# 21/26-95_V1

Valide du **24 novembre 2026**

au **30 novembre 2029**

Sur le procédé

# MVO-Evolution

**Famille de produit/Procédé :** Procédé photovoltaïque sur ombrière

**Titulaire(s) : Société MECOSUN**

## AVANT-PROPOS

Les avis techniques et les documents techniques d'application, désignés ci-après indifféremment par Avis Techniques, sont destinés à mettre à disposition des acteurs de la construction **des éléments d'appréciation sur l'aptitude à l'emploi des produits ou procédés** dont la constitution ou l'emploi ne relève pas des savoir-faire et pratiques traditionnels.

Le présent document qui en résulte doit être pris comme tel et n'est donc **pas un document de conformité ou à la réglementation ou à un référentiel d'une « marque de qualité »**. Sa validité est décidée indépendamment de celle des pièces justificatives du dossier technique (en particulier les éventuelles attestations réglementaires).

L'Avis Technique est une démarche volontaire du demandeur, qui ne change en rien la répartition des responsabilités des acteurs de la construction. Indépendamment de l'existence ou non de cet Avis Technique, pour chaque ouvrage, les acteurs doivent fournir ou demander, en fonction de leurs rôles, les justificatifs requis.

L'Avis Technique s'adressant à des acteurs réputés connaître les règles de l'art, il n'a pas vocation à contenir d'autres informations que celles relevant du caractère non traditionnel de la technique. Ainsi, pour les aspects du procédé conformes à des règles de l'art reconnues de mise en œuvre ou de dimensionnement, un renvoi à ces règles suffit.

**Groupe Spécialisé n°** 21 - Procédés photovoltaïques

COMMISSION CHARGÉE DE FORMULER LES AVIS TECHNIQUES

Secrétariat : CSTB, 84 avenue Jean Jaurès, FR-77447 Marne la Vallée Cedex 2
Tél. : 01 64 68 82 82 - email : secretariat.at@cstb.fr

www.ccfat.fr

Les Avis Techniques sont publiés par le Secrétariat des Avis Techniques, assuré par le CSTB ; Les versions authentifiées sont disponibles gratuitement sur le site Internet du CSTB (http://www.cstb.fr)

## Versions du document

| Version | Description | Rapporteur | Président |
|---|---|---|---|
| V1 | Nouvel Avis Technique.<br>Le Groupe Spécialisé n° 21 a examiné ce dossier le 8 octobre 2026. | LE BELLAC David | RAFFALLI Franc |

**Descripteur :**

**Procédé photovoltaïque avec gammes de modules en cours de validité dans la grille téléchargeable sur le site de la CCFAT via le lien Batipedia de l'Avis Technique 21/26-95_V1**.

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre sur ombrière, sur charpente métallique, charpentes bois ou sur profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie.

Il est destiné à la réalisation d'installations productrices d'électricité solaire.

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s) muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium, réalisant le couvrement, dont les références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT via le lien Batipedia de l'Avis Technique 21/26-95_V1,
- un système de montage permettant une mise en œuvre sur ombrière des modules photovoltaïques en mode "portrait" uniquement.

Les charges climatiques admissibles sont définies au § 1.1.1.

L'ombrière doit présenter une longueur de rampant maximale et une pente d'ombrière comprise entre des valeurs définies au § 1.1.2.

# Table des matières

1. Avis du Groupe Spécialisé ..... 5
1.1. Domaine d'emploi accepté ..... 5
1.1.1. Zone géographique ..... 5
1.1.2. Ouvrages visés ..... 5
1.2. Appréciation ..... 6
1.2.1. Liminaire ..... 6
1.2.2. Conformité normative des modules ..... 6
1.2.3. Aptitude à l'emploi du procédé ..... 6
1.2.4. Aspects sanitaires ..... 7
1.2.5. Durabilité - Entretien ..... 7
1.2.6. Impact environnemental ..... 7
1.2.7. Fabrication et contrôle ..... 8
1.2.8. Mise en œuvre ..... 8
1.2.9. Modules photovoltaïques ..... 8
1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé ..... 8
2. Dossier Technique ..... 9
2.1. Mode de commercialisation ..... 9
2.1.1. Coordonnées ..... 9
2.1.2. Identification ..... 9
2.1.3. Livraison ..... 9
2.2. Description ..... 9
2.2.1. Principe ..... 9
2.2.2. Modules photovoltaïques ..... 10
2.2.3. Système de montage ..... 11
2.2.4. Autres éléments ..... 13
2.3. Dispositions de conception ..... 13
2.3.1. Généralités ..... 13
2.3.2. Caractéristiques dimensionnelles ..... 15
2.3.3. Caractéristiques électriques ..... 15
2.3.4. Spécifications électriques ..... 15
2.4. Dispositions de mise en œuvre ..... 16
2.4.1. Conditions préalables à la pose ..... 16
2.4.2. Conditions de mise en œuvre aux appuis ..... 16
2.4.3. Compétences des installateurs ..... 16
2.4.4. Sécurité des intervenants ..... 17
2.4.5. Mise en œuvre sur ombrière ..... 17
2.5. Utilisation, entretien et réparation ..... 19
2.5.1. Généralités ..... 19
2.5.2. Maintenance du champ photovoltaïque ..... 19
2.5.3. Maintenance électrique ..... 19
2.5.4. Remplacement d'un module ..... 20
2.6. Traitement en fin de vie ..... 20
2.7. Fabrication et contrôles ..... 20
2.7.1. Modules photovoltaïques ..... 20
2.7.2. Composants de la structure support ..... 20
2.7.3. Éléments definition ..... 21
2.8. Conditionnement, étiquetage, stockage ..... 21

2.8.1. Modules photovoltaïques....21
2.8.2. Ensemble "support" ....21
2.9. Formation....21
2.10. Assistance technique....21
2.11. Mention des justificatifs....22
2.11.1. Résultats expérimentaux ....22
2.11.2. Références chantiers....22
2.12. Annexe du Dossier Technique....23
3. Annexes graphiques ....27

# 1. Avis du Groupe Spécialisé

Le procédé décrit au chapitre 2 « Dossier Technique » ci-après a été examiné par le Groupe Spécialisé qui a conclu favorablement à son aptitude à l'emploi dans les conditions définies ci-après :

## 1.1. Domaine d'emploi accepté

### 1.1.1. Zone géographique

- Utilisation en France métropolitaine sauf en climat de montagne caractérisé par une altitude supérieure à 900 m.
- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés sur des ombrières soumises à des charges climatiques n'excédant pas :
    - des charges de pression résultats des actions de la neige et du vent ELS (selon les règles Eurocode 1 Partie 1.3 (NF EN 1991-1-3) et son annexe nationale) selon les conditions des Tableau 4 et Tableau 5,
    - des charges de dépression résultats de l'action du vent ELS (selon les règles Eurocode 1 Partie 1.4 (NF EN 1991-1-4) et son annexe nationale) selon les conditions des Tableau 4 et Tableau 5.
- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, le Tableau 1 précise les atmosphères extérieures permises.

### 1.1.2. Ouvrages visés

Le procédé s'applique à un ouvrage disposant d'une enveloppe supérieure (ou couvrement) constituée de modules photovoltaïques, ouvert sur ses quatre faces, sans élément de couverture continu en sous-face. L'ombrière photovoltaïque est destinée à la protection vis-à-vis du soleil de biens et de personnes. Elle protège des intempéries sans répondre aux exigences d'étanchéité d'une couverture assurant le couvert d'un bâtiment.

- Mise en œuvre:
    - sur ombrière,
    - sur charpente dont les pannes métalliques disposent des caractéristiques minimales suivantes :
        - épaisseur de l'appui : entre 6 mm et 12 mm : largeur de l'appui : 65 mm minimum,
        - épaisseur de l'appui : 1,5 mm minimum : largeur de l'appui : 50 mm minimum,
    - sur charpente dont les pannes bois disposent des caractéristiques minimales suivantes :
        - largeur de l'appui : 65 mm minimum dans le cas d'un ouvrage en régions de vent 1-II, 2-II, 3-IIIa et 4-IIIb, 50 mm minimum dans les autres cas,
        - hauteur de l'appui : 80 mm minimum,
    - sur profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie disposant des caractéristiques minimales suivantes :
        - largeur de l'appui : 50 mm minimum,
        - épaisseur minimale de 2,5 mm.
    - En cas de mise en œuvre partielle, les éventuels éléments de couverture existants (plaques nervurées acier ou aluminium) doivent être conformes aux prescriptions des DTU et documents concernés : notamment les DTU 40.35 et 40.36 ou 40.37 et notamment le respect des pentes minimums et des longueurs de rampant maximums.
- La structure d'implantation doit présenter :
    - un entraxe entre pannes conforme aux indications des Tableau 4 et Tableau 5,
    - une seule pente, imposée par l'ombrière, comprise entre 8,7 % et 57,7 % (5 ° et 30 °),
    - un ou plusieurs rampants :
        - disposition double pan avec faîtage,
        - disposition en Y ou continue (shed).
- Les modules photovoltaïques doivent être issus des gammes de modules indiquées dans la grille de vérification la plus récente qui est publiée avec cet Avis Technique, et dont le n° doit comporter le n° de version du présent document.
- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
    - en mode portrait uniquement,
    - avec supports (rail RSM) répondant aux caractéristiques du § 2.2.3.2,
    - avec un porte-à-faux des Rails Support Module ne dépassant pas 0,7 m pour MVOH, 0,5 m pour MVOR et 0,3 m pour MVO,
    - avec support de chaque rail RSM sur 3 appuis minimum,
    - avec un entraxe répondant aux caractéristiques des Tableau 4 et Tableau 5,
    - sur le pan complet de l'ombrière ou de l'égout jusqu'au faîtage en liaison à gauche et à droite avec la couverture existante,
    - sur des longueurs de rampants projetées de 26,9 m maximum pour les systèmes MECOSUN MVO et MVOR, et de 13,5 m maximum pour la version MVOH ,
    - sur des longueurs de rampant inférieures au maximum définies dans les DTU et les documents de références concernés lorsque des éléments de couvertures sont associés aux modules photovoltaïques,

## 1.2. Appréciation

### 1.2.1. Liminaire

Le présent Avis ne vise pas la partie courant alternatif de l'installation électrique, ni l'onduleur permettant la transformation du courant continu en courant alternatif.

### 1.2.2. Conformité normative des modules

La conformité des modules photovoltaïques cadrés à la norme NF EN 61215 permet de déterminer leurs caractéristiques électriques et thermiques et de s'assurer de leur aptitude à supporter une exposition prolongée aux climats généraux d'air libre, définis dans la norme CEI 60721-2-1.

### 1.2.3. Aptitude à l'emploi du procédé

#### 1.2.3.1. Fonction génie électrique

##### 1.2.3.1.1. Sécurité électrique du champ photovoltaïque

- Conducteurs électriques
  Le respect des prescriptions définies dans la norme NF C15-100 en vigueur, pour le dimensionnement et la pose, permet de s'assurer de la sécurité et du bon fonctionnement des conducteurs électriques.
  Les boîtes de connexion, les câbles et les connecteurs sont conformes respectivement aux normes IEC 62790, NF EN 50518 ou IEC 62930, et IEC 62852, et peuvent être mis en œuvre jusqu'à une tension en courant continu indiquée dans la grille de vérification des modules, ce qui permet d'assurer une bonne aptitude à l'emploi des câbles électriques de l'installation.
- Protection des personnes contre les chocs électriques
  Les modules photovoltaïques cadrés sont certifiés d'une classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730, jusqu'à une tension maximum de 1 000 à 1 500 V DC (cf. grille de vérification des modules).
  À ce titre, ils sont marqués CE selon la Directive 2014/35/UE (dite « Directive Basse Tension ») du Parlement Européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États Membres concernant la mise à disposition sur le marché du matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension.
  Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs avec système de verrouillage, conformes à la norme IEC 62852 permettant un bon contact électrique entre chacune des polarités et assurant également une protection de l'installateur contre les risques de chocs électriques.
  L'utilisation de rallonges électriques (*pour les connexions éventuelles entre modules, entre séries de modules et vers l'onduleur, ...*) équipées de connecteurs de même fabricant, même type et même marque, permet d'assurer la fiabilité du contact électrique entre les connecteurs.
  La réalisation de l'installation photovoltaïque conformément aux guides UTE C 15-712 en vigueur permet d'assurer la protection des biens et des personnes.
  L'utilisation d'agrafe de type RAYVOLT de la société A RAYMOND réf :220492-5-00 pour un raccordement en peigne des masses métalliques permet d'assurer la continuité de la liaison équipotentielle des masses du champ photovoltaïque lors de la maintenance du procédé.

##### 1.2.3.1.2. Sécurité par rapport aux ombrages partiels

Le phénomène de "point chaud" pouvant conduire à une détérioration du module est évité grâce à l'implantation de diodes bypass sur chacun des modules photovoltaïques.

##### 1.2.3.1.3. Puissance crête des modules utilisés

La grille de vérification des modules recense les puissances crêtes des modules, validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730.

#### 1.2.3.2. Fonction ombrière

##### 1.2.3.2.1. Stabilité

La stabilité du procédé est convenablement assurée sous réserve :

- d'un calcul au cas par cas des charges climatiques appliquées sur l'ombrière, en tenant compte des zones de l'ombrière, pour vérifier que celles-ci n'excèdent pas :
  - les valeurs du Tableau 4 sous charge de neige ELS (selon les règles Eurocode 1 Partie 1.3 (NF EN 1991-1-3) et son annexe nationale),
  - les valeurs du Tableau 5 sous charge de vent ELS (selon les règles Eurocode 1 Partie 1.4 (NF EN 1991-1-4) et son annexe nationale),
- d'une reconnaissance préalable de la charpente support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque,
- que la structure d'implantation présente un espacement entre pannes conforme aux Tableau 4 et Tableau 5,
- d'une mise en œuvre du procédé respectant les dispositions suivantes :
  - support de chaque rail RSM sur 3 appuis minimum,
  - porte-à-faux maximum des RAILS SUPPORT MODULE de 0,7 m pour MVOH, 0,5 m pour MVOR et 0,3 m pour MVO,
  - avec un entraxe entre rails maximum de 1,238 m.

#### 1.2.3.2.2. Sécurité en cas de séisme

Au regard de l'arrêté du 22 octobre 2010 modifié, relatif à la classification et aux règles de construction parasismique applicables aux bâtiments de la classe dite « à risque normal », les applications du procédé sont limitées selon le tableau suivant :

| | | ***Catégorie d'importance du bâtiment*** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | ***I*** | ***II*** | ***III*** | ***IV*** |
| ***Zone de sismicité*** | ***Zone 1*** | ***Installation possible*** | | | |
| | ***Zone 2*** | | | ***2)*** | ***2)*** |
| | ***Zone 3*** | | ***1)*** | ***2)*** | ***2)*** |
| | ***Zone 4*** | | ***1)*** | ***2)*** | ***2)*** |

1) Installation possible pour les bâtiments remplissant les conditions telles que définies au chapitre I " Domaine d'application " du Guide de construction parasismique des maisons individuelles DHUP CPMI-EC8 Zones 3-4, édition 2021.

2) Installation non couverte pas le présent Avis Technique.

L'objectif de continuité de fonctionnement dans le cadre d'ouvrages de catégorie d'importance IV n'est pas visé dans ce paragraphe.

#### 1.2.3.2.3. Étanchéité à l'eau

L'ombrière photovoltaïque est destinée à la protection de biens et de personnes vis-à-vis du soleil. Elle protège des intempéries sans répondre aux exigences d'étanchéité d'une couverture assurant le couvert d'un bâtiment ; des rejaillissements d'eau sont possibles.

La conception globale du procédé, ses conditions de pose prévues par le Dossier Technique répondent à ces exigences.

#### 1.2.3.2.4. Risque de condensation

Les variations thermiques, hygrométriques et climatiques entraînent parfois un risque important de condensation en sous-face du procédé avec chutes de gouttes d'eau.

#### 1.2.3.2.5. Sécurité au feu

Les modules photovoltaïques sont destinés à constituer la face plafond d'une ombrière sous laquelle peuvent circuler des personnes et se trouver des biens. Aucune performance de comportement au feu n'a été déterminée sur ce procédé.

Se reporter à la grille des modules validés avec ce procédé et leur classement vis-à-vis du feu.

#### 1.2.3.2.6. Sécurité des intervenants

La sécurité des intervenants lors de la pose, de l'entretien et de la maintenance est normalement assurée grâce à la mise en place de moyen d'accès à la structure et aux modules photovoltaïques par le dessous de l'ombrière. On rappelle qu'il n'est pas autorisé de prendre appui sur les modules.

Se reporter aux préconisations indiquées dans la fiche pratique de sécurité ED 137 publiée par l'INRS « Pose et maintenance de panneaux solaires thermiques et photovoltaïques ».

Attention, le procédé ne peut en aucun cas servir de point d'ancrage à un système de sécurité (Équipement de Protection Individuel).

#### 1.2.3.2.7. Sécurité des usagers

La sécurité des usagers au bris de glace est assurée grâce à l'utilisation de modules photovoltaïques ayant une performance de résistance au choc selon la norme NF EN 12600, 2B2 a minima.

### 1.2.4. Aspects sanitaires

Le présent Avis est formulé au regard de l'engagement écrit du titulaire de respecter la réglementation, et notamment l'ensemble des obligations réglementaires relatives aux produits pouvant contenir des substances dangereuses, pour leur fabrication, leur intégration dans les ouvrages du domaine d'emploi accepté et l'exploitation de ceux-ci. Le contrôle des informations et déclarations délivrées en application des réglementations en vigueur n'entre pas dans le champ du présent Avis. Le titulaire du présent Avis conserve l'entière responsabilité de ces informations et déclarations.

### 1.2.5. Durabilité - Entretien

La durabilité propre des composants, leur compatibilité, la nature des contrôles effectués tout au long de leur fabrication ainsi que le retour d'expérience permettent de préjuger favorablement de la durabilité du procédé photovoltaïque dans le domaine d'emploi prévu.

Dans les conditions de pose prévues par le domaine d'emploi accepté par l'Avis, en respectant le guide de choix des matériaux (cf. Tableau 1*)* et moyennant un entretien conforme aux indications portées dans la notice de montage et dans le Dossier Technique, la durabilité de ce procédé peut être estimée comme satisfaisante.

### 1.2.6. Impact environnemental

Le traitement en fin de vie peut être assimilé à celui de produits traditionnels.

La grille de vérification associée à cet Avis Technique indique en fonction des gammes de module indiquées si le procédé « MVO, MVOR ou MVOH » associé à chaque gamme de module dispose ou non d'une Déclaration Environnementale (DE) individuelle ou collective vérifiée par tierce partie indépendante.

Sans DE, le titulaire du procédé ne peut revendiquer aucune performance environnementale particulière.

Les données issues des DE ont notamment pour objet de servir au calcul des impacts environnementaux des ouvrages dans lesquels les procédés visés sont susceptibles d'être intégrés.

### 1.2.7. Fabrication et contrôle

Les contrôles internes de fabrication systématiquement effectués dans les usines de fabrication permettent de préjuger favorablement de la constance de qualité de la fabrication du procédé photovoltaïque.

### 1.2.8. Mise en œuvre

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque effectuée par des installateurs agréés (avertis des particularités de pose de ce procédé grâce à une formation obligatoire, disposant de compétences en couverture pour la pose du procédé sur ombrière et de compétences électriques pour la connexion électrique de l'installation photovoltaïque, complétées par une qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques) et systématiquement accompagnés par la société MECOSUN lors de leur premier chantier permet d'assurer une bonne réalisation des installations.

Le mode constructif et les dispositions de mise en œuvre relèvent de techniques classiques de mise en œuvre sur ombrière.

### 1.2.9. Modules photovoltaïques

Au moment de la commande des modules photovoltaïques pour un chantier donné, le Maître d'Œuvre assisté de l'installateur, doivent s'assurer que la gamme de modules correspondante fait partie des gammes de modules présentes dans la grille de vérification de l'Avis Technique utilisé. Le n° de la grille de vérification à utiliser doit comporter le n° de l'Avis Technique.

La grille de vérification à utiliser doit être la version la plus récente se rapportant à cet Avis Technique. La grille porte alors un n° du type 21/Gn/26-95_V1 indiquant qu'il s'agit de la n$^{ème}$ version de la grille. La version Gn la plus récente de la grille de vérification est celle publiée sur le site de la CCFAT.

## 1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé

Les applications de ce procédé en climat de montagne (altitude > 900 m) ne sont pas concernées par le domaine d'emploi accepté par l'Avis.

La spécificité du procédé impose que les installations photovoltaïques soient toujours et obligatoirement reliées à l'égout et au faîtage de la structure. Le procédé ne peut en aucun cas servir de point d'ancrage à un système de sécurité (Équipement de Protection Individuel).

Chaque mise en œuvre requiert :

- une vérification des charges climatiques appliquées sur l'ombrière considérée, en tenant compte des zones de l'ombrière selon la NF EN 1991-1-4/NA (§ 7.3),
- une reconnaissance préalable de la charpente support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque.

Le Groupe Spécialisé souhaite également préciser que les préconisations relatives à l'installation électrique, conformes aux prescriptions actuelles des guides UTE C 15-712 en vigueur, nécessitent d'évoluer parallèlement aux éventuelles mises à jour de ces guides.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que dans l'approche aux états limites (dimensionnement aux Eurocodes), les valeurs de charge admissibles de vent à l'ELS sont obtenues à partir des valeurs de charges admissibles issues du dimensionnement aux NV65 modifiées, en appliquant un coefficient 1,2 (équivalent entre les pressions de vent extrême déterminées selon les NV65 et au sens de l'Eurocode 1991-1-4). L'application des codes de calculs pour la vérification des charges climatiques est décrite dans le § 2.3.1.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que les modules photovoltaïques du procédé sont un élément constitutif de celui-ci. Leur livraison pouvant être assurée directement par le fabricant, il convient de s'assurer de la référence conforme (cf.§ 1.2.9) des modules photovoltaïques livrés afin que le procédé soit couvert par le présent Avis Technique.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que seul le procédé est évalué dans le cadre de cet avis, la structure porteuse et son raccordement au bâti ne sont pas évalués.

Cet Avis Technique est assujetti à une vérification des modules photovoltaïques acceptés pour cet Avis Technique. Les modules photovoltaïques qui peuvent être associés à cet Avis Technique sont listés dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT via le lien Batipedia de l'Avis Technique 21/26-95_V1.

# 2. Dossier Technique

**Issu des éléments fournis par le titulaire et des prescriptions du Groupe Spécialisé acceptées par le titulaire**

## 2.1. Mode de commercialisation

### 2.1.1. Coordonnées

Le procédé est commercialisé par le titulaire.

Titulaire :

MECOSUN

60 allée d'occitanie

FR – 31470 FONSORBES

Tél. : 05.92.14.07.11

E-mail : info@mecosun.fr

Internet : www.mecosun.fr

### 2.1.2. Identification

Les marques commerciales et les références des modules sont inscrites à l'arrière du module reprenant les informations conformément à la norme NF EN 50380 : le nom du module, son numéro de série, ses principales caractéristiques électriques ainsi que le nom et l'adresse du fabricant. Cet étiquetage fait également mention du risque inhérent à la production d'électricité du module dès son exposition à un rayonnement lumineux.

Les autres constituants sont identifiables par leur géométrie particulière et sont référencés, lors de leur livraison, par une liste présente sur les colis les contenant.

### 2.1.3. Livraison

Le système de traçabilité du titulaire doit permettre de tracer les livraisons, de la production jusqu'aux chantiers livrés, des éléments suivants :

- dénomination commerciale du procédé photovoltaïque,
- référence de l'Avis Technique,
- date de mise en œuvre de l'installation,
- nom du maître d'ouvrage,
- adresse ou coordonnées GPS du site de l'installation,
- nom de l'entreprise d'installation,
- nature de l'ouvrage,
- référence et numéros de série des modules photovoltaïques.

La notice de montage et une série de plans d'exécution spécifiques au projet considéré (position des modules, rails et supports du système sur les pannes de l'ouvrage) doivent être fournies avec le procédé lors de la livraison qui est effectuée sur chaque chantier spécifique.

L'installateur doit prévoir :

- La vérification visuelle que les emballages des modules photovoltaïques sont intacts à réception sur site.
- La vérification visuelle que les modules photovoltaïques sont intacts au déballage.
- La vérification de la conformité des kits avec le système de montage aux bons de commandes.
- À la réception des fournitures, un autocontrôle du choix des fixations.

## 2.2. Description

### 2.2.1. Principe

Procédé photovoltaïque (voir Figure 1), mis en œuvre sur ombrière, sur charpentes métalliques, charpentes bois ou sur profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie.

Il est destiné à la réalisation d'installations productrices d'électricité solaire.

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s) muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium pré-percés, dont les références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT via le lien Batipedia de l'Avis Technique 21/26-95_V1, les modules réalisent la fonction de couvrement,
- un système de montage permettant une mise en œuvre sur ombrière des modules photovoltaïques en mode "portrait" (Figure 2).

Sa dénomination commerciale "MVO-Evolution" se décline en trois modèles MVO, MVOR et MVOH en fonction du modèle de rail RSM utilisé.

La version MVO, est raccordable (éclissage de rails RSM dans le sens de la pente) et adaptée aux grands rampants (>13m) munis d'écarts entre pannes faibles (inférieure à 2 m), la version MVOR, est également raccordable et donc adaptée aux grands rampants munis d'écarts entre pannes plus larges (inférieure à 2,4 m), la version MVOH n'est pas raccordable donc prévue pour des tailles de rampants limités mais avec des entraxes entre panne très larges (inférieure à 3 m). (Voir Tableau 4 et Tableau 5).

Tous les éléments décrits dans les paragraphes 2.2.2 et 2.2.3 font partie de la livraison du procédé assurée par la société MECOSUN.

## 2.2.2. Modules photovoltaïques

### 2.2.2.1. Généralités

Cet Avis Technique est assujetti à une vérification des modules photovoltaïques acceptés pour cet Avis Technique. Les modules photovoltaïques qui peuvent être associés à cet Avis Technique sont listés dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT via le lien Batipedia de l'Avis Technique 21/26-95_V1.

La BOM (*Bill Of Materials*) de chaque gamme de modules et donc les références de tous les composants est rendue disponible au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques.

Les gammes de modules valides des différents groupes cités ici sont indiquées dans la grille de vérification associée à cet Avis Technique (voir §1.2.9).

Les caractéristiques génériques des modules photovoltaïques inclus dans cet Avis Technique sont définies dans les paragraphes suivants du § 2.2.2.

### 2.2.2.2. Caractéristiques dimensionnelles

Les dimensions hors-tout des modules doivent respecter les critères suivants (*voir dessins et section du cadre dans la grille de vérification des modules*) :

- Groupe A :
  - Longueur comprise entre 1 777 et 1 963 mm
  - Largeur comprise entre 1 064 et 1 176 mm
  - Hauteur du cadre compris entre 33,3 et 36,7 mm
  - Masse spécifique comprise entre 10,5 et 11,6 kg/m²

### 2.2.2.3. Face arrière

Face arrière faite d'un film de sous-face ou bien module bi-verre, faisant partie de la BOM des modules validés.

### 2.2.2.4. Cellules photovoltaïques

Cellules en silicium cristallin faisant partie de la BOM des modules validés.

### 2.2.2.5. Intercalaire encapsulant

Référence faisant partie de la BOM des modules validés.

### 2.2.2.6. Vitrage

Verre imprimé ou float, trempé selon la norme EN 12150, avec ou sans couche antireflet.

### 2.2.2.7. Constituants électriques

#### 2.2.2.7.1. Boîte de connexion

Une boîte de connexion est collée en sous-face du module. Sa position et ses dimensions sont compatibles avec le système de montage.

Cette boîte de connexion est fournie avec des diodes bypass (*qui protègent chacune une série de cellules*) et permet le raccordement aux câbles qui assurent la connexion des modules.

Elle possède les caractéristiques minimales suivantes :

- indice de protection : IP65 minimum,
- tension de système maximum : 1 000 à 1 500 V DC entre polarités et avec la terre (cf. grille de vérification des modules),
- certificat de conformité valide à la norme IEC 62790:2014,
- la référence fait partie de la BOM des modules validés.

#### 2.2.2.7.2. Câbles électriques

Les modules sont équipés de deux câbles DC électriques de 0,30 m minimum chacun dont la section est de 4 mm². Ces câbles se trouvent à l'arrière du module, en sortie de la boîte de connexion, et sont équipés de connecteurs adaptés.

Ces câbles ont les spécifications minimales suivantes :

- tension assignée : 1 000 à 1 500 V (cf. grille de vérification des modules),
- certificat de conformité valide à la norme EN 50618:2015 ou IEC 62930:2017,
- la référence fait partie de la BOM des modules validés.

Tous les câbles électriques de l'installation *(en sortie des modules et pour les connexions entre séries de modules et vers l'onduleur)* sont en accord avec la norme NF C 15-100 en vigueur, les guides UTE C 15-712 en vigueur et les spécifications des onduleurs *(longueur et section de câble adaptées au projet)*.

#### 2.2.2.7.3. Connecteurs électriques

Connecteurs avec système de verrouillage et préassemblés en usine aux câbles des modules. Ces connecteurs ont les caractéristiques minimales suivantes :

- indice de protection (*connecté*) : IP 65 minimum,
- tension assignée de 1 000 à 1 500 V (cf. grille de vérification des modules),
- certificat de conformité valide à la norme IEC 62852:2014,
- la référence fait partie de la BOM des modules validés.

Les connecteurs des câbles supplémentaires *(pour les connexions entre séries de modules et vers l'onduleur)* doivent être identiques *(même fabricant, même marque et même type)* aux connecteurs auxquels ils sont destinés à être reliés : pour ce faire, des rallonges peuvent être fabriquées grâce à des sertisseuses spécifiques.

### 2.2.2.8. Cadre du module photovoltaïque

Le cadre des modules est composé de profils en aluminium EN AW de série supérieure ou égale à 6000, d'état métallurgique au moins T5, T6 ou T66, anodisé d'épaisseur ≥ 10 µm.

Le cadre des modules présente deux profilés longitudinaux et deux profilés transversaux.

Les profilés sont reliés entre eux à l'aide d'équerres métalliques serties ou par vissage.

Les profils longitudinaux du module sont percés en usine afin de prévoir la connexion des câbles de liaison équipotentielle des masses.

Un collage est appliqué entre le cadre et le verre du module.

La prise en feuillure du cadre sur le laminé est indiquée dans la grille de vérification des modules.

## 2.2.3. Système de montage

### 2.2.3.1. Fourniture

Les éléments de ce système de montage sont commercialisés par projet suite au dimensionnement et à la fourniture des plans d'exécution par la société MECOSUN. Ils sont exclusivement fournis par la société MECOSUN.

### 2.2.3.2. Rails Support Module (RSM) (Figure 2)

#### 2.2.3.2.1. Généralité

Les rails RSM en aluminium (EN AW 6061 T6) permettent de constituer la structure support sur laquelle viendront s'emboiter les modules photovoltaïques. Les rails RSM et les Tôle Intermodules permettent de récolter l'eau entre les modules.

#### 2.2.3.2.2. RSM MVO :

Les profilés aluminium, d'épaisseur 1,6 mm, ont une section de 118 mm x 60 mm (moment d'inertie : Ixx = 22cm⁴ Iyy=54cm⁴) et peuvent être de différentes longueurs en fonction de la longueur de rampant, avec un maximum de 13,5 m. Un éclissage est possible entre deux rails RSM MVO.

#### 2.2.3.2.3. RSM MVOR :

Les profilés aluminium, d'épaisseur 1,6 mm, ont une section de 118 mm x 88 mm (moment d'inertie : Ixx = 49cm⁴ Iyy=57cm⁴) et peuvent être de différentes longueurs en fonction de la longueur de rampant, avec un maximum de 13,5 m. Un éclissage est possible entre deux rails RSM MVOR.

#### 2.2.3.2.4. RSM MVOH :

Les profilés aluminium, d'épaisseur 1,6 mm, ont une section de 124 mm x 106 mm (moment d'inertie : Ixx = 92cm⁴ Iyy=73cm⁴) et peuvent être de différentes longueurs en fonction de la longueur de rampant, avec un maximum de 13,5 m. Aucun éclissage n'est possible entre les rails RSM MVOH.

### 2.2.3.3. Tube éclisse (Figure 4)

Les tubes d'éclisse aluminium (EN AW 6061 T6) permettent de relier mécaniquement, dans leur longueur, deux profilés RSM entre eux (MVO et MVOR seulement). Les éclisses sont mises en place pour les projets dont la longueur de rampant de l'ombrière dépasse 13,5 m, à raison d'une seule éclisse dans la longueur de rampant.

D'épaisseur 2,5 mm, de diamètre extérieur 35mm et de longueur 500 mm, ces tubes assurent la liaison mécanique entre deux RSM, ils sont fixés mécaniquement par deux vis auto-perceuses dans le RSM amont et dans le RSM aval (voir §2.4.5.2.4).

### 2.2.3.4. Crapaud (Figure 10)

Les crapauds en acier (Inox 1.4301) permettent une fixation glissante de part et d'autre du profil RSM. Ils sont fixés à chaque intersection entre les pannes supports horizontales et les RSM verticaux à l'aide de vis auto-perceuses détaillées dans le § 2.2.3.5 avec une vis par crapaud.

### 2.2.3.5. Visserie (Figure 14)

- Vis de fixation du crapaud et fixation du rail RSM au point fixe :
  La vis de fixation sera positionnée dans le trou du crapaud prévu à cet effet lui-même positionné au milieu de l'appui. Il s'agit de vis auto-perceuses en acier cémenté zingué traité anti-corrosion avec tête hexagonale 6 pans. Leurs caractéristiques sont données ci-dessous en fonction du type de pannes, les résistances à l'arrachement étant issues de tests réalisés conformément à la norme NF P 30-310 (aux points fixe les vis sont équipées de rondelles étanches voir (§2.2.3.9)) :

| Type de panne | Pannes Métalliques (IPN, IPE, …) (épaisseur maximum de l'âme 12mm, minimum 6mm) | Pannes à Profil Mince et pannes béton avec inserts d'épaisseur 1,5mm | Pannes bois (section minimum l=65mm H=80mm) | Pannes à Profil Mince et pannes béton avec inserts d'épaisseur 2 mm et 2,5mm |
|---|---|---|---|---|
| Référence | **1** | **2** | **3** | **4** |
| | SFS SD14-H15 5,5x34 | SFS SD3-H15-6.3x25 | SFS SW3-H15 6,5x50 | SFS SD3-H15-6.3x25 |
| Diamètre tête | 8 m | 8 mm | 8 mm | 10 mm |
| Diamètre vis | 6 mm | 6,3 mm | 6,5 mm | 6,3 mm |
| Longueur | 35 mm | 25 mm | 53 mm | 22 mm |
| Traitement anti-corrosion | 3C | - | 2C | - |
| Résistance à l'arrachement | 819 daN (acier S235 4mm) | 326 daN (acier S280 1,5mm) | 381 daN (bois sapin 450 kg/m$^3$ 50mm) | 253 daN (acier S320GD 2mm)<br><br>521 daN (acier S320GD 2,5mm) |
| Résistance au cisaillement de la vis seule | 564 daN | 1000 daN | 531 daN | 454 daN (2mm)<br><br>465 daN (2,5mm) |

- Vis de fixation des abergements :
  Ce sont des vis auto-perceuses tête colorée ETANCO PERFIX TH de diamètre 5,5 mm et de longueur 25 mm muni de rondelle d'étanchéité VULCA d'épaisseur 2mm et de diamètre extérieur 19 mm. Elles sont en inox A2 (référence 5 de la Figure 14).
- Vis et rondelle de blocage en translation des modules :
  Ce sont des vis auto-perceuses en inox A2 avec tête hexagonale 6 pans de 10 mm de diamètre 6,3 mm et de longueur 22 mm ETANCO DRILLNOX TH. Les rondelles plates utilisées sont en inox A2, de diamètre extérieur 30mm, diamètre intérieur 8mm et d'épaisseur 2mm (référence 6 de la Figure 14).

### 2.2.3.6. Tôles inter-modules (T.I.M) (Figure 5)

Les tôles inter-modules en aluminium 6061 T6 de longueur 97,8 mm, de largeur 24 mm et d'épaisseur 1,4 mm permettent le raccordement transversal des modules entre deux rails RSM. Les tôles inter-modules récoltent les infiltrations entre modules.

### 2.2.3.7. Clips de fixation des modules (Figure 3)

Les clips POWAR CINCH XL de la société A-RAYMOND permettent la fixation des modules sur les rails RSM, et le blocage en position des tôles inter-modules. Leur forme permet leur fixation par-dessous le système en venant plaquer les cadres des modules en contact sur les rails RSM. La forme des clips se termine par deux griffes en partie basse et une languette en partie haute permettant d'assurer la continuité des masses entre les cadres des modules et les rails RSM. Les clips sont en acier 1.1231 (C68RR) d'épaisseur 1 mm et disposent d'un revêtement paillettes Zn.Al d'épaisseur 50µm.

### 2.2.3.8. Barres de terminaison Hautes et Basses (Figure 9)

Les barres de terminaison hautes et basse, en aluminium EN AW 6061 T6, d'une longueur 1176 mm, de section 30x35mm et d'épaisseur 2 mm, ont la même hauteur que les modules cadrés et permettent de créer une interface mécanique nécessaire à la fixation des abergements afin de fermer le champ photovoltaïque en partie haute et/ou en partie basse. Elles sont biseautées à 45° à leurs extrémités, pour faciliter leur fixation.

### 2.2.3.9. Rondelle d'étanchéité au point fixe

Les rondelles en acier inoxydable revêtu d'un joint EPDM d'épaisseur 2 mm, de diamètre extérieur 14 mm et de diamètre intérieur 6,5 mm sont utilisées avec les vis réalisant les points fixe (§2.2.3.5).

### 2.2.3.10. Bande EPDM

La bande EPDM, d'une épaisseur de 1 mm et d'une longueur de 180mm découpée sur chantier, est interposée entre le RSM et la panne afin d'éviter la détérioration des pannes au contact de l'aluminium. La mise en place des crapauds et des points fixes

à travers cette bande permet de pincer celle-ci et la maintenir en place (Figure 42 et Figure 43). La mise en place de cette bande est préconisée uniquement pour les atmosphères extérieures marines ou industrielles sévères.

#### 2.2.3.11. Tôle de continuité (Figure 7)

Les tôles de continuité en aluminium EN AW 6061 T6 sont situées sous les rails RSM aval de l'ombrière lorsque la longueur du rampant nécessite plusieurs RSM (2 au maximum). Ces éléments permettent d'assurer la finition du raccord entre deux profilés RSM et l'étanchéité de la liaison effectuée par l'éclisse. Ces tôles sont en aluminium EN AW 6061 T6, en forme de W, d'épaisseur 1,4 mm, de largeur 122 mm et de hauteur 13 mm. Elles sont communes aux rails MVO et MVOR. D'une longueur supérieure de 200 mm à celle des RSM aval sous lequel elle se glisse sur la longueur complète, ce dépassement de 200 mm permet de recevoir l'extrémité basse des RSM amont et assurer la conduction des infiltrations entre les deux RSM aboutés vers l'égout. La tôle de continuité est fixée en même temps que les RSM, elle est prise en « sandwich » entre les RSM et les pannes support.

### 2.2.4. Autres éléments

#### 2.2.4.1. Liminaire

La fourniture peut également comprendre des éléments permettant de constituer un système photovoltaïque : onduleurs, câbles électriques reliant le champ photovoltaïque au réseau électrique en aval de l'onduleur... Ces éléments ne sont pas examinés dans le cadre de l'Avis Technique qui se limite à la partie électrique en courant continu.

Les éléments qui suivent, non fournis, sont toutefois indispensables à la mise en œuvre et au bon fonctionnement du procédé utilisé.

#### 2.2.4.2. Câbles et connecteurs de liaison équipotentielle des masses

##### 2.2.4.2.1. Entre les rails RSM (Figure 16)

Les rails RSM doivent être interconnectés à l'aide de câbles de cuivre de section 6 mm². Leur connexion s'effectue à l'avancement lors de la pose des profilés. La connexion est assurée par raccord de type « raccord vis-rondelle bimétal alu-cuivre-écrou » ou d'une agrafe de type RAYVOLT de la société A RAYMOND. La mise en place s'effectue sur les parties latérales verticales extérieures aux rail RSM.

##### 2.2.4.2.2. Entre les rails RSM et la liaison équipotentielle générale (Figure 16)

L'ensemble de l'ossature constituée des rails RSM en aluminium EN AW 6061 T6 doit être connecté à l'aide de câbles de cuivre de section 16 mm² à la liaison équipotentielle générale. La connexion est assurée par raccord de type « raccord vis-rondelle bimétal alu-cuivre-écrou ». Les câbles de liaison équipotentielle des masses doivent présenter des sections adaptées à leur fonction et dans tous les cas des caractéristiques conformes aux guides C 15-712.

Les RSM étant en aluminium, pour assurer une bonne conductivité des masses, il faut relier chacun des RSM par un câble cuivre de section 6 mm² et faire un lien entre un RSM et la terre générale du système par un câble cuivre de section 16 mm².

##### 2.2.4.2.3. Entre les rails RSM et les cadres des modules (Figure 18)

La forme des clips POWAR CINCH XL de la société A-RAYMOND se termine par deux griffes en partie basse et une languette en partie haute permettant d'assurer la continuité des masses entre les cadres des modules et les rails RSM.

#### 2.2.4.3. Tôles d'abergement latérales (Figure 8)

Les tôles d'abergement latérales (aluminium (EN AW 6061 T6) assurent la fermeture latérale du champ photovoltaïque. Elles se positionnent sur les rails RSM, de dimension 450 mm x 100 mm et d'épaisseur 80/100ème, la partie plane de ces tôles est destinée à accueillir les éléments de couverture sur les pourtours latéraux gauche et droit du champ photovoltaïque. Non fournies par MECOSUN, elles ont une forme spécifique à chaque projet.

#### 2.2.4.4. Support de câbles (Figure 17)

Les supports de câbles sont des colliers équipés d'un clip de fixation de type A RAYMOND. Ils sont fixés sur les parties verticales aux extrémités gauche et droite des rails RSM, ou sur l'épine inférieure pour les RSM MVOH et MVOR. En aucun cas les câbles ne peuvent être positionnés dans la partie des rails RSM permettant l'évacuation de l'eau.

## 2.3. Dispositions de conception

### 2.3.1. Généralités

Le procédé est livré sur chantier avec sa notice de montage et un plan d'exécution spécifique au projet considéré (position et quantités des fixations, des modules et des RSM, cf Figure 35 et Figure 37).

Le dimensionnement du procédé est intégralement effectué par le bureau d'étude MECOSUN avant chaque projet grâce aux informations fournies par l'installateur (entraxe de panne, zone climatique du projet, environnement proche, positionnement du champ photovoltaïque, forme de l'ombrière...).

À la suite de cette étude, des plans d'exécution, de calepinage et de mise en œuvre du projet sont fournis par la société MECOSUN à l'installateur qui doit s'y conformer strictement.

La mise en œuvre du procédé ne peut être réalisée que pour le domaine d'emploi défini au § 1.1.

Les modules photovoltaïques peuvent être connectés en série, parallèle ou série/parallèle.

De plus, le charpentier doit être informé par le Maître d'Ouvrage ou le Maître d'œuvre que le procédé génère des continuités d'appuis sur les pannes (les rails en appuis sur les pannes sont des éléments continus et les efforts repris par les pannes doivent prendre en considération la répartition des réactions verticales et horizontales pour une poutre à n appuis) et que les descentes de charge verticales et horizontales sont fournies par la société MECOSUN.

Ce procédé ne peut être utilisé que pour le traitement des couvertures de formes simples, ne présentant aucune pénétration sur la surface d'implantation du procédé photovoltaïque.

Avant chaque projet, le devoir de conseil de l'installateur lui impose d'attirer l'attention du Maître d'ouvrage sur le fait qu'une reconnaissance préalable de la structure existante doit être réalisée à l'instigation du Maître d'ouvrage vis-à-vis de la tenue des fixations et de l'ombrière afin de vérifier la capacité de la charpente à accueillir le procédé photovoltaïque et que les charges admissibles sur l'ombrière ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé.

Chaque mise en œuvre requiert une vérification des charges climatiques appliquées sur l'ombrière considérée, au regard des contraintes maximales admissibles du procédé.

La mise en œuvre est prévue pour être exécutée sur des structures porteuses :

- en bois, conformément à la norme NF EN 1995-1-1/NA. Dans ce cas, les valeurs limites à prendre en compte pour les flèches sont celles figurant à l'intersection de la colonne "Bâtiments courants" et de la ligne "Éléments structuraux" du Tableau 7.2 de la clause 7.2(2) de la norme NF EN 1995-1-1/NA,

- en acier, conformément à la norme NF EN 1993-1-1/NA. Dans ce cas, les valeurs limites maximales à prendre en compte pour les flèches verticales sont celles de la ligne "Toiture en général" du Tableau 1 de la clause 7.2.1(1)B de la norme NF EN 1993-1-1/NA.

- en béton avec insert métallique de 50 mm minimum de largeur par panneau, de 65 mm minimum dans le cas d'un recouvrement transversal et 2,5 mm minimum d'épaisseur, conformément aux normes NF EN 1992-1-1 et NF EN 1992-1-1/NA. Les classes de tolérances fonctionnelles de montage doivent être de classe 1 selon la NF EN 13670.

Les modules photovoltaïques doivent être installés de façon à ne pas subir d'ombrages portés afin de limiter les risques d'échauffement pouvant entraîner des pertes de puissance et une détérioration prématurée des modules.

Dans les zones d'ombrière avec accumulation de neige au sens des normes Eurocodes (NF EN 1991 : Eurocodes 1 – Actions sur les structures), il faut être attentif à ce que la charge de neige ne dépasse pas la charge admissible du procédé.

Pour les éléments du présent procédé photovoltaïque pour ombrières (hors structure porteuse), la détermination des actions du vent est effectuée conformément à la **NF EN 1991-1-4 + Annexe Nationale**, en considérant l'ouvrage comme une **toiture isolée** conformément au § 7.3 de l'Eurocode 1-1-4.

Les actions du vent sont déterminées à partir de la pression dynamique de pointe à laquelle sont appliqués les coefficients aérodynamiques correspondant à la géométrie et aux conditions d'obstruction de l'ombrière.

Les hypothèses et paramètres pris en compte sont les suivants :

- **Cprob** : coefficient de probabilité permettant de prendre en compte une période de retour différente de la période de référence. Pour une période de retour de 50 ans, il est pris égal à **1,00**.
- **Cdir** : coefficient de direction permettant de tenir compte de la direction du vent. Sauf disposition particulière de l'Annexe Nationale ou étude spécifique du site, il est pris égal à **1,00**.
- **Cseason** : coefficient saisonnier permettant de tenir compte d'une période d'utilisation saisonnière de l'ouvrage. Pour une ombrière permanente, il est pris égal à **1,00**.
- **vb,0** : vitesse fondamentale du vent, déterminée à partir de la zone de vent dans laquelle se situe l'ouvrage conformément à l'Annexe Nationale française.
- **vb** : vitesse de référence du vent au site, déterminée selon : vb = cdir × cseason × cprob × vb,0
- **C0(z)** : coefficient d'orographie permettant de prendre en compte l'influence de la topographie du site sur la vitesse du vent. En l'absence d'effet topographique significatif, il est pris égal à **1,00**.
- **Cr(z)** : coefficient de rugosité permettant de tenir compte de la catégorie de terrain et de la hauteur de référence de l'ouvrage. La catégorie de terrain est déterminée conformément à l'Eurocode 1-1-4 et à son Annexe Nationale.
- **Ce(z)** : coefficient d'exposition tenant compte de la rugosité du terrain, de la hauteur de l'ouvrage, de la turbulence et de l'orographie.
- **qp(z)** : pression dynamique de pointe du vent à la hauteur de référence z (altitude du point haut de l'ombrière), déterminée conformément au § 4 de l'Eurocode 1-1-4. Elle constitue la pression de référence utilisée pour déterminer les actions du vent sur l'ombrière.
- **cscd** : coefficient structural prenant en compte les effets de dimension, de corrélation et les effets dynamiques de la structure. Pour une structure suffisamment rigide et lorsque les effets dynamiques sont négligeables, il peut être pris égal à **1,00**, cf. EC1 P1-4.
- **φ** : degré d'obstruction sous la toiture isolée. Il caractérise le niveau d'obstruction à l'écoulement de l'air sous l'ombrière. Une ombrière totalement ouverte sous sa toiture correspond à φ = 0. Les valeurs intermédiaires sont déterminées en fonction du degré d'obstruction conformément au § 7.3. Le degré d'obstruction est à déterminer par les DPM, en l'absence d'indication la valeur la plus défavorable doit être prise en compte.
- **Cp,net** : coefficient de pression nette applicable aux toitures isolées. Il tient compte de l'action combinée du vent sur les faces supérieure et inférieure de la toiture. Sa valeur est déterminée conformément au § 7.3 de l'Eurocode 1-1-4 en fonction notamment de la géométrie de la toiture, de sa pente, de la direction du vent et du degré d'obstruction φ.

Les valeurs de **cp,net** sont déterminées pour les différentes zones de la toiture isolée définies au § 7.3 de l'Eurocode 1-1-4. Les cas de pression et de succion sont étudiés afin de déterminer les sollicitations maximales dans les éléments constitutifs du procédé photovoltaïque, ses fixations et ses assemblages.

Concernant les ombrières installées contre un bâtiment, l'AN de l'EC1 P1-4 est à considérer. Les effets du vent sont étudiés pour les directions de vent défavorables et pour les configurations de charge conduisant aux sollicitations maximales des éléments de l'ombrière.

### 2.3.2. Caractéristiques dimensionnelles

Les caractéristiques dimensionnelles des modules sont données dans la grille de vérification des modules. Elles respectent les critères génériques du § 2.2.2.

Le système de montage des modules photovoltaïques est modulaire. De ce fait, il permet d'obtenir une multitude de champs photovoltaïques.

Leurs caractéristiques dimensionnelles sont les suivantes :

| ***Caractéristiques des champs photovoltaïques*** | |
|---|---|
| ***Largeur du champ (mm)*** | (Kx+3) x NbX + 170 |
| ***Hauteur de champ (mm)*** | (Ky) x NbY + 10 |
| ***Poids au m² de l'installation (kg/m²)*** | Groupe A (MVO) 13,3 |
| | Groupe A (MVOR) 13.9 |
| | Groupe A (MVOH) 14,3 |

Avec :
NbX : le nombre de modules dans le sens horizontal du champ photovoltaïque,
Kx : la dimension du module dans le sens horizontal du champ photovoltaïque,
NbY : le nombre de modules dans le sens vertical du champ photovoltaïque,
Ky : la dimension du module dans le sens vertical du champ photovoltaïque.

### 2.3.3. Caractéristiques électriques

#### 2.3.3.1. Conformité à la norme NF EN 61215

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la norme NF EN 61215.

#### 2.3.3.2. Sécurité électrique

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730.

#### 2.3.3.3. Performances électriques

Les puissances électriques des modules sont validées par les normes NF EN 61215 et NF EN 61730.

Dans les tableaux de la grille vérification des modules, les performances électriques actuelles des modules ont été déterminées par flash test et ramenées ensuite aux conditions STC *(Standard Test Conditions : éclairement de 1 000 W/m² et répartition spectrale solaire de référence selon la norme CEI 60904-3 avec une température de cellule de 25 °C)*.

### 2.3.4. Spécifications électriques

#### 2.3.4.1. Généralités

Les spécifications relatives à l'installation électrique décrites au Dossier Technique doivent être respectées.

La réalisation de l'installation doit être effectuée conformément aux documents suivants en vigueur : norme électrique NF C 15-100 et guides UTE C 15-712.

Les câbles électriques et les connecteurs ne doivent pas reposer dans les zones d'écoulement ou de rétention d'eau.

Tous les travaux touchant à l'installation électrique doivent être confiés à des électriciens habilités (cf. *§ 2.4.3*).

Le nombre maximum de modules pouvant être raccordés en série est limité par la tension DC maximum d'entrée de l'onduleur tandis que le nombre maximum de modules ou de séries de modules pouvant être raccordés en parallèle est limité par le courant DC maximum d'entrée de l'onduleur. La tension maximum du champ photovoltaïque est aussi limitée par une tension de sécurité de 1 000 à 1 500 V *(liée à la classe II de sécurité électrique)*.

#### 2.3.4.2. Connexion des câbles électriques

Le schéma de principe du câblage est décrit en Figure 15.

La connexion et le passage des câbles électriques s'effectuent sous le système de montage des modules : ils ne sont donc jamais exposés au rayonnement solaire.

- Liaison intermodules et module/onduleur.
  La connexion des modules se fait au fur et à mesure de la pose des modules (en colonne et de bas en haut) après leur fixation.
  Si besoin, la liaison entre les câbles électriques des modules et les câbles électriques supplémentaires (*pour le passage d'une rangée à une autre ou pour la liaison des séries de modules au circuit électrique*) doit toujours se faire au travers de connecteurs mâles et femelles du même fabricant, de la même marque et du même type. Pour ce faire, il peut être éventuellement nécessaire de confectionner, grâce à des sertisseuses spécifiques, des rallonges disposant de deux connecteurs de type différents. Un autocontrôle de la connexion de chaque module doit être effectué par l'installateur à l'avancement pour assurer la bonne connexion à chaque connecteur. Les câbles constituant le champ photovoltaïque ne doivent en aucun cas être positionné dans les gorges des RSM ou des Tôles Intermodules, gorges devant rester libres pour assurer les évacuations d'eau nécessaires (Figure 17).
- Câbles de liaison équipotentielle des masses.
  La mise à la terre du champ photovoltaïque s'effectue en peigne en récupérant, au fur et à mesure de la pose des composants :
    - les cadres des modules ainsi que les rails supports modules sont interconnectés afin d'assurer la liaison équipotentielle des masses, conformément aux normes en vigueur, notamment le guide UTE C15-712-1.

- Les rails RSM doivent être interconnectés entre eux à l'aide de câbles de cuivre de section 6 mm². Leur connexion s'effectue à l'avancement lors de la pose des profilés. La connexion est assurée par raccord de type [vis – rondelle (bimétal alu-cuivre) – écrou] ou d'une agrafe de type A RAYMOND réf : RAYVOLT. La mise en place s'effectue sur les parties latérales verticales extérieures aux rails RSM (Figure 16).
- Pour les cadres des modules, les clips assurant leurs fixations mécaniques sont munis de griffes assurant également la liaison équipotentielle des masses entre les cadres et les RSM (Figure 18).

- Il est nécessaire ensuite d'interconnecter les câbles de liaison équipotentielle des RSM entre eux puis de les relier ensuite à la prise de terre de l'ouvrage (après vérification préalable de sa conformité) à l'aide de pièces de type raccord à griffes.

L'ensemble des câbles doit ensuite être acheminé dans des chemins de câbles type CABLOFIL ou CABLOTOL, fixés aux pannes, repérés et prévus à cet effet conformément aux prescriptions des documents en vigueur suivants : norme NF C 15-100 et guides UTE C 15-712 (*limitation des boucles induites, cheminements spécifiques et distincts...*).

L'installation photovoltaïque, une fois terminée, doit être vérifiée avant son raccordement à l'onduleur grâce à un multimètre : continuité, tension de circuit ouvert, ...

## 2.4. Dispositions de mise en œuvre

### 2.4.1. Conditions préalables à la pose

Les installations doivent toujours être mises en œuvre sur le pan complet de l'ombrière ou de l'égout jusqu'au faîtage en liaison à gauche et à droite avec la couverture existante.

Les règles de mise en œuvre décrites au Dossier Technique et les dispositions mentionnées au §1.2.3.2.1 "Stabilité" et « Sécurité en cas de séisme » doivent être respectées.

Il est également nécessaire de noter que la mise en œuvre requiert le respect des plans d'exécution/calepinage du chantier (entraxe des pièces, type de rail RSM à utiliser, visserie en fonction du support...), fournis par la société MECOSUN.

La mise en œuvre, ainsi que les opérations d'entretien, de maintenance et de réparation du procédé photovoltaïque (hormis le nettoyage) doivent être assurées par des installateurs agréés par la société MECOSUN.

### 2.4.2. Conditions de mise en œuvre aux appuis

#### 2.4.2.1. Surface d'appui

La pose ne peut avoir lieu que si les surfaces d'appui sont planes et parallèles au plan de l'ombrière en partie courante, continues et sans saillie.

Une légère surépaisseur au recouvrement des pannes à profils minces emboîtables est admise, cette surépaisseur sera égale à l'épaisseur de la panne retenue.

Dans certaines conditions, la pose sur pannes métalliques et sur pannes béton munies d'inserts requiert la mise en place d'une bande EPDM (épaisseur 1 mm) d'interposition localisée aux endroits des intersection entre ces pannes et les RSM afin d'éviter la détérioration des pannes au contact avec l'aluminium (cf Figure 43 et Tableau 2)

Le défaut maximum de planitude doit respecter le schéma en Figure 36.

#### 2.4.2.2. Dimensions minimales

Pour toutes les configurations listées ci-dessous, la largeur d'appui minimale sera égale à 9, 12 ou 15 fois le diamètre de la vis et donné en Figure 37 suivant le nombre de fixations aux points fixes nécessaire suivant le Tableau 3 et le nombre de crapauds quantifiés.

**Pose sur pannes métallique**

- L'épaisseur minimale du profil à l'appui est de 6 mm.

**Pose sur pannes à profils minces (profils ouverts et profils creux en acier)**

- L'épaisseur minimale du profil à l'appui est de 1,5 mm.

**Pose sur inserts incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie**

- L'épaisseur minimale du support à l'appui est de 2,5 mm,

**Pose sur éléments de charpente en bois**

- La largeur minimale d'appui sur des éléments de charpente en bois est de 65 mm, elle sera au minimum égale 9, 12 ou 15 fois le diamètre de la vis suivant le nombre de fixation aux points fixes nécessaire : Tableau 3, Figure 37.
- La hauteur minimale sous appui des éléments de charpente en bois est de 80 mm,
- Un essai d'arrachement de vis est à effectuer pour valider la visserie fournie en fonction de la nature du bois et de son essence (Pk doit être au minimum égal à 381daN, essai à réaliser sur site par le fournisseur de vis).

### 2.4.3. Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé doit être assurée par des installateurs ayant été formés et agrées par la société MECOSUN (cf. *§ 2.9*).

Les compétences requises sont les suivantes :

- Compétences en couverture : mise en œuvre en toiture et sur ombrière,
- Compétences de travail en hauteur,

- Compétences électriques : habilitation pour la réalisation d'installations photovoltaïques : habilitation électrique selon la norme NF C 18-510, habilitation "BP" pour le raccordement des modules, habilitations "BR" requises pour le raccordement des modules et le branchement aux onduleurs.
- Qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques.

### 2.4.4. Sécurité des intervenants

L'emploi de dispositifs de sécurité *(protections collectives, nacelle, harnais, ceintures, dispositifs d'arrêt...)* est obligatoire afin de répondre aux exigences en matière de prévention des accidents.

La mise en œuvre, l'entretien ou la maintenance du système doit se faire, à l'aide de nacelles élévatrices, ne nécessitant aucun accès sur l'ombrière, sauf géométrie particulière (ombrière continue ou multi-shed). L'accès par le dessous de l'ombrière doit rester possible tout au long de l'exploitation de l'installation photovoltaïque.

Ces dispositifs de sécurité ne sont pas inclus dans la livraison.

Les risques inhérents à la pose de modules photovoltaïques et les dispositions à prendre lors de la conception, de la préparation et de l'exécution du chantier sont décrits dans la fiche pratique de sécurité ED 137 publiée par l'INRS.

### 2.4.5. Mise en œuvre sur ombrière

#### 2.4.5.1. Préparation de l'ombrière

Il convient en premier lieu de vérifier la répartition et le calepinage des modules photovoltaïques sur les plans spécifiques à chaque projet établis par le Bureau d'Etude de MECOSUN. La surface qui devra être aménagée pour l'implantation des modules photovoltaïques devra posséder les dimensions indiquées au § 2.2.2. Les plans constituent les règles et méthodes de pose et de fixation de tous les éléments du procédé pour le chantier en question. Ces plans doivent être mis à la disposition des poseurs et être rigoureusement respectés lors de la mise en œuvre.

Dans le cas d'une pose sur un ouvrage existant, il convient de déposer la couverture existante sur la zone d'implantation du champ photovoltaïque selon les indications données dans les plans d'exécution fournis par la société MECOSUN.

#### 2.4.5.2. Pose du procédé

##### 2.4.5.2.1. Mise en place des rails RSM et des crapauds de fixation

Les Rails Supports Modules doivent être équipés de vis de blocage (référence 6 sur la Figure 14) avec une rondelle mécanique en partie basse (une vis sur chacune des faces basses des RSM, (cf § 2.2.3.5)) afin d'assurer le blocage vertical des modules lors de la pose de ceux-ci et avant leur fixation (Figure 19).

Le premier RSM qui servira de référence pour les suivants doit être posé à l'équerre par rapport à la panne en bas de rampant/sablière. Pour ce faire, à l'aide d'un cordeau, il faut tracer un axe de référence horizontal, parallèle à l'axe du faîtage. Ensuite, la verticale est obtenue en utilisant la règle des 3-4-5 (Figure 23) permettant en effectuant 3 mesures de tracer une droite perpendiculaire. L'utilisation d'un laser ou d'un cordeau fixé le long du RSM permettra également d'éviter le « lacet » des RSM et assurera la rectitude des RSM lors de la fixation de ceux-ci. La ligne représentative du RSM doit être comprise entre deux lignes fictives distantes de +1 ou -1mm de part et d'autre de la ligne représentative afin de limiter le lacet sur l'ensemble de la longueur du (ou des) RSM (assemblés) à +/-1mm.

Le parallélisme des RSM entre eux est assuré par l'utilisation de deux gabarits (exemple : Tubes aluminium rectangulaire de section minimum 35x35x2) (Figure 21) de longueur égale à la largeur du module +3mm (réalisés précisément à façon sur chantier ou fourni par Mecosun sur demande) placés au-dessus des RSM sur la zone d'appui du cadre des modules et déplacé au fur et à mesure de la progression de la mise en place des fixations (Figure 21). Une vérification de ce parallélisme tous les cinq RSM par la règle des 3-4-5 est nécessaire (Figure 23).

Pour pallier les problèmes de dilatation différentielle des matériaux, la pose des RSM nécessite un ancrage aux points hauts (points fixes) de fixation et une fixation glissante (Figure 20)aux autres points de fixation dessous cet ancrage afin de permettre la libre dilatation des éléments en aluminium. L'ancrage aux points hauts est réalisé par l'utilisation de vis auto-perceuses adaptées aux types de pannes rencontrées (voir § 2.2.3.5) de part et d'autre du profil RSM venant traverser le RSM à chaque intersection rail RSM/panne faitière. Une gorge de centrage sur les RSM est prévue à cet effet. Le nombre de vis à disposer de part est d'autre du RSM est présenté dans le Tableau 3 en fonction de l'angle de l'ombrière et de la longueur du rampant défini en nombre de modules par colonne. Ce nombre sera dans tous les cas fixé par le bureau d'étude Mecosun en fonction des charges de neige et de vent et indiqué dans le plan spécifique au projet (Figure 35). Chacune des vis réalisant un point fixe est équipée d'une rondelle métal équipé d'un joint (cf §2.2.3.9) (Figure 22). Le nombre de vis réalisant le point fixe est quantifié par projet, il dépend de la longueur du rampant, de la pente de l'ombrière et des charges neige et vent du projet (Tableau 3).

Le nombre de crapauds à fixer par intersection RSM-Panne est de 4 crapauds par intersection la largeur des éléments d'appui (pannes) devra être dimensionnée en conséquence (voir §2.4.2.2 et Figure 37). Prévoir la mise en œuvre d'une bande EPDM lorsque nécessaire (voir §2.2.3.10).

##### 2.4.5.2.2. Mise en place des modules, de la TIM et des barres de terminaison haute et basse

a. Vis de blocage et barre de terminaison basse
   De la même largeur que les modules, elles s'emboitent entre les épines (représentées en Figure 2) des RSM en haut et bas du champ photovoltaïque quand cela est nécessaire. Elles offrent une interface de fixation pour les éléments périphériques au champ photovoltaïque (Tôles d'habillages, abergements). Elles sont fixées à l'aide de deux vis prévues à cet effet (cf §2.2.3.5, Figure 29 et Figure 31) de part et d'autre sur les RSM et à travers les barres de terminaison pré-percées au diamètre 7 mm et biseautée à 45° à chacune des extrémités (Figure 29 et Figure 31). Elles sont maintenues sur les rails RSM à l'aide de vis directement fixées sur les rails RSM. Une tôle inter-modules est mise en place sous les barres de terminaison haute (Figure 24). Lorsqu'une liaison au faîtage est prévue, la mise en place d'un joint compribande de largeur 20mm entre la tôle faîtiére et la barre de terminaison haute doit être prévue (Figure 30).

b. Mise en place des modules par glissement
Les modules doivent être emboités et glissés entre deux RSM depuis le haut de l'installation, le deuxième module poussant le premier, etc... (Figure 25). Les vis de butée équipées de rondelle déjà en place en bas des rails RSM assurent temporairement leur position. La manipulation des modules s'effectue à l'aide de ventouses.

c. Mise en place des TIM
Les tôles intermodules sont placées sous la jonction horizontale de deux modules, et bloquées en translation par les clips répartis de part et d'autre de celle-ci. Elles reposent aux extrémités gauche et droite sur les rails RSM. Une fois la colonne de module entièrement mise en place, une Tôle Intermodule est glissée entre chacun des modules contre le retour cadre des modules aval, il est important à cet instant de vérifier que chacun des modules soit en contact sur toute sa largeur avec son voisin.

d. Mise en place des clips
Après la pose d'une Tôle Intermodule (cf. §2.2.3.6), fixer à l'aide des clips le module aval aux RSM de chaque côté de celui-ci. Les six clips sont répartis suivant la Figure 6. Les clips sont fixés aux RSM par emboitement mécanique à l'aide d'un maillet a embout Nylon (Figure 18). Un clip de part et d'autre de la Tôle Intermodule (Figure 26) et sur chacun des RSM permettra de bloquer celle-ci en position (Figure 18 et Figure 24), la languette du clip doit se situer en partie haute (Figure 18).

#### 2.4.5.2.3. Mise en place des plaques des couvertures adjacentes

Les plaques fibre-ciment ou plaques d'acier nervurées. (Figure 27 et Figure 28) peuvent ensuite être posées à droite et(ou) à gauche de l'installation, conformément aux prescriptions relatives aux pénétrations discontinues ou continues figurant dans les différents DTU des couvertures concernées, moyennant une éventuelle découpe de ces éléments.

#### 2.4.5.2.4. Eclissage

Pour les longueurs de rampant comprises entre 13,5 et 26,8m, il est nécessaire de joindre deux rails RSM entre eux (deux RSM et une éclisse maximum par longueur de rampant ; uniquement pour MVO et MVOR). Cet assemblage entre deux rails se fait à l'aide d'une éclisse et d'une tôle de continuité (voir Figure 38). L'éclisse est glissée sur une longueur de 250mm dans le creux du rail RSM aval. Elle est ensuite maintenue par 2 vis auto-perceuses dédiées à cet effet (cf § 2.2.3.5) avant d'accueillir le RSM amont. Le RSM amont est glissé contre le RSM aval et il est fixé à l'éclisse également par 2 vis auto-perceuses dédiées à cet effet (cf § 2.2.3.5).

La tôle de continuité est mise en place sous le RSM aval suivant toute sa longueur et déborde de 200 mm sous le RSM amont afin de garantir l'évacuation d'éventuelles infiltration au niveau de la jonction des RSM. (Figure 11).

L'éclissage devra être conforme aux Figure 12 et Figure 13 :

- être appliqué sur des rails RSM de longueurs supérieures à celles des entraxes des pannes et reposant au minimum sur deux pannes, (Figure 11),
- être réalisé sur les zones comprises entre le deuxième et l'avant dernier appui du RSM sur les pannes,
- être situé hors des appuis de pannes : l'éclissage devra au moins être distant d'un dixième de la longueur entre appui de pannes.

### 2.4.5.3. Pose aux abords des extrémités de l'ombrière

#### 2.4.5.3.1. À l'égout

Le champ photovoltaïque peut se terminer de manière « brute » sans finitions rajoutées sans assurer l'évacuation des eaux pluviales (Figure 33). Si une évacuation est prévue, elle doit être soit assurée par un chéneau métallique posé selon les règles de l'Art sur la charpente et recevoir la partie inférieure des RSM dans laquelle s'écoule l'eau récoltée par le système, soit par une gouttière supportée en extrémité basse des RSM (Figure 39 et Figure 40).

Dans ce cas, il est possible de positionner une équerre aluminium 60x60x6 mm (Figure 39) (longueur unitaire 6 m) fixé sous les RSM à l'aide de 4 vis auto-perceuses en acier inoxydable A2 avec tête hexagonale 6 pans de 10 mm de diamètre 6,3 mm et de longueur 22 mm ETANCO DRILLNOX TH par intersection avec les RSM. Cette équerre servira de support pour mettre en place les crochets attaches-gouttières. Ces dernières pourront ainsi être fixées à l'entraxe défini par le DTU 40.5, la mise en place d'une gouttière devra respecter les points suivants :

- Uniquement sur des RSM en porte à faux en bas d'ombrière maximum de 0,35 m pour MVOH, 0,25 m Pour MVOR et 0,15 m pour MVO.
- Uniquement pour les zones de neige 1A et 1B suivant Eurocodes NF EN 1991-1-3/NA.
- Dont la section calculée en fonction de la pente et de la longueur du rampant selon DTU 60.1 ne dépasse pas 80 cm².

#### 2.4.5.3.2. Au faîtage

La mise en place d'une barre de terminaison haute (cf.§ 2.4.5.2.2) permet la fixation d'une finition en haut d'ombrière :

- Sans liaison avec une structure existante, un habillage en forme de L en tôle d'acier thermolaqués double face 35 µm d'épaisseur 75/100e venant mourir au droit des RSM (Figure 41) et fixé sur les barres de terminaison à raison d'une vis tous les 30cm à l'aide de vis auto-perceuses têtes colorée ETANCO PERFIX TH de diamètre 5,5 mm et de longueur 25 mm muni de rondelle d'étanchéité de diamètre 19 mm (cf.§2.2.3.5). Une bande de compribande intercalée entre l'habillage et la barre de terminaison est nécessaire (Figure 29 et 30).
- Avec liaison avec l' existante à l'aide d'une « Tôle de liaison faîtage » réalisée sur mesure en acier thermolaqués double face 35 µm d'épaisseur 75/100e fixée sur les barres de terminaison à raison d'une vis tous les 30cm à l'aide de vis auto-perceuses têtes colorée ETANCO PERFIX TH de diamètre 5,5 mm et de longueur 25 mm muni de rondelle d'étanchéité de diamètre 19 mm venant mourir sur la face opposée de l'ouvrage. Cette pièce d'abergement sera également fixée par les points d'ancrages de la couverture du pan de toiture opposé, au niveau de la panne faitière. Une bande de compribande intercalée entre l'habillage et la barre de terminaison est nécessaire (Figure 29 et 30).

#### 2.4.5.3.3. Aux rives

Les tôles d'abergement latérales en rives viennent se positionner de façon à s'appuyer sur les parties planes gauches (ou droites) de part et d'autre de l'épine des RSM. Elles sont fixées à raison d'une vis tous les 30 cm sur la partie plane des RSM à l'aide de vis auto-perceuses têtes colorée ETANCO PERFIX TH de diamètre 5,5 mm et de longueur 25 mm muni de rondelle d'étanchéité de diamètre 19 mm.

Pour les grands rampants (> 13 m) le recouvrement des tôles d'abergement latérales doit être de minimum 15 cm.

La forme de la pièce d'acier thermolaqués double face 35 µm d'épaisseur 75/100e à mettre en place va dépendre du type de raccord à réaliser avec la couverture existante :

- Une pièce réalisée à façon pour finir esthétiquement le champ photovoltaïque (Figure 28) en cas d'occupation de toute la surface du toit.
- Une pièce réalisée à façon si un raccord d'étanchéité est nécessaire avec une couverture annexe aux extrémités gauche et/ou droite du champ photovoltaïque (Figure 8,Figure 27 et Figure 28).

## 2.5. Utilisation, entretien et réparation

### 2.5.1. Généralités

La continuité de la liaison équipotentielle des masses du champ photovoltaïque doit être maintenue, même en cas de maintenance ou de réparation.

En présence d'un rayonnement lumineux, les modules photovoltaïques produisent du courant continu et ceci sans possibilité d'arrêt. La tension en sortie d'une chaîne de modules reliés en série peut rapidement devenir dangereuse ; il est donc important de prendre en compte cette spécificité et de porter une attention particulière à la mise en sécurité électrique de toute intervention menée sur de tels procédés.

L'installateur doit recommander de réaliser l'entretien et la maintenance en s'inspirant de la norme NF EN 62446-2:2020.

En cas de bris de glace ou d'endommagement d'un module photovoltaïque, un bâchage efficace doit être assuré et un remplacement de ce module défectueux réalisé dans les plus brefs délais.

Les interventions sur le procédé doivent être réalisées dans le respect du code du travail et notamment de la réglementation sur le travail en hauteur.

En cas d'intervention sur le procédé photovoltaïque nécessitant la dépose d'un module photovoltaïque, la procédure de déconnexion et de reconnexion électrique appliquée lors du remplacement d'un module doit être respectée (cf. § 2.5.4).

Il est impératif que les opérations de maintenance et de réparation soient effectuées par des intervenants qualifiés et habilités. Ces opérations requièrent des compétences en électricité et en couverture (cf. *§ 2.4.2*).

### 2.5.2. Maintenance du champ photovoltaïque

L'entretien est à la charge du maître d'ouvrage ou de ses ayants-droits après la réception de l'ouvrage en dehors du nettoyage des modules qui pourra être sous-traité à des sociétés spécialisées dans le nettoyage des modules photovoltaïques. Il comporte des visites périodiques de surveillance des ouvrages au moins une fois par an. Les travaux sont de la compétence des différents corps d'état.

Dans le cadre de l'entretien de l'ombrière au moins une fois par an (après l'hiver ou avant l'été pour optimiser le rendement électrique, sinon selon les conditions environnementales du bâtiment d'implantation) :

- Vérifier visuellement l'état d'encrassement des modules. Si ceux-ci sont sales, les nettoyer au jet d'eau depuis une nacelle élévatrice (haute pression et jets concentrés interdits) ou via robots spécialisés type OPTI+5.
- Vérification du drainage/étanchéité : Vérifier le bon état des différents éléments composant le système de drainage, la libre circulation de l'eau dans les couloirs des abergements.
- Vérification du câblage.
- Vérification des fixations : vérifier la présence et la tenue de l'ensemble de la visserie et des clips de fixation.
- L'enlèvement des mousses, de la végétation, des débris divers pouvant nuire au bon fonctionnement de l'ombrière et du champ photovoltaïque.
- Le maintien en bon état d'ouvrages accessoires tels que habillages latéraux, gouttières etc.: épousent bien les éléments de couverture, pas percés...
- La vérification visuelle du bon état des passages de câbles et des connexions. Le serrage des fils dans les coffrets électriques et dans l'onduleur doit être vérifié.

### 2.5.3. Maintenance électrique

Si, tenant compte de l'ensoleillement réel, une baisse mesurable de la production d'une année sur l'autre est observée, il convient de faire vérifier le bon fonctionnement de l'onduleur et des modules individuellement.

La maintenance électrique comporte notamment :

- l'entretien et le remplacement éventuel du matériel de connectiques alternatifs et continus,
- les vérifications visuelles des éléments constituants l'installation électrique, et inspection par caméra thermique des différents tableaux,
- le nettoyage des orifices de ventilation ou échangeurs des onduleurs,
- la journalisation des messages d'erreur des onduleurs,

- la vérification du fonctionnement des équipements de sécurité,
- le contrôle au voltmètre des tensions des boucles DC (String),
- le serrage des câbles,
- la mise à jour des logiciels des onduleurs.

### 2.5.4. Remplacement d'un module

En cas de bris de glace ou d'endommagement d'un module photovoltaïque, il convient de le faire remplacer par une entreprise agréée par MECOSUN. Il est à noter que l'accès à l'ombrière par le dessous doit être maintenu possible afin d'accéder aux fixations des modules, en respectant la procédure suivante :

- Avant remplacement, le module détérioré doit être identifié afin d'assurer le remplacement avec un module équivalent.
- Avant d'intervenir sur le champ photovoltaïque concerné par le défaut, il est impératif de procéder à la déconnexion de l'onduleur du réseau en ouvrant le disjoncteur AC placé entre l'onduleur et le compteur de production et de procéder à la déconnexion du champ photovoltaïque en enclenchant le sectionneur DC placé entre le champ PV et l'onduleur.
- Le démontage est réalisé en retirant les clips de fixation de part et d'autre du module concerné en procédant dans l'ordre inverse à celui indiqué dans la notice de montage et dans le présent dossier technique. Le démontage des clips est réalisé à l'aide d'un tournevis plat introduit sous la languette du clip à démonter et tourné de 90° (Figure 34).
- Lors du démontage, une attention particulière doit être portée à la qualité d'isolement des connecteurs débrochés afin d'éviter tout contact entre ceux-ci et les pièces métalliques de l'installation (cadre module, rail de fixation ...). Ces connecteurs doivent être protégés avec des bouchons adaptés.
- Si l'installation présente un risque de défaut d'isolement des câbles électriques DC, il convient de couvrir le champ photovoltaïque concerné par le défaut à l'aide d'une surface opaque (bâche, tapis ...), avant intervention sur les modules, afin d'éviter de travailler sous tension.
- Le montage du module de remplacement est réalisé conformément au présent Dossier Technique, câblé et remis en lieu et place de l'ancien. Les clips sont systématiquement remplacés par de nouveaux et remis en place et fixés en suivant le mode de pose normal.
- Après avoir mesuré la tension de la série de modules concernée pour s'assurer de la bonne connexion de l'ensemble et que la tension délivrée est conforme à la plage d'entrée de l'onduleur, on procédera à la reconnexion du champ photovoltaïque en enclenchant de nouveau l'interrupteur/sectionneur DC et en reconnectant l'onduleur au réseau en fermant le disjoncteur AC.

## 2.6. Traitement en fin de vie

Conformément à l'article L. 541-10 du Code de l'Environnement, à la directive 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques et au décret n°2014-928 du 19 août 2014, les producteurs de modules photovoltaïques, dans le cadre de la Responsabilité Élargie des Producteurs, pourvoient ou contribuent à la collecte des déchets d'équipements électriques et électroniques ménagers au prorata des équipements qu'ils mettent sur le marché. L'article R. 543-180.-I. du Code de l'Environnement et l'arrêté du 8 octobre 2014 prévoient qu'en cas de vente d'un équipement, le distributeur de modules photovoltaïques reprend gratuitement ou fait reprendre gratuitement pour son compte les équipements usagés dont le consommateur se défait, dans la limite de la quantité et du type d'équipement vendu.

Pour le reste des éléments (système de montage notamment), il n'y a pas d'information apportée.

## 2.7. Fabrication et contrôles

### 2.7.1. Modules photovoltaïques

La fabrication des modules photovoltaïques a été examinée dans le cadre de la vérification des modules. Les informations principales (*site(s) de fabrication, certification ISO 9001, tolérance sur le flash-test, mesure(s) par électroluminescence, inspection finale*) sont données dans la grille de vérification des modules.

### 2.7.2. Composants de la structure support

Les pièces principales de la structure support (RSM, Tôles Intermodules, Tôle de continuité, Barre de terminaison sont réalisées par filage d'aluminium selon les plans de la société MECOSUN par l'entreprise NAVARRA (Portugal). Le filage consiste à placer l'aluminium solide chauffé à la température dite de filage dans un outillage appelé généralement conteneur et de le faire ressortir par un orifice plus petit en exerçant une poussée. À partir d'un certain effort, il y a écoulement plastique à travers la filière.

Lors de la fabrication, une anodisation des profilés permet de les protéger vis à vis de la corrosion lorsque cela est requis ; NAVARRA est certifié Qualanod.

Une procédure de contrôle dimensionnelle des profilés a lieu en début d'usinage afin que toute la ligne de production délivre des pièces conformes. A chaque étape de la fabrication un technicien procède à un contrôle de conformité de la pièce.

La société MECOSUN demande un contrôle de l'ensemble des pièces issues de ses fournisseurs. Un échantillon pour chaque lot est contrôlé :

- Inspection visuelle : degré d'encrassement, absence d'endommagement du profil, absence de rayure, salissure ou strie au niveau des extrémités.
- Inspection dimensionnelle d'échantillons : vérification au pied à coulisse des principales cotes fonctionnelles des profilés (avec une précision de 1/50 mm).

- MECOSUN est propriétaire des filières concernées. Une série de contrôles (visuels et dimensionnels) est faite tout au long de l'extrusion et des certificats matières sont systématiquement fournis à MECOSUN.

Les crapauds et les clips sont réalisés par emboutissage à froid progressif suivant un outillage en continu. L'emboutissage à froid suivant un outillage en continu est un procédé de déformation plastique d'une tôle à température ambiante, sous une presse de plusieurs tonnes, réalisé avec un outillage progressif dans lequel la bande avance étape par étape.

### 2.7.3. Éléments definition

Les abergements latéraux en aluminium EN AW 6061 T6 sont réalisées à façon directement sur chantier.

## 2.8. Conditionnement, étiquetage, stockage

### 2.8.1. Modules photovoltaïques

Les modalités de conditionnement (*nombre de modules par emballage, nature de l'emballage, position des modules, séparateurs entre modules*) des modules sont indiquées dans la grille de vérification des modules.

Les modules conditionnés ensemble sont obligatoirement de la même nature et de la même puissance.

Le module est lui-même identifié par un étiquetage conforme à la norme NF EN 50380.

Sauf spécificité du fabricant indiquée dans la grille de vérification des modules, le stockage sur chantier s'effectue au sec, sous abri.

### 2.8.2. Ensemble "support"

Dans le cas de kit de petites dimensions (couverture de 30 m² maximum), les éléments constitutifs sont stockés sur étagères et « cantilevers », les kits sont ensuite préparés par un opérateur qui dispose l'ensemble sur palette prêt à l'expédition par camion.

Dans le cas de grandes installations, les pièces de grandes dimensions du système du montage (profilés RSM ; Tôles Intermodule) sont conditionnées par fardeaux et livrées par camion directement sur le chantier par le fournisseur de MECOSUN afin d'en limiter le stockage. Les éléments périphériques (visserie, éclisses, clips...) sont stockés et livrés sur palettes séparées.

Lors de la livraison, une liste des pièces contenues dans les colis est fournie précisant le nombre de chacune de celles-ci.

Le stockage sur chantier s'effectue en à l'abri des intempéries.

## 2.9. Formation

La société MECOSUN impose systématiquement à ses clients, ainsi qu'au personnel sous-traitant de ces entreprises, une formation photovoltaïque théorique et pratique leur permettant d'appréhender la mise en œuvre du procédé MECOSUN MVO-Evolution. Cette formation d'une journée est réalisée dans les locaux de la société MECOSUN par un formateur qualifié.

Elle consiste en :

- une explication du vocabulaire technique commun utilisé,
- une simulation de la pose des premiers profilés/ modules à l'aide d'une maquette représentative et explication du mode d'exécution,
- une description du cahier des charges nécessaire au chiffrage de la structure MECOSUN,
- la prise en main du procédé MECOSUN MVO-Evolution et pose de celui-ci sur charpente bois représentative,
- la présentation du matériel nécessaire à l'installation.

Ces travaux pratiques permettent de travailler sous conditions réelles et selon les règles techniques en vigueur. Cela permet également de sensibiliser sur les risques professionnels et sur le respect des règles de sécurité.

À l'issue de cette formation, une carte nominative est délivrée par Mecosun au compagnon et une liste de personnes agréées est donc tenue à jour.

Les entreprises de mise en œuvre doivent bénéficier d'une qualification ou certification professionnelle délivrée par un organisme accrédité par le Cofrac ou tout autre organisme d'accréditation signataire de l'accord multilatéral pris dans le cadre de la coordination européenne des organismes d'accréditation. Cette qualification ou certification professionnelle doit correspondre aux types de travaux effectués, à la puissance de l'installation et, pour des projets relevant de l'obligation d'achat, respecter les critères fixés par l'arrêté tarifaire correspondant.

## 2.10. Assistance technique

La société Mecosun est tenue d'apporter son assistance technique à toute entreprise installant le procédé qui en fera la demande.

Chaque client reçoit systématiquement une assistance technique de la part de la société MECOSUN pour sa première installation photovoltaïque avec l'aide sur place d'un technicien pendant une journée. Pour toute installation, la société MECOSUN propose une assistance technique pendant toute la durée du chantier. Elle est constituée d'ingénieurs du bureau d'études et de techniciens au fait du procédé et des techniques de montage.

La société assure ensuite sur demande une assistance technique téléphonique pour tous renseignements complémentaires. Cette assistance technique est basée à FONSORBES en France (31).

Lorsque des cas particularités d'installations se présentent, tant au niveau de la mise en œuvre des modules que des conditions d'implantation (ombrages éventuels), elle peut également apporter son assistance technique pour la validation de la solution retenue.

## 2.11. Mention des justificatifs

### 2.11.1. Résultats expérimentaux

- Les modules photovoltaïques ont été vérifiés par le CSTB selon les critères d'acceptation du présent Avis Technique. La liste des références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT via la page Batipedia de l'Avis Technique 21/26-95_V1.
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61215 : qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques. La charge à laquelle les essais de charge mécanique MQT 16 ont été réalisés doit être au moins égale à 5 400 Pa (charge d'essai).
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61730 et certifiés comme appartenant à la classe II de sécurité électrique jusqu'à une tension maximum de 1 000 à 1 500 V DC (cf. grille de vérification des modules).
- Le procédé photovoltaïque a été testé par le laboratoire GINGER selon la norme NF EN 12179 pour des essais de résistance à la pression du vent avec les modules de la grille de vérification. (Rapport d'essai BEB1.O.4044-1.2).
- La connexion électrique entre les RSM et le cadre de module PV par l'intermédiaire des clips a été testée selon la norme CEI 61439-1 (2011) et la norme NF EN 60068-2-11 (1999) (rapport d'essais LCIE n° 25269608-808887 ).
- Les modules Voltec ont été testés par le laboratoire GINGER au regard de la méthode d'essai d'impact suivant la norme NF EN 12600 de septembre 2003. (Rapport d'essai BEB1.O.4104-1.2).
- Les modules Voltec ont été testés par le laboratoire LNE au regard de la norme au feu NF EN 13501-1 :2018 (Rapport P2330150003).
- Les modules Voltec ont été testé en Résistance et Durabilité suivant les normes IEC et STROKE afin de garantir le comportement mécanique de la mousse de cadrage (tenue mécanique entre le cadre et le complexe verrier) dans le temps (Rapport : 2024_Résistance et durabilité modules VOLTEC_IEC et STROKE).
- Les modules Voltec ont été testé en Résistance et Durabilité (Module avec joint découpé, module vieilli par le laboratoire CERTISOLIS afin de garantir le comportement mécanique de la mousse de cadrage (tenue mécanique entre le cadre et le complexe verrier) dans le temps (Rapport d'essais N°20251125-001).
- Les modules photovoltaïques associé au système MECOSUN MVO-Evolution ont été testés conformes au choc suivant le cahier n°3228 du CSTB en juin 2020.

### 2.11.2. Références chantiers

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis 2020.

Environ 600 000 $m^2$ ont été commercialisés en France à ce jour, soit environ 120 MW.

## 2.12. Annexe du Dossier Technique

Note : Toutes les dimensions sont en millimètres (sauf indication contraire)

| Eléments Constitutifs du système MVO-Evolution | Matériau | Revêtement de finition sur la face exposée | Atmosphères extérieures | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Rurale Non Polluée | Industrielle ou Urbaine | | Marine | | | | Particulière |
| | | | | Normale | Sévère | 20 km à 10 km | 10 km à 3 km | Bord de Mer (< 3 km) | Mixte | |
| Cadre Module | Aluminium de série supérieure à 6000 | Anodisation 20 µm minimum | • | • | □ | • | • | □ | - | □ |
| RSM | Aluminium EN AW 6061 T6 | Brute | • | • | □ | • | - | - | - | □ |
| | | anodisation 20 µm minimum | • | • | □ | • | • | • | • | □ |
| Tôle Inter Module | Aluminium EN AW 6061 T6 | Brute | • | • | □ | • | - | - | - | □ |
| | | anodisation 20 µm minimum | • | • | □ | • | • | • | • | □ |
| Barre de Terminaison | Aluminium EN AW 6061 T6 | Brute | • | • | □ | • | - | - | - | |
| | | anodisation 20 µm minimum | • | • | □ | • | • | • | • | □ |
| Visserie | Acier Inoxydable A4 | - | • | • | □ | • | • | • | • | □ |
| Visserie + rondelle | Acier Inoxydable A4 | - | • | • | □ | • | • | • | • | □ |
| CLIP | Acier DIN EN 10132:2000<br><br>Acier 1.1231 (C68RR) | revêtement paillettes Zn.Al | • | • | - | • | • | - | - | □ |
| Tôle de Jonction Toiture | Acier S320GD galvanisé | Thermolaquée double face | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ |
| Tube éclisse | Aluminium EN AW 6061 T6 | Brute | • | • | □ | • | - | - | - | □ |
| | | anodisation 20 µm minimum | • | • | • | • | • | • | • | □ |
| Tôle de continuité | Aluminium EN AW 6061 T6 | Brute | • | • | □ | • | - | - | - | □ |
| | | anodisation 20 µm minimum | • | • | □ | • | • | • | • | □ |

Les expositions atmosphériques sont définies dans le cahier du CSTB n° 3844.
• : Matériau adapté à l'exposition
□ : Matériau dont le choix définitif ainsi que les caractéristiques particulières doivent être arrêtés après consultation et accord du titulaire de l'Avis Technique.
- : Matériau non adapté à l'exposition
La colonne « Bord de mer < 3km » n'inclut pas le front de mer

***Tableau 1- Guide de choix des matériaux selon l'exposition atmosphérique***

| Type de panne | Atmosphères extérieures | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Rurale Non Polluée | Industrielle ou Urbaine | | Marine | | | | Particulière |
| | | Normale | Sévère | 20 km à 10 km | 10 km à 3 km | Bord de Mer (< 3 km) | Mixte | |
| Panne mince revêtu de zinc | • | • | □ | □ | □ | □ | □ | □ |
| Panne béton avec insert métallique revêtu de zinc | • | • | □ | □ | □ | □ | □ | □ |
| Acier pré-peint ou protégé | • | • | □ | □ | □ | □ | □ | □ |

Les expositions atmosphériques sont définies dans le cahier du CSTB n° 3844.

• : Pas de traitement particulier

□ : Mise en place d'une bande EPDM d'interposition (voir ***Figure 43***)

La colonne « Bord de mer < 3km » n'inclus pas le front de mer

***Tableau 2- Conditions de mise en place d'une bande EPDM***

| Pannes Minces | | **Nombre de modules par colonne** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Jusqu'à 4 | de 5 à 8 | de 9 à 10 | de 11 à 15 |
| **Pente (°)** | **de 5 à 10** | 2 | 4 | 6 | 8 |
| | **de 11 à 15** | 4 | 6 | 8 | 10 |
| | **de 16 à 20** | 4 | 8 | 10 | |
| | **de 21 à 25** | 4 | 10 | 10 | |
| | **de 26 à 30** | 6 | 10 | | |

| Pannes Epaisses (IPN, IPE,,,,) | | **Nombre de modules par colonne** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Jusqu'à 4 | de 5 à 8 | de 9 à 10 | de 11 à 15 |
| **Pente (°)** | **de 5 à 10** | 2 | 4 | 4 | 6 |
| | **de 11 à 15** | 4 | 6 | 6 | 8 |
| | **de 16 à 20** | 4 | 6 | 8 | 10 |
| | **de 21 à 25** | 4 | 8 | 8 | |
| | **de 26 à 30** | 6 | 8 | 10 | |

| Pannes Bois | | **Nombre de modules par colonne** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Jusqu'à 4 | de 5 à 8 | de 9 à 10 | de 11 à 15 |
| **Pente (°)** | **de 5 à 10** | 2 | 4 | 4 | 6 |
| | **de 11 à 15** | 4 | 6 | 6 | 10 |
| | **de 16 à 20** | 4 | 6 | 8 | |
| | **de 21 à 25** | 4 | 8 | 10 | |
| | **de 26 à 30** | 6 | 10 | 10 | |

***Tableau 3- Nombre de vis par RSM aux points fixes (limite en cisaillement)***

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVO** | Groupe A | 3269 | 3213 | 2249 | 2362 | 1710 |

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,9 | 2 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVO** | Groupe A | 1739 | 1314 | 1172 | 1058 | 917 |
| **MVOR** | Groupe A | 2725 | 2413 | 2130 | 1903 | 1704 |
| **MVOH** | Groupe A | Utiliser MVOR | 3600 | 3289 | 2949 | 2665 |

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVOR** | Groupe A | 1534 | 1364 | 1251 | 1138 | Utiliser MVOH |
| **MVOH** | Groupe A | 2410 | 2127 | 1985 | 1786 | 1673 |

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 2,6 | 2,7 | 2,8 | 2,9 | 3 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVOH** | Groupe A | 1503 | 1418 | 1248 | 1163 | 1078 |

***Tableau 4- Charges de neige ELS maximales (Pa)***

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVO** | Groupe A | 1540 | 1540 | 1540 | 1540 | 1540 |

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,9 | 2 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVO** | Groupe A | 1540 | 1540 | 1436 | 1322 | 1181 |
| **MVOR** | Groupe A | 1540 | 1540 | 1540 | 1540 | 1540 |
| **MVOH** | Groupe A | Utiliser MVOR | 1540 | 1540 | 1540 | 1540 |

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVOR** | Groupe A | 1540 | 1540 | 1540 | 1527 | Utiliser MVOH |
| **MVOH** | Groupe A | 1540 | 1540 | 1400 | 1400 | 1300 |

| Entraxe entre pannes (m) | Modules | 2,6 | 2,7 | 2,8 | 2,9 | 3 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MVOH** | Groupe A | 1233 | 1200 | 1167 | 1133 | 1100 |

***Tableau 5- Charges de vent ELS maximales (Pa)***

# 3. Annexes graphiques

*Note : Toutes les dimensions sont en millimètres (sauf indication contraire)*

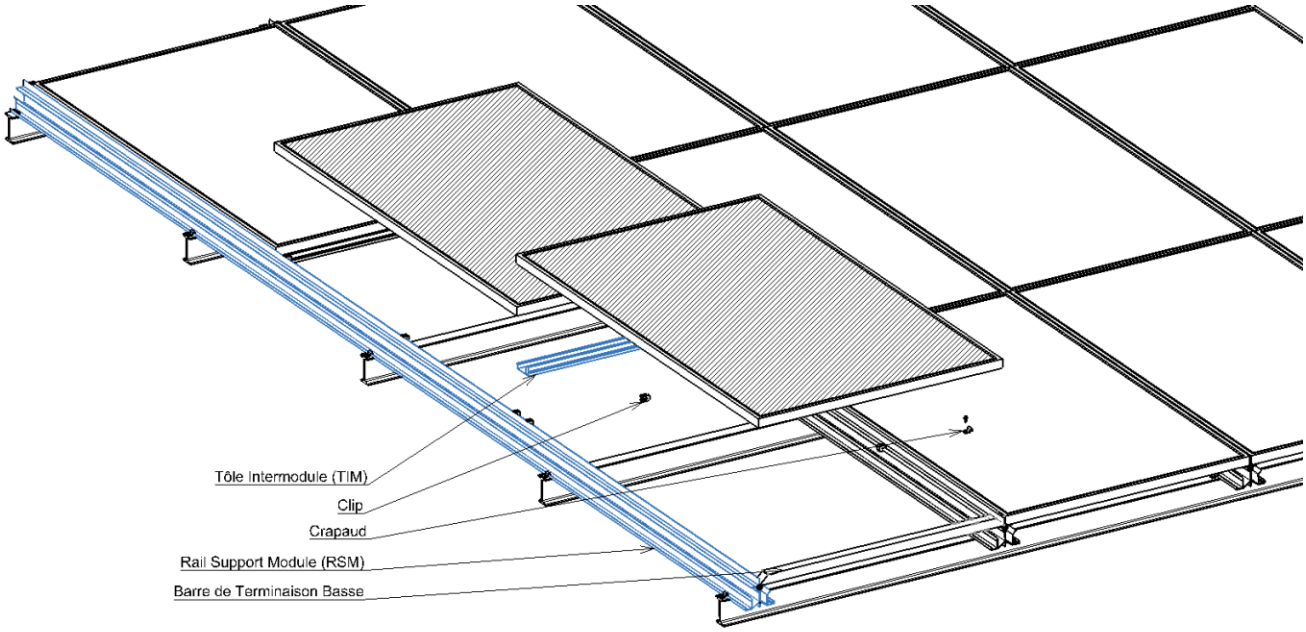



***Figure 1 – Schéma éclaté du procédé***

| **Alliage** | Aluminium EN AW 6061<br>Etat T6 | | |
|---|---|---|---|
| **RSM** | MVO | MVOR | MVOH |
| **Poids théorique** | 2,33 kg/m | 2,38 kg/m | 2,47 kg/m |

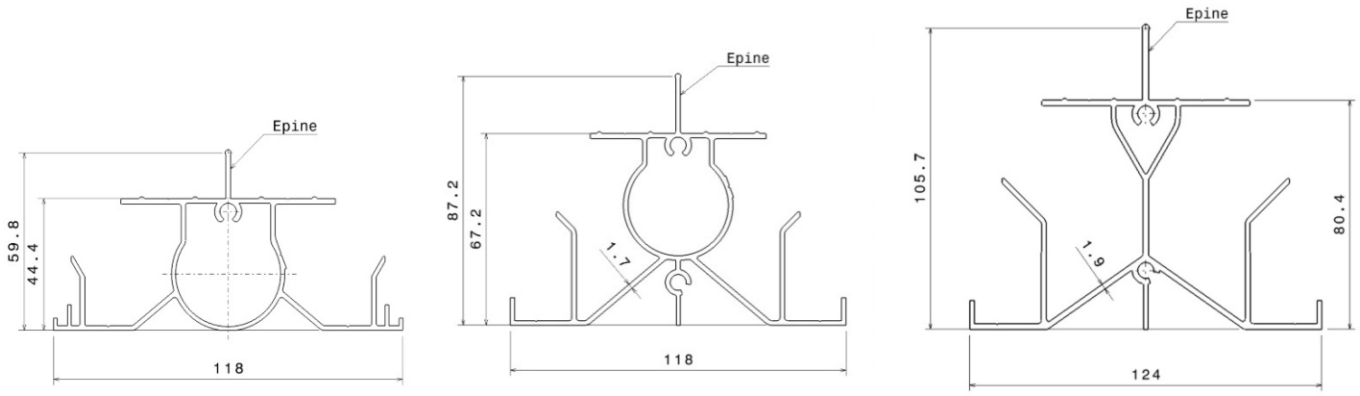



***Figure 2 – Rails Support Module (RSM) MVO – MVOR – MVOH***

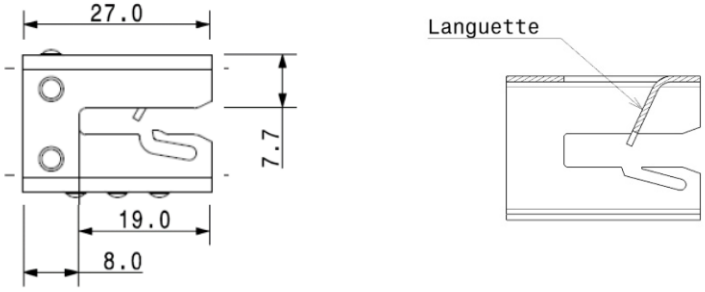



***Figure 3 – CLIP (fixation et mise à la terre des modules)***

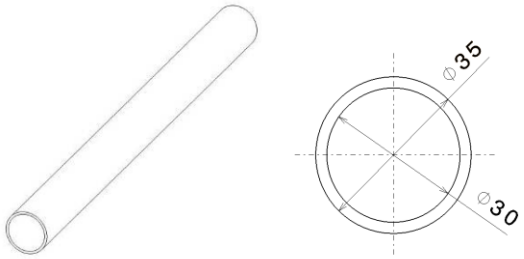



***Figure 4 – Tubes Eclisses MVO et MVOR***

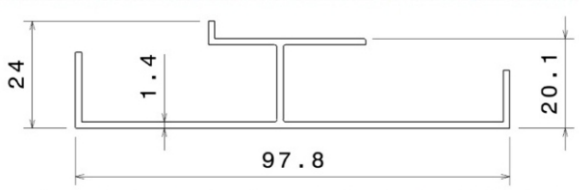



***Figure 5 – Tôle Inter Module (T.I.M.)***

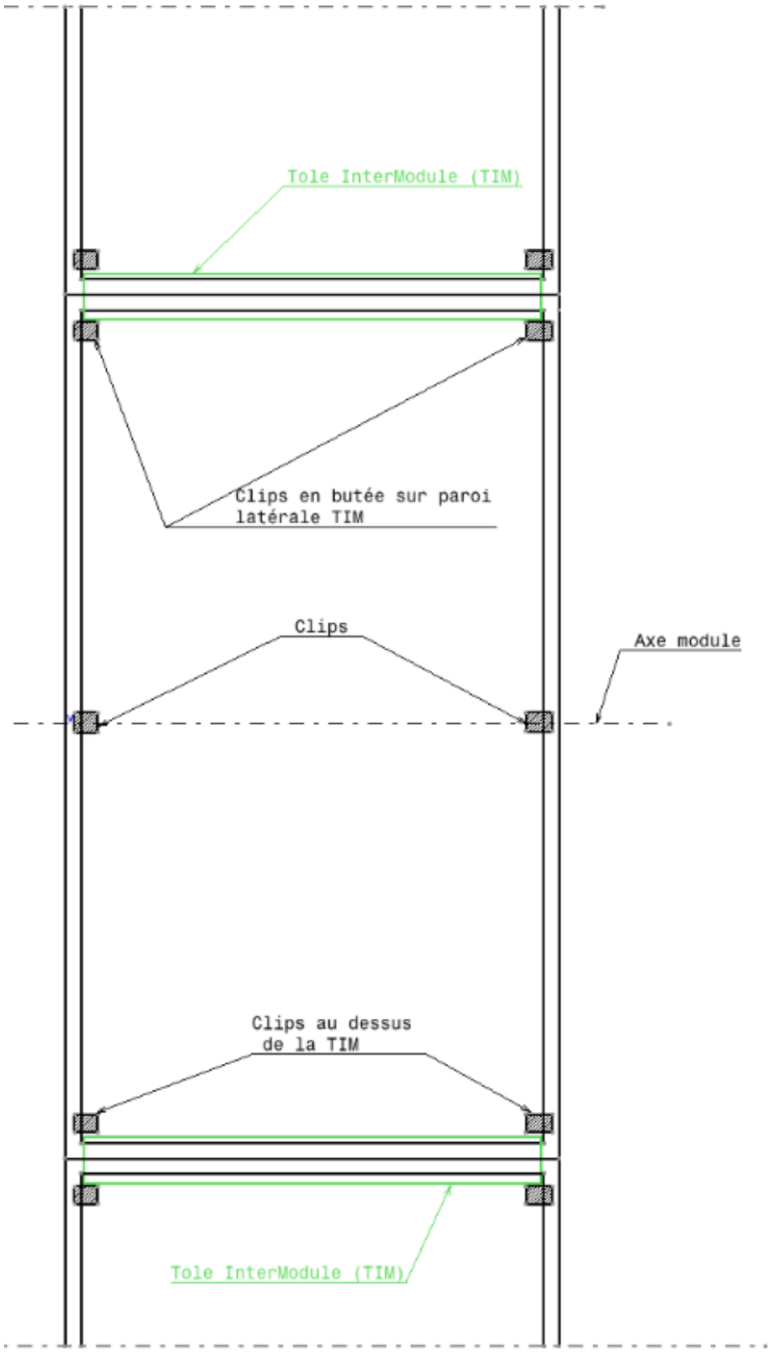



***Figure 6 – Répartition des 6 clips***

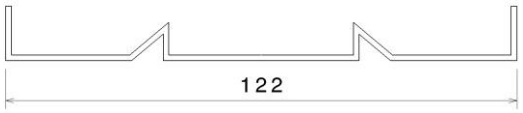



***Figure 7 – Tôle de Continuité***

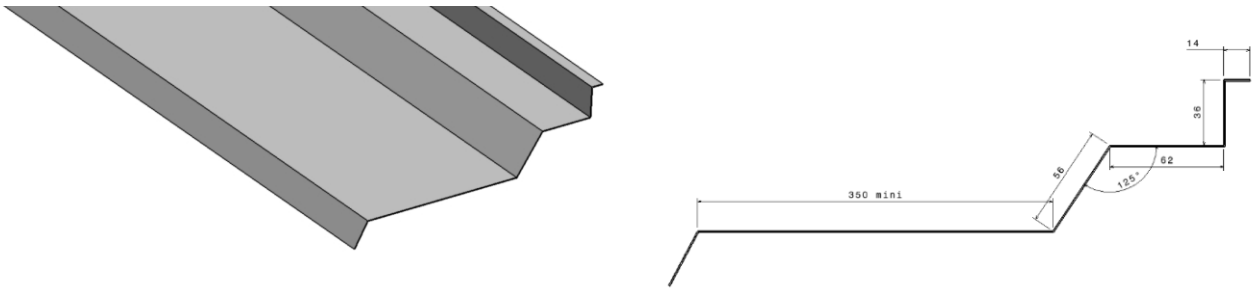



***Figure 8 – Tôles d'abergement latérales (exemple)***

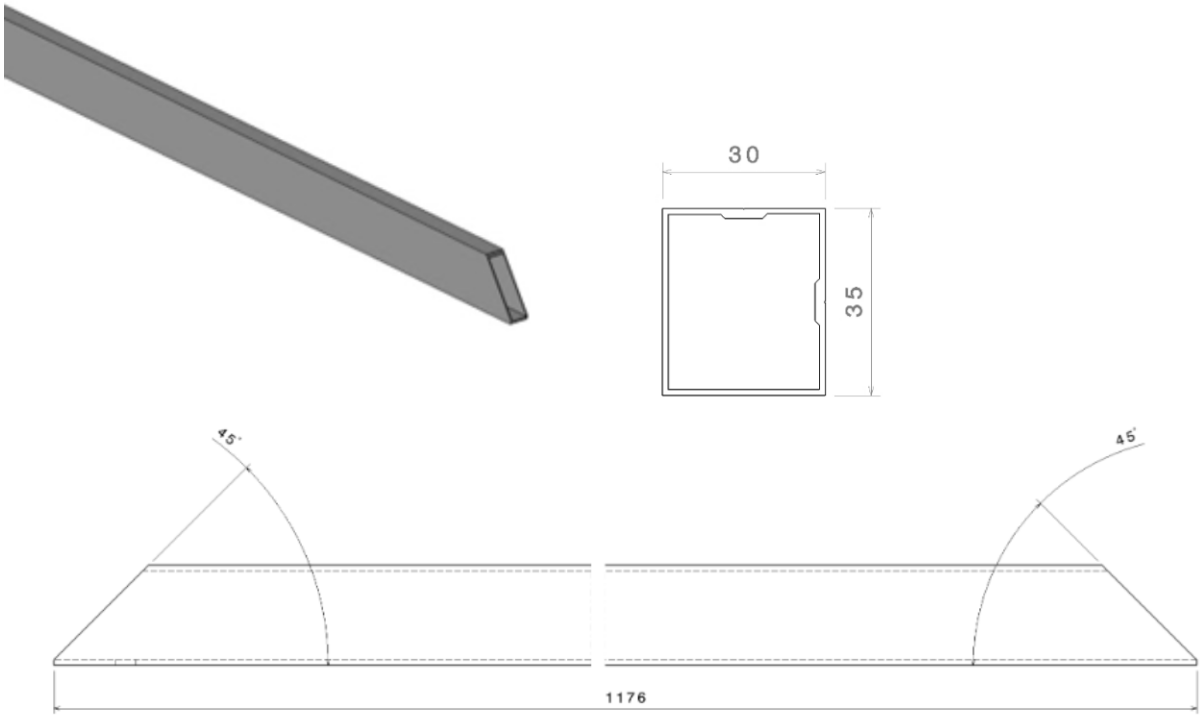



***Figure 9 – Barre de terminaison haute et Basse (épaisseur parois = 2mm)***

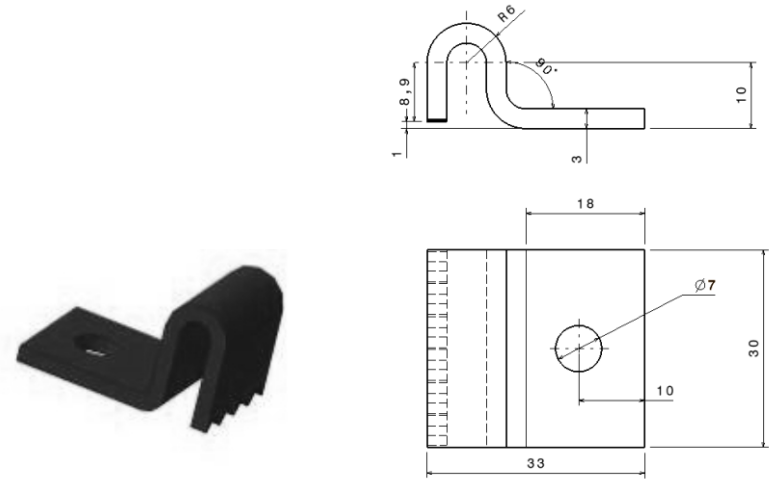



***Figure 10 – Crapauds***

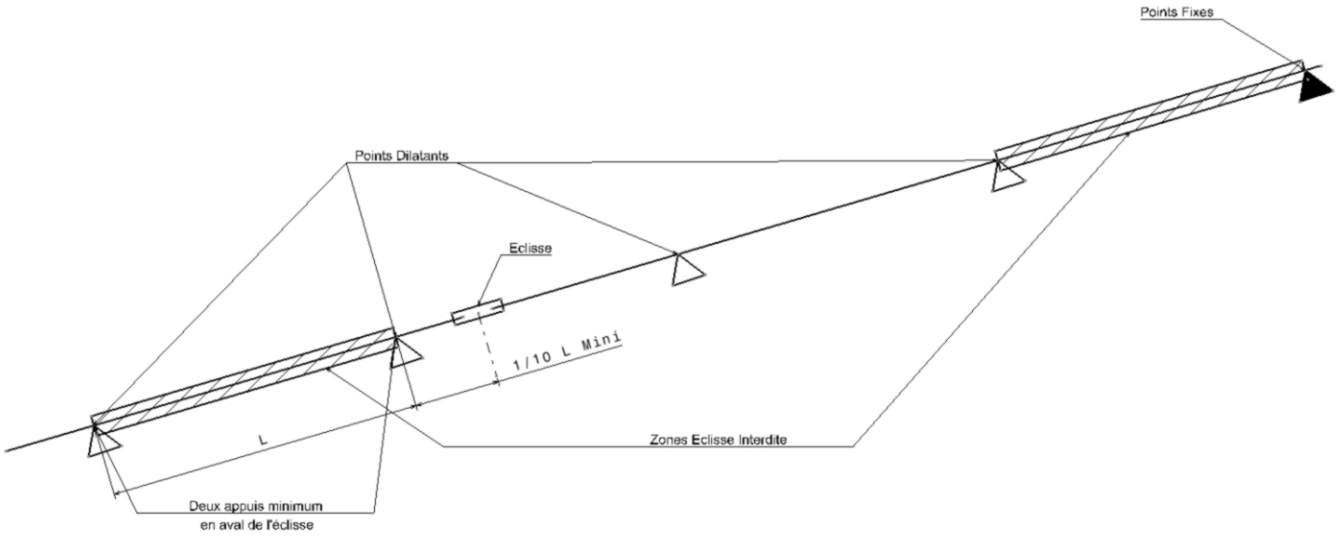



***Figure 11 – Zones Eclissage***

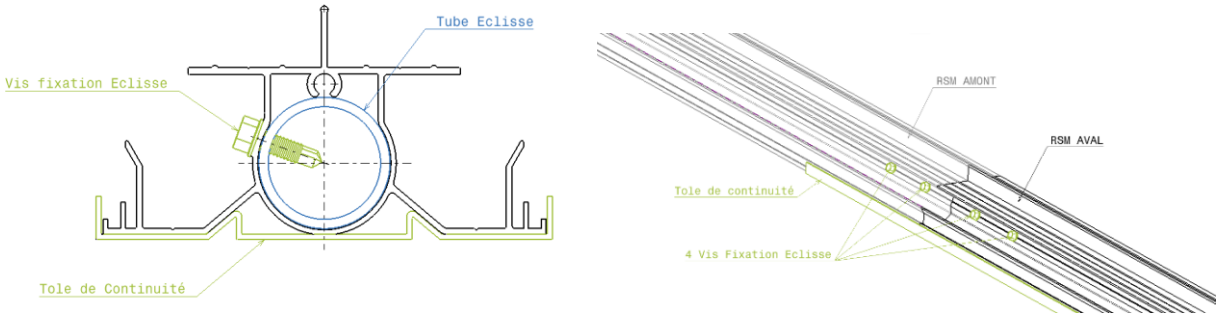



***Figure 12 – Eclissage MVO***

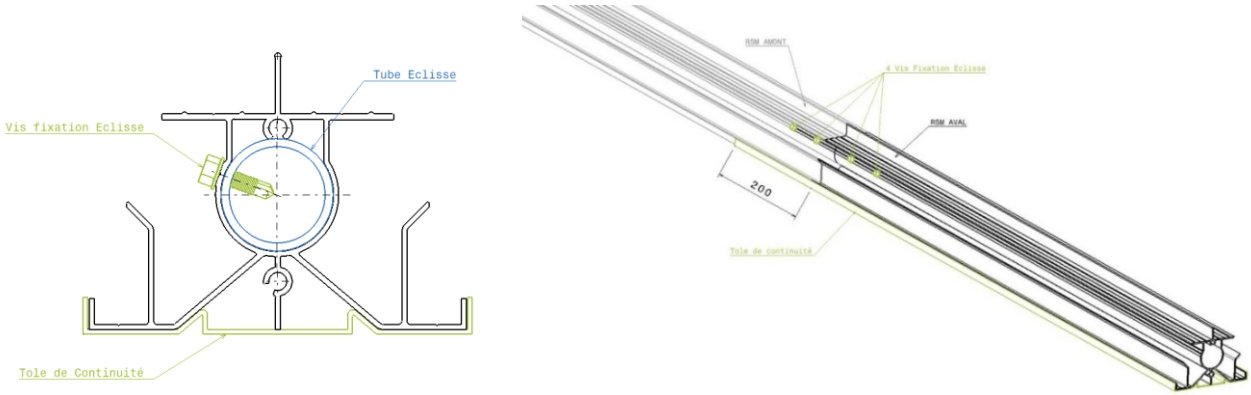
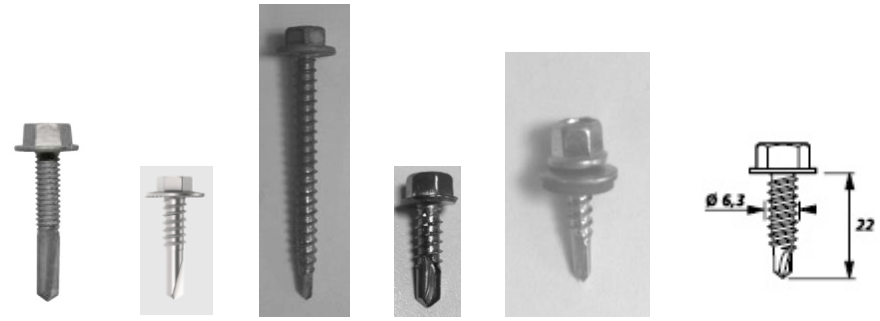



***Figure 13 – Eclissage MVOR***




Ref :1 Réf :2 Réf :3 Réf : 4 Réf :5 Réf :6

***Figure 14 – Visserie***

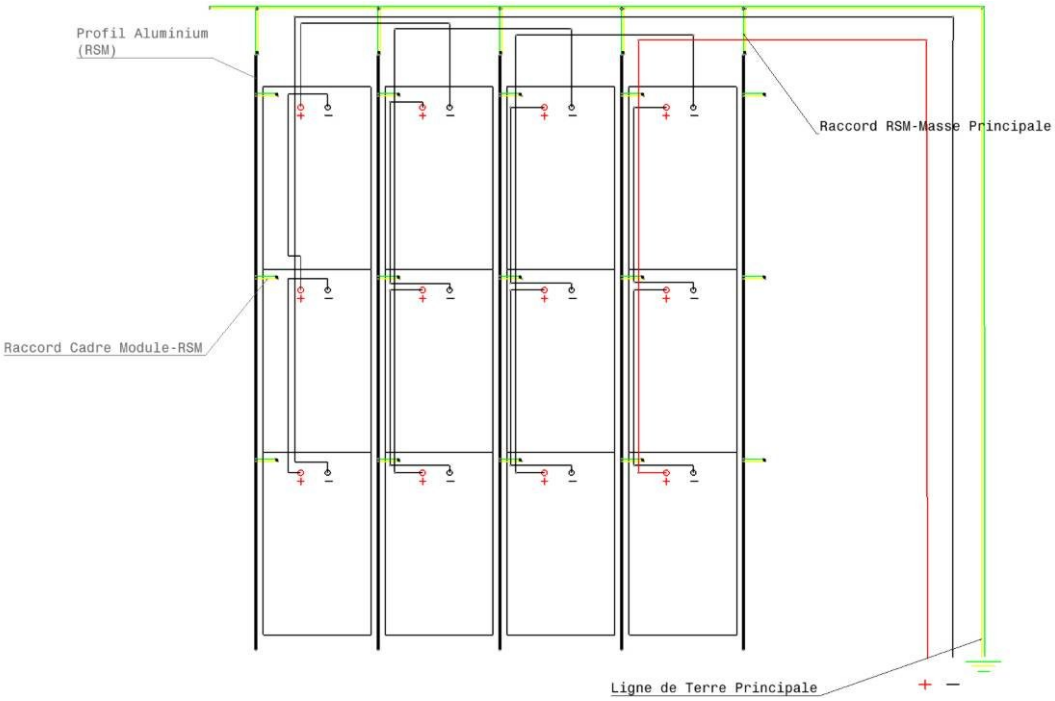



***Figure 15 – Exemple de schéma de câblage***

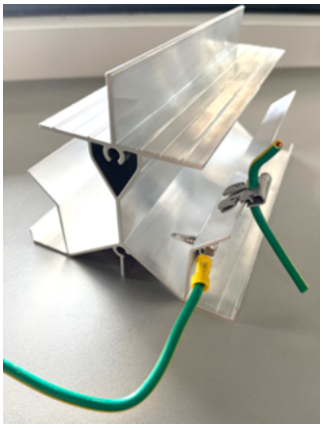


***Figure 16 – Liaison équipotentielle entre rails RSM***

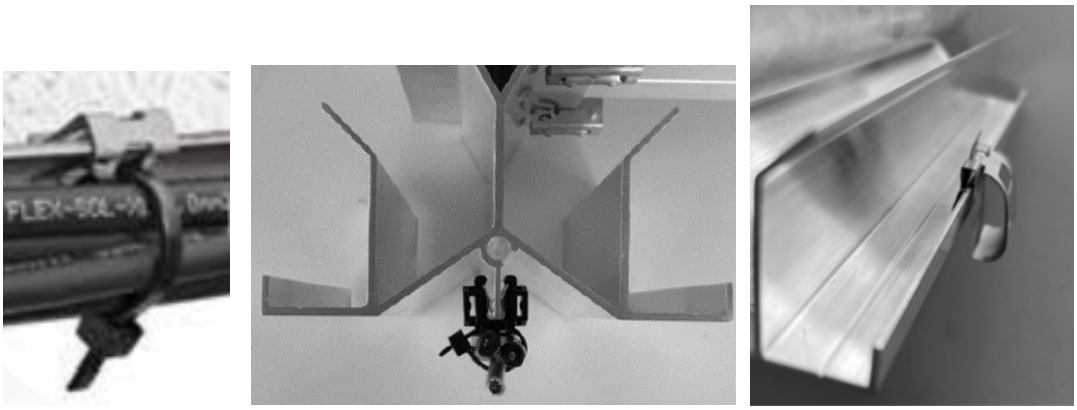


***Figure 17 – Support de câbles***

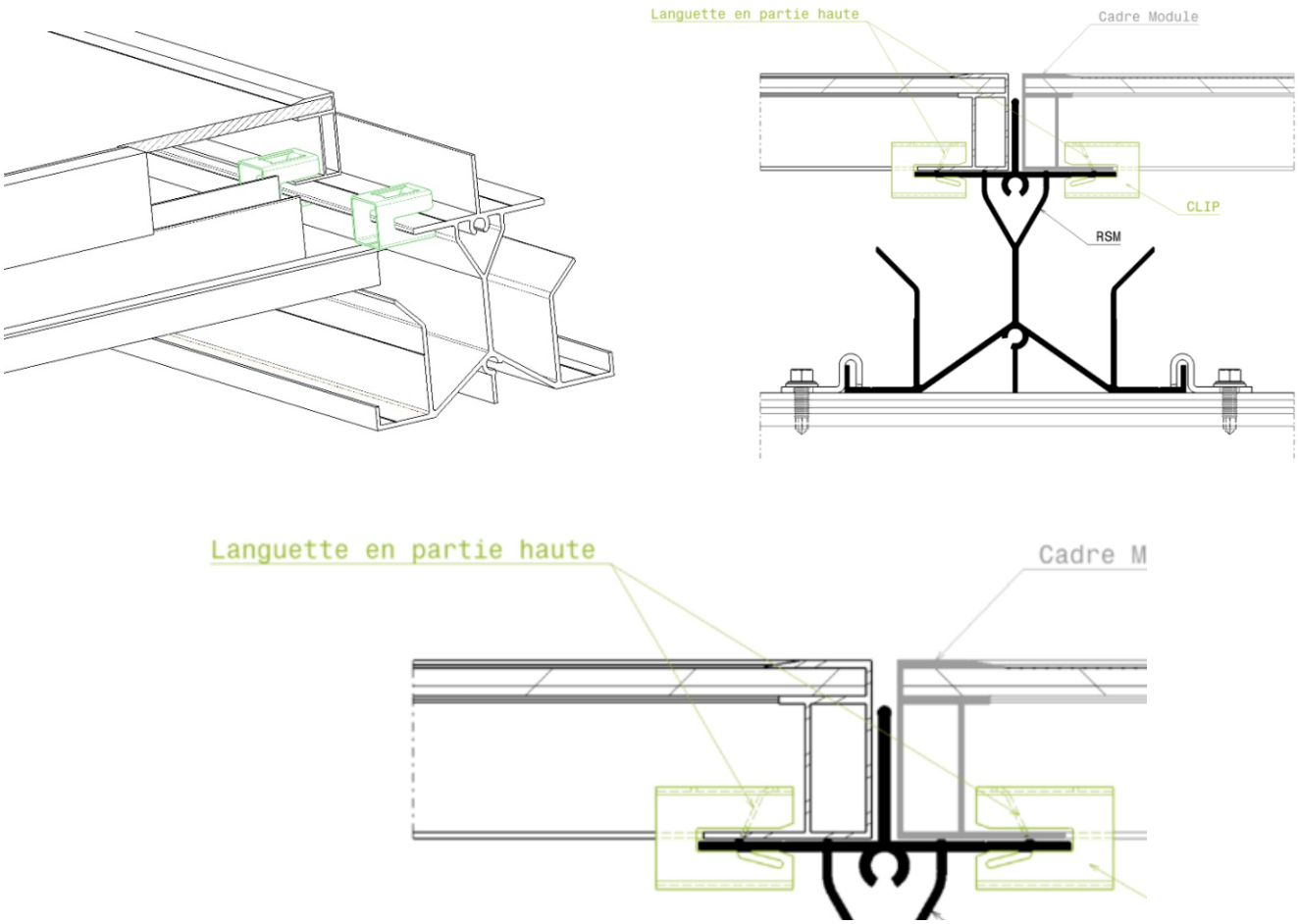



***Figure 18 – Pose CLIPS –Liaison équipotentielle Cadre module-RSM***

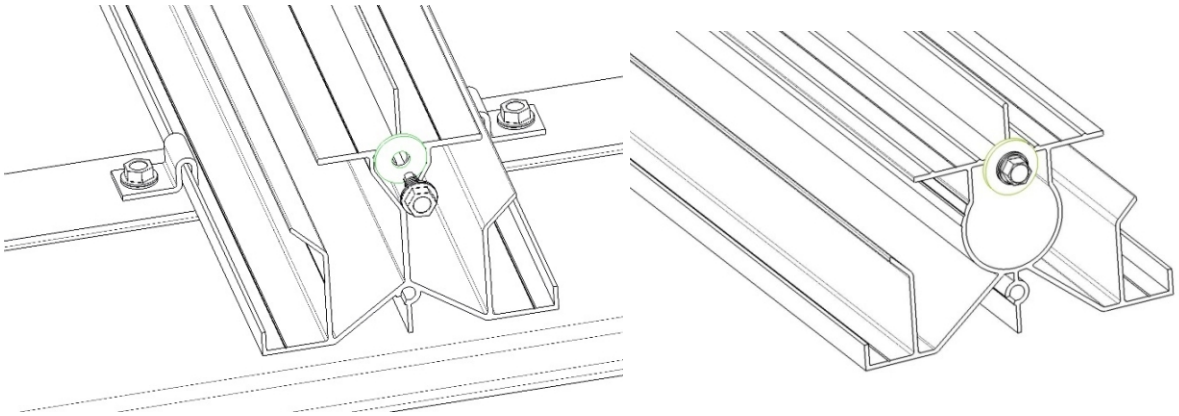


***Figure 19 – Mise en place des vis de blocage et rondelles (bas de l'ombrière)***

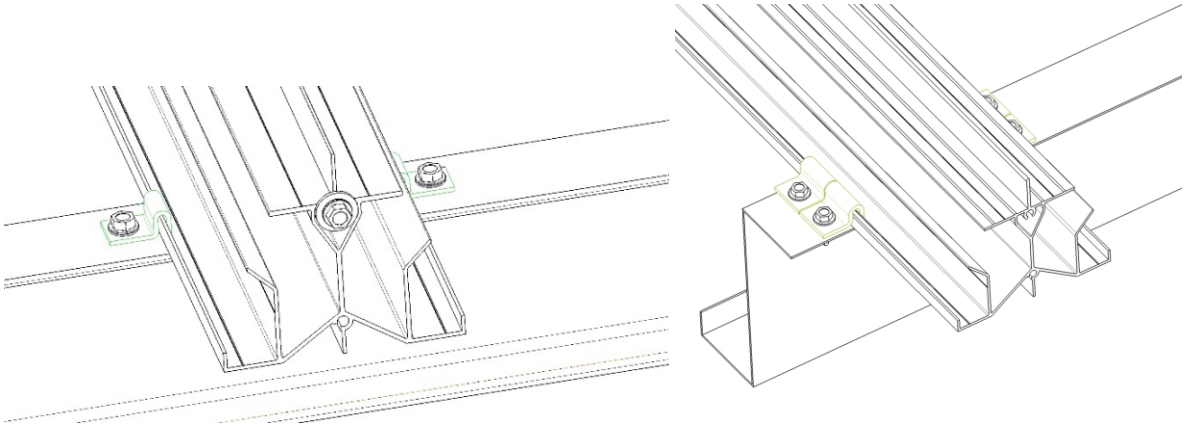


***Figure 20 – Mise en place des RSM (points de dilatation)***

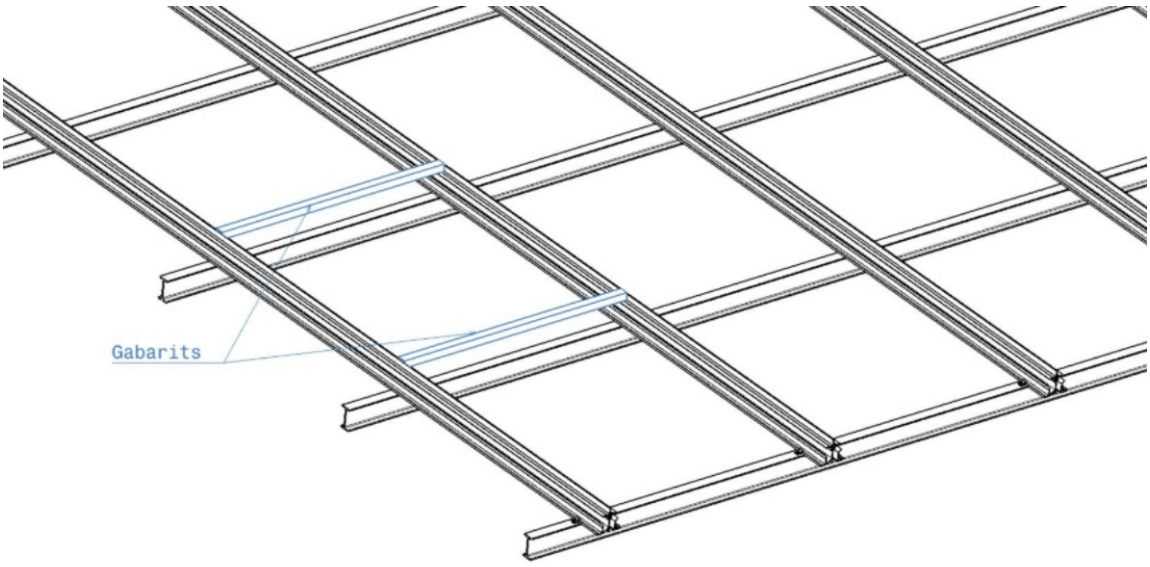



***Figure 21 – Mise en place des RSM (gabarits)***

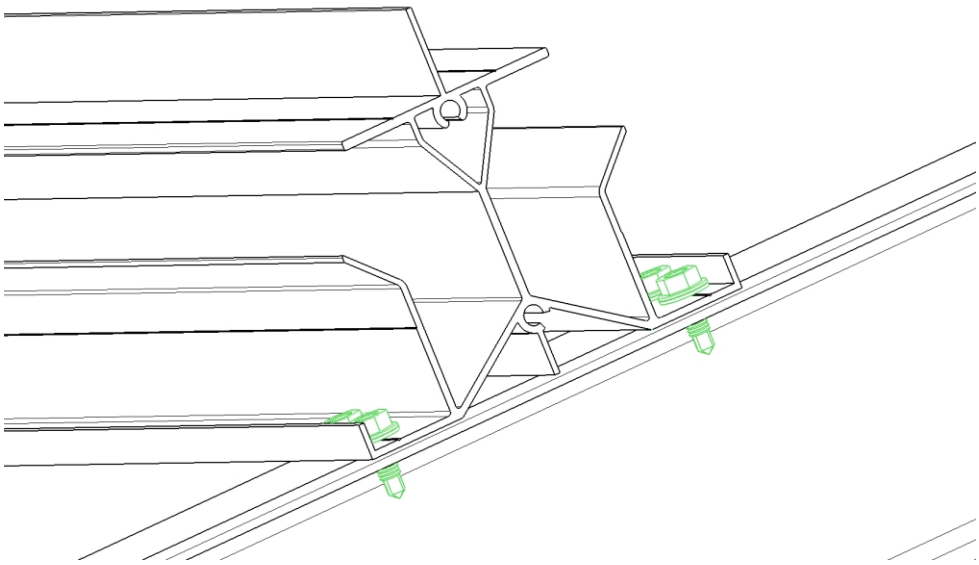


***Figure 22 – Mise en place des RSM (points fixes)***

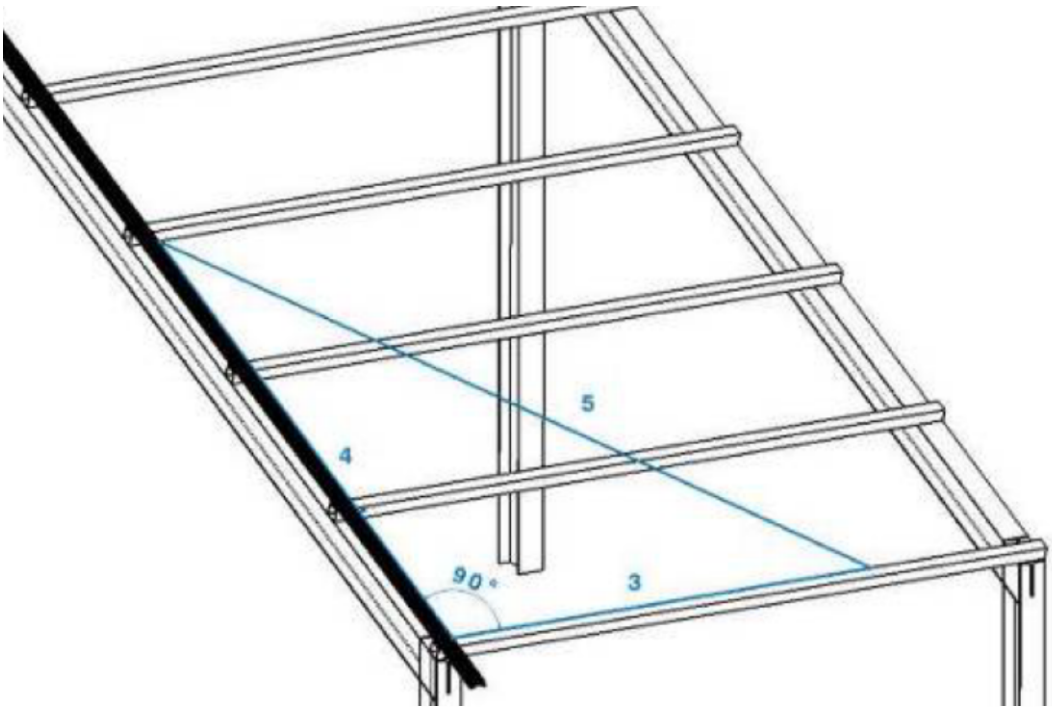



***Figure 23 – Mise en place des RSM (règle 3-4-5)***

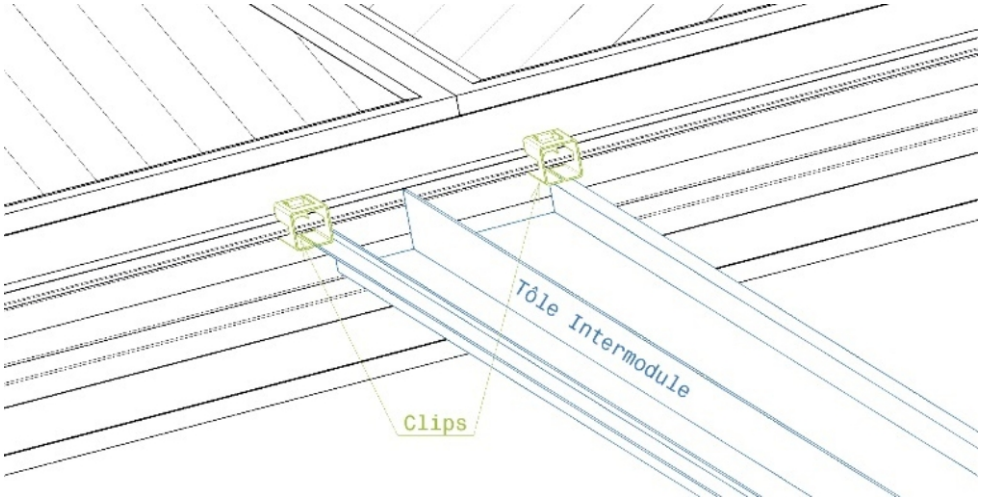



***Figure 24 – Mise en place des Tôles Intermodules***



***Figure 25 – Mise en place des modules photovoltaïques***

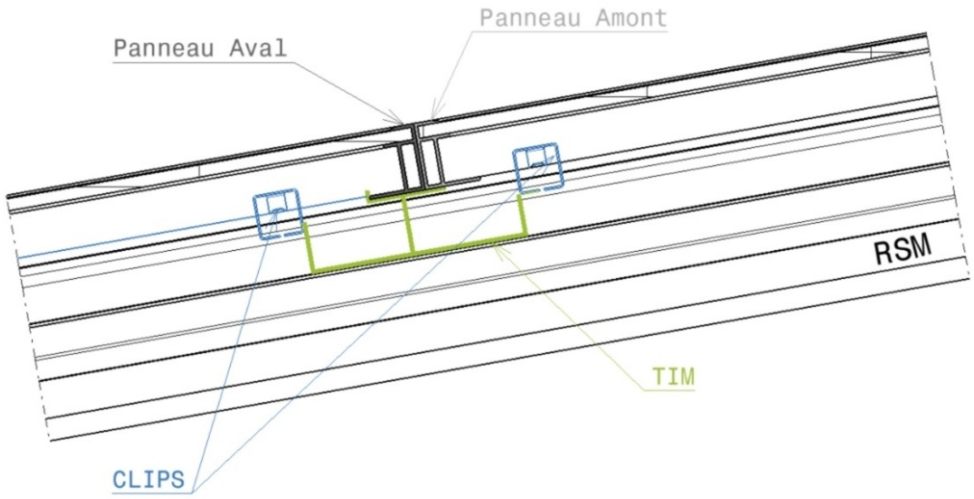



***Figure 26 – Liaison entre modules***

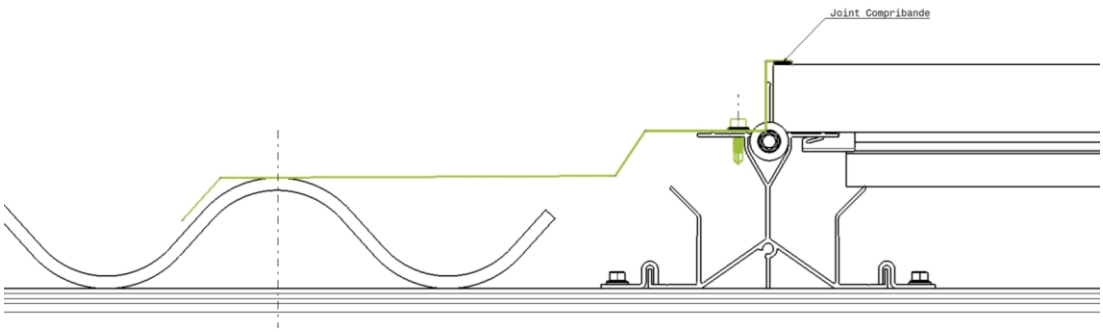



***Figure 27 – Mise en place des liaisons en rives avec couvertures existantes (Liaison tôle fibre ciment)***

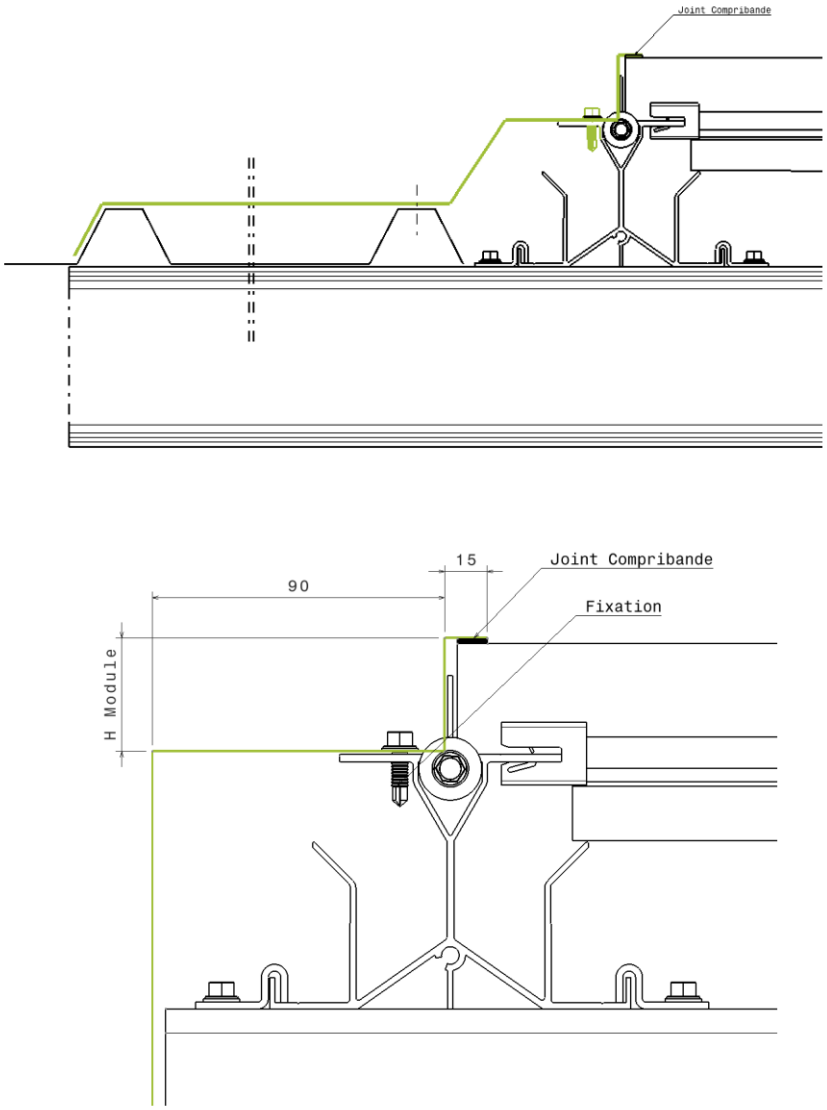



***Figure 28 – Mise en place des liaisons en rives avec couvertures existantes (Liaison TAN)***

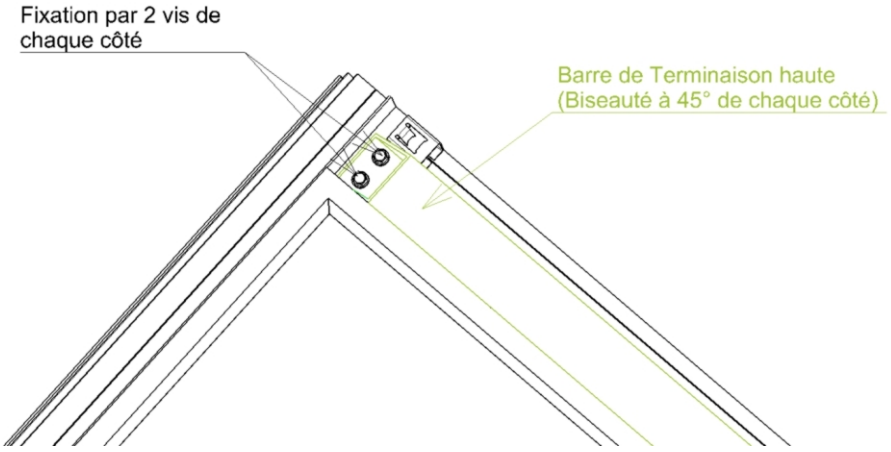



***Figure 29 – Mise en place des barres de terminaison (fixation des barres de terminaison hautes)***

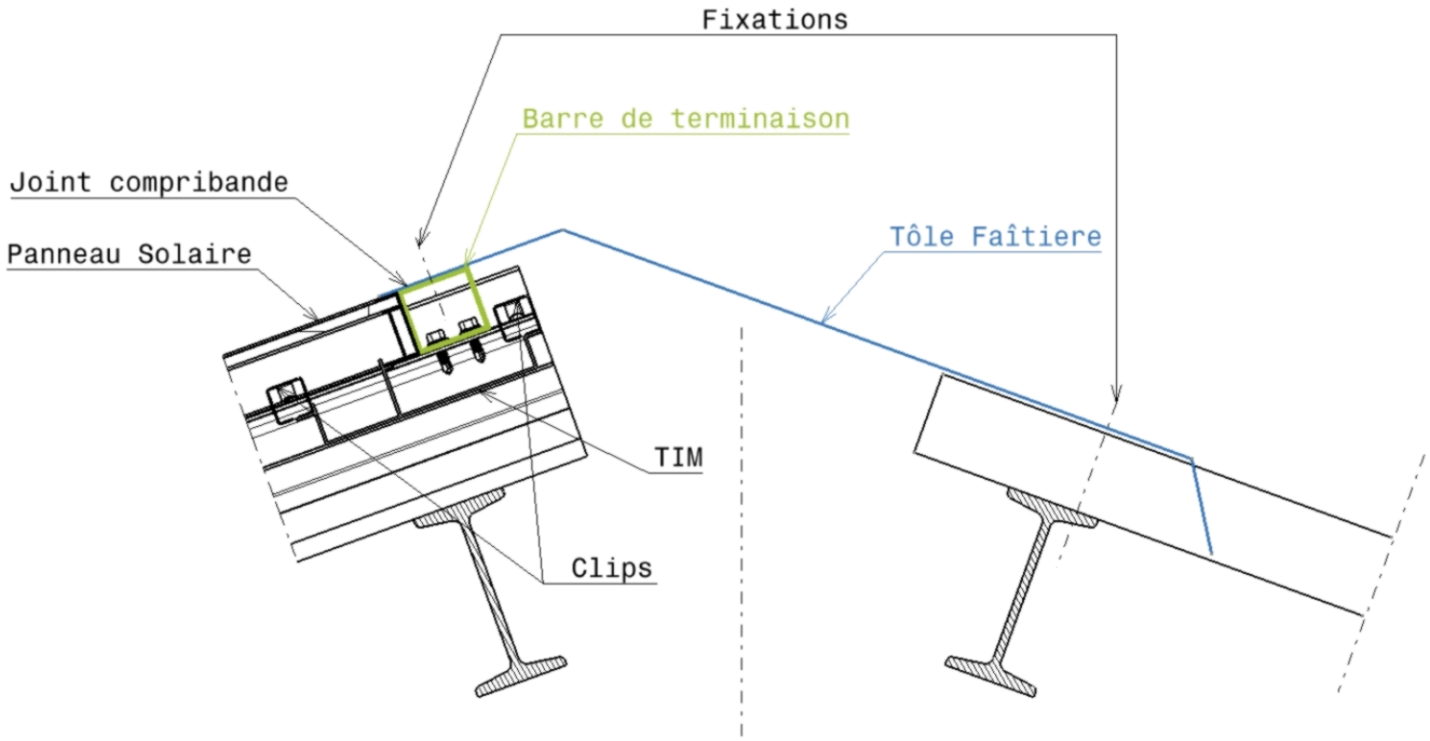



***Figure 30 – Mise en place des barres de terminaison (ensemble liaison faîtage)***

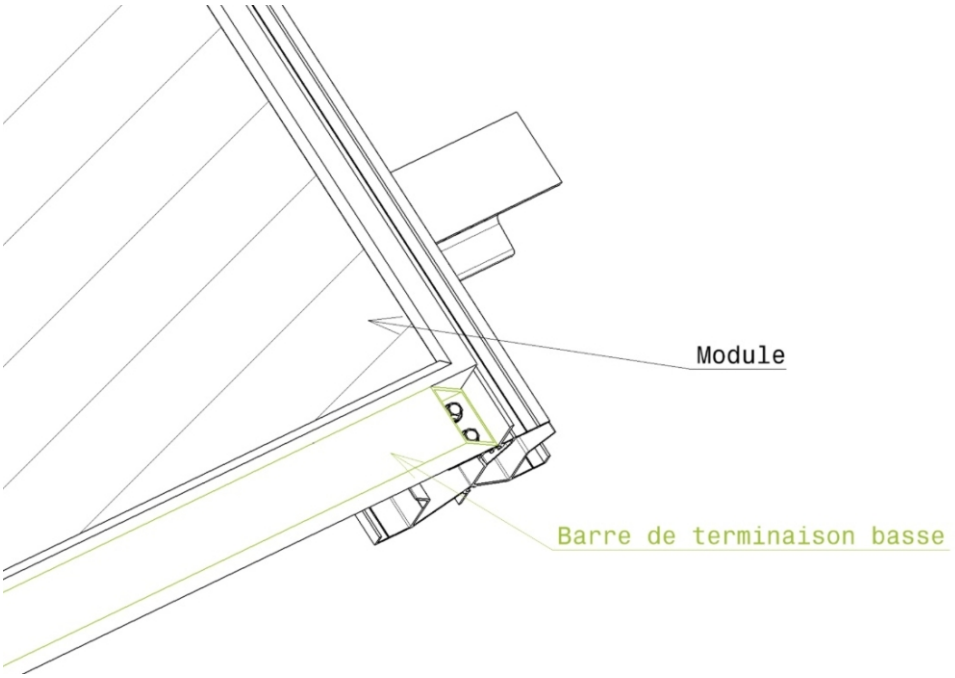



***Figure 31 – Mise en place des barres de terminaison (Fixation des barres de terminaison basses)***

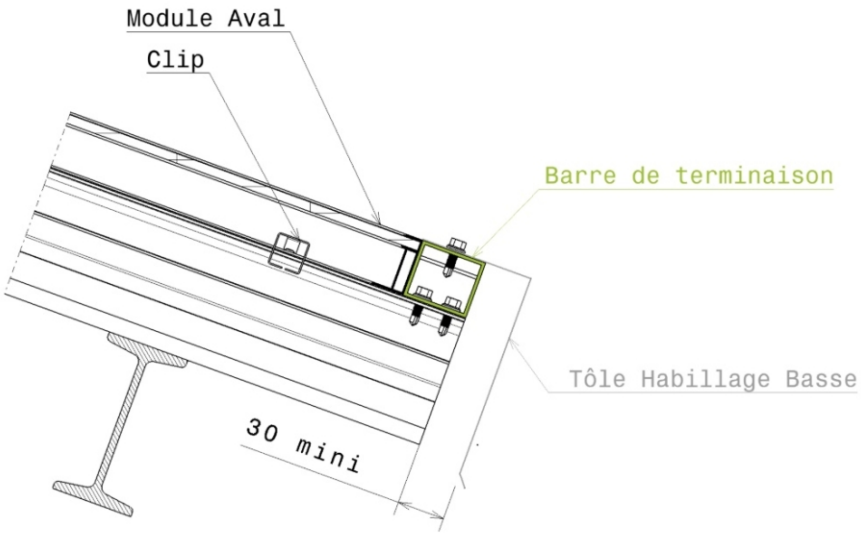



***Figure 32 – Mise en place des barres de terminaison (ensemble liaison égout)***

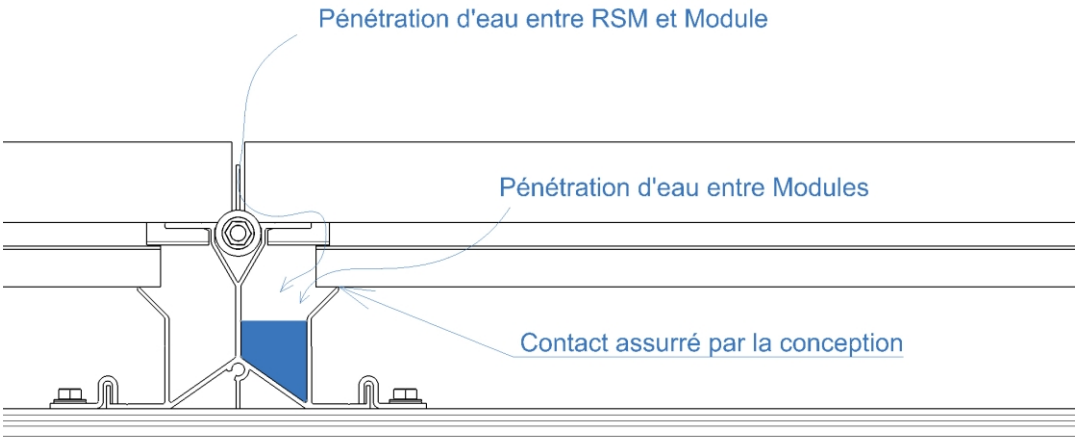



***Figure 33 – Principe d'évacuation des infiltrations***

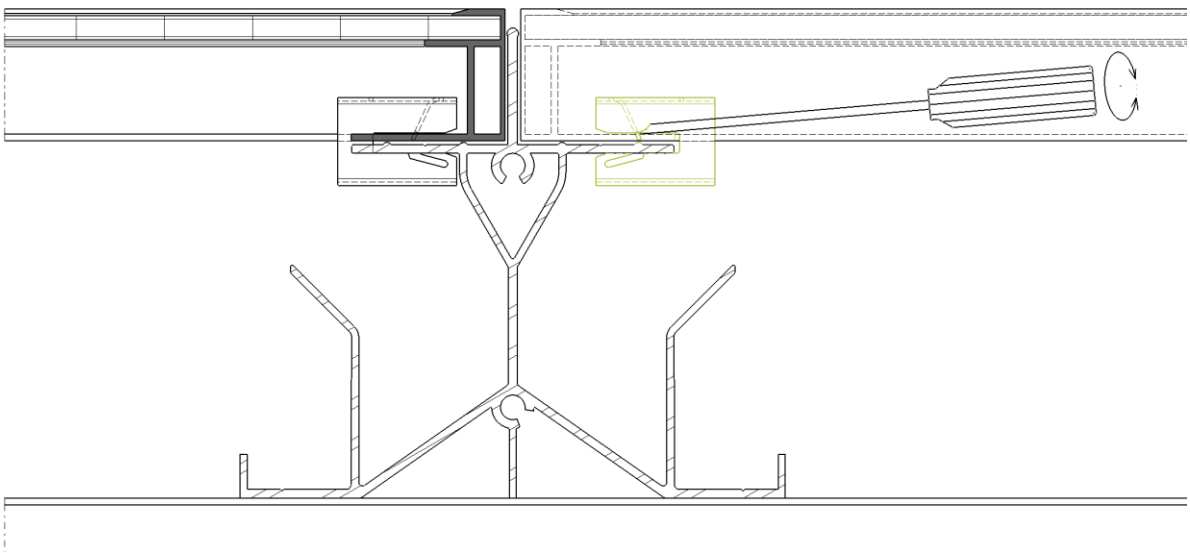


***Figure 34 – Démontage des clips (tournevis PLAT 5mm tourné à 90° après insertion sous la languette)***

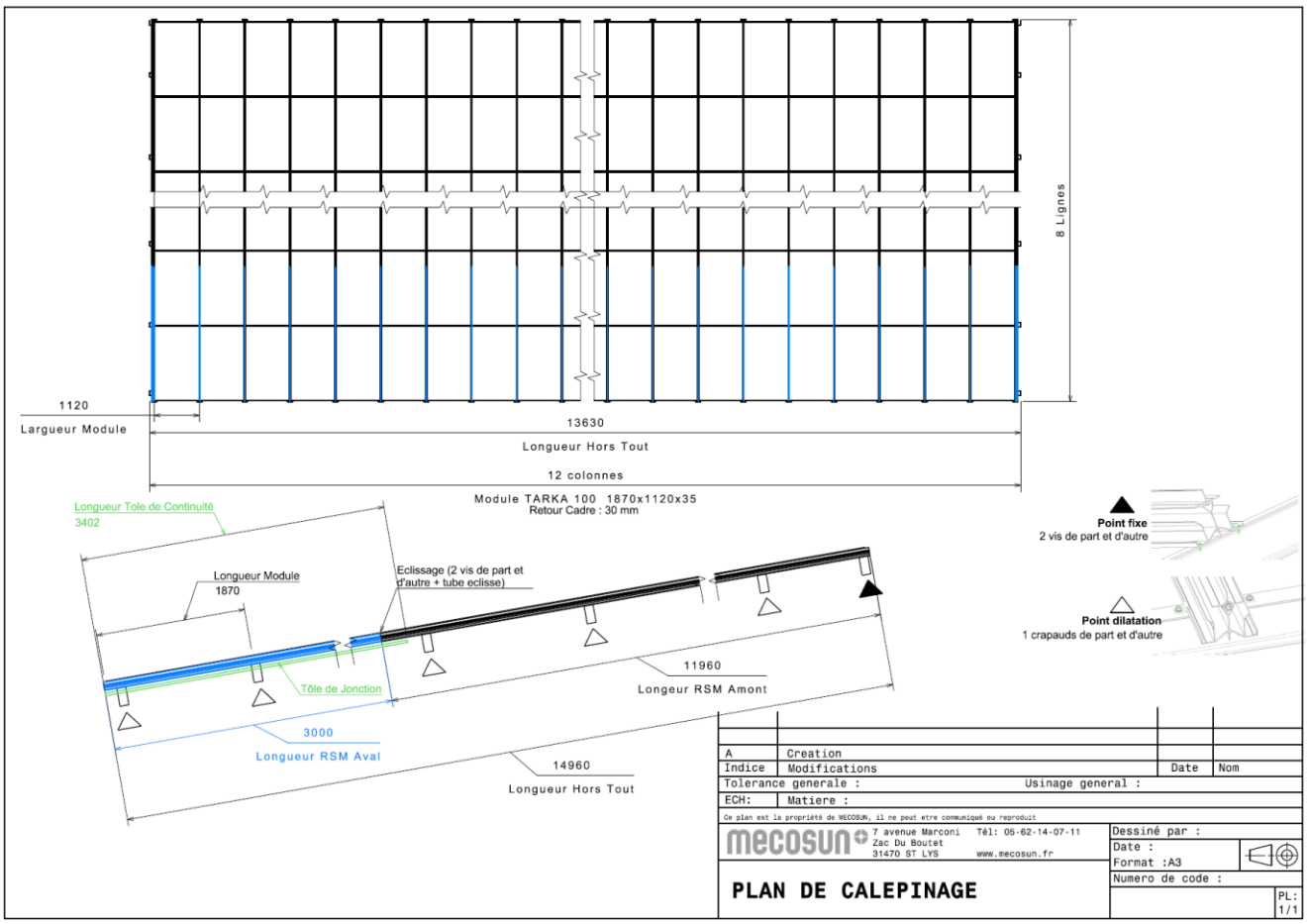



***Figure 35 – Exemple de plan de calepinage***

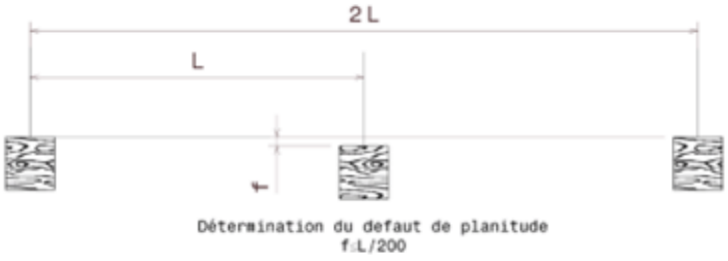



***Figure 36 – Défaut de planitude***

| | Largeur Minimum de l'appui (mm) | | | |
|---|---|---|---|---|
| Nbr de vis aux points fixes | 4 | 6 | 8 | 10 |
| Panne Métalliques (IPN, IPE,…) | 65 | 65 | 65 | 65 |
| Pannes profil mince et panne béton avec inserts | 50 | 50 | 50 | 56,7 |
| Pannes bois | 70 | 70 | 97,5 | 117 |
| Nbr de Crapaud | 4 | | | |
| Panne Métalliques (IPN, IPE,…) | 70 mm | | | |
| Pannes profil mince et panne béton avec inserts | | | | |
| Pannes bois | | | | |

***Figure 37 – Largeur d'appui minimum et nombre de vis point fixe et points glissants***

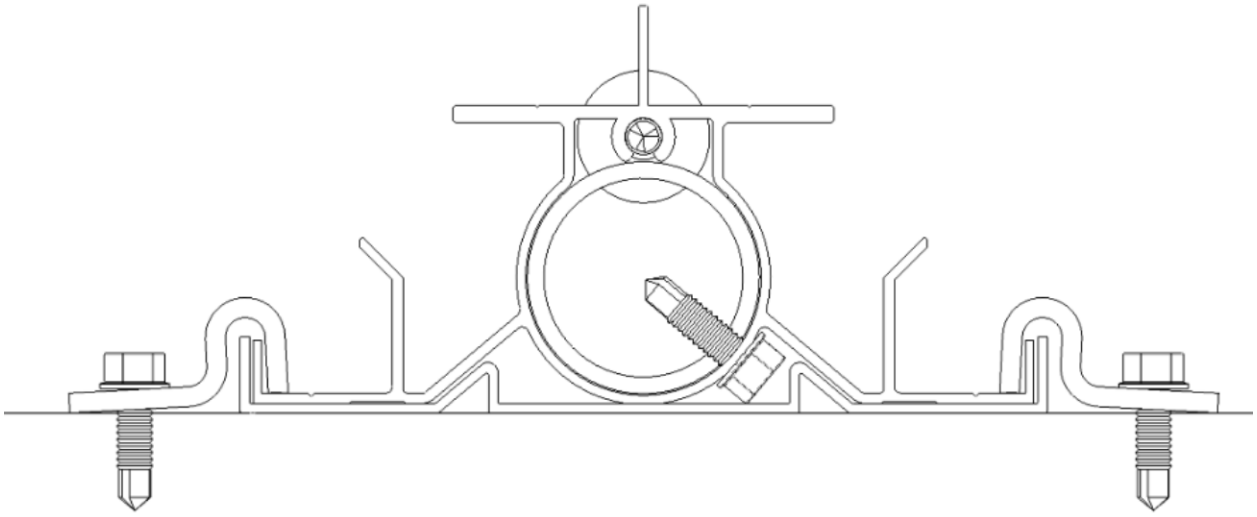


***Figure 38 – Mise en place de la tôle de continuité sous le RSM***

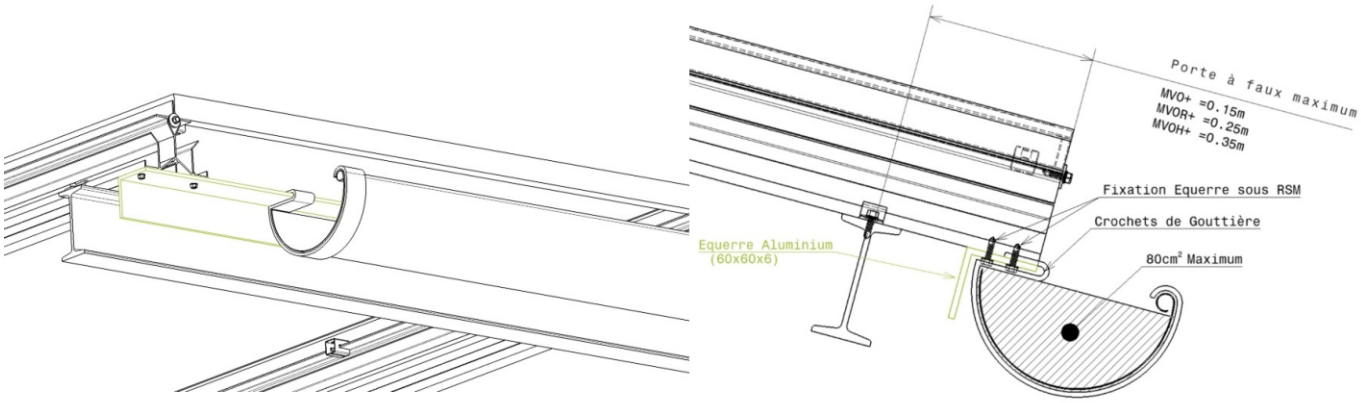



***Figure 39 – Mise en place d'une gouttière***

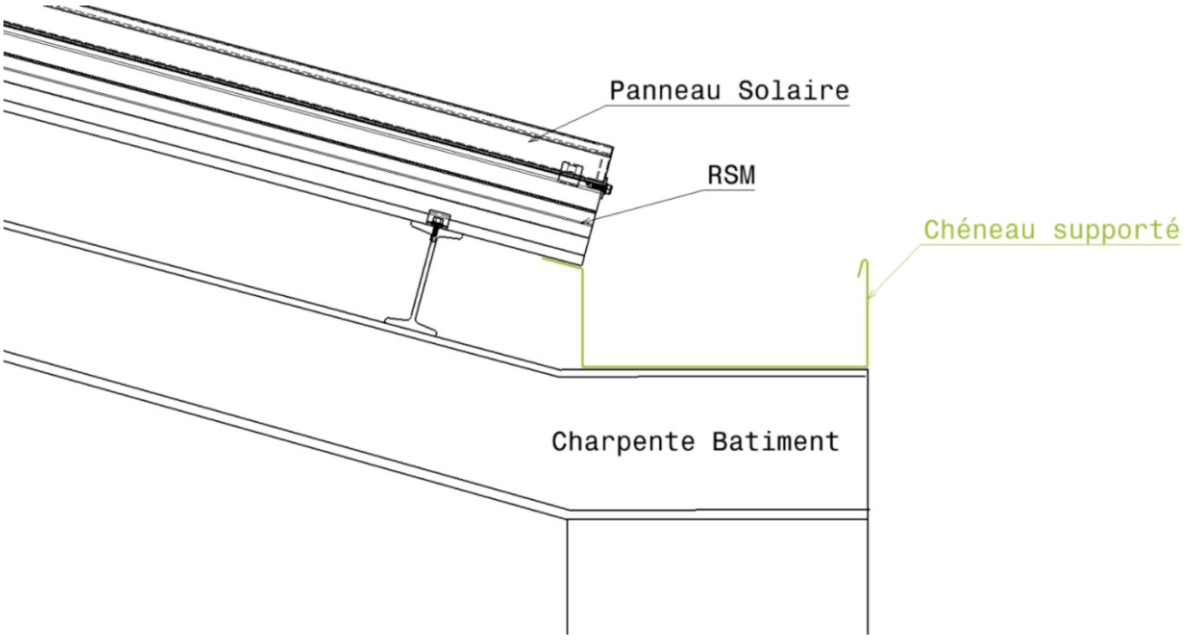



***Figure 40 – Mise en place d'un chéneau supporté***

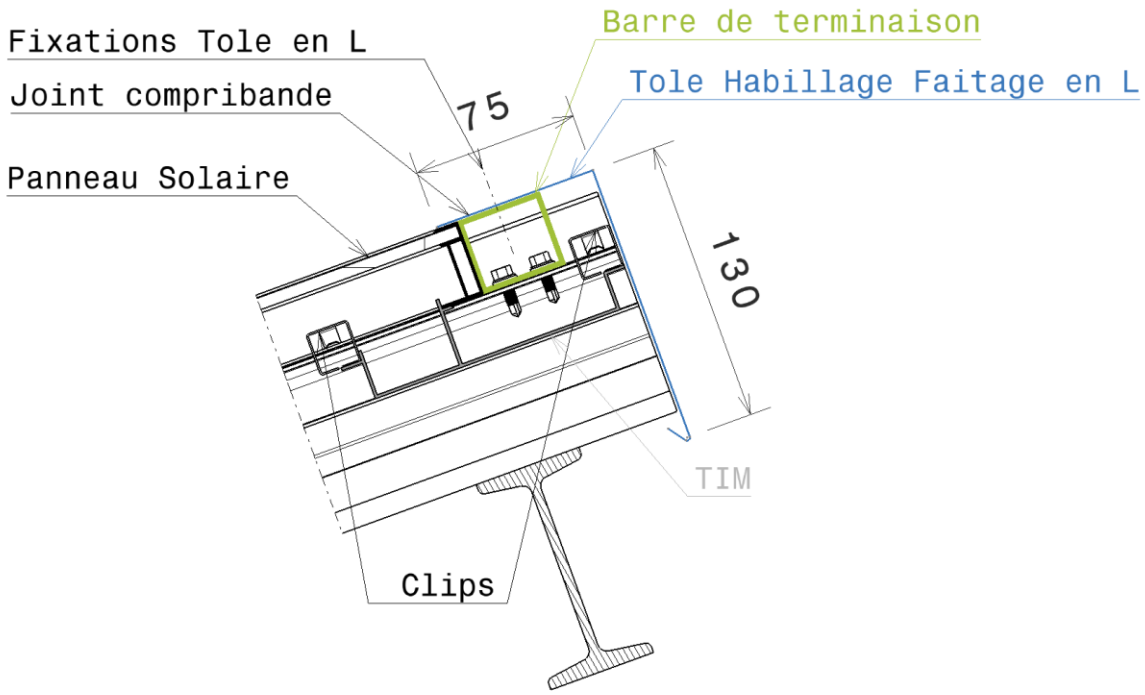



***Figure 41 – Habillage Faîtage sans Raccord de toiture***



***Figure 42 – Bande EPDM en rouleau***

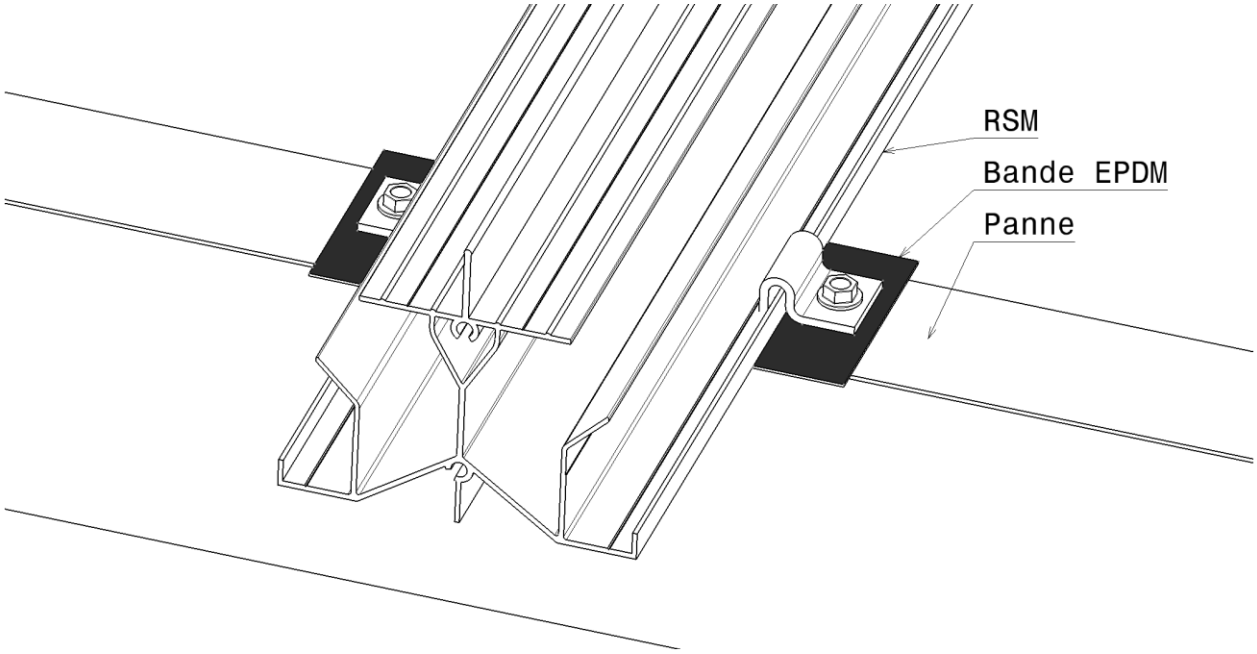



***Figure 43 – Découpe et pose Bande EPDM***