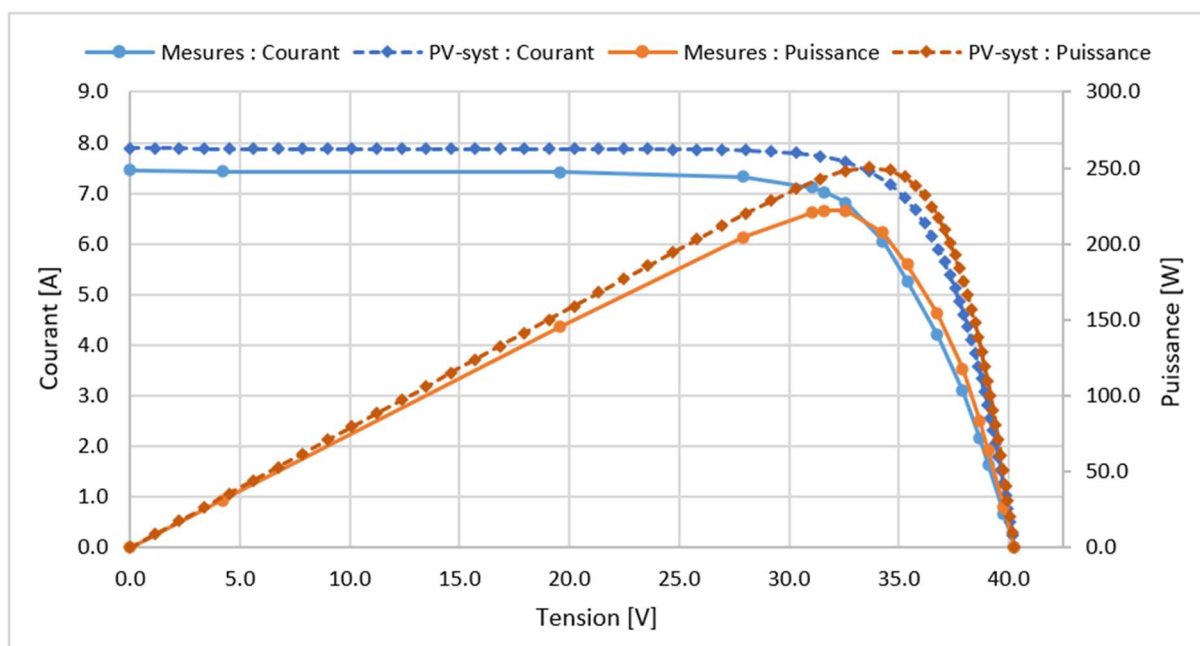
Figure 19 : Schéma actuel pour le câblage des tuiles solaires datant du 6 août 2024

Le fil jaune présent sur le Figure 19 est utilisé pour manifester que le raccordement a changé. À l'heure actuelle, toutes les tuiles sont raccordées en série, venant sur le convertisseur T12.

5.4.3 Module Meyer Burger Glass 375W

Les données météorologiques sont, les même que pour les mesures effectuées sur les tuiles, à savoir, le 30 juillet 2024, qui sont représentées dans le Graphique 50.

Ce module Meyer Burger est un module dit bifacial, il permet alors de capter de la lumière sur ces deux faces (avant et arrière). C'est pour cela que le verre, qui emprisonne les cellules monocristalline en sandwich entre les deux couches avant et arrière, est transparent. Ce module est le modèle MB_TG120ByB_375, il se compose de 120 demi-cellules monocristalline permettant alors une absorption du rayonnement solaire, par ces deux faces.



Graphique 52 : Caractérisation du panneau standard MB_TG120ByB_375 ; L'axe vertical de gauche pour le courant, l'axe vertical de droite pour la puissance et l'axe horizontal pour la tension

La puissance mesurée est d'une valeur de 221.9 W, contre 250.4 W pour la simulation provenant de PVsyst. La fiche technique présente alors un résultat, sous norme STC, de 375 W. L'écart de puissance entre la mesure et la simulation est alors de -11.4%. Un écart plus prononcé (-40.8%) se présente alors entre la mesure et la fiche technique du fabricant.

Le Tableau 26 présente les valeurs numériques obtenues au Mpp pour la mesure, la simulation ainsi que les données provenant de la fiche technique fournie par le fabricant.

Tableau 26 : Caractéristiques du panneau PV avec motifs du glacier d'Aletsch, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Mesure	Simulation	Fabricant
Puissance maximale P_{MPP} [W]	221.9	250.4	375
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	31.6	33.6	38.0
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	7.02	7.45	9.90
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	40.3	40.3	44.6
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	7.46	7.89	10.3

6 Analyse et discussion

6.1 Panneaux standards

Plusieurs types de panneaux standards ont été analysés et ils proviennent de différents fabricant et leur type de cellule est différent.

Néanmoins, il était nécessaire de procéder à ces caractérisations afin de pouvoir utiliser des données pour effectuer une comparaison entre les types de modules colorés ou avec motifs et un type de panneau standard.

6.1.1 Module Meyer burger White 380W

La mesure effectuée sur ce module a permis de révéler que la puissance maximale produite est sensiblement identique à ce qu'annonçait la fiche technique.

Cependant, il existe une légère déviation de valeur provenant du courant de court-circuit et de la tension à circuit ouvert.

En effet, la valeur du courant de court-circuit est très majoritairement induite par l'irradiance que reçoit le module, tandis que la température de la surface du panneau et donc la température ambiante et l'échauffement naturel du module viennent influencer sur la valeur de la tension à circuit ouvert du module.

Selon la fiche technique de ce module ; Annexe 3 et Annexe 4, il existe des coefficients de température permettant de justifier la diminution du courant de court-circuit (α), de tension à circuit ouvert (β), de la puissance au Mpp (γ) et la valeur nominale de la température de fonctionnement du module. Ces coefficients se retrouvent dans la datasheet et ont les valeurs suivantes :

Tableau 27 : Valeurs de coefficients de température pour le module MB_120WAB_380

	α	β	γ	NMOT
Coefficients de température $\left[\frac{\%}{K}\right]$	+0.033	-0.234	-0.259	44 ± 2 [$^{\circ}C$]

La perte de courant de court-circuit est de l'ordre de 3.7%, cette perte ne représente que 2.7% pour la tension à circuit ouvert.

Le panneau PV, lors de cette mesure, était à une température de fonctionnement de l'ordre de $56^{\circ}C \pm 1^{\circ}C$. Ce qui représente alors une élévation significative de la température du module attendue de $12^{\circ}C \pm 3^{\circ}C$, soit entre $9^{\circ}C$ et $15^{\circ}C$.

L'irradiance, ce jour-là n'était qu'au maximum de $950 \frac{W}{m^2}$, mais la température du module est alors plus élevée que pour la valeur NMOT. Le calcul présente alors le courant de court-circuit devrait atteindre 10.6 A si l'irradiance mesurée est la bonne.

Étant donné que le soleil donne une irradiance toujours fluctuante, il est possible que la mesure effectuée ne soit pas exactement la valeur mesurée au temps de la mesure de la température. Quant à la perte de tension à circuit-ouvert si -0.234% sont déduit pour chaque Kelvin ajouté, il faudrait alors atteindre une élévation de température proche de $11.5^{\circ}C$, ce qui correspond aux mesures de température effectuées sur le module.

Au vue des disparités possibles, les valeurs mesurées concordent avec l'élévation de la température mesurée et des conditions météo présentes au moment de la caractérisation

Maintenant que les puissances maximales sont connues, il est possible de quantifier la transformation du rayonnement solaire en énergie électrique, la surface de ce module étant de $1.84m^2$, le rendement de ce module s'élève alors à 20%.

Ce rendement se rapport fortement de celui attendu, qui est de 20.7%, cela dans des normes STC.

6.1.2 Module LG390N1C-E6

Il est indispensable de réitérer le même processus pour ce module car la journée durant laquelle la caractérisation a été faite, n'est pas tout à fait identique à ce qui était présent pour le module MB White 380 W.

La mesure de puissance maximale mentionne une perte de puissance de l'ordre de 24% entre la mesure et la fiche technique.

Quant à la tension à circuit ouvert et le courant de court-circuit, ils sont aussi nettement plus faibles que les données de la fiche techniques. Environ -5.7% pour la tension à circuit ouvert et -16.3% pour le courant de court-circuit.

Selon la fiche technique de ce module ;Annexe 1 et Annexe 2, il existe des coefficients de température permettant de justifier la diminution du courant de court-circuit (α), de tension à circuit ouvert (β), de la puissance au Mpp (γ) et la valeur nominale de la température de fonctionnement du module. Ces coefficients se retrouvent dans la datasheet et ont les valeurs suivantes :

Tableau 28 : Valeurs de coefficients de température pour le module LG390N1C-E6

	α	β	γ	NMOT
Coefficients de température $\left[\frac{\%}{K}\right]$	+0.04	-0.26	-0.33	42 ± 3 [$^{\circ}C$]

Les premiers calculs laissent penser que le panneau a surchauffé légèrement et qu'il a alors perdu en tension à circuit ouvert. Il est aussi évident que le manque d'irradiance est alors présent, compte tenu de l'importante perte de courant de court-circuit. La perte présente sur la tension à circuit ouvert est alors proportionnel à l'élévation de la température du module.

La température mesurée du module était alors de $55^{\circ}C \pm 1^{\circ}C$, Ce qui représente alors une élévation significative de la température du module attendue de $13^{\circ}C \pm 3^{\circ}C$, soit entre $10^{\circ}C$ et $16^{\circ}C$. À noter que chaque degré d'écart influe énormément sur les valeurs du module. Il serait alors judicieux de procéder à des tests plus précis, lors de la caractérisation effectuée à l'HEI mais il faudrait aussi que les fabricants veuillent être plus précis dans les calculs d'erreurs car une variation de $\pm 3^{\circ}C$ est beaucoup trop important, sachant qu'un degré d'écart peut déjà fausser tout un set de données.

La température de surface est alors, selon les calculs de $21.9^{\circ}C$, ce qui correspond alors à une température du module de $64^{\circ}C \pm 3^{\circ}C$. Cela ne correspond pas à ce qui était attendu.

Ensuite, l'irradiance mesurée n'était que de $950 \frac{W}{m^2}$. Il est alors possible de calculer combien vaut la perte du courant compte tenu des 16.3% d'écart entre la mesure et la fiche technique. Le courant de court-circuit est alors, selon les calculs, d'une valeur de 11.69 A et non 9.62 A.

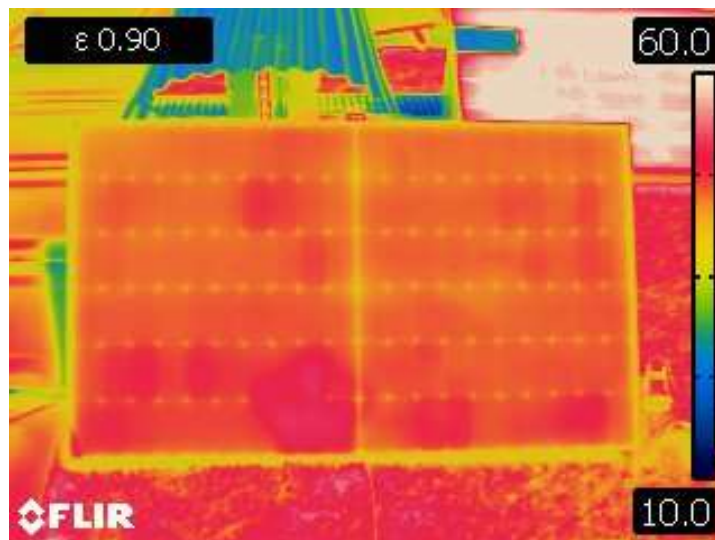
Si cette valeur de courant voulait être respectée, il faudrait alors diminuer l'irradiance jusqu'à environ $800 \frac{W}{m^2}$.

Il est alors indéniable que ces erreurs présentes sur la valeur de la température influent très négativement sur la justesse des mesures effectuées.

Le module en question était un module qui est resté entreposé sur le toit du bâtiment 23, sans réelle protection, comme un bâche ou une caisse en bois permettant de protéger les modules des effets extérieurs, il est alors tout à fait possible que le module se soit détérioré avec le temps car rien n'indiquait depuis combien de temps ces modules étaient sur le toit.

Il serait alors judicieux, de refaire la caractérisation mais avec modules étant été entreposés dans de bonnes conditions.

Il faudra aussi penser à bien étiqueter les modules qui sont présents et dits « En réserve », qui se trouvent sur le toit. Peut-être que le module utilisé était défectueux mais que personne ne peut le savoir. Des zones de surchauffe sont présentes sur la surface du module, comme le montre la Photographie 14.



Photographie 14 : Photographie thermique du module LG309N1C-E6, lors de sa caractérisation. Il est notable que des cellules sont malheureusement défectueuses car certaines zones du module sont plus chaudes.

Les puissances maximales étant connues, il est possible de quantifier la transformation du rayonnement solaire en énergie électrique, la surface de ce module étant de $1.83m^2$, le rendement de ce module s'élève alors à 17%.

Ce rendement se rapporte fortement de celui attendu, qui est de 21.2%, cela dans des normes STC.

Cette perte est probablement due aux zones surchauffées comme évoqué ci-dessus.

6.1.3 Module SPR-X21-345

Ce module PV a été caractérisé le même jour que le module LG, les données météorologiques sont alors sensiblement les mêmes que précédemment.

Les mesures effectuées sur ce module font état d'une perte significative de la puissance de 20%, comparé aux données du fabricant.

Une telle perte peut être liée à une surchauffe du module ou à des mauvaises conditions de caractérisation.

En effet, entre le courant de court-circuit mesuré et sa valeur théorique, une différence de -14.4% est présente. Cela signifie alors que les conditions de rayonnement n'étaient pas optimales.

Il faut alors maintenant se pencher du côté de la température de surface afin de comprendre qu'elles sont les causes d'une telle disparité de puissance. La température de surface du module s'élève alors à une moyenne de $54^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$. La mesure de puissance maximale mentionne une perte de puissance de l'ordre de 20% entre la mesure et la fiche technique.

Quant à la tension à circuit ouvert et le courant de court-circuit, ils sont aussi nettement plus faibles que les données de la fiche techniques. Environ -4.7% pour la tension à circuit ouvert et -14.4% pour le courant de court-circuit.

Selon la fiche technique de ce module ; Annexe 14 et Annexe 15, il existe des coefficients de température permettant de justifier la diminution du courant de court-circuit (α), de tension à circuit ouvert (β), de la puissance au Mpp (γ) et la valeur nominale de la température de fonctionnement du module. Ces coefficients se retrouvent dans la datasheet et ont les valeurs suivantes :

Tableau 29 : Valeurs de coefficients de température pour le module SPR-X21-345

	α	β	γ	NMOT
Coefficients de température	$+3.5 \left[\frac{\text{mA}}{^{\circ}\text{C}} \right]$	$-167 \cdot \left[\frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}} \right]$	$-0.3 \left[\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right]$	$40 \pm 2 \text{ } [^{\circ}\text{C}]$

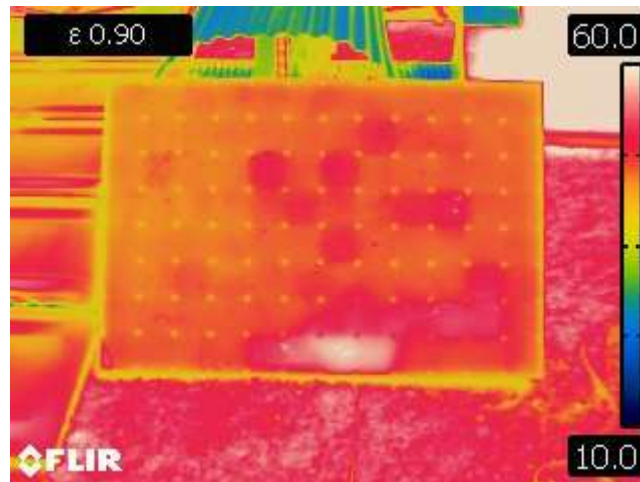
Les conditions nominales de température ne sont malheureusement pas mentionnées dans la fiche technique provenant du fabricant SunPower. Néanmoins, une valeur arbitraire de 40°C a été choisie, selon les autres fiches techniques, cette valeur de température est hautement plausible. La différence de température se montre alors à $14^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$.

Cela signifie alors que la tension à circuit-ouvert devrait se situer selon les calculs, aux alentours de 65.8 V , ce qui fait alors une différence de valeur avec la fiche technique de 3.5%

Quant au courant, l'irradiance était de $950 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$. Le calcul donne alors une valeur de courant de court-circuit de 6.5 A . Ce qui fait que le courant est trop élevé comparé à la data sheet donnée par le fabricant.

Au vu de l'état de la structure du panneau lors de cette caractérisation, présenté dans la Photographie 15, il est tout à fait compréhensible que le panneau n'ait pas fonctionné dans des conditions idéales. En effet, de nombreuses zones de surchauffe sont visibles à la surface de ce dernier.

Cela peut alors expliquer la disparité de résultat obtenu compte tenu de ce qui était prévu.



Photographie 15 : Photographie thermique du module SPR-X21-345, lors de sa caractérisation. Il y a manifestement qqch qui ne convient pas aux modules qui sont entreposés sur le toit, des cellules surchauffent laissant même apparaître une zone de hotspot sur le bas du panneau PV.

Maintenant que les puissances maximales sont connues, il est possible de quantifier la transformation du rayonnement solaire en énergie électrique, la surface de ce module étant de $1.49m^2$, le rendement de ce module s'élève alors à 19.3%.

Ce rendement se rapport fortement de celui attendu, qui est de 21.5%, cela dans des normes STC.

Il est possible que la perte de rendement soit aussi dû aux zones de surchauffe de ce module.

6.2 Panneaux PV avec motifs

Les modules PV vont être analysés afin de pouvoir expliquer les différences de résultats entre les mesures et les fiches techniques.

Néanmoins, il était nécessaire de procéder à ces caractérisations afin de pouvoir utiliser des données pour effectuer une comparaison entre les types de modules colorés ou avec motifs et un type de panneau standard.

6.2.1 Caractérisation des modules

6.2.1.1 Au pied du bâtiment 23, côté sud

Les modules avec motifs ont été présentés dans le Graphique 8 et le Graphique 9 avec les courbes caractéristiques du module LG. Ce module standard possède la même fabrication de cellules ce qui permet de pouvoir proposer cette comparaison.

Étant donné que tous ces modules ont été caractérisés, lors de même conditions de température et d'irradiance, il est alors possible de les analyser entre eux.

Le Tableau 30 récapitule toutes les données mesurées pour chacun des panneaux.

Tableau 30 : Caractéristiques des panneaux PV avec motifs et du module LG, mesures faites au pied du bâtiment 23, côté sud.

	Aletsch	Cervin	Valais	HES-SO	OIKEN	LG390 N1C-E6	LG normé
Puissance maximale P_{MPP} [W]	166	177	200	199	195	295	265
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	33.8	33.0	32.1	33.6	32.0	33.0	33
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	4.91	5.37	6.25	5.90	6.08	8.96	8.04
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	39.7	39.1	39.7	40.1	39.5	40.0	40.0
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	5.56	5.72	6.47	6.30	6.32	9.62	8.63

Ce qu'il intéressant de visualiser est que dans les modules avec motifs, les modules comportant le motif d'Aletsch et le motif du Cervin, présentant des motifs montagneux, démontre des caractéristiques fortement similaires, comme la puissance maximale fournie, mais aussi le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Ces deux dernières valeurs présentent des valeurs similaires, cela signifie alors que l'échauffement de ces deux modules est sensiblement identique. Pour ce qui est du courant de court-circuit, seul une disparité d'environ 3% est observé, cela signifie que ces deux modules absorbent le rayonnement solaire de manière identique.

Le même constat est alors fait entre le module du drapeau valaisan et le module HES-SO. En effet, ces deux modules représentent les deux des motifs composés de blanc et de couleurs vives. C'est pour ces raisons que les caractéristiques de ces deux modules sont identiques à moins de 6% près.

Le module OIKEN ressemble alors d'avantage au module LG même si ce dernier module avec motifs arbore un logo en son centre.

Dans l'ensemble des résultats, les mesures effectuées sur chacun des modules avec motifs se rapproche fortement de ce qu'avait annoncé le fabricant. La différence la plus grande est de l'ordre de 5.5% pour la puissance Mpp.

Le module LG a été normé afin de prendre en compte la même surface active que les autres modules avec motifs. En effet, le module LG fait une surface de $1.84m^2$, tandis que les modules avec motifs se contentent d'une surface active de seulement $1.65m^2$.

La comparaison entre la puissance des modules avec motifs et le LG normé présente alors une perte maximale de 37%.

Cette justesse dans les mesures s'explique par l'utilisation du chariot lors des phases d'expérimentation. En effet, en utilisant ce chariot pivotant, il est possible de faire en sorte d'aligner minutieusement le module avec le soleil afin d'optimiser la réception du rayonnement.

De plus, l'angle d'inclinaison du chariot peut avoir un impact direct sur les résultats des mesures. L'angle choisi, lors des manipulations était de 45° .

Il sera alors intéressant de pouvoir faire varier l'angle d'inclinaison du module posé sur le chariot afin de pouvoir constater quels seront les évolutions des résultats des caractérisations.

Pour ce qui est des rendements de chaque module contrasté, il est maintenant possible de les calculer. L'irradiance, ce jour-là était de $850 \frac{W}{m^2}$. Le rendement du module Aletsch est alors de 10.6%, contre 12% annoncé par le fabricant. Le module Cervin a réussi à avoir un rendement de 11.3%, tandis que la fiche technique faisait état de 12.6%. Le panneau du drapeau du valais présente un rendement de 12.8%, contre 14.2% selon la fiche technique. Le module HES-SO donne un rendement de 12.7%, contre 14% annoncé par le fabricant. Enfin le module OIKEN montre un rendement de 12.5%, contre un rendement attendu de 13.6%.

Il est alors précieux de constater que les rendements, lors de l'utilisation du chariot, sont sensiblement proches des valeurs annoncés par le fabricant.

6.2.1.2 Sur le toit du bâtiment 23

Les panneaux avec motifs, sont à ce-jour, installés de manière définitive sur le toit, sur des supports présentant un angle compris entre 10° et 15° .

De plus, les modules installés sur le toit, sont maintenant tous orientés direction Est. Cela a permis alors de pouvoir les caractériser, durant la même journée et de manière quasi-simultané, cela dans un but de rendre les données les plus comparables. L'irradiance a été mesurée à $800 \frac{W}{m^2}$.

Le Tableau 31 fait état de toutes les valeurs mesurées sur chacun des modules utilisés dans cette partie des expérimentations.

Tableau 31 : Caractéristiques des panneaux PV avec motifs et du module LG, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Aletsch	Cervin	Valais	HES-SO	OIKEN	LG390 N1C-E6	LG normé
Puissance maximale P_{MPP} [W]	133	133	152	148	140	277	248
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	30.2	31.1	29.2	27.7	26.9	31.3	31.3
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	4.41	4.28	5.22	5.32	5.22	8.83	7.92
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	35.8	35.8	35.9	36.2	35.6	38.0	38.0
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	5.04	4.91	5.59	5.45	5.71	9.53	8.54

Ce qu'il faut retenir, c'est que le même constat, au niveau des motifs et des couleurs, est alors faisable. En effet, le module Aletsch et Cervin présente la même puissance Mpp et la même tension à circuit ouvert. Pour ce qui est du courant de court-circuit, il est notable qu'il existe une différence de 2.7%.

Un constat identique peut être présenté entre le motif valaisan et celui de la HES-SO avec une puissance maximale variant de 2.6%

Même si la comparaison est menée entre chacun des modules avec motifs et le module LG normé, une perte de puissance de plus de 45% est notable dans ce cas de figure.

Il serait alors intéressant de comprendre que ces motifs contrastés sont très décoratifs mais font énormément diminuer la puissance disponible sur ces modules.

Il est maintenant possible de calculer le rendement de conversion de chaque module coloré. Tous les modules font la même taille, soit $1.65m^2$.

Pour le module Aletsch, le rendement, pour donner suite aux mesures est de 10%, contre une valeur de 12% annoncé. Le module Cervin donne un rendement de 10%, lui aussi, contre un rendement attendu de normalement 12.6%. Le rendement, pour le module Valais s'élève alors à 11.5%, contre 14.2%. Le module HES-SO présente un rendement de 11.2%, le fabricant annonce alors un rendement de 14%. Pour finir, le module OIKEN montre un rendement de 10.6%, contre une valeur de 13.6%, selon le fabricant.

L'influence de l'angle ne se fait pas nécessairement ressentir dans le calcul du rendement de chaque module, en revanche, sur l'ensemble, ces modules sont très largement moins efficaces que des modules standard, tel que le Meyer Burger White, Black ou le module LG390N1C-E6.

6.2.2 Surchauffe des modules

La surchauffe a été menée sur deux expérience proposant alors des caractéristiques propres à chaque expérience. Une expérience a été menée en utilisant le chariot, sur le bord de la route, durant les heures les plus chaudes de 3 jours consécutifs. La seconde expérience a été menée sur le toit du bâtiment 23, alors que les modules avec motifs étaient bien installés sur leurs supports respectifs.

L'heure de la mesure choisie est à 13h, elle représente, l'heure pour laquelle il y a le plus de valeurs maximales de température.

6.2.2.1 Motif du glacier d'Aletsch

Le test de surchauffe est présenté pour les deux parties de manipulation. Il est maintenant possible de constater que le module avec le chariot permet d'observer plus concrètement les hotspots présents sur ce module PV. La surchauffe est aussi plus homogène sur ce module, que lorsque ce panneau était installé sur le toit. Les points sensibles sont la boîte de jonction présente sur la gauche du module et une zone de cellules présentant une température nettement plus élevée plus tout le reste de ce module. Le montant du support est aussi visible, sur la gauche de la zone chaude et sur toute la hauteur de ce module. La température moyenne de l'image de gauche du module est alors de 48°C , avec une surchauffe localisée à 56°C .

Le motif contrasté du glacier d'Aletsch est aussi visible sur le photo de gauche mais est nettement plus contrasté sur l'image de droite. Le module testé sur l'image de droite présente alors un contraste déjà expliqué qui est bien plus présent que lors de la surchauffe en bord de route. La température moyenne est alors de 48°C et une température maximale présente sur la boîte de jonction d'une valeur de 54°C . Cependant, malgré un contraste de température plus présent, la zone présentant la surchauffe des cellules a tout bonnement disparu.

L'hypothèse de cette disparition peut résider dans la modification de l'angle d'inclinaison du module PV. En effet, le module, sur l'image de gauche, est incliné à 45° , tandis que le module à droite est incliné à 10° - 15° .

Il est aussi possible que le contraste, plus présent sur l'image issu du toit, soit aussi dû au fait que peu d'air peut circuler sous le panneau, cela peut alors réduire la ventilation naturelle et donc garder plus de chaleur sous le panneau.

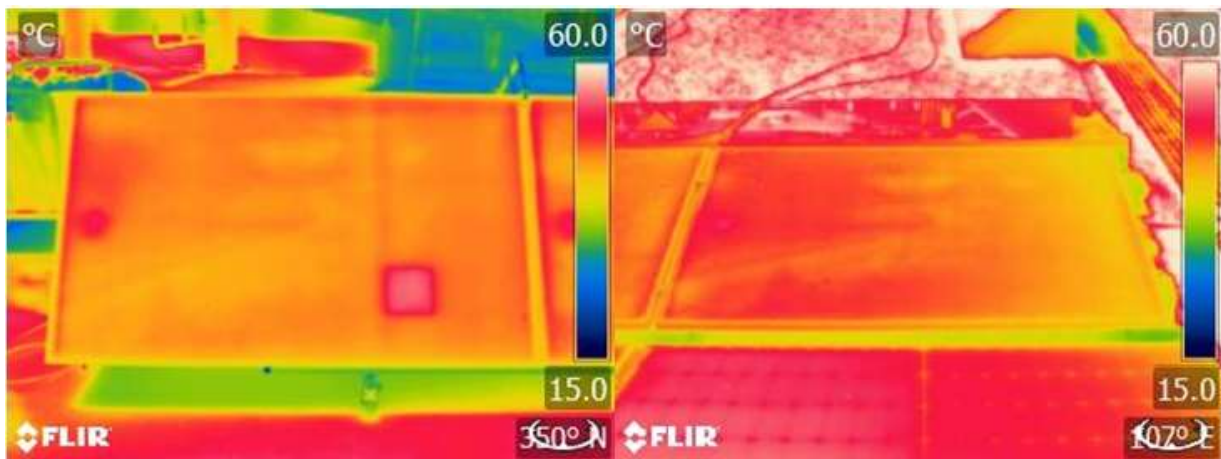
Pour ce qui est de la puissance au moment de la mesure, elle est de 131 W pour une irradiance d'environ $1100 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, pour la partie de la simulation effectuée sur le bord de la route. Cette mesure

de puissance, comparée à la puissance annoncée par le fabricant, qui est de 176 W, représente alors une perte de 25.6%.

Pour ce qui est de la puissance fournie par le panneau, lors de la partie de la surchauffe, sur le toit, est de 140 W. La perte de puissance est alors de 20.5%, entre cette mesure et les données du fabricant.

Malheureusement, aucun coefficient de température n'est donné dans les documents fournis par le fabricant. Il n'est donc pas possible de procéder à une comparaison entre l'influence de l'élévation de la température théorique et mesurée.

La Photographie 16 représente les résultats des deux parties de l'expérience de surchauffe.



Photographie 16 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du glacier d'Aletsch.

6.2.2.2 Motif du mont Cervin

Sur l'image de gauche, représentant le module PV installé sur le chariot de test, il est possible de constater que la boîte de jonction est toujours plus chaude que le reste du module. Une zone présentant elle aussi un échauffement est présente, sur ce même module de gauche, sur le bord inférieure gauche du module. Ces deux zones émettent une surchauffe de température de 54°C, pour la boîte de jonction et de 49°C pour la zone des cellules. La température moyenne du module est mentionnée à 48°C. Le bras du support du chariot est alors aussi représenté sur l'image par l'empreinte thermique verticale présente sur la gauche du module photographié.

L'image de droite, représentant le module PV, installé sur son support, atteint une température nettement plus élevée qui présente alors une température moyenne de 50°C. Quant à la boîte de jonction, la température à la surface du module est de 55°C. La température est certes, plus élevée sur l'image de droite mais elle est aussi plus homogène que sur l'image de gauche.

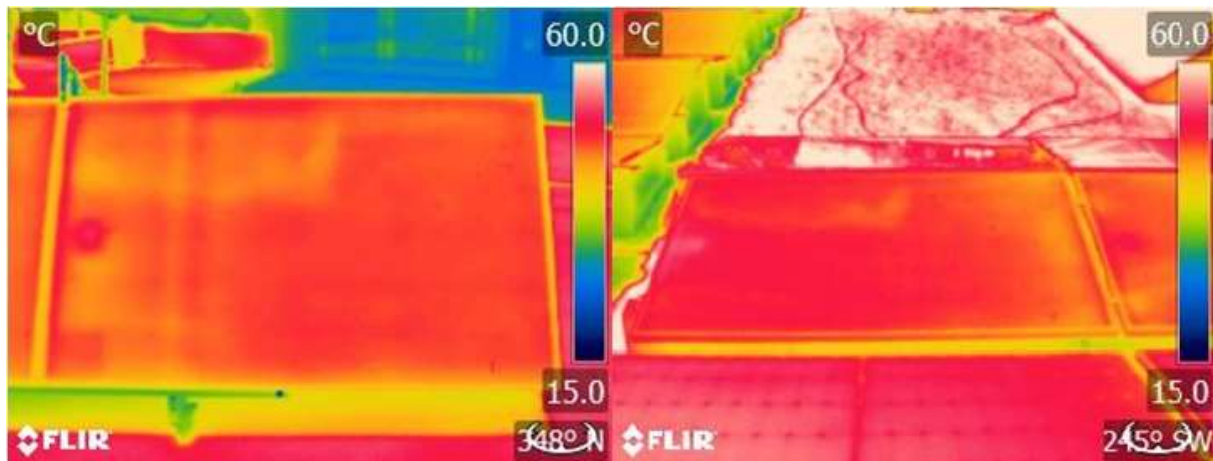
Il est alors facile d'observer que les zones centrales et glissant vers la gauche du panneau PV, qui est plus claire, représente la neige sur le Cervin et les montagnes avoisinantes.

Ce contraste présente alors un réel problème compte tenu de la distribution de la tension et du courant dans tout le module. Si une partie est ombragée, couverte ou salie, la tension totale du module sera équivalente à la plus petite tension présente sur le module. Ces points de surchauffe peuvent alors expliquer, d'une certaine façon, le comportement qu'à le panneau face des échauffements.

La puissance maximale mesurée à ce moment-là était de 141 W, pour la phase effectuée, sur le bord de la route. La puissance au Mpp mesurée lors de la phase sur le toit est de 143 W. La perte de puissance est alors identique entre les deux phases du test de surchauffe est vaut 23%, comparé aux 184 W présenté dans la fiche technique.

Afin de pouvoir limiter ces échauffements, particulièrement présents et systématique sur les boîtes de jonction, il serait alors judicieux d'utiliser un isolant thermique qui viendrait se placer entre le module et l'arrière de la boîte de jonction. De ce fait, cet isolant bloquerait le rayonnement émis par les diodes et ferait réduire l'échauffement localisé.

La Photographie 17 représente les résultats des deux parties du test de surchauffe.



Photographie 17 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du mont Cervin.

6.2.2.3 Motif du drapeau valaisan

Le module installé sur le chariot, comme le montre l'image de gauche permet de visualiser la température d'une valeur moyenne sur l'ensemble du module de 47°C, la partie droite présente alors une température moyenne de 50°C. La partie gauche du module, arborant la partie blanche du drapeau valaisan montre une température moyenne de 45°C. Le point, sur la partie gauche, représente l'échauffement de la boîte de jonction avec une température localisée de 47°C.

L'image de droite, quant à elle, fait état d'une température moyenne de 48°C, avec une température de sa partie droite, représentant le rouge du drapeau valaisan, avec une température moyenne de 49°C. Tandis que sa partie gauche présente une température plus basse et de 46°C. La boîte de jonction présente alors une température de surface de 48°C.

Ce qu'il faut retenir de l'analyse de ce motif est que les deux couleurs composant le motif : rouge et blanc, ne réagisse pas de la même manière au rayonnement solaire. La couleur rouge réagit plus fortement que le blanc.

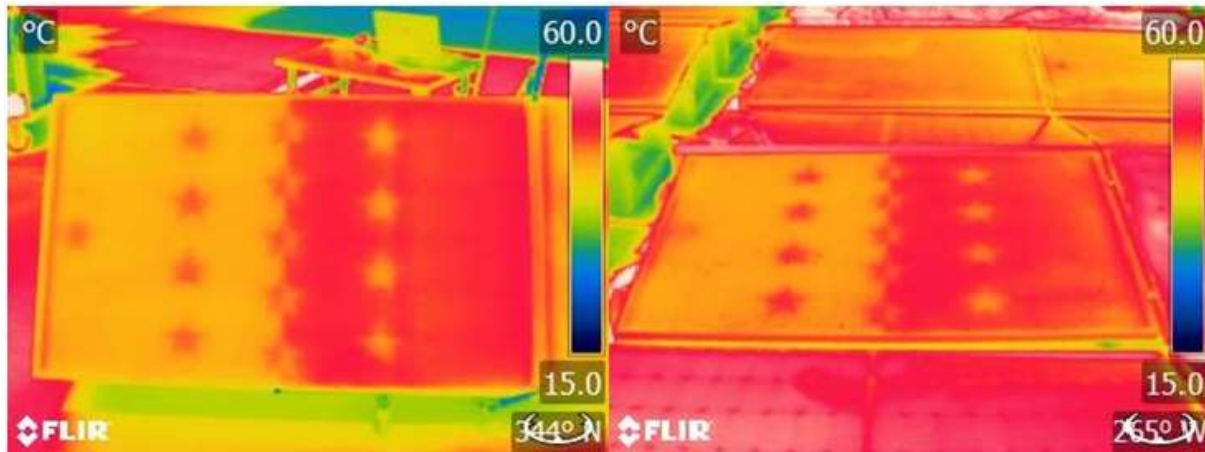
Sur ce module, il est aussi possible de constater que la boîte de jonction ne produit pas de réel point chaud pouvant mettre en péril le bon fonctionnement du panneau PV.

Néanmoins, il serait intéressant de pouvoir creuser encore plus sur ce genre de module composé de deux couleurs car il doit exister des particularités quant à la zone partagée par les deux couleurs. Sur ce module, chaque couleur n'influe que sur une seule moitié du panneau.

La puissance maximale étant fournie par le panneau s'élève à 165 W, pour la partie sur le bord de la route, contre 158 W pour la mesure sur le toit.

Cette diminution de puissance peut alors atteindre une valeur de 23.8%, comparé aux 207 W annoncé par le fabricant

La Photographie 18 représente les deux parties de l'expérience de surchauffe du module valais.



Photographie 18 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du drapeau valaisan

6.2.2.4 Motif du logo de la HES-SO

L'image de gauche représente la partie du test de surchauffe qui s'est déroulé, sur le bord de la route, devant l'entrée sud du bâtiment 23. Ce module HES-SO a été testé en même temps que le module Valais. Le chariot était assez grand pour accueillir deux modules. Il est intéressant de constater que, sur l'ensemble de module, la température n'excède pas 52°C, ce point le plus chaud se trouve sur la dernière insigne du logo, qui est de couleur verte. Les insignes de la HES-SO sont, de gauche à droite, dans l'ordre suivant : orange, bleu, rouge foncé, jaune et vert. Il est intéressant de constater que la couleur verte a chauffé le plus à environ 51°C, puis le bleu avec 50°C, le rouge suit ensuite avec 49°C, vient alors le jaune avec 48°C et enfin l'insigne orange avec 47°C.

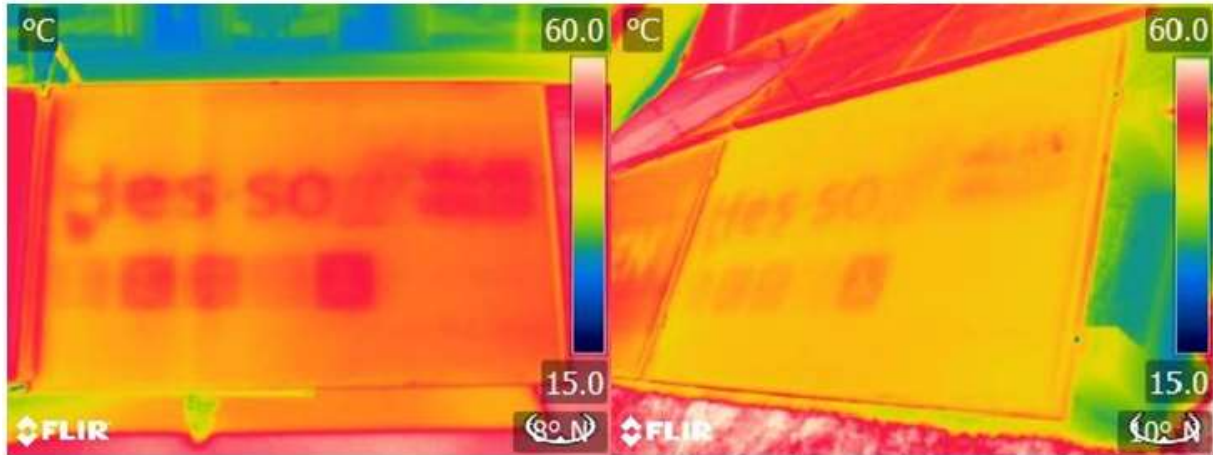
Afin de pouvoir confirmer avec exactitude que ces couleurs influent différemment sur l'absorption du rayonnement, il serait alors intéressant de réitérer le test, dans des conditions similaires afin de pouvoir confirmer ce que présentent les premiers résultats.

Toujours sur le module de gauche, la température moyenne est alors de 48°C, ce module a alors chauffé mais comparé aux autres motifs, l'échauffement est relativement contenu et est localisé. Il est aussi intéressant de visualiser l'effet des parties noires sur toute l'écriture du nom « Hes-so // Valais- Wallis ». Cela confirme encore une fois que les échauffements, sur ce module, sont restés très localisés.

Pour ce qui est de l'image de droite, présentant le module HES-SO, comme installé sur le toit, son échauffement est alors encore moins marqué. Comme en témoigne la température moyenne du module qui est de 44°C. L'échauffement est toujours présent sur les insignes du logo, avec toujours le même ordre, même si cette fois-ci le jaune a moins chauffé que la partie orangée. Il est possible que la couleur blanche, majoritaire sur ce module, est permise de contenir les échauffements et de ne pas les laisser se disperser comme ont pu le faire les autres motifs. L'image de droite est très penchée, cela est dû à un problème de focal sur la

caméra thermique, cette focale étant trop grande, il faut une certaine distance entre la caméra et l'objet à photographier, malheureusement, une barrière de protection fait tout le tour du toit et se trouve environ 1m devant le module HES-SO.

La Photographie 19 montre les deux parties de l'expérience de surchauffe pour le motif du logo de la HES-SO



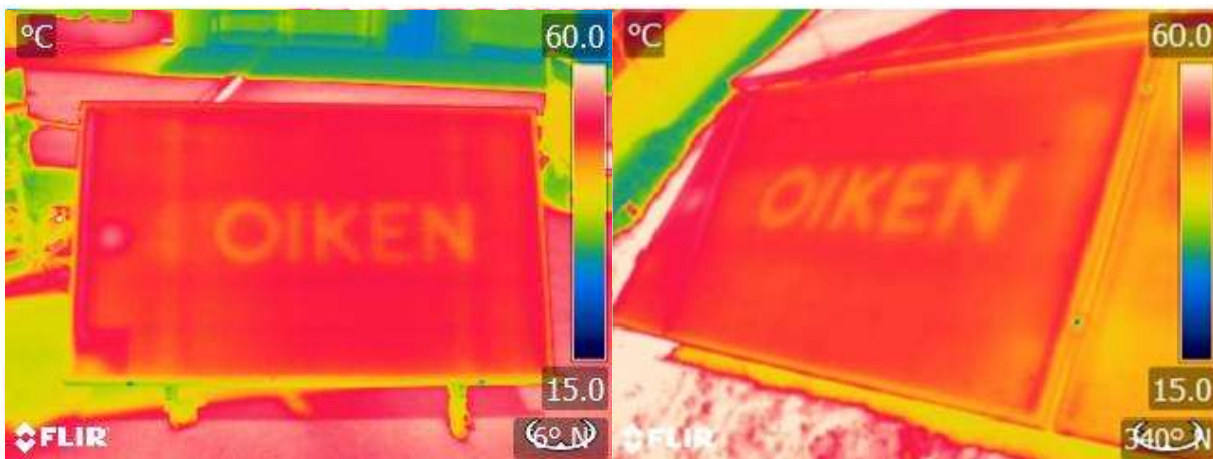
Photographie 19 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du logo de la HES-SO

6.2.2.5 Motif du logo de OIKEN

Ce dernier module PV est celui qui contient la plus grande majorité de sa surface coloré en noir.

Lors de la première partie de la surchauffe, l'image de gauche a révélé une température moyenne 51°C . La température maximale se trouve alors sur la boîte de jonction avec une température de surface mesurée à 56°C . Tandis que la partie la plus froide du module fût l'écriture du logo qui est écrit en blanc avec une température comprise entre 48°C et 49°C . Une zone, en bas à gauche, semble avoir légèrement surchauffé comme l'indique l'image. Sa température est de 52°C .

Pour ce qui est du module, une fois installé sur le toit, la température moyenne était de 50°C . La boîte de jonction indique une température de 55°C . Le logo semble aussi sensiblement moins chauffé que le reste du module, avec une température comprise entre 47.5°C et 49°C .



Photographie 20 : Comparaison des résultats des deux tests de surchauffe pour le module avec le motif du logo de OIKEN

Ce qui est intéressant est que le centre des lettres, restées à l'abri de tout échauffement, est alors plus froid que le pourtour des lettres restées en contact avec la surface noire du module.

La zone verte, située à droite de la première lettre du logo, a alors chauffé comme le reste de la zone noire du module. Cela pourrait alors dire que la couleur verte est une très bonne solution pour capter un maximum de rayonnement lumineux.

Ce qu'il ressort alors de ces tests de surchauffe est que la couleur verte présente de très bonnes caractéristiques pour capter un maximum d'énergie solaire, tout comme le ferait aussi une couleur rouge.

6.3 Panneaux PV colorés

Les panneaux avec motifs, sont à ce-jour, installés de manière définitive sur le toit, sur des supports présentant un angle compris entre 10° et 15°.

De plus, les modules installés sur le toit, sont maintenant tous orientés direction Est et Ouest. Il existe des modules de chaque couleur comprenant un module orienté est et le second orienté ouest. Cela a permis alors de pouvoir les caractériser, durant la même journée et de manière quasi-simultané, cela dans un but de rendre les données les plus comparables. L'irradiance a été mesurée à $800 \frac{W}{m^2}$.

Le Tableau 32 fait état de toutes les valeurs mesurées sur chacun des modules utilisés dans cette partie des expérimentations.

Tableau 32 : Caractéristiques des panneaux PV colorés et du module LG, mesures faites sur le toit du bâtiment 23.

	Alabaster White	Forest Green	Terracotta Orange	Deep Red	LG390 N1C-E6	LG normé
Puissance maximale P_{MPP} [W]	167	239	185	221	277	248
Tension au Mpp U_{MPP} [V]	31.5	30.3	30.4	30.0	31.3	31.3
Courant au Mpp I_{MPP} [A]	5.30	7.88	6.07	7.38	8.83	7.92
Tension à circuit ouvert U_{OC} [V]	37.6	37.9	36.9	36.9	38.0	38.0
Courant de court-circuit I_{SC} [A]	5.81	8.4	6.55	8.03	9.53	8.54

Ce qu'il faut retenir, c'est que les quatre modules colorés ont tous des caractéristiques différentes. Il est néanmoins possible de constater que le module vert est celui qui a produit la plus grande puissance, suivi du module rouge foncé, puis du module orange et enfin le module blanc ferme la marche.

Cela peut s'expliquer par le fait que le panneau PV, étant donné son filtre lié à la couleur apposé à sa surface, ne va pas absorber les mêmes longueurs d'onde et donc pas la même quantité d'énergie solaire. Ce qui se ressent sur la puissance fournie.

Il est maintenant possible de calculer le rendement de conversion de chaque module coloré. Tous les modules font la même taille, soit $1.8m^2$.

Pour le module blanc, le rendement, pour donner suite aux mesures est de 11.6%, contre une valeur de 12.2% annoncé. Le module vert donne un rendement de 16.6%, lui aussi, contre un rendement attendu de normalement 16.7%.

Le rendement, pour le module orange s'élève alors à 12.9%, contre 15.6%. Le module rouge foncé présente un rendement de 15.4%, le fabricant annonce alors un rendement de 17.8%.

Sur l'ensemble des modules colorés, il est intéressant de relever que les modules n'ont pas tous le même rendement. Il est constaté que le module coloré avec le meilleur rendement est le module Green Forest avec un rendement de 16.6%, suivi du module Deep Red avec une valeur de rendement de 15.4%, suivi ensuite du module Terracotta Orange avec 12.9% de rendement et enfin le module Alabaster White avec 11.6% de rendement.

Il est alors intéressant que si une couleur doit être choisie, hors le noir, il est plus judicieux de se tourner vers des couleurs proches du vert et ensuite du rouge pour avoir les meilleurs rendements de conversion possible.

Cependant, l'ordre des rendements comme annoncé selon les mesures effectuées sur le toit ne correspond pas exactement à la documentation lue et mentionnée dans l'état de l'art. (Manasrah et al., 2019). Il est possible que la disparité de résultat provienne du type de filtre utilisé, dans l'étude, cette dernière fait état de filtre à nanoparticules, tandis que les modules colorés présentés dans ce travail sont alors issus d'une impression céramique. Cela peut alors être la source de différences qui se présentent entre ces deux sets de résultats.

Il serait alors primordial de se fournir un module PV coloré en bleu afin de pouvoir constater si les résultats de l'étude mentionnée peuvent s'appliquer à ces expériences.

Il est aussi possible que les couleurs des panneaux, n'étant pas des couleurs vives comme dans l'étude, peuvent alors aussi entraîner une déviation dans le rendu des résultats.

6.4 Installation PV sur le toit du bâtiment 23

6.4.1 Zone OIKEN AC

Actuellement, cette zone représentant une puissance d'environ 134 kW est alors fonctionnelle, même si aucune analyse de résultat n'a pu être faite, tout cela par manque de temps et de moyen pour accéder aux données recueillies par les onduleurs Solaredge.

Cette zone sert alors principalement à de la réinjection d'électricité sur le réseau.

Toutes les informations comportant un caractère technique comme les schémas de raccordement ou le schéma de câblage ont été recueillies et assemblées afin de construire un dossier technique permettant d'aider les prochaines personnes qui travailleront sur cette partie de l'installation.

6.4.2 Zone microgrid DC

La zone dédiée aux installations PV pour le micro-réseau DC de la HES est aussi toujours fonctionnelle et est toujours utilisée pour alimenter les différents laboratoires, y compris le Satellite qui permet de proposer une solution Power-to-gas pour expérimenter le stockage saisonnier.

Tout le travail avait été fait par Pierre-Vincent, en 2022, par le biais de son Travail de Bachelor.

Néanmoins, il a été possible de recueillir les dernières informations manquantes permettant de pouvoir construire un dossier relatant toutes les informations de cette zone.

6.4.3 Zone expérimentale

Cette zone a été le théâtre d'une multitude de mesures, afin de pouvoir comparer les différentes attentes voulues par les différentes personnes en charge du bon fonctionnement de cette zone et la réalité d'une telle installation expérimentale.

En effet, cette zone est composée de plus d'une centaine de modules PV, donc 78 panneaux PV et 22 tuiles solaires.

La puissance totale installée est de 22.86 *kW*, contre un total mesuré de

6.4.3.1 String SPR-X21-345

Le premier string mesuré, fût celui-ci avec une puissance attendu de 3.1 *kW*, contre une puissance mesurée 2.35 *kW*. Il est question alors d'une perte de puissance de 24%.

Néanmoins, étant donné leur inclinaison et leur orientation, le but de cette installation n'est pas d'atteindre le maximum de sa puissance mais de pouvoir produire tout le long de l'année, et par tous les temps.

La mesure effectuée a bien entendu était faite cet été, il serait alors intéressant de pouvoir comparer, tout au long de l'année, les différences de production que présente ce string. De plus l'angle choisi pour les supports fait en sorte que jamais un module n'est ombré par celui devant lui ou derrière lui, cela dans le but de pouvoir maximiser la quantité de modules au dépit de leur puissance maximale produite.

6.4.3.2 String MB_W120AyB_380

Ce deuxième string promettait une puissance maximale de 5.7 *kW*, dans des conditions standards de température et d'irradiance. La puissance mesurée était alors de 4.1 *kW*. Ce qui représente, tout de même, une perte de puissance de l'ordre de 28%.

Étant donné l'installation déjà présente et raccordée, il existe peut-être un module moins performant qui nuirait alors à l'optimisation de cette puissance. Cependant, cela n'a pas été fait, par manque de temps, mais il serait alors intéressant de pouvoir contrôler chaque module de ce string afin de pouvoir une revue complète de l'installation.

6.4.3.3 String Avancis PowerMax SMART 130

Ces panneaux à couche mince permettent de produire une puissance maximale mesurée de 586 *W*, contre un maximum annoncé à 780 *W*. La perte de puissance, sur ces modules, s'élève alors à 25%.

Les panneaux photovoltaïques à couche mince, installés sur le toit du bâtiment de la HES-SO, offrent des caractéristiques distinctes par rapport aux cellules HIT ou monocristallines, telles qu'une meilleure performance par faible luminosité et une flexibilité dans l'intégration architecturale. Leur présence permet à la HES-SO d'expérimenter et de comparer l'efficacité de différents types de technologies photovoltaïques, offrant ainsi une opportunité unique d'étudier l'ensemble des solutions disponibles sur le marché.

6.4.3.4 String LG390N1C-E6

Ce troisième string est orienté ouest afin de pouvoir combler les espaces avec les autres modules.

Ce string annonçait une puissance maximale de 5.85 kW, la mesure effectuée fait, quant à elle, état d'une puissance maximale de 4.15 kW. Cela correspond alors à une perte de puissance de l'ordre de 19%.

Il serait intéressant et primordial d'analyser tous les modules afin de pouvoir écarter toute diminution de puissance due à un module éventuellement défectueux ou sale. Le but d'analyser chaque module de chaque string a pour but de continuer de faire l'état de l'installation que ce travail a déjà bien effectué. Toutes ces analyses seraient alors la suite logique de toutes ces premières caractérisations.

6.4.3.5 String MB_B120AyB_380

Ce dernier string présente des modules du fabricant Meyer Burger, précisément 15 modules raccordés tous en série, afin de pouvoir annoncer une puissance maximale théorique de 5.7 kW. La mesure effectuée sur ce string fait alors état d'une puissance maximale de 3.88 kW. Cela représente alors une perte de puissance d'environ 32%.

6.4.3.6 Tuiles solaires

La caractérisation de ces tuiles à démontrer que la courbe caractéristique du courant en fonction de la tension ne maintenait pas un courant constant lors ses mesures avant d'atteindre le Mpp, cela peut être la cause d'une multitude comme de la saleté qui empêcherait les tuiles de bien absorber le rayonnement solaire mais ces tuiles ont toujours été propre et inspectées avant chaque mesure caractéristique. La seconde possibilité est que les cellules utilisées dans la confection de ces tuiles solaires, soient des cellules de deuxième main ayant déjà servi.

Il est vrai qu'aux vues des caractéristiques mentionnées dans la fiche technique, voir Annexe 19 et Annexe 20, ces cellules soient peu performantes, avec une puissance surfacique de seulement $154 \frac{W}{m^2}$ de tuiles solaires contre une puissance surfacique du module LG qui est de : $212 \frac{W}{m^2}$.

Ces tuiles sont alors parfaites pour intégrer des ENR dans la toiture des bâtiments tout en proposant un rendu tout à fait équivalent à ce qui pourrait être attendu avec l'installation de tuiles simples. L'Annexe 21 présente différents cas de figures concrets ainsi que les résultats finaux de ces installations de tuiles dans les toitures.

6.4.3.7 Module Meyer burger Glass 375W

La mesure effectuée sur ce module a permis de révéler que la puissance maximale produite est sensiblement différente à ce qu'annonçait la fiche technique.

Cependant, il existe une importante déviation de valeur provenant du courant de court-circuit et de la tension à circuit ouvert.

En effet, la valeur du courant de court-circuit est très majoritairement induite par l'irradiance que reçoit le module, tandis que la température de la surface du panneau et donc la température ambiante et l'échauffement naturel du module viennent influencer sur la valeur de la tension à circuit ouvert du module.

Selon la fiche technique de ce module ; Annexe 22 et Annexe 23, il existe des coefficients de température permettant de justifier la diminution du courant de court-circuit (α), de tension à circuit ouvert (β), de la puissance au Mpp (γ) et la valeur nominale de la température de fonctionnement du module. Ces coefficients se retrouvent dans la datasheet et ont les valeurs suivantes :

Tableau 33 : Valeurs de coefficients de température pour le module MB_120WAgB_380

	α	β	γ	NMOT
Coefficients de température $\left[\frac{\%}{K}\right]$	+0.033	-0.234	-0.259	43 ± 2 [$^{\circ}C$]

La perte de courant de court-circuit est de l'ordre de 27.6%, cette perte représente 9.6% pour la tension à circuit ouvert.

Le panneau PV, lors de cette mesure, était à une température de fonctionnement de l'ordre de $55^{\circ}C \pm 1^{\circ}C$. Ce qui représente alors une élévation significative de la température du module attendue de $12^{\circ}C \pm 3^{\circ}C$, soit entre $9^{\circ}C$ et $15^{\circ}C$.

L'irradiance, ce jour-là, était au maximum de $950 \frac{W}{m^2}$, lors de la mesure, mais la température du module est alors plus élevée que pour la valeur NMOT. Le calcul présente alors le courant de court-circuit devrait atteindre 9.0 A selon l'irradiance mesurée et la température du module.

Étant donné que le soleil donne une irradiance toujours fluctuante, il est possible que la mesure effectuée ne soit pas exactement la valeur mesurée au temps de la mesure de la température. Quant à la perte de tension à circuit-ouvert si -0.234% sont déduit pour chaque Kelvin ajouté, il faudrait alors atteindre une élévation maximale de température proche de $8.6^{\circ}C$, ce qui ne correspond pas aux mesures de température effectuées sur le module.

Au vue des disparités possibles, les valeurs mesurées concordent moyennement avec l'élévation de la température mesurée et des conditions météo présentes au moment de la caractérisation

Maintenant que les puissances maximales sont connues, il est possible de quantifier la transformation du rayonnement solaire en énergie électrique, la surface de ce module étant de $1.84m^2$, le rendement de ce module s'élève alors à 12.7%.

Ce rendement se rapport fortement de celui attendu, qui est de 20.9%, cela dans des normes STC. Ce module présente alors certaines disparités entre les mesures et la fiche technique. Il serait alors intéressant de pouvoir mesurer son échauffement grâce à une caméra thermique, pour pouvoir constater si les mesures effectuées sont quantitatives ou faussées.

7 Recommandations et perspectives

Afin de pouvoir rendre encore plus pertinentes, les premières analyses effectuées jusqu'à ce jour, il serait impératif de continuer, dans un futur et prochain travail de bachelor, à effectuer des analyses sur les modules PV colorés et avec motifs.

Il serait alors intéressant de pouvoir se procurer de nouveaux panneaux qui arboreraient d'autres motifs et d'autres couleurs. Il serait précieux de pouvoir commander d'autres modules comportant d'autres motifs montagneux, certains autres avec différents logos de société avec des inscriptions variées afin de pouvoir quantifier les différences de puissance de ces futurs modules.

Dans un second temps, les tests effectués sur les modules avec motifs devraient être plus poussés afin de peut-être caractériser, sur une journée-type entière, la puissance fournie par le module en fonction de son motifs et de la température de surface de ce dernier.

Pour ce qui est de la zone expérimentale, il a été démontré que les convertisseurs présents pour les modules avec motifs (T5 à T9) sont surdimensionnés comparé à la puissance en sortie des panneaux solaires PV. Il serait alors judicieux, de remplacer ces convertisseurs Impérix par des convertisseurs HES, voir les Annexe 24 et Annexe 25 pour les spécifications des convertisseurs. Quant aux tuiles solaires, ces dernières sont trop nombreuses sur le même string, si l'on compare avec les spécifications du convertisseur HES, voir l'Annexe 24.

En effet, le convertisseur fait état d'une puissance maximale de 310 W, tandis que toutes les tuiles, comme installées, à l'heure actuelle, totalisent une puissance de 384 W.

Il faudrait alors songer à aussi remplacer le convertisseur existant par un convertisseur Impérix ou aussi séparer les tuiles en deux strings et laisser les convertisseurs HES qui sont déjà en place.

Un problème quasi-identique survient pour le string de panneaux PV à couche mince. En effet, le convertisseur installé pour ces modules est surdimensionné et ne convient pas aux spécifications des couches minces, tels qu'installés actuellement. Il serait alors judicieux de pouvoir ajouter 1 ou 2 panneaux à couche mince, cela dans le but de pouvoir atteindre les réglages nécessaires au bon fonctionnement du convertisseur dans sa plage optimale.

Le projet a été, dans sa globalité, mené avec la plus grande discipline possible, cela dans le but de permettre de produire des résultats pouvant être reproduisibles.

Ce projet doit continuer de vivre par le biais de nouvelle mesure sur les installations existantes. Il serait aussi judicieux de procéder, d'ici quelques années, à une réévaluation du potentiel du toit en mentionnant le travail qui a été fait à ce jour et pouvoir comparer les mesures futures avec les mesures faites maintenant.

Comme expliqué plus haut, il serait important de procéder à un nouveau panel de mesures et de caractérisations pour pouvoir quantifier et mesurer tous les modules présents dans la zone expérimentales. Les mesures effectuées sur le chariot ont démontré que l'angle d'inclinaison et l'orientation du module avaient tous deux un impact sur la puissance du panneau, il serait alors pertinent de pouvoir moduler l'angle d'inclinaison de ce chariot afin de pouvoir analyser si des modifications de puissance se font ressentir.

8 Bibliographie

3S Swiss Solar Solutions ; Kein Weg führt an der Sonnenenergie vorbei ; (2024) ; <https://www.3s-solar.swiss/fr/>

Barker, P. P. et R. W. De Mello ; Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems ; (2000) ; <https://doi.org/10.1109/PSS.2000.868775>

Ben Amara, M. et M. Balghouthi ; Colored filter's impact on the solar cells' electric output under real climatic conditions for application in building integrated photovoltaics ; (2023) ; <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2023.107276>

BISOL_Spectrum_FR.pdf ; (2022) ; <https://www.bisol.com/en/spectrum/>

Bodiguel, J. ; Objectifs de développement durable ; (2022) ; <https://www.developpement-durable.gouv.fr/>

Borja Block, A., J. Escarre Palou, M. Courtant, A. Virtuani, G. Cattaneo, M. Roten, et al. ; Colouring solutions for building integrated photovoltaic modules: A review ; (2024) ; <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.114253>

EN PowerMax data sheet V4.6 ; (2011) ; <https://www.avancis.de/en/documents/en-powermax-data-sheet-v4-6>

European power price tracker ; European power price tracker ; (2024) ; <https://ember-climate.org/data/data-tools/europe-power-prices/>

F2Development_of_natural_gas_prices_for_household_consumers_EU_2008-2023.png ;
Developpement of natural gas prices for household consumers ; (2024) ;
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/7/79/F2Development_of_natural_gas_prices_for_household_consumers%2C_EU_2008-2023.png

Freesuns ; Documentation | Freesuns ; (2020) ; <https://freesuns.com/.fr/documentation>

Global Overview ; (2023) ; <https://www.ren21.net/gsr-2023/>

Gulkowski, S., J. V. Muñoz Diez, J. Aguilera Tejero, et G. Nofuentes ; Computational modeling and experimental analysis of heterojunction with intrinsic thin-layer photovoltaic module under different environmental conditions ; (2019) ; <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.107>

IEC 61853-1:2011 ED1 | Viewer ; (2011) ;
<https://viewer.snv.ch/product/28896?langUI=fr&filePath=78400.pdf&fileType=Pdf>

Kazem, H. A. et M. Chaichan ; The Impact of Using Solar Colored Filters to Cover the PV Panel in Its Outcomes ; (2016) ; <https://doi.org/10.21276/sb.2016.2.4.9>

Kumar Yadav, A., A. Ray, et M. M. Lokhande ; Low-Voltage DC Microgrid Network: A Case Study for Standalone System ; (2017) ;
<https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/5640>

Lasseter, R. H. ; MicroGrids ; (2002) ; <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985003>

LG Neon H Serie (07-2021).pdf ; (2021) ; <https://www.lg.com/global/business/solar-panel/lg-neon-h-series>

Loi sur l'énergie (LEne) ; (2022) ; <https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2022/543/fr>

Manasrah, A., A. Al Zyoud, et E. Abdelhafez ; Effect of color and nano film filters on the performance of solar photovoltaic module ; (2019) ; <https://www.tandfonline.com/doi/epdf/10.1080/15567036.2019.1631907?needAccess=true>

Nord Stream AG ; « Incident on the Nord Stream Pipeline (updated 14/11/2022) » - Press Releases ; (2022) ; <https://www.nord-stream.com/press-info/press-releases/incident-on-the-nord-stream-pipeline-updated-14112022-529/>

Obligation d'utiliser l'énergie solaire pour les nouveaux bâtiments ; (2016) ; <https://www.vs.ch/web/energie/energie-solaire/obligation>

OFEN, O. fédéral de l'énergie ; Stratégie énergétique 2050 ; (2011) ; <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politik/energiestrategie-2050.html>

OFEN, O. fédéral de l'énergie ; Perspectives énergétiques 2050+ ; (2020) ; <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

Pierre-Vincent Rapport_Bachelor_final_corrige.pdf ; (2022) ; <https://www.example.com>

Razykov, T. M., C. S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H. S. Ullal, et H. M. Upadhyaya ; Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects ; (2011) ; <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.01.018>

Sefaranga, E. ; REGULATION AND CONTROL OF ENERGY STORAGE IN A MICROGRID ; (2024) ; <https://www.example.com>

Sudhakar, K., N. Jain, et S. Bagga ; Effect of color filter on the performance of solar photovoltaic module ; (2013) ; <https://doi.org/10.1109/ICPEC.2013.6527651>

SunPower-X21-345-COM-Data-Sheet.pdf; (2016) ; https://us.sunpower.com/sites/default/files/104661A_SunPower-X21-345-COM-Data-Sheet.pdf

Téléchargements et fiches techniques ; (2023) ; <https://www.meyerburger.com/fr/telechargements-et-fiches-techniques>

Zufferey, A. ; Livre Blanc – Le solaire photovoltaïque en Valais ; (2021) ; <https://www.smartenergyportal.ch/>

9 Annexes

9.1 Table des annexes

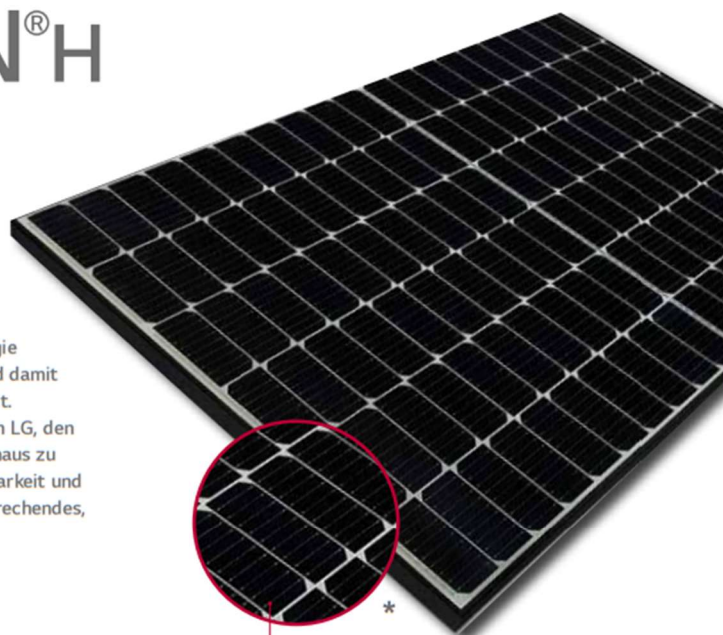
Annexe 1 : Page recto de la datasheet du panneau LG390N1C-E6	II
Annexe 2 : Page verso de la datasheet du panneau LG390N1C-E6	III
Annexe 3 : Page recto de la data sheet du panneau PV Meyer Burger White 380W	IV
Annexe 4 : Page verso de la data sheet du panneau PV Meyer Burger White 380W	V
Annexe 5 : Data sheet du panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch	VI
Annexe 6 : Data sheet du panneau PV avec motif du mont Cervin.....	VII
Annexe 7 : Data sheet du panneau PV avec motif du drapeau valaisan.....	VIII
Annexe 8 : Data sheet du panneau PV avec motif du logo de la HES-SO	IX
Annexe 9 : Data sheet du panneau PV avec motif du logo de OIKEN	X
Annexe 10 : Page recto de la data sheet des panneaux PV colorés.....	XI
Annexe 11 : Page verso de la data sheet des panneaux PV colorés	XII
Annexe 12 : Photographie thermique des panneaux PV colorés Deep Red, en première ligne, et Terracotta Orange, sur la ligne du fond.....	XIII
Annexe 13 : Photographie thermique des panneaux PV colorés Alabaster White, en première ligne, et Forest Green, sur la ligne du fond.....	XIII
Annexe 14 : Page recto de la datasheet du panneau Sunpower SPR-X21-345.....	XIV
Annexe 15 : Page verso de la datasheet du panneau Sunpower SPR-X21-345.....	XV
Annexe 16 : Datasheet du panneau Avancis PowerMax SMART 130.....	XVI
Annexe 17 : Page recto de la data sheet du panneau PV Meyer Burger Black 380W	XVII
Annexe 18 : Page verso de la data sheet du panneau PV Meyer Burger Black 380W.....	XVIII
Annexe 19 : Page recto de la datasheet des tuiles des tuiles solaires SOLARIS SUPER4 Heritage	XIX
Annexe 20 : Page verso de la datasheet des tuiles des tuiles solaires SOLARIS SUPER4 Heritage	XX
Annexe 21 : Page des références des tuiles solaires SOLARIS SUPER4 Heritage.....	XXI
Annexe 22 : Page recto de la data sheet du panneau PV Meyer Burger Glass 375W	XXII
Annexe 23 : Page verso de la data sheet du panneau PV Meyer Burger Glass 375W	XXIII
Annexe 24 : Datasheet du convertisseur DC-DC produit par la HES	XXIV
Annexe 25 : Datasheet du convertisseur DC-DC de chez Impérix.....	XXV

LG NeON[®] H

390W | 385W | 380W
375W | 370W

120 Zellen

LG setzt bei seinem neuen Modul NeON[®] H die CELLO Technologie ein. Bei der CELLO Technologie werden Busbars durch dünne Drähte ersetzt und damit Leistungsabgabe und Zuverlässigkeit verbessert. LG NeON[®] H demonstriert die Bemühungen von LG, den Kundennutzen auch über den Wirkungsgrad hinaus zu steigern. Es werden erweiterte Garantie, Haltbarkeit und Leistung unter realen Bedingungen sowie ansprechendes, für Dächer geeignetes Design geboten.



CELLO Technologie

Hauptmerkmale



Erweiterte Leistungsgarantie

LG NeON[®] H hat eine erweiterte Leistungsgarantie. Nach 25 Jahren garantiert LG mindestens 90,6 % der ursprünglichen LG NeON[®] H Leistung.



25 Jahre Produktgarantie

Neben der erweiterten Leistungsgarantie hat LG auch eine Produktgarantie für LG NeON[®] H Module von starken 25 Jahren.



Bessere Leistung an sonnigen Tagen

Dank des verbesserten Temperaturkoeffizienten ist die Leistung von LG NeON[®] H an sonnigen Tagen besser.



Außerordentliche Haltbarkeit

Aufgrund der verstärkten Rahmenkonstruktion kann das LG NeON[®] H einem Druck von bis zu 6.000Pa und einem Sog von bis zu 5.400Pa standhalten.

Über LG Electronics

LG ist ein global agierender Konzern, der seine Aktivitäten im Solarmarkt engagiert ausbaut. Das Unternehmen hat im Jahr 1985 erstmals ein Forschungsprogramm für Solarenergie aufgelegt, bei dem die umfangreichen Erfahrungen von LG in den Bereichen Halbleiter, LCD, Chemie und Werkstoffherstellung sehr hilfreich waren. 2010 hat LG Solar seine erste MonoX[®]-Serie erfolgreich auf den Markt gebracht. Das LG NeON[®] (vormals MonoX[®] NeON), NeON[®]2, NeON[®]2 Bifacial gewann in den Jahren 2013, 2015 und 2016 den „Intersolar AWARD“, was LG Solars Branchenführerschaft, Innovationskraft und Engagement demonstriert.

* Die dunkle Farbigkeit der Solarmodule kann je nach Herstellungsverfahren variieren und hat keinen Einfluss auf die Qualität und Leistung des Solarmodules.

Annexe 1 : Page recto de la datasheet du panneau LG390N1C-E6

LG NeON[®]H

LG390N1C-E6 | LG385N1C-E6 | LG380N1C-E6 | LG375N1C-E6 | LG370N1C-E6

Mechanische Eigenschaften

Zellen	120 (6 x 20)
Zellhersteller	LG
Zellentyp	monokristallin/Typ N
Anzahl der Leiterbahnen	9
Abmessungen (L x B x H)	1.768 x 1.042 x 40 mm
Maximale Belastbarkeit*	6.000Pa (Druck)
	5.400Pa (Sog.)
Gewicht	18,5 kg
Steckverbinder, Typ	MC4 / Stäubli
Anschlussdose	IP68 mit 3 Bypass-Dioden
Anschlusskabel, Länge	2 x 1.200 mm
Vorderseitenabdeckung	hochtransparentes gehärtetes Glas mit AR Beschichtung
Rahmen	eloxiertes Aluminium

* Herstellererklärung basierend auf IEC 61215 : 2005

■Mechanische Belastungstests (5400 Pa / 4000 Pa) nach IEC61215-2:2016 (getestete Belastung: Design Belastung x Sicherheitsfaktor 1,5)

Zertifizierungen und Garantien

Zertifizierungen	IEC 61215-1/-1-1/-2:2016, IEC 61730-1/2:2016 OHSAS 18001 ISO 9001, ISO 14001
Ammoniakprüfung	IEC 62716 : 2013
Salznebelprüfung	IEC 61701 : 2011 Severity 6
Brandverhalten der Module	Klasse C, Fire Class 1 (Italien)
Produktgarantie	25 Jahre
Leistungsgarantie für Pmax (Mestletraganz: > 3%)	25 Jahre lineare Garantie¹

¹) Im ersten Jahr: min. 98,5% 2) Ab dem zweiten Jahr: max. 0,33% Degradation jährlich.
3) Min. 90,6% im 25. Jahr.

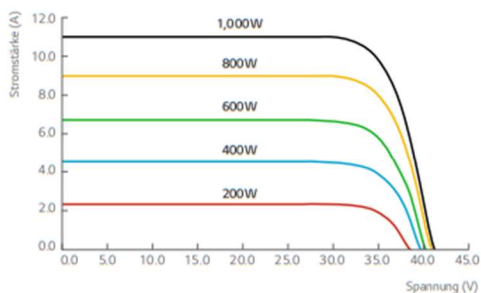
Temperaturkoeffizienten

NMOT ^a	42 ± 3 °C
Pmpp	-0.33 %/°C
Voc	-0.26 %/°C
Isc	0.04 %/°C

Verpackungskonfiguration

Anzahl der Module pro Palette	[EA]	25
Anzahl der Module pro 40' HQ Container	[EA]	600
Verpackungsmaße (L x B x H)	[mm]	1.810 x 1.120 x 1.213
Verpackung Bruttogewicht	[kg]	498

Kennlinien



Elektrische Eigenschaften (STC²)

Modell		LG390NVC	LG385NVC	LG380NVC	LG375NVC	LG370NVC
Maximale Leistung (Pmax)	[W]	390	385	380	375	370
MPP-Spannung (Vmpp)	[V]	35,8	35,5	35,1	34,8	34,4
MPP-Strom (Impp)	[A]	10,92	10,88	10,85	10,80	10,76
Leerlaufspannung (Voc, ± 5%)	[V]	42,4	42,0	41,7	41,3	40,9
Kurzschlussstrom (Isc, ± 5%)	[A]	11,49	11,44	11,39	11,35	11,30
Modulwirkungsgrad	[%]	21,2	20,9	20,6	20,4	20,1
Betriebstemperatur	[°C]	-40 bis +85				
Maximale Systemspannung	[V]	1.000				
Nennstrom für die Seriensicherung	[A]	20				
Leistungstoleranz	[%]	0 bis +3				

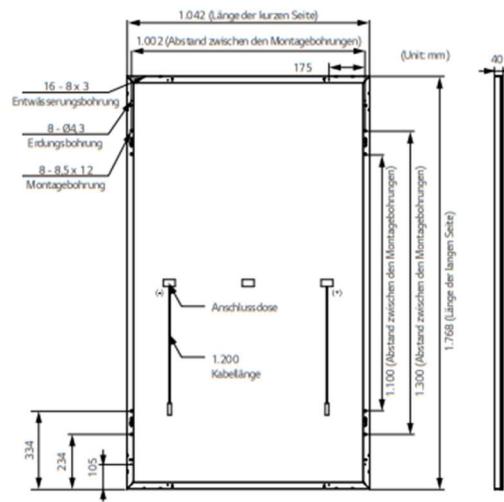
¹ 1) STC (Standard Test Condition): Einstrahlung 1.000 W/m², Modultemperatur 25 °C, AM 1,5, Messtoleranz P_{max}: ±3%.

Elektrische Eigenschaften (NMOT³)

Modell		LG385N1C	LG385N1C	LG380N1C	LG375N1C	LG370N1C
Maximale Leistung (Pmax)	[W]	294	291	287	283	279
MPP-Spannung (Vmpp)	[V]	33,6	33,4	33,0	32,7	32,4
MPP-Strom (Impp)	[A]	8,75	8,72	8,69	8,65	8,62
Leerlaufspannung (Voc)	[V]	39,9	39,5	39,2	38,8	38,5
Kurzschlussstrom (Isc)	[A]	9,25	9,21	9,17	9,14	9,10

³ NMOT (Nennbetriebsstemperatur des Solarmoduls): Einstrahlung 800 W/m², Umgebungstemperatur 20 °C, Windgeschwindigkeit 1 m/s.

Abmessungen (mm)



Der Abstand gilt zwischen den Mittelpunkten der Montage- und Erdungsbohrungen



LG Electronics Deutschland GmbH
EU Solar Business Group
Alfred-Herrhausen-Allee 3-5
65760 Eschborn, Deutschland
E-Mail: solar-marketing@lge.de
www.lg-solar.com/de

Alle Angaben dieses Datenblatts entsprechen DIN EN 50380.
Änderungen und Irrtümer vorbehalten.
Stand: 07/2021
Dokument: DS-N1C-E6-DE-202102

Copyright © 2021 LG Electronics. Alle Rechte vorbehalten.





Meyer Burger White

Type de produit : MB_W120AyB_XXX

380 – 400 Wp

Pour plus de rendement à surface équivalente :
Module photovoltaïque haute performance
avec cellules à hétérojonction et SmartWire
Connection Technology (SWCT®).

- 

Made in Germany. Designed in Switzerland.
Production et développement conformes aux normes de qualité les plus strictes.
- 

Rentabilité maximale
Meilleur rendement énergétique à surface équivalente même par temps nuageux ou très chaud.
- 

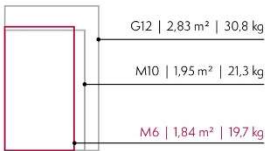
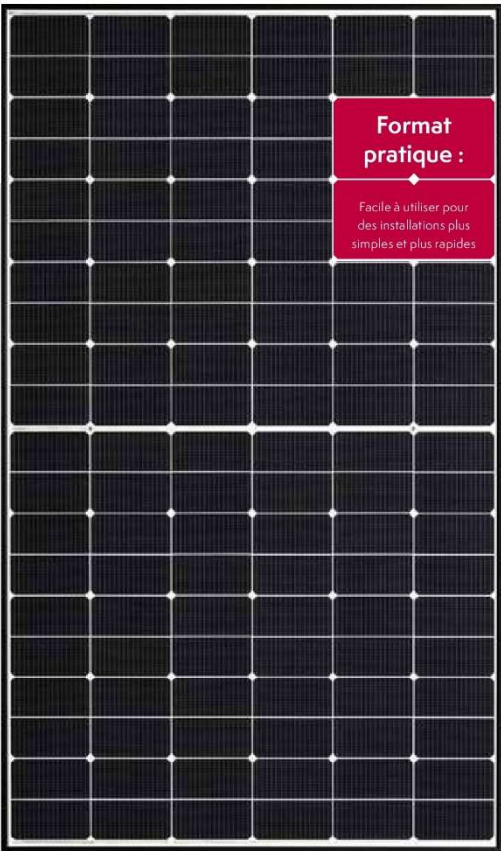
Durée de vie exceptionnelle
Stabilité accrue des cellules et résistance aux micros fissures grâce au système d'interconnexion breveté SmartWire.
- 

Développement durable
Création de valeur ajoutée régionale, abandon du plomb, certification PFAS et production avec 100 % d'énergie renouvelable.
- 

Fiabilité garantie
Rendements assurés par une garantie de 25 ans sur le produit et les performances.
- 

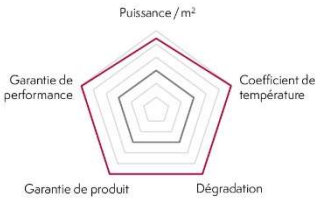
Esthétique soignée
Design suisse, discret qui s'adapte à tous les types de toitures et les architectures exigeantes.
- 

Extrêmement pratique
Manipulation facilitée en toiture, flexibilité maximale pour les calepinages et performance maximale du système grâce à son format compact.



* Comparaison des formats

○ Meyer Burger
○ Moyenne du marché

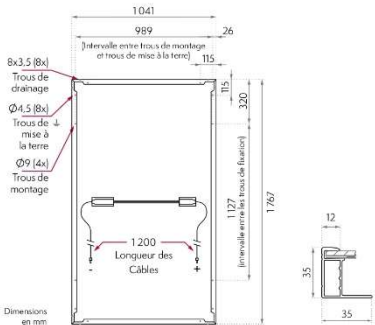


Annexe 3 : Page recto de la data sheet du panneau PV Meyer Burger White 380W

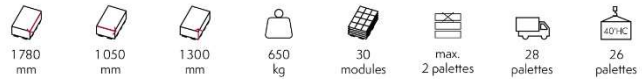


Données mécaniques

Dimensions [mm]	1 767 x 1 041 x 35
Poids [kg]	19,7
Face avant	Verre solaire trempé thermiquement, 3,2 mm, avec revêtement antireflet
Face arrière	Backsheet blanc imperméable
Cadre	Aluminium anodisé noir
Type de cellule solaire	120 demi-cellules, mono n-Si, HJT avec SWCT®
Boîtes de jonction	3 diodes, IP68 selon IEC 62790
Câble	Câble PV de 4 mm², 1,2 m de long selon EN 50618
Fiche	1: MC4; 2: MC4-Evo2; 3: UKT Energy PV-CO02; 4: TE Connectivity PV4-SI selon IEC 62852, IP68 après le branchement



Emballage



Livraison par conteneur ou par camion. Pour le fret par camion, 0,76 mètre de chargement par palette 2 palettes gerables.

Données électriques¹

Type de produit : MB_W120AyB_XXX*

Catégorie de puissance	Rendement	Puissance**		Courant de court-circuit		Tension à vide		Courant		Tension	
	η	P _{max}		I _{sc}		V _{oc}		I _{mp}		V _{mp}	
	[%]	[W]		[A]		[V]		[A]		[V]	
	STC²	NMOT³	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC
380	20,7	287	380	8,7	10,8	42,1	44,4	8,1	10,2	35,2	37,3
385	20,9	290	385	8,7	10,8	42,1	44,4	8,2	10,2	35,5	37,6
390	21,2	294	390	8,7	10,8	42,2	44,5	8,2	10,3	35,9	37,9
395	21,5	298	395	8,7	10,9	42,3	44,5	8,2	10,3	36,2	38,3
400	21,7	302	400	8,7	10,9	42,3	44,6	8,3	10,4	36,5	38,6

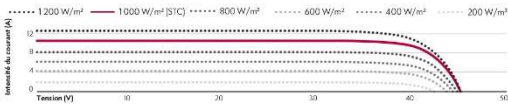
¹ XXX = Catégorie de puissance, y = Type de fiche | ** Tolérance de puissance -0 W / +5 W pour STC

Coefficients de température

Coefficient de température I _{sc}	α	[%/K]	+0,033
Coefficient de température V _{oc}	β	[%/K]	-0,234
Coefficient de température P _{max}	γ	[%/K]	-0,259
Nominal Module Operating Temperature	NMOT³	[°C]	44±2

Les coefficients de température indiqués sont des valeurs linéaires.

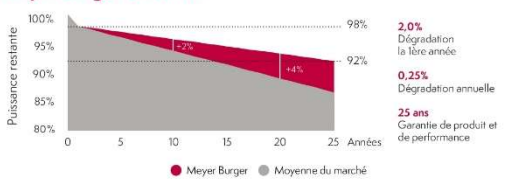
Courbes I-V pour différentes irradiances



Propriétés pour la conception du système

Tension maximale du système	[V]	1000
Courant inverse maximale admissible [OCPR]	[A]	20
Charge d'essai max. +/- (facteur de sécurité de 1,5 inclus)	[Pa]	6 000/4 000
Charge de conception maximale +/-	[Pa]	4 000/2 666
Classe de protection		II
Classement au feu selon la norme [EN 13501-1 / EN 13501-5]		E/B _{sco} [H]
Température de fonctionnement	[°C]	-40 à +85

Meyer Burger Garantie



Certifications

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, PID [IEC 62804], Résistance au brouillard salin [IEC 61701]
Certifications enregistrées: résistance à l'ammoniaque [IEC 62716],
poussière et sable [IEC 60068]

Procédure de test selon la norme IEC

Standard du marché	1. IEC
Tests effectués par Meyer Burger	3. IEC

¹ Mesure selon IEC 60904-3, tolérance de mesure: ±1 %
² STC : ensoleillement de 1 000 W/m², température du module 25 °C, spectre de AM1,5G
³ NMOT: température de fonctionnement nominale du panneau, avec ensoleillement de 800 W/m², spectre de AM1,5G, température ambiante 20 °C

Avis : toutes les données et spécifications sont préliminaires et peuvent être modifiées sans préavis. [Rendez-vous sur **meyerburger.com**](#)



WEEE Reg.-Nr. DE1870227

Version Version 03_2023_V5_6



KameleonSolar

Made in The Netherlands



Product ID: KS11190001

S.N.: 240201-HESSO-T5-01

Maximum Power: (Pmp)	184.1 W _{+5%}
Open circuit voltage: (Voc)	40.25 V ₋₋₋
Short circuit current: (Isc)	6.44 A
Voltage at maximum power: (Vmp)	36.57 V ₋₋₋
Current at maximum power: (Imp)	5.03 A
Max System Voltage	1000 V ₋₋₋
Application Class	A

Power measured under standard test conditions (STC)
Irradiation 1000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25° C




Warning: electric hazard
This unit produces electricity when exposed to light
Do not disconnect under load.

Tested according to
IEC 61215 and IEC 61730



Annexe 5 : Data sheet du panneau PV avec motif du glacier d'Aletsch



KameleonSolar
Made in The Netherlands



Product ID: KS11190001
S.N.: 240201-HESSO-T5-02

Maximum Power: (Pmp)	176.1 W $\pm 5\%$
Open circuit voltage: (Voc)	40.23 V ---
Short circuit current: (Isc)	5.69 A
Voltage at maximum power: (Vmp)	35.99 V ---
Current at maximum power: (Imp)	4.89 A
Max System Voltage	1000 V ---
Application Class	A

Power measured under standard test conditions (STC)
Irradiation 1000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25° C

Tested according to
IEC 61215 and IEC 61730

CE

 **Warning: electric hazard**
This unit produces electricity when exposed to light
Do not disconnect under load.



Annexe 6 : Data sheet du panneau PV avec motif du mont Cervin

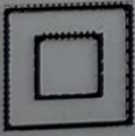

KameleonSolar
Made in The Netherlands



Product ID: KS11190001
S.N.: 240201-HESSO-T2-01

Maximum Power: (Pmp)	207.1 W _{+5%}
Open circuit voltage: (Voc)	40.18 V ₋₋₋
Short circuit current: (Isc)	6.36 A
Voltage at maximum power: (Vmp)	34.77 V ₋₋₋
Current at maximum power: (Imp)	5.96 A
Max System Voltage	1000 V ₋₋₋
Application Class	A

Power measured under standard test conditions (STC)
Irradiation 1000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25° C

Warning: electric hazard
This unit produces electricity when exposed to light
Do not disconnect under load.

Tested according to
IEC 61215 and IEC 61730



Annexe 7 : Data sheet du panneau PV avec motif du drapeau valaisan



KameleonSolar
Made in The Netherlands



Product ID: KS11190001
S.N.: 240201-HESSO-T3-02

Maximum Power: (Pmp)	204.5 W $\pm 5\%$
Open circuit voltage: (Voc)	40.22 V ---
Short circuit current: (Isc)	6.26 A
Voltage at maximum power: (Vmp)	34.58 V ---
Current at maximum power: (Imp)	5.91 A
Max System Voltage	1000 V ---
Application Class	A

Power measured under standard test conditions (STC)
Irradiation 1000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25° C

CE

Warning: electric hazard
This unit produces electricity when exposed to light
Do not disconnect under load.

Tested according to
IEC 61215 and IEC 61730



Annexe 8 : Data sheet du panneau PV avec motif du logo de la HES-SO


KameleonSolar
Made in The Netherlands



Product ID: KS11190001
S.N.: 240201-HESSO-T4-02

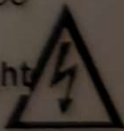
Maximum Power: (Pmp)	198.8 W _{+5%}
Open circuit voltage: (Voc)	40.20 V ₋₋₋
Short circuit current: (Isc)	6.38 A
Voltage at maximum power: (Vmp)	34.71 V ₋₋₋
Current at maximum power: (Imp)	5.73 A
Max System Voltage	1000 V ₋₋₋
Application Class	A

Power measured under standard test conditions (STC)
Irradiation 1000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25° C



Warning: electric hazard
This unit produces electricity when exposed to light.
Do not disconnect under load.

Tested according to
IEC 61215 and IEC 61730



Annexe 9 : Data sheet du panneau PV avec motif du logo de OIKEN

PREMIUM

BISOL Spectrum

Modules PV monocristallins avec verre coloré

Conçu et fabriqué en UE

Doublement isolé

Surimposition ou intégration au bâti

Sans PID

Pré tri des modules pour un investissement plus rentable

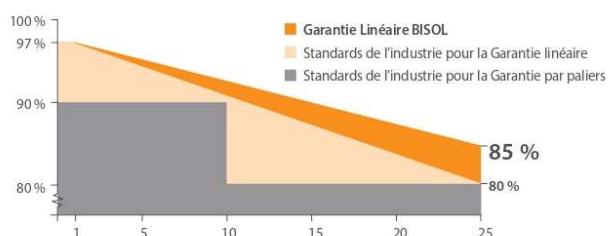
Dégradation extrêmement faible

Couleur parfaitement compatible avec celle de votre toit

Disponible en plusieurs couleurs

Excellente performance sous faibles irradiances

Garanties :



25 Garantie Linéaire
85 % de puissance de sortie après 25 ans

15 Garantie sur les produits
15 ans

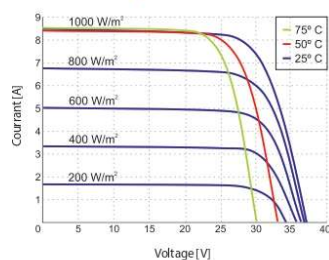
En respect avec :



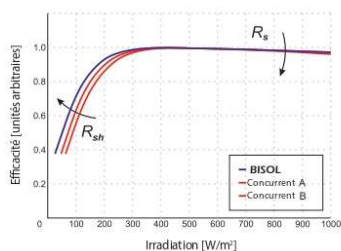
Certificats disponibles sur demande. Des coûts additionnels peuvent s'appliquer.

Annexe 10 : Page recto de la data sheet des panneaux PV colorés

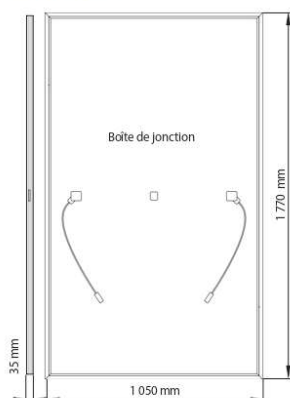
Courbe I-V sous diverses irradiances et diverses températures de la cellule



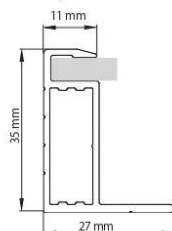
Efficacité effective



Dimensions

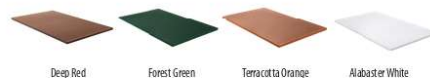


Vue en coupe du cadre



Solar company!

Caractéristiques électriques sous les conditions STC (AM 1,5, 1 000 W/m², 25°C) :



Référence module	BDO	320	300	280	220
Puissance nominale	P_{MPP} [W]	320	300	280	220
Courant de court-circuit	I_{CC} [A]	9,55	9,30	8,30	6,55
Tension en circuit ouvert	U_{CO} [V]	41,5	41,1	43,2	40,9
Courant au point de puissance maximale	I_{MPP} [A]	9,10	8,70	7,55	6,20
Tension au point de puissance maximale	U_{MPP} [V]	35,2	34,5	37,1	35,5
Tolérance de puissance en sortie		$\pm 3\%$			
Courant inverse maximum		20 A			
Classe de protection		Classe II			

Rendement sous irradiation à 200 W/m² représente 99,3 % ou plus des résultats délivrés sous conditions STC. Les tolérances pour V_{OC} & I_{SC} sont de 3%.

Caractéristiques électriques sous NOCT (AM 1,5, 800W/m², 20 °C, vent 1m/s; température de la cellule 44 °C) :

Référence module	BDO	320	300	280	220
Puissance nominale	P_{MPP} [W]	239	224	209	164
Courant de court-circuit	I_{CC} [A]	7,73	7,52	6,72	5,30
Tension en circuit ouvert	U_{CO} [V]	39,4	39,0	41,0	38,8
Courant au point de puissance maximale	I_{MPP} [A]	7,36	7,04	6,11	5,02
Tension au point de puissance maximale	U_{MPP} [V]	32,5	31,8	34,2	32,8

Tolérance de mesure de puissance : $\pm 3\%$.

Caractéristiques thermiques :

Coefficient de température du courant	α	+ 0,06 %/C
Coefficient de température du voltage	β	- 0,27 %/C
Coefficient de température d'énergie	γ	- 0,35 %/C
NOCT		44 $\pm$ 2 °C
Températures d'utilisation		- 40 °C à + 85 °C

Caractéristiques mécaniques :

Longueur x largeur x épaisseur	1 770 x 1 050 x 35 mm
Poids	20,5 kg
Cellules solaires	120 demi-cellules monocristallines en série / 166 mm x 166 mm
Boîte de jonction / Connecteurs / IP	Trois diodes by-pass / Compatible MC4 / IP68
Longueur des câbles	Par défaut : 1 200 mm Sur demande (pour installation en portait) : 300 mm
Cadre	Cadre standard (aluminium anodisé avec trous drainants et coins ancrés solidement)
Couleur du fond arrière	Noir (fond arrière)
Verre	Verre 3,2 mm avec traitement anti-reflet / trempé / grande transparence / faible teneur en fer
Charge d'essai certifiée (neige / vent)	5 400 Pa / 2 400 Pa
Résistance à l'impact	Grêlon / Φ 25 mm / 83 km/h

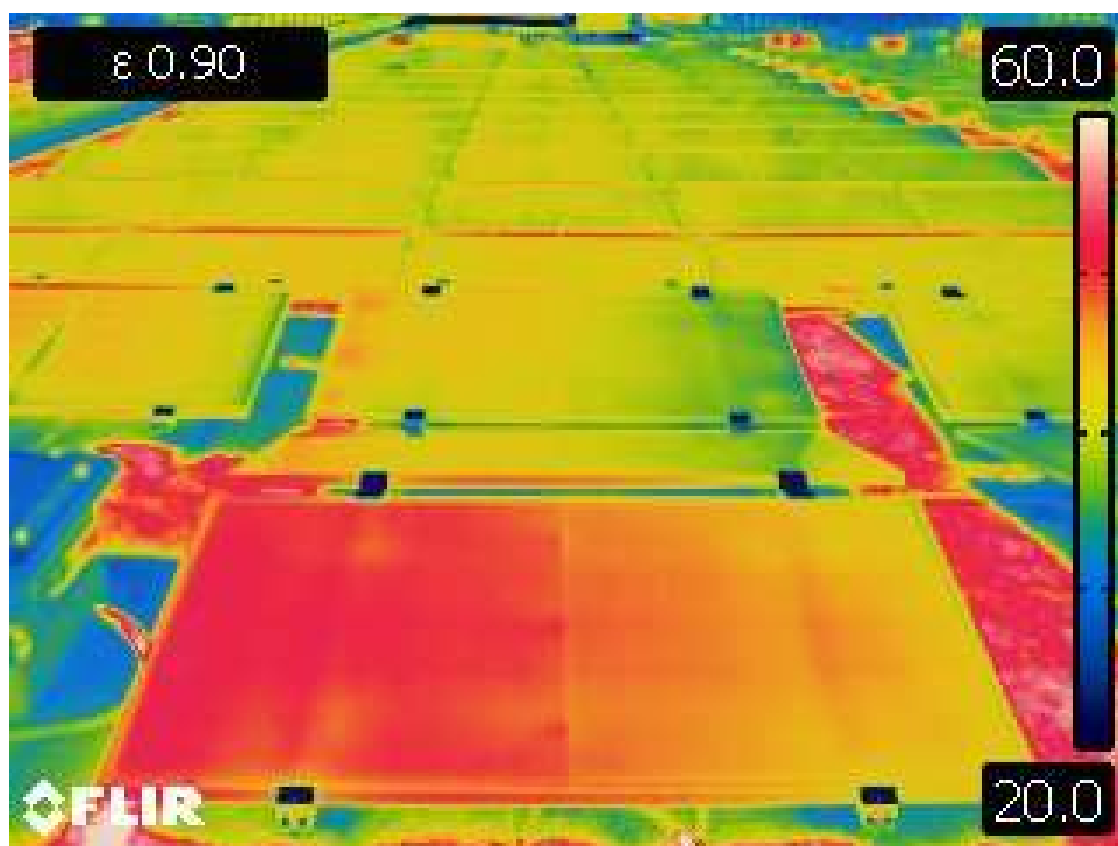
Tolérance des valeurs $\pm 5\%$. Toutes les caractéristiques produits non spécifiées demeurent à la discrétion de BISOL Production.

Information packaging :

Modules par palette	Dimension du packaging : longueur, largeur, hauteur	Gerbable	Poids du packaging	Nombre total de palette / chargement
30	181 x 109 x 128 cm	3 palettes	653 kg	28

www.bisol.fr

Les termes et conditions générales s'appliquent additionally à ce document. Merci de vous référer aux « Certificat et Limites de Garantie » et aux « Conditions générales de vente ».
© BISOL Production Ltd. Février 2022. Tous droits réservés. Toutes les informations présentées dans ce document peuvent être soumises à des changements sans préavis et pour servir dans un but strictement informatif.



Annexe 12 : Photographie thermique des panneaux PV colorés Deep Red, en première ligne, et Terracotta Orange, sur la ligne du fond



Annexe 13 : Photographie thermique des panneaux PV colorés Alabaster White, en première ligne, et Forest Green, sur la ligne du fond



SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-345-COM

Helix™ Compatible Modules

Factory-installed flanges enable tool-free panel installation, decreasing installation time and minimizing business disruption.¹

More than 21% Efficiency

Captures more sunlight and generates more power than conventional panels.²

Maximum Performance

Designed to perform in demanding real-world conditions of high temperatures, partial shade from overhead wires, and low light.^{2,3,5}

Commercial Grade

Intended for commercial sites where maximum energy production is critical.



Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better
Engineered for performance, designed for reliability.

Engineered for Peace of Mind

Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{4,5}

Designed for Reliability

The SunPower® Maxeon® Solar Cell is built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.⁴

Same excellent durability as E-Series panels.

#1 Rank in Fraunhofer durability test.¹⁰

100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive durability test.¹¹

High Performance & Excellent Reliability



SPR-X21-345-COM



Helix-compatible
module available

Highest Efficiency⁶

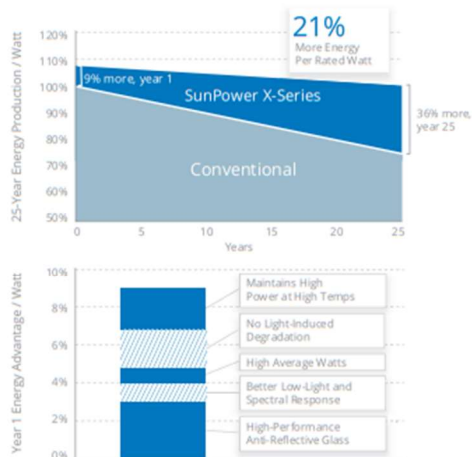
Generate more energy per square foot

X-Series commercial panels convert more sunlight to electricity by producing 38% more power per panel² and 70% more energy per square foot over 25 years.^{2,3,4}

Highest Energy Production⁷

Produce more energy per rated watt

More energy to power your operations. High year-one performance delivers 8-10% more energy per rated watt.³ This advantage increases over time, producing 21% more energy over the first 25 years to meet your needs.⁴



Datasheet

SUNPOWER®

Annexe 14 : Page recto de la datasheet du panneau Sunpower SPR-X21-345



SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-345-COM

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years,
-0.4%/yr. to year 25⁸



Combined Power and Product defect 25-year coverage
that includes panel replacement costs⁹

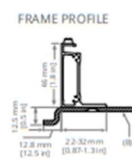
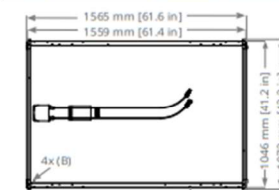
Electrical Data		
	SPR-X21-345-COM	SPR-X20-327-COM
Nominal Power (P _{nom}) ¹²	345 W	327 W
Power Tolerance	+5/-3%	+5/-3%
Avg. Panel Efficiency ¹³	21.5%	20.3%
Rated Voltage (V _{mpp})	57.3 V	57.3 V
Rated Current (I _{mpp})	6.02 A	5.71 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	68.2 V	67.6 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.39 A	6.07 A
Max. System Voltage	1000 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.30% / °C	
Voltage Temp Coef.	-167.4 mV / °C	
Current Temp Coef.	3.5 mA / °C	

REFERENCES:

- Helix compatible modules may not be compatible with other racking systems.
- All comparisons are SPR-X21-345 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
- Typically 8-10% more energy per watt. BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
- SunPower 0.29%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Campau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013. Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Highest of over 3,200 silicon solar panels. Photon Module Survey, Feb 2014.
- 1% more energy than E-Series panels, 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies). Photon International, Feb 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers. SunPower Warranty Review, May 2015.
- Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
- X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014. Ferrara, C. et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 2". Photovoltaics International, 2014.
- Compared with the non-stress-tested control panel. X-Series same as E-Series, tested in Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: S0M5 current, LACCS FF and Voltage.
- Based on average of measured power values during production.
- Type 2 fire rating per UL 1703:2013, Class C fire rating per UL 1703:2002.
- See salesperson for details.

Tests And Certifications	
Standard Tests ¹⁴	UL 1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver (eligible for LEED points) ¹⁵
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ¹⁰
Available Listings	UL, TUV, JET, CSA, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class B
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	Wind: 50 psf, 2400 Pa, 244 kg/m ² front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa, 550 kg/m ² front
Frame	Class 2 silver anodized; stacking pins



(A) Stacking Pins
(B) Optional Helix-compatible flanges

Please read the safety and installation guide.
Flanges installed on Helix-compatible modules only.
Flanges are not removable and may not be compatible with non-Helix-branded racking.

See www.sunpower.com/facts for more reference information.
For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets.

Document # 505815 Rev A/LTR_US

©May 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, HELIX, and MAXEON are trademarks or registered trademarks of SunPower in the US and other countries. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®

Annexe 15 : Page verso de la datasheet du panneau Sunpower SPR-X21-345

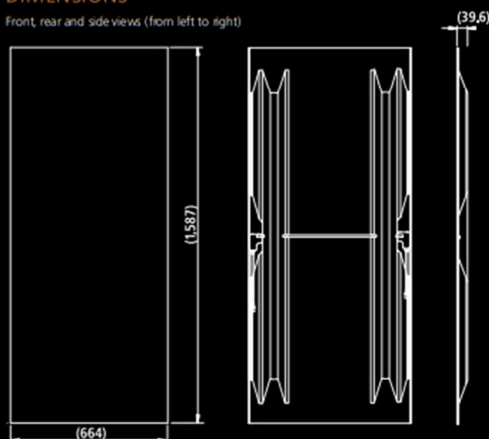
PowerMax[®] SMART

The intelligent rail line.

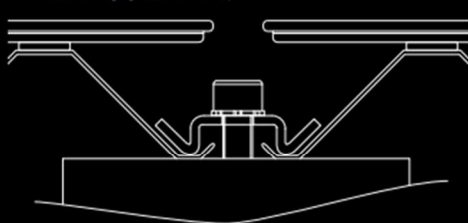


DIMENSIONS

Front, rear and side views (from left to right)



Cross section through glass, rail and damp



Dimensions in mm

Your stamp



- Qualified, IEC 61646
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic inspection
- Salt mist corrosion proofed



Certification per IEC 61646, IEC 61730, UL 1703, MCS and Ammonia Test pending.

MECHANICAL SPECIFICATIONS

PowerMax [®] SMART	Value
External dimensions	1587 x 664 mm ²
Thickness	39.6 mm
Weight	16 kg
Junction box protection class	IP65
Dimensions of the junction boxes	70 x 64 x 13 mm ³
Cable lengths (⊖ plug ⊕ socket)	170 300 mm
Cable cross section	2.5 mm ²
Connector type	LC4

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Data measured under standard test conditions (STC)*:

PowerMax [®] SMART	110	115	120	125	130	135
Nominal power P_{nom}	110 W	115 W	120 W	125 W	130 W	135 W
Tolerance of nominal power ΔP_{nom}	-0/+5 %	-0/+5 %	-0/+5 %	-0/+4 %	-0/+4 %	-0/+4 %
Module efficiency η **	10.4 %	10.9 %	11.4 %	11.9 %	12.3 %	12.8 %
Aperture efficiency η	11.5 %	12.1 %	12.6 %	13.1 %	13.6 %	14.2 %
Open-circuit voltage V_{oc}	56.6 V	57.5 V	58.5 V	59.5 V	60.5 V	61.5 V
Short-circuit current I_{sc}	3.10 A	3.10 A	3.11 A	3.12 A	3.13 A	3.14 A
Voltage at mpp V_{mpp}	41.4 V	42.7 V	43.9 V	45.1 V	46.3 V	47.4 V
Current at mpp I_{mpp}	2.65 A	2.69 A	2.73 A	2.77 A	2.81 A	2.84 A
Limiting reverse current I_r	5.0 A	5.0 A	5.0 A	5.0 A	5.0 A	5.0 A
Max. system voltage V_{sys} (IEC)	1,000 V	1,000 V	1,000 V	1,000 V	1,000 V	1,000 V
Max. system voltage V_{sys} (UL)	600 V	600 V	600 V	600 V	600 V	600 V

* Insolation intensity 1,000 W/m² in the plane of the module, module temperature 25 °C and a spectral distribution of the sunlight according to the atmospheric mass (AM) 1.5.

Data measured at nominal operating cell temperature (NOCT)* and AM 1.5:

PowerMax [®] SMART	110	115	120	125	130	135
NOCT	40.0 °C	40.0 °C	40.0 °C	40.0 °C	40.0 °C	40.0 °C
Nominal power P_{nom}	82.0 W	85.8 W	89.5 W	93.2 W	96.9 W	100.7 W
Open-circuit voltage V_{oc}	53.0 V	53.9 V	54.8 V	55.8 V	56.8 V	57.8 V
Short-circuit current I_{sc}	2.48 A	2.48 A	2.48 A	2.48 A	2.48 A	2.48 A
Voltage at mpp V_{mpp}	38.5 V	39.8 V	41.0 V	42.1 V	43.3 V	44.4 V

* Module operating temperature at 800 W/m² insolation intensity in the plane of the module, air temperature 20 °C, wind speed 1 m/s and open-circuit condition.

Temperature coefficients:

PowerMax [®] SMART	Value
Temperature coefficient P_{nom}	-0.39 %/°C
Temperature coefficient V_{oc}	-170 mV/°C
Temperature coefficient I_{sc}	0.1 mA/°C
Temperature coefficient V_{mpp}	-140 mV/°C

Data measured at low light intensity:

The relative reduction in the module efficiency at a light intensity of 200 W/m² relative to 1,000 W/m² at 25 °C module temperature and spectrum AM 1.5 is 6 %.
At 500 W/m² the relative improvement in module efficiency is +1 %.

For more information about handling, installation and operation of PowerMax[®] modules, refer to the installation, operating and safety manual for AVANCIS PowerMax[®] photovoltaic modules.

As a result of ongoing research and product improvements, the specifications in this product data sheet are subject to changes without prior publication. This data sheet is not allowed to be used for deriving any rights, and AVANCIS does not accept any liability with regard to and resulting from the use of information contained herein. Installation equipment is not supplied with the product.

AVANCIS GmbH & Co. KG,
Solarstrasse 3, 04860 Torgau, Germany
Tel.: +49 (0) 3421 7388-0 Fax: +49 (0) 3421 7388-111
E-Mail: info@avancis.de Web: www.avancis.de



Meyer Burger Black

Type de produit : MB_B120AyB_XXX

375 – 395 Wp

Pour un rendement maximal combiné à une esthétique exceptionnelle : Module photovoltaïque haute performance avec cellules à hétérojonction et SmartWire Connection Technology (SWCT®).



Made in Germany. Designed in Switzerland.

Production et développement conformes aux normes de qualité les plus strictes.



Rentabilité maximale

Meilleur rendement énergétique à surface équivalente même par temps nuageux ou très chaud.



Durée de vie exceptionnelle

Stabilité accrue des cellules et résistance aux micros fissures grâce au système d'interconnexion breveté SmartWire.



Développement durable

Création de valeur ajoutée régionale, abandon du plomb et production avec 100 % d'énergie renouvelable.



Fiabilité garantie

Rendements assurés par une garantie de 25 ans sur le produit et les performances.



Esthétique soignée

Design suisse, discret qui s'adapte à tous les types de toitures et les architectures exigeantes.



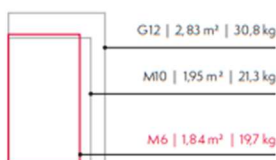
Extrêmement pratique

Manipulation facilitée en toiture, flexibilité maximale pour les calepinages et performance maximale du système grâce à son format compact.



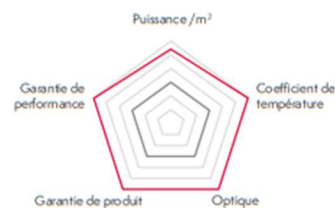
Format pratique :

Facile à utiliser pour des installations plus simples et plus rapides.



* Comparaison des formats

○ Meyer Burger
○ Moyenne du marché



Annexe 17 : Page recto de la data sheet du panneau PV Meyer Burger Black 380W



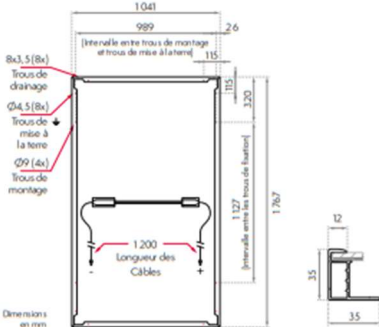
MEYER BURGER



Installation
résidentielle
sur toiture.

Données mécaniques

Dimensions [mm]	1 767 x 1 041 x 35
Poids [kg]	19,7
Face avant	Vitre solaire trempé thermiquement, 3,2 mm, avec revêtement antireflet
Face arrière	Backsheet noir imperméable
Cadre	Aluminium anodisé noir
Type de cellule solaire	120 demi-cellules, mono n-Si, HJT avec SWCT®
Boîtes de jonction	3 diodes, IP68 selon IEC 62790
Câble	Câble PV de 4 mm², 1,2 m de long selon EN 50618
Fiche	1: MC4; 2: MC4-Evo2; 3: UKT Energy PV-CO02; 4: TE Connectivity PV4-S1 selon IEC 62852, IP68 après le branchement



Emballage



1 780
mm



1 050
mm



1 300
mm



650
kg



30
modules



max.
2 palettes



28
palettes



26
palettes

Livraison par conteneur ou par camion. Pour le fret par camion, 0,76 mètre de chargement par palette 2 palettes gerables.

Données électriques¹

Type de produit : MB_B120AyB_XXX²

Catégorie de puissance	Rendement	Puissance³		Courant de court-circuit		Tension à vide		Courant		Tension	
	η [%]	P _{max} [W]	STC	I _{sc} [A]	STC	V _{oc} [V]	STC	I _{mp} [A]	STC	V _{mp} [V]	STC
	STC²	NMOT³		NMOT		NMOT		NMOT		NMOT	
375	20,4	283	375	8,5	10,6	42,2	44,4	7,9	9,9	35,7	37,8
380	20,7	287	380	8,5	10,6	42,2	44,5	8,0	10,0	36,1	38,2
385	20,9	291	385	8,5	10,6	42,3	44,6	8,0	10,0	36,4	38,5
390	21,2	294	390	8,5	10,6	42,4	44,6	8,0	10,1	36,7	38,9
395	21,5	298	395	8,5	10,6	42,4	44,7	8,1	10,1	37,0	39,2

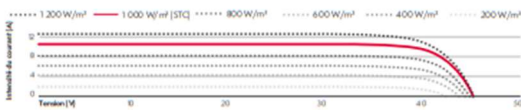
¹ XXX = Catégorie de puissance; y = Type de fiche | ² ³ Tolérance de puissance -0 W / +5 W pour STC

Coefficients de température

Coefficient de température I _{sc}	α	[%/K]	+0,033
Coefficient de température V _{oc}	β	[%/K]	-0,234
Coefficient de température P _{max}	γ	[%/K]	-0,259
Nominal Module Operating Temperature	NMOT³	[°C]	44±2

Les coefficients de température indiqués sont des valeurs linéaires.

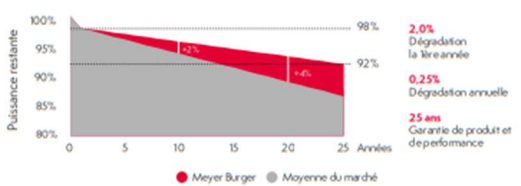
Courbes I-V pour différentes irradiances



Propriétés pour la conception du système

Tension maximale du système	[V]	1 000
Courant inverse maximale admissible (OCPR)	[A]	20
Charge d'essai max. +/- (facteur de sécurité de 1,5 inclus)	[Pa]	6 000/4 000
Charge de conception maximale +/-	[Pa]	4 000/2 666
Classe de protection		II
Classement au feu selon la norme (EN 13501-1 / EN 13501-5)		E/B _{s1,0} /h1
Température de fonctionnement	[°C]	-40 à +85

Meyer Burger Garantie



Certifications

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, PID (IEC 62804), Résistance au brouillard salin (IEC 61701)
Certifications enregistrées: résistance à l'ammoniaque (IEC 62716),
poussière et sable (IEC 60068)

Procédure de test selon la norme IEC

Standard du marché

1. IEC

Tests effectués par Meyer Burger

3. IEC

¹ Mesure selon IEC 60904-3, tolérance de mesure: ±3 %
² STC: ensoleillement de 1000 W/m², température du module 25 °C, spectre de AM1,5G
³ NMOT: température de fonctionnement nominale du panneau, avec ensoleillement de 800 W/m², spectre de AM1,5G, température ambiante 25 °C

Avis: toutes les données et spécifications sont préliminaires et peuvent être modifiées sans préavis. **Rendez-vous sur meyerburger.com**



Made in Germany.
Designed in Switzerland.



Lead-free

WEEE-Reg.-Nr. DE 8870271

Version: Version GL_2024_08_01

SOLARIS™ SUPER4 Heritage

FREESUNS
SOLAR ROOFS

Spécifications techniques de la tuile solaire **SOLARIS™ SUPER4 Heritage (4 cellules)**

La gamme SOLARIS™ de la société Freesuns rassemble un ensemble de tuiles solaires photovoltaïques (PV) monobloc entièrement intégrées qui s'installent sur n'importe quelle structure de bâtiment (toitures/couvertures et murs). L'énergie solaire est générée par les cellules solaires photovoltaïques de dernière génération intégrées dans la tuile solaire.

Les tuiles SOLARIS™ sont notamment dimensionnées pour être un remplacement direct pour les tuiles existantes en fibre de ciment Eternit sans avoir à changer le lattage de bois existants.

La conception brevetée de la tuile solaire SOLARIS™ est unique en ce qu'elle intègre un circuit de sécurité électrique pour chaque tuile individuelle, ce qui donne un niveau sans précédent de sécurité anti-feu pour les toits et les murs solaires. La tuile solaire SOLARIS est livrée avec toutes les boîtes de jonction étanches, câblage et connecteurs.



La conception des tuiles de la gamme SOLARIS™ de la société Freesuns permet le pourcentage le plus élevé de couverture de cellules solaires sur tous les types de toit. Un autre aspect unique de la conception intégrée des tuiles solaires SOLARIS™ est la résistance du verre trempé double stratification résultant en une tuile ultra-résistante, procurant une durée de vie 3 à 4 fois plus importante que les tuiles traditionnelles.

La gamme complète des tuiles solaires SOLARIS™ permet de couvrir 100% de surface de toit, même en cas de toit à forme complexe.



SOLARIS™ SUPER4 Heritage

FREESUNS
SOLAR ROOFS

Spécifications physiques

Largeur	700 mm
Hauteur	460 mm
Epaisseur	7 mm
Angle de pose minimum	10°
Angle de pose maximum	90 °
Tuiles par mètre carré	8.05
% de couverture de toit possible en PV	100%
Puissance par m2 (Wc)	154 Wc
Poids à l'unité	4.6 kg
Poids au m2	37.03 kg/m2
Dimension du lattage	27mm x 60mm
Crochet de pose acier inox	3mm x 130mm
Résistance aux chocs / grêle	70 mm à 30.5 m / s

Spécifications électriques

Puissance (Wc) par tuile	19.2 Wc
Tolérance de puissance	+/- 5%
Voltage à Pmax	1.87 V
Courant à Pmax	9.85 A
Voltage circuit ouvert	2.15V
Courant de court-circuit	10.80A
Technologies cellules PV	Mono-Si 5BB
Rendement cellules PV	>18%
Diode de sécurité par tuile	12 A
Coefficient Température à Pmax	-0.37%/degré > 25°C +0.37%/degré < 25°C
Connecteurs	MC4 type IP65
Câbles	400mm / 4mm2 double isolation Class 1 : de -40°C à +85°C

Apparence

Couleur grise
Matte
Verre trempé

Installation compatible avec

Ardoise de toiture «Eternit»
Prefa
Ardoise naturelle
Ardoise SVK

Garantie

10 ans sur les tuiles
Puissance garantie minimum
· 90% après 10 ans
· 80% après 20 ans

Freesuns Sàrl
Chemin de la Séverire 6
1114 Colombier Vaud
Suisse

www.freesuns.com

Contact :
info@freesuns.com

SOLARIS™ SUPER4 Heritage

Références

Rossinière VD



Vessy GE



Lutry VD



Grimentz VS





Meyer Burger Glass

Type de produit : MB_TG120ByB_XXX

370 – 390 Wp

Pour une solidité maximale et l'exploitation du potentiel énergétique solaire par les deux faces du module : Module photovoltaïque bifacial haute performance avec cellules à hétérojonction et SmartWire Connection Technology (SWCT®).



Made in Germany. Designed in Switzerland.

Production et développement conformes aux normes de qualité les plus strictes.



Rentabilité maximale

Meilleur rendement énergétique à surface équivalente même par temps nuageux ou très chaud.



Durée de vie exceptionnelle

Stabilité accrue des cellules et résistance aux micros fissures grâce au système d'interconnexion breveté SmartWire.



Développement durable

Création de valeur ajoutée régionale, abandon du plomb, certification PFAS et production avec 100 % d'énergie renouvelable.



Fiabilité garantie

Rendements assurés par une garantie de 30 ans sur le produit et les performances.



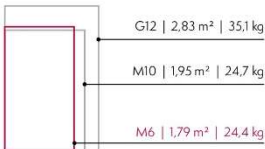
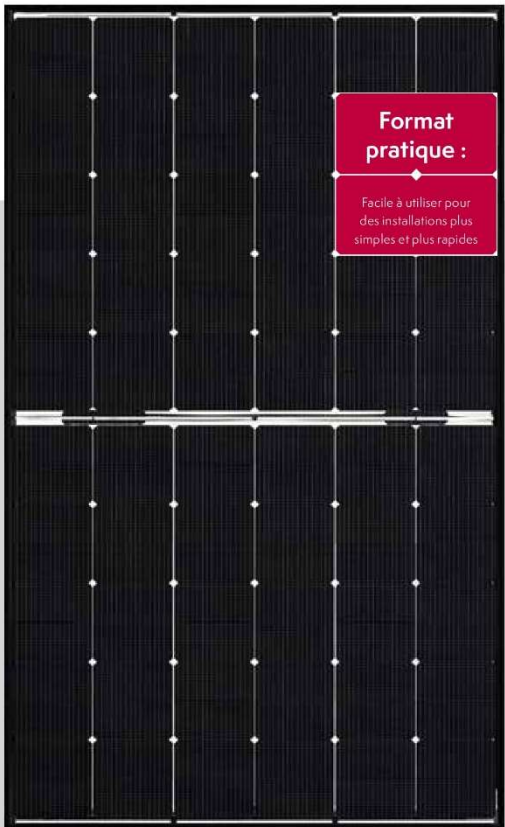
Esthétique soignée

Design suisse, discret qui s'adapte à tous les types de toitures et les architectures exigeantes.



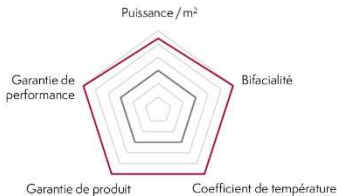
Extrêmement pratique

Manipulation facilitée en toiture, flexibilité maximale pour les calepinages et performance maximale du système grâce à son format compact.



↳ Comparaison des formats

○ Meyer Burger
○ Moyenne du marché



Annexe 22 : Page recto de la data sheet du panneau PV Meyer Burger Glass 375W



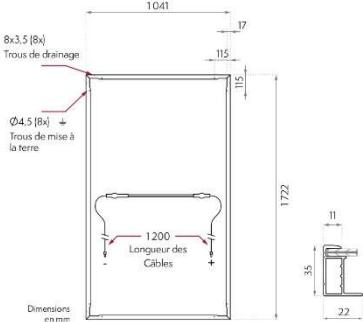
Installation
résidentielle
sur toiture.



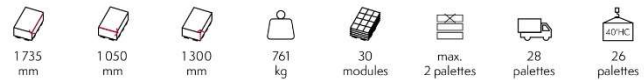
Installation
commerciale
sur toiture.

Données mécaniques

Dimensions [mm]	1 722 x 1 041 x 35
Poids [kg]	24,4
Face avant	Verre solaire trempé thermiquement, 2,0 mm, avec revêtement antireflet
Face arrière	Verre solaire, 2,0 mm
Cadre	Aluminium anodisé noir
Type de cellule solaire	120 demi-cellules, mono n-Si, HJT avec SWCT® technologie de cellules bifaciales
Boîtes de jonction	3 diodes, IP68 selon IEC 62790
Câble	Câble PV de 4 mm², 1,2 m de long selon EN 50618
Fiche	1: n.a.; 2: MC4-Evo2; 3: UKT Energy PV-CO02; 4: TE Connectivity PV4-S1 selon IEC 62852, IP68 après le branchement



Emballage



Livraison par conteneur ou par camion. Pour le fret par camion, 0,76 mètre de chargement par palette 2 palettes gerables.

Données électriques¹

Type de produit : MB_TG120ByB_XXX²

Catégorie de puissance	Rendement		Puissance		Courant de court-circuit				Tension à vide		Courant		Tension				
	η [%]		P_{max} [W]			I_{sc} [A]			V_{oc} [V]			I_{mp} [A]		V_{mp} [V]			
	STC ¹	NMOT ³	STC	Bif135 [BNPI] ⁴	Bif300 [BSI] ⁴	NMOT	STC	Bif135 [BNPI]	Bif300 [BSI]	NMOT	STC	Bif135 [BNPI]	Bif300 [BSI]	NMOT	STC	NMOT	STC
370	20,6	280	370	414	461	8,3	10,3	11,5	12,8	42,2	44,5	44,6	44,7	7,8	9,8	35,8	37,7
375	20,9	283	375	419	466	8,4	10,3	11,6	12,9	42,3	44,6	44,6	44,7	7,8	9,9	36,2	38,0
380	21,2	287	380	424	471	8,4	10,4	11,6	12,9	42,3	44,6	44,7	44,8	7,9	9,9	36,5	38,4
385	21,5	292	385	429	476	8,4	10,4	11,6	12,9	42,4	44,7	44,7	44,8	7,9	10,0	36,9	38,7
390	21,8	295	390	434	481	8,4	10,4	11,6	12,9	42,5	44,8	44,8	44,8	7,9	10,0	37,1	39,1
Facteur de bifacialité [%]			$\varphi_{P_{max}}$ 90 ± 5			$\varphi_{I_{sc}}$ 90,7 ± 5			$\varphi_{V_{oc}}$ 99,7 ± 5								

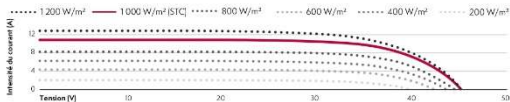
¹ XXX = Catégorie de puissance, γ = Type de fiche | ** Tolérance de puissance -0 W / +5 W pour STC.

Coefficients de température

Coefficient de température I _{sc}	α	[%/K]	+0,033
Coefficient de température V _{oc}	β	[%/K]	-0,234
Coefficient de température P _{max}	γ	[%/K]	-0,259
Nominal Module Operating Temperature	NMOT	[°C]	43±2

Les coefficients de température indiqués sont des valeurs linéaires.

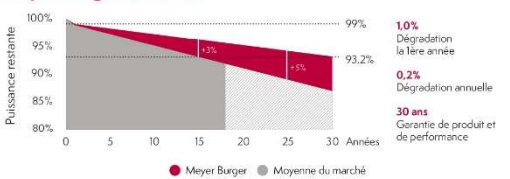
Courbes I-V pour différentes irradiances



Propriétés pour la conception du système

Tension maximale du système	[V]	1 500
Courant inverse maximale admissible [OCPR]	[A]	25
Charge d'essai max. +/- (facteur de sécurité de 1,5 inclus)	[Pa]	6 000/4 000
Charge de conception maximale +/-	[Pa]	4 000/2 666
Classe de protection		II
Classement au feu selon la norme [EN 13501-1 / EN 13501-5]		B/B _{s2,d} (H)
Température de fonctionnement	[°C]	-40 à +85

Meyer Burger Garantie



Certifications

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, PID (IEC 62804), Résistance au brouillard salin (IEC 61701)
Certifications enregistrées: résistance à l'ammoniaque (IEC 62716),
poussière et sable (IEC 60068)

Procédure de test selon la norme IEC

Standard du marché 1. IEC

Tests effectués par Meyer Burger 3. IEC

¹ Mesure selon IEC 60904-3, tolérance de mesure : ±3 %, mesure monofaciale avec face arrière
² STC : ensoleillement de 1000 W/m², température du module 25 °C, spectre de AM1,5G
³ NMOT: température de fonctionnement normale du panneau, avec ensoleillement de 800 W/m², spectre de AM1,5G, température ambiante 20 °C
⁴ Selon IUV 2 PFG 2645/1117, avec ensoleillement en face arrière de 135 W/m²
⁵ Déterminé selon la norme IEC 61215:2021

Avis : toutes les données et spécifications sont préliminaires et peuvent être modifiées sans préavis. [Rendez-vous sur meyerburger.com](https://www.meyerburger.com)

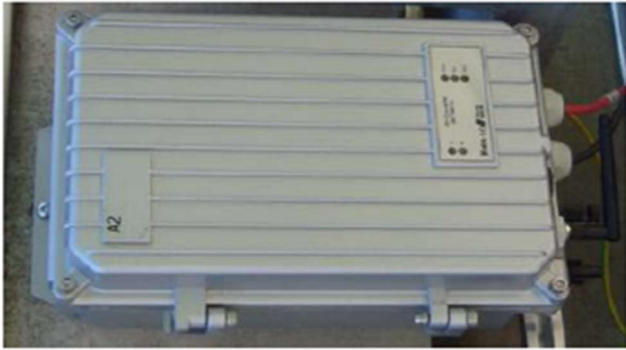
WEEE Reg.-Nr. DE 1817027

Made in Germany.
Designed in Switzerland.



Spécifications DCDC HES

Minimale Eingangsspannung	V_{min}	18V
Maximale Eingangsspannung	V_{max}	42.9V
Nominale Eingangsspannung (MPP)	V_{nom}	31V
Maximale Eingangsleistung	P_{max}	310W
Maximale Eingangsleistung bei minimaler Spannung	P_{maxmin}	160W
Maximale Ausgangsspannung	V_{outmax}	750V
Minimale Ausgangsspannung	V_{outmin}	650V
Nominale Ausgangsspannung	V_{out}	700V
Mpp-Spannung bei 50°C	$V_{mpp_{p50}}$	28.1V
Mpp-Spannung bei -20°C	$V_{mpp_{n20}}$	34.81V



Annexe 24 : Datasheet du convertisseur DC-DC produit par la HES

Spécifications Impérix

Minimum input voltage	V_{min}	20V
Maximum input voltage	V_{max}	70V
PN Maximum continuous power	P_{max}	350W
Nominal output voltage	V_{out}	700V



Annexe 25 : Datasheet du convertisseur DC-DC de chez Impérix