

Sur le procédé

## **Suncrete iNovaPV Lite GC et Suncrete iNovaPV Lite Tilt GC FE**

**Famille de produit/Procédé** : Module photovoltaïque rigide fixé au-dessus du revêtement d'étanchéité, en pose surimposée

**Titulaire(s)** : **Société EPC Solaire**  
**Société BMI Group France**

### **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**

## Versions du document

Version	Description	Rapporteur	Président
V1	Nouvel Avis Technique Le Groupe Spécialisé n° 21 a examiné ce dossier le 21 novembre 2024.	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 21/24-88\_V1.**

Le procédé Suncrete iNova<sup>PV</sup> (Figure 1) est un dispositif permettant la surimposition en toitures-terrasses sur élément porteur en maçonnerie, ou dalles armées de béton cellulaire autoclavé, ou en panneaux bois à usage structurel (CLT) de modules photovoltaïques rigides fixés à plat (Suncrete iNova<sup>PV</sup> Lite GC) ou inclinés (Suncrete iNova<sup>PV</sup> Lite Tilt GC FE) sur des supports en aluminium soudés à un revêtement d'étanchéité autoprotégé de la société BMI Group France.

Il est destiné à la réalisation d'installations productrices d'électricité photovoltaïque sans perforation du revêtement d'étanchéité.

Il intègre :

- un élément porteur :
  - en maçonnerie,
  - ou dalles armées de béton cellulaire autoclavé,
  - ou en panneaux bois à usage structurel (CLT),
- un système assurant l'isolation (isolants PIR non porteurs conformes au paragraphe 2.2.4.6 collés à froid à la PUR GLUE) et l'étanchéité (membrane bitumineuse, cf. § 2.2.4.8, BMI Group France) de la toiture-terrasse,
- un système de montage spécifique soudé sur le revêtement bicouche bitumineux conforme au paragraphe 2.2.4.8, permettant une pose à plat des modules ou une pose inclinée des modules (8°),
- des modules photovoltaïques cadrés 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 21/24-88\_V1.

Les performances du procédé aux charges climatiques sont indiquées au § 1.1.1.

Le procédé peut être juxtaposé sur une même toiture à un procédé de végétalisation sous Avis Technique : dans ce cas, le même complexe d'étanchéité, de l'élément porteur au revêtement d'étanchéité, est alors mis en œuvre sur l'ensemble de la toiture.

## 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 des cotitulaires.....	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.....	14
2.3.1.	Généralités .....	14
2.3.2.	Caractéristiques dimensionnelles .....	15
2.3.3.	Calepinage et préparation de la toiture .....	15
2.3.4.	Caractéristiques électriques .....	16
2.3.5.	Spécifications électriques.....	16
2.4.	Dispositions de mise en œuvre.....	17
2.4.1.	Conditions préalables à la pose.....	17
2.4.2.	Compétences des installateurs .....	17
2.4.3.	Sécurité des intervenants .....	17
2.4.4.	Mise en œuvre en toiture.....	18
2.5.	Utilisation, entretien et réparation .....	20
2.5.1.	Généralités .....	20
2.5.2.	Maintenance du champ photovoltaïque.....	20
2.5.3.	Maintenance électrique .....	20
2.5.4.	Remplacement d'un module.....	20
2.5.5.	Remplacement d'une ossature support.....	21
2.5.6.	Maintenance de la zone végétalisée .....	21
2.6.	Traitement en fin de vie.....	21
2.7.	Fabrication et contrôles.....	21
2.7.1.	Élément porteur en panneaux bois à usage structurel (CLT) .....	21
2.7.2.	Isolants.....	21

2.7.3.	Étanchéité et pare-vapeur .....	21
2.7.4.	Modules photovoltaïques .....	21
2.7.5.	Composants de l'ossature support.....	22
2.7.6.	Éléments de finition.....	22
2.8.	Conditionnement, étiquetage, stockage .....	22
2.8.1.	Modules photovoltaïques .....	22
2.8.2.	Ossature support iNovaPV Lite.....	22
2.8.3.	Rehausse, visserie et bride .....	22
2.8.4.	Autres constituants du procédé.....	22
2.9.	Formation.....	23
2.10.	Assistance technique .....	23
2.10.1.	Généralités .....	23
2.10.2.	Partie étanchéité.....	23
2.10.3.	Partie photovoltaïque.....	23
2.11.	Mention des justificatifs .....	23
2.11.1.	Résultats expérimentaux .....	23
2.11.2.	Références chantiers .....	24
2.12.	Annexe du Dossier Technique .....	25
2.12.1.	Tableaux .....	25
2.12.2.	Dimensionnement du procédé .....	29
3.	Annexes graphiques.....	30

# 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 toitures soumises à des charges climatiques de neige normale (selon les règles NV65 modifiées) n'excédant pas 909 Pa,
  - sur des toitures soumises à des charges climatiques de vent (selon les règles NV65 modifiées) n'excédant pas :

Surface maximale du module photovoltaïque	Nombre de bandes de raccordement Parafor iNova	Charge de vent normal admissible en Pa (selon les règles NV65 modifiées)
2,00 m <sup>2</sup>	Deux	<b>363 Pa</b>
	Quatre ( <i>dont deux mises en œuvre sur chantier</i> )	<b>840 Pa</b>
2,27 m <sup>2</sup>	Deux	<b>320 Pa</b>
	Quatre ( <i>dont deux mises en œuvre sur chantier</i> )	<b>833 Pa</b>

- Le dimensionnement du procédé sous charges ascendantes et sous charges descendantes doit être réalisé conformément au § 2.12.2 selon les règles NV65 modifiées pour l'ensemble du procédé (élément porteur, isolant, étanchéité, ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite, modules photovoltaïques).
- Le calcul des charges climatiques appliquées sur la toiture s'effectue conformément au Cahier du CSTB n°3803\_V3 (un calcul plus précis est possible selon les Règles NV 65 modifiées).
- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, le Tableau 1 précise les atmosphères extérieures permises.

### 1.1.2. Ouvrages visés

- Mise en œuvre :
  - au-dessus de locaux à faible, moyenne, forte hygrométrie ou très forte hygrométrie (selon le DTU 43.1 annexe B3) en se référant aux limites éventuelles propres aux éléments porteurs, aux isolants ainsi qu'aux revêtements d'étanchéité Adepap et Canopia,
  - ou au-dessus de locaux à faible ou moyenne hygrométrie conformément au DTA du panneau bois à usage structurel (CLT),
  - sur des toitures conformes aux prescriptions du DTU 43.1 ou du DTA du panneau à base de bois à usage structurel (CLT),
  - sur toitures-terrasses inaccessibles, techniques ou à zones techniques, à l'exception des toitures-terrasses destinées à la rétention temporaire d'eau pluviale au sens du DTU 43.1,
  - dans le cas d'une toiture-terrasse multi-usages, alors le revêtement Canopia est mis en œuvre sur l'ensemble de la toiture,
  - sur tout type de bâtiments, ouverts ou fermés, neufs ou existants :
    - sur ouvrages neufs avec les éléments du complexe décrits au § 2.2.1,
    - ou sur ouvrages existants avec une étude et des travaux préparatoires conformes au DTU 43.5 et avec la dépose complète du complexe d'étanchéité existant (isolant et revêtement d'étanchéité) et leur remplacement avec les éléments du § 2.2.1,
  - sur des versants plans de pente, imposée par la toiture :
    - comprise entre 0 et 10 % en maçonnerie,
    - comprise entre 1 % et 10 % pour le béton cellulaire,
    - conforme au DTA du CLT.
- Les combinaisons possibles sont données dans le Tableau 3.

- 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 :
  - fixés sur leurs grands côtés uniquement,
  - posés à plat ou inclinés (8°), sauf en cas de pente nulle de la toiture où les modules sont obligatoirement inclinés,
  - en respectant des zones de sécurité et de circulation requises en fonction de l'entretien et de l'installation (cf § 2.3.3, Figure 18 et Figure 20).

---

## 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 de câbles vert/jaune ou de la griffe TERRAGRIF (pour la liaison des cadres des modules aux rails), de câbles vert/jaune ou de la griffe RAYVOLT (pour la liaison des ossatures support), et de raccord à serrage à sertir ou à vis (pour la liaison principale) 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 toiture

##### 1.2.3.2.1. Stabilité

La stabilité du procédé est convenablement assurée sous réserve :

- de dimensionner le procédé conformément au § 2.12.2,

- de vérifier que :
  - les toitures sont soumises à des charges climatiques de neige normale (selon les règles NV65 modifiées) n'excédant pas 909 Pa,
  - les toitures sont soumises à des charges climatiques de vent n'excédant pas :

Surface maximale du module photovoltaïque	Nombre de bandes de raccordement Parafor iNova	Charge de vent normal admissible en Pa (selon les règles NV65 modifiées)
2,00 m <sup>2</sup>	Deux	<b>363 Pa</b>
	Quatre ( <i>dont deux mises en œuvre sur chantier</i> )	<b>840 Pa</b>
2,27 m <sup>2</sup>	Deux	<b>320 Pa</b>
	Quatre ( <i>dont deux mises en œuvre sur chantier</i> )	<b>833 Pa</b>

#### 1.2.3.2.2. Sécurité en cas de séisme

La réglementation ne vise pas l'implantation des modules photovoltaïques en surimposé, conformément à 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".

#### 1.2.3.2.3. Étanchéité à l'eau

La conception globale du procédé, ses conditions de pose prévues par le Dossier Technique et les retours d'expérience sur ce procédé permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

#### 1.2.3.2.4. Sécurité au feu

Aucune performance de réaction au feu n'a été déterminée sur ce procédé.

#### 1.2.3.2.5. 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 dispositifs antichute selon la réglementation en vigueur,
- de chemins de circulation définis suivant le calepinage de la société EPC Solaire.

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).

#### 1.2.3.2.6. Sécurité des usagers

Sans objet.

### 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 a 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 cette toiture peut être estimée comme satisfaisante.

### 1.2.6. Impact environnemental

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

Les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite 40E87 et 58E87 en membranes PVC, FPO et Bitume font l'objet d'une Déclaration Environnementale (DE) individuelle. Cette DE a été établie le 14/05/2024 et a fait l'objet d'une vérification par tierce partie indépendante selon l'arrêté du 31 août 2015 et est déposée sur le site [www.inies.fr](http://www.inies.fr).

La grille de vérification associée à cet Avis Technique indique en fonction des gammes de module indiquées si le procédé « Suncrete iNova<sup>PV</sup> Lite » 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 par les sociétés EPC Solaire et BMI Group France (avertis des particularités de pose de ce procédé grâce à une formation obligatoire à l'issue de laquelle est délivrée une attestation nominative, disposant de compétences en étanchéité pour la pose du procédé en toiture 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) permet d'envisager une bonne réalisation des installations.

### 1.2.9. Modules photovoltaïques

Au moment de la commande des modules photovoltaïques pour un chantier donné, le Maître d'Ouvrage assisté de son 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/24-88\_V1 indiquant qu'il s'agit de la n<sup>ème</sup> 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.

Comme pour l'ensemble des procédés de ce domaine, chaque mise en œuvre requiert :

- un calcul des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée au regard des contraintes maximales admissibles du procédé et une vérification de chacun des éléments constitutifs du complexe d'étanchéité, élément porteur, isolant sous charges descendantes et revêtement d'étanchéité sous charges ascendantes selon les prescriptions du Dossier Technique,
- une reconnaissance préalable de la structure support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque.

Les fonctions spécifiques des revêtements SILVER intégrant une puce RFID n'ont pas été évaluées dans le cadre du présent Avis.

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.

Cet Avis Technique est assujéti 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 21/24-88\_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 des cotitulaires

Titulaire(s) :

Société EPC SOLAIRE SAS

ZI Les Troques

FR-69630 Chaponost

Tél. : 04 78 51 96 52

Email : etudes@epcsolaire.com

Internet : www.epcsolaire.fr

Et

Société BMI GROUP FRANCE

Immeuble Network 1

40 avenue Aristide Briand

FR – 92220 Bagneux

Tél. : 01 40 84 68 00

Email : assistech.siplast@bmigroup.com

Internet : www.siplast.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 bâtiment : résidentiel individuel/collectif, industriel, agricole, tertiaire,
- référence des modules photovoltaïques.

La notice de montage et les plans de calepinage doivent être fournis avec le procédé.

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

Le procédé Suncrete iNova<sup>PV</sup> (Figure 1) est un dispositif permettant la surimposition en toitures-terrasses sur élément porteur en maçonnerie, ou dalles armées de béton cellulaire autoclavé, ou en panneaux bois à usage structurel (CLT), de modules

photovoltaïques rigides fixés à plat (Suncrete iNova<sup>PV</sup> Lite GC) ou inclinés de 8° (Suncrete iNova<sup>PV</sup> Lite Tilt GC FE) sur des supports en aluminium soudés à un revêtement d'étanchéité bitumineux autoprotégé de la société BMI Group France.

Il est destiné à la réalisation d'installations productrices d'électricité solaire sans perforation du revêtement d'étanchéité.

Le procédé peut être juxtaposé sur une même toiture à un procédé de végétalisation sous Avis Technique : dans ce cas, le même complexe d'étanchéité, de l'élément porteur au revêtement d'étanchéité, est alors mis en œuvre sur l'ensemble de la toiture. Les toitures présentant cette juxtaposition sont appelées dans la suite du présent Dossier Technique toitures multi-usages PV-TTV.

Il intègre :

- des éléments porteurs :
  - en maçonnerie conforme aux normes NF DTU 20.12 et NF DTU 43.1, en travaux neufs et travaux de réfection (cf § 2.2.4.2),
  - ou en dalles armées de béton cellulaire autoclavé ayant fait l'objet d'un Avis Technique ou d'un Document Technique d'Application pour l'emploi en élément porteur d'isolation et d'étanchéité, en travaux de réfection (cf § 2.2.4.3),
  - ou en panneaux bois à usage structurel (CLT) disposant d'un DTA visant l'utilisation en support d'étanchéité avec protection par dalles sur plots (cf. § 2.2.4.4) en travaux neufs et travaux de réfection,
- un pare-vapeur conforme au paragraphe 2.2.4.5,
- des panneaux isolants non porteurs en mousse rigide de polyisocyanurate parementés, collés à froid à la PUR GLUE :
  - de marque Eurothane Autopro SI de Recticel (DTA 5.2/20-2688\_V3) de 30 à 160 mm en un lit (cf § 2.2.4.6),
  - de marque Thermazone PIR Alu Adh de BMI Group France (DTA 5.2/20-2688\_V3-E1) de 30 à 160 mm en un lit (cf § 2.2.4.6),
- un revêtement d'étanchéité bicouche autoadhésif en semi-indépendance à base de bitume SBS (cf § 2.2.4.8), conforme au DTA n°5.2/17-2547\_V2 "Adepar" de la société BMI Group France et constitué :
  - d'une première couche Adepar JS R4 et d'une deuxième couche Paradiène 40.1 GS soudée,
  - ou d'une première couche Adepar JS R4 Silver et d'une deuxième couche Paradiène 40.1 GS Silver soudée,
  - ou d'une première couche Adepar JS et d'une deuxième couche Parafor 30.GS soudée,
- ou, dans le cas d'une toiture multi-usages PV-TTV, un revêtement d'étanchéité bicouche Canopia autoadhésif en semi-indépendance à base de bitume, conforme au DTA « Canopia » n°5.2/16-2510\_V2, et constitué :
  - d'une première couche Adepar JS R4 et d'une deuxième couche Graviflex soudée,
  - ou d'une première couche Adepar JS R4 Silver et d'une deuxième couche Parafor Jardin Silver soudée,
- des ossatures supports de modules photovoltaïques thermosoudés de marque EPC Solaire permettant une pose à plat ou inclinée (8°) des modules photovoltaïques en toiture-terrasse (cf § 2.2.3.2),
- lorsque nécessaire, des bandes de raccordement intérieures Parafor iNova à base de bitume (cf § 2.2.3.2),
- des modules photovoltaïques cadrés 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 21/24-88\_V1 (cf § 1.2.9).

Les combinaisons possibles sont données dans le Tableau 3.

Les éléments décrits au paragraphe 2.2.3 font partie de la livraison du procédé assurée par la société EPC Solaire.

## 2.2.2. Modules photovoltaïques

### 2.2.2.1. Généralités

Cet Avis Technique est assujéti 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 21/24-88\_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 sont indiquées dans la grille de vérification associée à cet Avis Technique (cf. § 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) :

- Longueur comprise entre 1 636 et 2 001 mm,
- Largeur comprise entre 1 077 et 1 191 mm,
- Hauteur du cadre comprise entre 27 et 35 mm,
- Masse spécifique comprise entre 9,4 et 13,6 kg/m<sup>2</sup>.

### 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 trempé selon la norme EN 12150, avec ou sans couche anti-reflet.

#### 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.

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 de 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 dont la section est de 4 mm<sup>2</sup>. 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 de 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 NFC 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 de 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  $\geq 10 \mu\text{m}$ .

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 profilés 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 minimale 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 de la société EPC Solaire.

## 2.2.3.2. Ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite

### 2.2.3.2.1. Préambule

Les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite qui permettent de liasonner les modules photovoltaïques au revêtement d'étanchéité sont constituées des éléments suivants : rails, entretoise et bandes de raccordement Parafor iNova assemblées en usine (cf. Figure 2 et Figure 3).

Ces ossatures supports se déclinent en deux versions : iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 et iNova<sup>PV</sup> Lite 58 E 87, 40 ou 58 correspondant à la longueur du rail porteur en cm et 87 correspondant à la longueur de l'entretoise en cm.

Le tableau ci-après reprend les caractéristiques des différentes ossatures supports du procédé.

Dénomination	Longueur des rails porteurs (cm)	Longueur de l'entretoise (cm)	Longueur de la bande de raccordement (cm)	Poids (kg)
iNova <sup>PV</sup> Lite 40 E 87	40 ± 0,5	87 ± 0,5	58 ± 1,5	3,2
iNova <sup>PV</sup> Lite 58 E 87	58 ± 0,5	87 ± 0,5	78 ± 1,5	4,3

### 2.2.3.2.2. Rails porteurs

Ce profilé, en aluminium EN AW-6060 T5 brut, d'épaisseur de paroi de 1,5 à 2,2 mm, est réalisé par extrusion. Sa masse linéaire est de 1,98 kg/m. Il a une hauteur de 110 mm et présente une semelle de 100 mm de large en partie basse. La partie haute forme une gorge dans laquelle viennent s'insérer les accessoires de fixations des modules ou les accessoires d'inclinaisons. Sa partie basse présente une cavité en forme de mâchoire dans laquelle prennent place les bandes de raccordement Parafor iNova qui sont ensuite maintenues après écrasement sous presse chez EPC Solaire. De plus, un clinchage assure une liaison mécanique entre les deux éléments constituant la « mâchoire ». Ce mode d'assemblage a pour but de maintenir la bonne tenue de la liaison dans le temps.

Les rails peuvent être anodisés afin de répondre à un usage dans des atmosphères extérieures spécifiques (cf Tableau 1).

### 2.2.3.2.3. Entretoises

Les entretoises, réalisées par extrusion en aluminium EN AW-6060 T5 brut, d'épaisseur de paroi de 2 mm, ont pour fonction de solidariser les deux rails entre eux par l'intermédiaire de deux vis Ø4,8x26 mm en acier inoxydable. Les entretoises sont de forme en « T inversé » ayant une dimension de 87 x 50 x 2 mm. Leur masse linéaire est de 0,67 kg/m.

Les entretoises peuvent être anodisées afin de répondre à un usage dans des atmosphères extérieures spécifiques (cf Tableau 1).

### 2.2.3.2.4. Bandes de raccordement Parafor iNova

Les bandes de raccordement Parafor iNova sont réalisées dans une feuille de Parafor 30 GS (DTA N°5.2/16-2544\_V2). Les feuilles sont débitées en rouleaux de 150 mm de large, puis mises à dimension par découpe. Leur longueur est de 580 ± 15 mm pour les rails de 400 mm et 780 ± 15 mm pour les rails de 580 mm.

Les caractéristiques des bandes de raccordement Parafor iNova sont mentionnées en annexe dans le Tableau 2.

En usine, deux bandes de raccordement sont solidarisées aux rails (cf 2.2.3.2.2 et Figure 2).

Afin d'améliorer la résistance du procédé aux charges climatiques de vent, deux bandes de raccordement intérieures Parafor iNova peuvent également être mises en œuvre directement sur le chantier, ce qui correspond à une configuration de pose d'ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite avec 4 bandes (cf. Figure 22 et Figure 23). Ces bandes de raccordement intérieures (de longueur 580 mm avec les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite 40 ou 780 mm avec les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite 58) sont livrées en même temps que les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite (cf 2.8.4.4).

## 2.2.3.3. Éléments de fixation des modules

### 2.2.3.3.1. Préambule

Les pièces sont réalisées en aluminium extrudé EN AW-6060 T5. Elles sont adaptées à l'épaisseur des modules photovoltaïques. L'ensemble de ces pièces peut être anodisé afin de répondre à un usage dans des atmosphères extérieures spécifiques (cf. Tableau 1).

### 2.2.3.3.2. Rehausses

Afin de donner un angle d'inclinaison aux modules photovoltaïques de 8° par rapport au plan de toiture, les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite sont équipées sur chantier d'un couple de rehausses, l'une appelée « rehausse Tilt GC FE haute », l'autre appelée « rehausse Tilt GC FE basse ».

Les rehausses sont réalisées par extrusion en aluminium EN AW-6060 T5.

#### Rehausse Tilt GC FE basse

Leur hauteur est de 157,1 mm, leur longueur de 44,4 mm et l'épaisseur de 2,5 mm. L'angle de la tête est de 8° (cf. Figure 7).

Les rehausses Tilt GC FE basses présentent sur leur partie inférieure, deux renforcements et une gorge ; cette géométrie permet l'insertion de la rehausse sur le rail support puis la mise en place dans la gorge de la visserie citée ci-après : un écrou, une vis à tête hexagonale creuse DIN912 TCHC en acier inoxydable de diamètre 8 mm et une rondelle de maintien de la rehausse Tilt GC FE basse sur le rail support.

Sur leur partie supérieure, elles présentent une gorge permettant l'insertion d'un écrou carré en acier inoxydable de diamètre 8 mm, utilisé pour la mise en place de la vis de la bride de fixation des modules.

La partie haute, inclinée à 8°, présente une surface d'appui pour les modules de 60 mm x 80 mm.

#### Rehausse Tilt GC FE haute

Leur hauteur est de 291,8 mm, leur longueur de 44,4 mm et l'épaisseur de 2,5 mm. L'angle de la tête est de 8° (cf. Figure 8)

Les rehausses Tilt GC FE hautes présentent, sur leur partie inférieure, deux renforcements et une gorge ; cette géométrie permet l'insertion de la rehausse sur le rail support puis la mise en place dans la gorge de la visserie citée ci-après : un écrou, une vis à tête hexagonale creuse DIN912 TCHC en acier inoxydable de diamètre 8 mm et une rondelle de maintien de la rehausse Tilt GC FE haute sur le rail support.

Sur leur partie supérieure, elles présentent une gorge permettant l'insertion d'un écrou carré en acier inoxydable de diamètre 8 mm, utilisé pour la mise en place de la vis de la bride de fixation des modules.

La partie haute, inclinée à 8°, présente une surface d'appui pour les modules de 60 mm x 80 mm.

### **2.2.3.3.3. Brides**

Les modules photovoltaïques sont maintenus sur les ossatures supports (pour la version à plat) ou sur les rehausses (pour la version inclinée) par l'intermédiaire de brides de fixation. Elles sont de deux types :

- Brides centrales (positionnées entre deux modules photovoltaïques adjacents),
- Brides latérales (positionnées aux extrémités des champs photovoltaïques).

Les brides sont livrées sur le chantier pré-assemblées avec leur visserie (vis, rondelle et écrou définis au § 2.2.3.3.4).

Les brides sont fixées par des vis à tête hexagonale creuse DIN912 TCHC en acier inoxydable.

Une rondelle « Grower » en acier inoxydable de diamètre 8 mm est positionnée entre la tête de vis et la bride latérale ou centrale afin de prévenir un dévissage éventuel.

#### Brides centrales

Ces pièces, réalisées en aluminium AW 6060 T66, ont une forme en « oméga ». De 4 mm d'épaisseur et de 60 mm de longueur, elles comportent un perçage de diamètre 8,5 mm sur leur fond (cf Figure 4).

#### Brides latérales

Ces pièces, réalisées en aluminium AW 6060 T5, ont une forme en « μ ». De 3 mm d'épaisseur et de 60 mm de longueur, elles comportent un perçage de diamètre 8,5 mm sur leur fond (cf. Figure 5 et Figure 6).

### **2.2.3.3.4. Visserie**

Les brides centrales ou latérales sont fixées sur les ossatures supports (version à plat) à l'aide :

- d'une vis DIN912 CHC à tête hexagonale creuse, en acier inoxydable A2 ou A4, de diamètre 8 mm, de longueur adaptée au cadre du module,
- d'une rondelle crénelée DIN7980 W8 Grower, en acier inoxydable A2 ou A4, de diamètre extérieur 12,7 mm, de diamètre intérieur 8,1 mm et de 2 mm d'épaisseur,
- d'un écrou carré en aluminium, de dimensions 20x20x10 mm muni d'un trou de diamètre 8 mm.

Pour la version inclinée, les rehausses Tilt GC FE hautes et basses sont fixées sur les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite à l'aide :

- d'une vis DIN912 CHC M8, en acier inoxydable A2 ou A4, de longueur 12 mm,
- d'une rondelle plate NFE25514 LL8, en acier inoxydable A2 ou A4, de diamètre extérieur 30 mm, de diamètre intérieur 8,4 mm et de 1,5 mm d'épaisseur,
- d'un écrou carré DIN557, en acier inoxydable A2 ou A4, de dimensions 13x13x6,5 mm muni d'un trou de diamètre 8 mm.

Les brides centrales ou latérales sont fixées sur les rehausses Tilt GC FE hautes et basses (version inclinée) à l'aide :

- d'une vis DIN912 CHC à tête hexagonale creuse, en acier inoxydable A2 ou A4, de diamètre 8 mm, de longueur adaptée au cadre du module,
- d'une rondelle crénelée DIN7980 W8 Grower, en acier inoxydable A2 ou A4, de diamètre extérieur 12,7 mm, de diamètre intérieur 8,1 mm et de 2 mm d'épaisseur,
- d'un écrou carré DIN557, en acier inoxydable A2 ou A4, de dimensions 13x13x6,5 mm muni d'un trou de diamètre 8 mm.

## **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 suivants, non fournis, sont toutefois indispensables à la mise en œuvre et au bon fonctionnement du procédé utilisé :

### **2.2.4.2. Élément porteur en maçonnerie**

Les éléments porteurs en maçonnerie sont conformes au DTU 20.12 et sont de type A, B, C ou D.

### **2.2.4.3. Élément porteur en dalles armées de béton cellulaire autoclavé**

À destination des travaux de réfection, les éléments porteurs en dalles armées de béton cellulaire autoclavé disposent d'un Avis Technique ou d'un Document Technique d'Application pour l'emploi en élément porteur d'isolation et d'étanchéité.

#### 2.2.4.4. Élément porteur en panneau bois à usage structurel (CLT)

Les éléments porteurs en panneau bois à usage structurel (CLT) disposent d'un DTA en cours de validité visant l'utilisation en support d'étanchéité avec protection par dalles sur plots.

#### 2.2.4.5. Pare-vapeur

Selon l'hygrométrie du bâtiment, les pare-vapeurs doivent être conformes au tableau 4a du DTA Adepar(n° 5.2/17-2547\_V2) pour des éléments porteurs en maçonnerie et en panneaux bois à usage structurel (CLT).

Dans le cas de toiture mixte PV-TTV et selon l'hygrométrie du bâtiment, les pare-vapeurs doivent être conformes au tableau 4-1 du DTA « Canopia » (n° 5.2/16-2510\_V2) pour des éléments porteurs en maçonnerie et en panneaux bois à usage structurel (CLT). C'est le même pare-vapeur qui doit être mis en œuvre sur l'ensemble de la toiture.

Le choix de la mise en œuvre du pare-vapeur se fait conformément au DTU 43.1 amendement A1.

#### 2.2.4.6. Isolant non porteur

Seuls sont autorisés les isolants non porteurs en mousse rigide de polyisocyanurate parementés suivants bénéficiant d'un Document Technique d'Application en cours de validité visant favorablement leur emploi comme support direct d'un revêtement d'étanchéité semi-indépendant par autoadhésivité apparent :

- de marque Eurothane Autopro SI de Recticel (DTA 5.2/20-2688\_V3) de 30 à 160 mm en un lit,
- de marque Thermazone PIR Alu Adh de BMI Group France (DTA 5.2/20-2688\_V3-E1) de 30 à 160 mm en un lit.

#### 2.2.4.7. Colle à froid PUR GLUE

Seule la colle à froid PUR GLUE visée par le DTA n°5.2/17-2547\_V2 "Adepar" ou par le DTA n°5.2/16-2510\_V2 « Canopia » dans le cas de toiture multi-usages PV-TTV est autorisée.

#### 2.2.4.8. Revêtement d'étanchéité

Dans le cas de toiture photovoltaïque, seuls sont autorisés les revêtements d'étanchéité bicouches constitués de :

- Adepar JS R4 + Paradiène 40.1 GS,
- ou Adepar JS R4 Silver + Paradiène 40.1 GS Silver,
- ou Adepar JS + Parafor 30.GS,

de la société BMI Group France (DTA N°5.2/17-2547\_V2).

Dans le cas de toiture multi-usages PV-TTV, seuls sont autorisés les revêtements d'étanchéité bicouches constitués de :

- Adepar JS R4 + Graviflex,
- ou d'Adepar JS R4 Silver + Parafor Jardin Silver,

de la société BMI Group France (DTA N°5.2/16-2510\_V2).

Dans les deux cas, la deuxième couche soudée peut être autoprotégée en surface par des granulés Noxite®.

#### 2.2.4.9. Composants électriques

##### 2.2.4.9.1. Liaison intermodules et modules onduleur

Les câbles doivent être choisis et mis en œuvre de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit. Cette condition est assurée en utilisant des câbles monos conducteurs d'isolement équivalents à la classe II de sécurité électrique. Ces câbles doivent cheminer côte à côte et le conducteur d'équipotentialité doit emprunter le même cheminement. Les câbles doivent répondre à la norme NF C 15-100 et aux guides pratiques UTE C15-712.

##### 2.2.4.9.2. Chemins de câble

Les câbles et connecteurs ne doivent pas reposer directement sur l'étanchéité. En conséquence, des chemins de câbles doivent être utilisés.

Les chemins de câbles peuvent être fixés sur les supports suivants :

- des ossatures supports thermosoudées au revêtement d'étanchéité,
- des dalles en béton de dimensions 30 cm x 30 cm x 3 cm minimum posées sur un écran de séparation mécanique 300 g/m<sup>2</sup> minimum afin de ne pas endommager le revêtement d'étanchéité.

Les chemins de câbles doivent permettre leur mise à la terre, la ventilation des câbles et l'évacuation de l'eau (en évitant la rétention d'eau) et doivent être repérés et prévus à cet effet conformément aux prescriptions des documents en vigueur suivants : norme NF C 15-100, guides UTE C 15-712 (limitation des boucles induites, cheminements spécifiques et distincts...) et norme CEI 61 537 : « Systèmes de chemins de câbles et systèmes d'échelle à câbles pour installations électriques ».

---

## 2.3. Dispositions de conception

### 2.3.1. Généralités

Les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite et leurs accessoires sont livrés avec leur notice de montage et un plan de calepinage des modules fourni par la société EPC Solaire.

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.

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 toiture doit être réalisée à l'instigation du Maître d'ouvrage vis-à-vis de la toiture afin de vérifier la capacité de la structure support à accueillir le procédé photovoltaïque, et que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé.

Dans le cadre de la réfection, il est rappelé qu'il appartient au Maître d'ouvrage assisté du Maître d'œuvre de faire vérifier au préalable la stabilité de l'ouvrage dans les conditions du DTU 43.5 vis-à-vis des risques d'accumulation d'eau.

Chaque mise en œuvre requiert une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée, en tenant compte le cas échéant des actions locales (*au sens des NV65 modifiées*), au regard des contraintes maximales admissibles du procédé.

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 de toiture avec accumulation de neige au sens des NV 65 modifiées (acrotères et points singuliers), il faut être attentif à ce que la charge de neige ne dépasse pas la charge admissible du procédé.

Les ancrages des lignes de vie doivent être effectués dans la structure porteuse. De plus, le traitement des pénétrations ponctuelles engendrées par les potelets des lignes de vie doit se faire conformément au DTU 43.1.

### 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 dimensionnelles du champ photovoltaïque	Longueur du champ (m)	Largeur du champ (m)
<b>Version à plat</b>	$Nbre_{Mod} \times (l_{Mod} + 0,02) - 0,02 + L_{Rail}$	$Nbre_{Ligne} \times (L_{Mod} + 0,02) - 0,02$
<b>Version inclinée bi-orientation</b>	$Nbre_{Mod} \times (l_{Mod} + 0,02) - 0,02 + L_{Rail}$	$Nbre_{Ligne} \times (L_{Mod} + 0,02) - 0,02$
<b>Version inclinée mono-orientation</b>	$Nbre_{Mod} \times (l_{Mod} + 0,02) - 0,02 + L_{Rail}$	$Nbre_{Ligne} \times (L_{Mod} + Esp_{Ligne}) - Esp_{Ligne}$

Avec :

$L_{Mod}$  : Longueur du module photovoltaïque en mètre,

$l_{Mod}$  : Largeur du module photovoltaïque en mètre,

$Nbre_{Mod}$  : Nombre de module, dans le sens de la largeur des modules photovoltaïques,

$Nbre_{Ligne}$  : Nombre de module, dans le sens de la longueur des modules photovoltaïques,

$Esp_{Ligne}$  : Espace entre les lignes de modules, dans le sens de la longueur des modules photovoltaïques en mètre,

$L_{Rail}$  : Longueur du rail de l'ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite en mètre (0,4 ou 0,58) suivant la configuration.

Selon les configurations, l'espace entre lignes de modules,  $Esp_{Ligne}$ , prend les valeurs suivantes (m) :

Configuration	A plat	Bi-orientation	Mono-orientation
$Esp_{Ligne}$	0,02	Minimum 0,02	Minimum 0,40

### 2.3.3. Calepinage et préparation de la toiture

#### 2.3.3.1. Implantation des modules photovoltaïques

La surface qui doit être ménagée pour l'implantation du procédé photovoltaïque doit posséder les dimensions indiquées dans le § 2.3.2.

Le procédé peut être installé sur toute la surface de la toiture. Les modules photovoltaïques doivent également être positionnés de façon à respecter des zones de positionnement requises pour l'entretien de l'installation ou de matériels divers (lanternes, exutoires...).

Les champs photovoltaïques doivent être positionnés sur la toiture en respectant (cf. Figure 18 et Figure 20) :

- une distance de 1 m minimum entre le champ photovoltaïque et la périphérie de toiture,
- une distance de 0,5 m minimum entre le champ photovoltaïque et le fil d'eau au droit de la noue, ainsi que sur le pourtour des évacuations d'eau pluviales sur une emprise globale de 0,5 m,
- une distance de 0,25 m minimum entre le champ photovoltaïque et la ligne de faitage,
- une distance de 0,50 m minimum entre le champ photovoltaïque et un joint de dilatation,
- une distance minimum de 0,9 m autour des ouvrages émergents tels que lanternes, coupes, cheminées, et une distance libre de 0,90 m pour y accéder.

Les champs photovoltaïques ne devront pas excéder 300 m<sup>2</sup>. Au-delà, des chemins d'accès libres de tout module photovoltaïque devront être prévus.

À ces dispositions sont à ajouter les dispositions à prendre pour limiter les influences des ombres portées, dues à la présence d'éléments de hauteur autour des modules photovoltaïques. Pour le bon fonctionnement de l'installation, il convient de positionner les modules photovoltaïques dans des zones non soumises à l'ombrage.

La réglementation peut imposer des valeurs différentes.

### 2.3.3.2. Cas des toitures multi-usages PV-TTV

Il convient de se reporter à l'Avis Technique en cours de validité du procédé de végétalisation qui précise notamment :

- La destination et le domaine d'emploi (climat, élément porteur, pente minimale et maximale, accessibilité, région) du procédé de végétalisation ;
- La charge à CME (Capacité maximale en Eau) du procédé de végétalisation à prendre en compte dans le dimensionnement de l'élément porteur ;
- La nature et la mise en œuvre des différentes couches (drain, filtre substrat, végétaux), l'implantation et le traitement des zones stériles et des dispositifs de séparation. La zone TTV est séparée de la zone photovoltaïque par un espacement de 100 cm (voir Figure 19) ;
- Les conditions d'arrosage et d'entretien du procédé de végétalisation.

### 2.3.4. Caractéristiques électriques

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

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

#### 2.3.4.2. Sécurité électrique

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

#### 2.3.4.3. 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 : éclairage de 1 000 W/m<sup>2</sup> et répartition spectrale solaire de référence selon la norme CEI 60904-3 avec une température de cellule de 25 °C*).

### 2.3.5. Spécifications électriques

#### 2.3.5.1. 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 § 2.4.2).

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).

#### 2.3.5.2. Connexion des câbles électriques

Le schéma de principe du câblage est décrit en Figure 9.

La connexion et le passage des câbles électriques s'effectuent sous le système de montage des modules ou dans des chemins de câbles capotés : 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 avant 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.  
On veillera à fixer les connecteurs sous les modules (Figure 10) afin qu'ils ne risquent pas de toucher le revêtement d'étanchéité ; la circulation des câbles se fera en évitant également d'être en contact avec le revêtement d'étanchéité.  
Pour la connexion d'une rangée de modules à une autre, le passage des câbles se fera en passant dans le chemin de câbles avec capot ou dans une goulotte.
- Liaison équipotentielle des masses
  - La mise à la terre de chaque module est réalisée au niveau du cadre sur les rails principaux :
    - à l'aide d'un câble vert/jaune de section 6 mm<sup>2</sup>, de cosses à œil en cuivre, de rondelles bimétal cuivre/aluminium et de vis auto-perçues sur le rail et des vis M6, rondelle à dent et Grower dans un des trous du cadre du module prévu à cet effet. Le perçage du profilé est réalisé sur sa partie latérale (cf. Figure 11) ;
    - ou à l'aide de la griffe TerraGrif™ de Mobasolar (référence : RL0.6 x 20 x 60) positionnée sur la rehausse haute pour la configuration inclinée (voir Figure 12) ;



- ou à l'aide de de la griffe TerraGrif™ de Mobasolar (référence : RL0.6 x 20 x 44) positionnée sur le rail support pour la configuration à plat (voir Figure 13).
- La mise à la terre des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite du champ photovoltaïque s'effectue en peigne (Figure 14) par l'intermédiaire :
  - d'un câble vert/jaune de section 6 mm<sup>2</sup> équipé de cosses double à œil en cuivre, de rondelles bimétal cuivre/aluminium et de vis auto-perceuses mises en place sur la partie latérale de l'un des rails de chacune des ossatures ou en utilisant les griffes Rayvolt de la société Araymond (cf. Figure 15).  
Le tout est relié au câble des masses principal (16 ou 25 mm<sup>2</sup>) par l'intermédiaire d'un raccord à serrage, à sertir ou à vis.  
Les câbles de mise à la terre doivent présenter des sections adaptées à leur fonction (interconnexion des cadres des modules et des rehausses ou liaison à la prise de terre du bâtiment) et dans tous les cas des caractéristiques conformes aux guides UTE C 15-712.
  - ou d'un câble vert/jaune de section 6 mm<sup>2</sup> conforme à l'IEC 60228, de classe 5 ou 6 uniquement, inséré dans la gorge de la Terragrif™. Le câble vert jaune doit passer dans toutes les Terragrif™(voir Figure 12 et Figure 13).
- Passage des câbles à l'intérieur du bâtiment  
Le passage des câbles vers l'intérieur du bâtiment doit être réalisé sans rompre l'étanchéité. Selon la disposition de la toiture-terrasse, du bâtiment et l'implantation du champ photovoltaïque, le passage des câbles peut être réalisé soit :
  - par l'intermédiaire de crosses de traversée de toit conformément au DTU 43.1 (cf Figure 16) et mises en œuvre conformément au DTA du revêtement d'étanchéité,
  - par l'intermédiaire de boîte à câbles (voir Figure 17),
  - par une descente en façade dans une gaine technique ou un chemin de câbles capoté.

L'ensemble des câbles doit être acheminé dans des chemins de câbles (cf. § 2.2.4.9.2) capotés dont la distance entre deux supports n'excède pas 1,50 m. Certains supports peuvent être mis en œuvre par l'étancheur. Le nombre, l'emplacement et le dimensionnement sont définis par le concepteur en concertation avec l'électricien en charge de l'installation.

Dans le cas des toitures multi-usages PV-TTV, les chemins de câble sont mis en œuvre dans la zone stérile.

Les câbles doivent être regroupés dans des chemins de câbles capotés afin d'être à l'abri des intempéries et des rayonnements ultraviolets.

Le calepinage général des chemins de câbles est réalisé préalablement à la mise en œuvre sur un fond de plan par l'entreprise ayant à charge cette prestation.

Dans le cas du cheminement des câbles en courant continu, ceux-ci doivent emprunter des conduits, des goulottes ou des compartiments de goulotte distincts de ceux des circuits alternatifs, sauf ponctuellement au niveau des croisements.

Par ailleurs, il y a lieu de respecter les instructions de mise en œuvre des canalisations préconisées par le constructeur.

Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due aux effets du vent et de la glace.

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 règles de mise en œuvre décrites au Dossier Technique et les dispositions mentionnées au § 1.2.3.2.1 "Stabilité" doivent être respectées.

La mise en œuvre, ainsi que les opérations d'entretien, de maintenance et de réparation du procédé photovoltaïque doivent être assurées par des installateurs formés par les sociétés EPC Solaire et BMI Group France.

### 2.4.2. Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé doit être assurée par des installateurs dont les compagnons ont été formés par les sociétés BMI Group France et EPC Solaire (cf § 2.9).

Les compétences requises sont de 2 types :

- Compétences en étanchéité :
  - pour la mise en œuvre du complexe élément porteur/isolant/étanchéité et du système de montage support des modules photovoltaïques complétées par une qualification QUALIBAT N° 3212,
  - pour la mise en œuvre de la toiture végétalisée dans le cas d'une toiture multi-usages PV-TTV, conformément au DTA « Canopia ».
- Compétences électriques complétées par une qualification et/ou 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.

### 2.4.3. 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. Lors de la pose, de l'entretien ou de la maintenance, il est notamment nécessaire de mettre en place des dispositifs pour empêcher les chutes depuis la toiture selon la réglementation

en vigueur (par exemple, un harnais de sécurité relié à une ligne de vie fixée à la structure support) ainsi que des dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les modules (échelle de couvreur, ...).

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.

#### **2.4.4. Mise en œuvre en toiture**

##### 2.4.4.1. Conditions préalables à la pose

Les règles de mise en œuvre décrites au présent Dossier, dans la notice de pose et dans les plans d'exécution fournis par la société EPC Solaire, doivent être respectées.

Le délai entre la réalisation du complexe d'étanchéité et la mise en place des ossatures supports sur le revêtement d'étanchéité bitume, ne doit pas dépasser 18 mois.

##### 2.4.4.2. Mise en œuvre du procédé

#### **2.4.4.2.1. Mise en œuvre de l'élément porteur**

##### *2.4.4.2.1.1. Élément porteur en maçonnerie*

Les éléments porteurs en maçonnerie sont mis en œuvre conformément au DTU 20.12 et au DTU 43.1.

##### *2.4.4.2.1.2. Élément porteur en panneau bois à usage structurel*

Les éléments porteurs en panneaux bois à usage structurel sont mis en œuvre conformément au Cahier du CSTB 3814 et à leur DTA particulier.

#### **2.4.4.2.2. Mise en œuvre du complexe isolant - étanchéité**

##### *2.4.4.2.2.1. Pare-vapeur*

Le choix du pare-vapeur et sa mise en œuvre sont conformes au DTA « Adepar » en vigueur.

Dans le cas de toiture mixte PV-TTV, le choix du pare-vapeur et sa mise en œuvre sont conformes au DTA « Canopia » en vigueur. Le même pare-vapeur est alors mis en œuvre sur l'ensemble de la toiture.

##### *2.4.4.2.2.2. Isolant*

Les panneaux sont disposés en quinconce à joints serrés en un seul lit.

Les panneaux sont collés conformément au présent Dossier Technique. La pose de la colle PUR GLUE s'effectue par cordons de 1,5 cm minimum de large (soit 60 g/ml) espacés régulièrement d'au maximum 35 cm avec un minimum de 2 cordons par panneau. Selon la dimension du panneau (prise perpendiculaire au sens des cordons), pour obtenir une répartition régulière, l'écartement des cordons est de 30 cm pour les panneaux de dimensions 0,60 m x 0,60 m définis au § 2.2.4.6.

Une consommation minimale forfaitaire de 250 g/m<sup>2</sup> est à retenir. La mise en œuvre des cordons s'effectue à l'aide du bec verseur du jerrican plastique.

La colle PUR GLUE est une colle expansive réactive. La pose des panneaux doit s'opérer immédiatement en prenant soin de presser le panneau sur le support, en marchant dessus par exemple, afin d'assurer correctement un mouillage de la sous-face du panneau par les cordons de colle. En présence de défauts ponctuels de planéité du support, les panneaux seront recoupés pour assurer un contact de leur sous-face avec le support. Dans le cas où la pose des panneaux est tardive (+ 3 minutes après pose des cordons), il convient de racler la colle et de redéposer des cordons de colle comme indiqué ci-avant.

La mise en œuvre de l'isolant Eurothane Autopro SI et de son extension commerciale Thermazone PIR Alu Adh est réalisée conformément aux dispositions précisées dans le DTA en vigueur.

Dans le cas de toiture multi-usages PV-TTV, le même isolant est mis en œuvre sur l'ensemble de la toiture.

##### *2.4.4.2.2.3. Revêtement d'étanchéité*

- Étanchéité bicouche
  - Dans le cas de toiture photovoltaïque, les revêtements d'étanchéité admis sont :
    - première couche Adepar JS R4 et deuxième couche Paradiène 40.1 GS,
    - première couche Adepar JS R4 Silver et deuxième couche Paradiène 40.1 GS Silver,
    - première couche Adepar JS et deuxième couche Parafor 30.GS.

La mise en œuvre du revêtement d'étanchéité doit être réalisée conformément aux dispositions du DTA Adepar.

- Dans le cas de toiture mixte PV-TTV, les revêtements d'étanchéité admis sont :
  - première couche Adepar JS R4 et deuxième couche Graviflex,
  - première couche Adepar JS R4 Silver et deuxième couche Parafor Jardin Silver,

La mise en œuvre du revêtement d'étanchéité doit être réalisée conformément aux dispositions du DTA Canopia.

- **Relevés :**  
Dans le cas de toiture photovoltaïque, les reliefs et relevés d'étanchéité sont réalisés conformément aux dispositions du DTA Adepar.  
Dans le cas de toiture mixte PV-TTV, les reliefs et relevés d'étanchéité sont réalisés conformément aux dispositions du DTA Canopia.
- **Crosse de passage de câbles**  
Les traversées de câbles vers l'intérieur du bâtiment doivent être réalisées avec des crosses conformes aux préconisations du DTU 43.1 ou par l'intermédiaire de boîtes à câbles. Le diamètre de la crosse ou les dimensions de la boîte à câbles doivent être choisis en fonction du nombre de câbles à acheminer vers l'intérieur du bâtiment (Figure 16 et Figure 17).

#### 2.4.4.2.3. Pose des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite

Les rails des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite peuvent être mis en œuvre parallèlement ou perpendiculairement aux recouvrements de l'étanchéité.

- **Traçage**  
L'emplacement des ossatures supports des modules photovoltaïques iNova<sup>PV</sup> Lite doit être repéré par traçage. Il est réalisé sur le revêtement d'étanchéité conformément aux informations fournies sur le plan d'exécution « Plan de Calepinage » établi par EPC Solaire (Figure 21).  
Le Tableau 4 indique les distances entre les ossatures supports.
- **Thermo soudure des bandes de raccordement pré-assemblées des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite**  
La méthode de pose est décrite ci-après et en Figure 22.
  - Tracer l'empreinte des bandes de raccordement pré-assemblées sur la feuille auto protégée, après avoir vérifié le bon positionnement sur le traçage.
  - Déplacer l'ossature support, afin de dégager les zones à traiter.
  - Chauffer les zones ainsi repérées à l'aide d'un chalumeau. Noyer les paillettes dans le bitume. Afin d'obtenir une bonne adhérence, il convient d'obtenir une remontée du bitume sur toute la surface préalablement définie.
  - Remettre en place l'élément d'ossature support.
  - Pour souder les bandes de raccordement pré-assemblées, réchauffer la zone ainsi préparée à l'aide du chalumeau, chauffer la bande de raccordement, les mettre en contact puis maroufler toute la surface intéressée.
- **En cas de pose de deux bandes de raccordement Parafor iNova supplémentaires (Figure 23), elles sont ajoutées sur chantier à chaque ossature support du côté intérieur et mises en œuvre de la façon suivante :**
  - La base intérieure du rail aluminium est imprégnée sur le dessus à l'EIF (SIPLAST PRIMER) avant de souder les bandes de raccordement intérieures. Le temps de séchage sera ainsi respecté.
  - Pour souder la bande intérieure Parafor iNova, chaque bande de raccordement découpée en usine est positionnée à l'intérieur et contre le rail, de façon à recouvrir la base du rail sur 5 cm et dépasser de part et d'autre de 10 cm.
  - Le rail est chauffé et les paillettes sont noyées sur la zone d'étanchéité à recouvrir.
  - La bande de raccordement intérieure Parafor iNova est chauffée puis soudée en deux fois de manière à éviter l'entretoise (d'abord sur sa première moitié puis sur la seconde). La surface intéressée doit être marouflée.

#### 2.4.4.2.4. Mise en œuvre des modules photovoltaïques

Dans tous les cas, il convient d'identifier et de vérifier le contenu de la livraison, en correspondance avec les quantités indiquées sur le bon de livraison et de se référer au plan d'implantation fourni par EPC Solaire.

Le Tableau 4 précise les distances entre modules.

Les modules sont posés à plat ou inclinés et fixés sur leurs grands côtés (cf Figure 1), sauf en cas de pente nulle de la toiture où les modules sont obligatoirement inclinés.

##### Version à plat (Figure 24 et Figure 25)

- En début de colonne, les modules photovoltaïques sont alignés et centrés sur les ossatures supports ; on veillera à ce que les bords des modules ne soient pas à moins de 10 cm d'un bord de rail.
- Utiliser deux brides latérales pour fixer le côté du module situé en bord du champ photovoltaïque avec la visserie décrite au § 2.2.3.3, positionnée dans la gorge du rail (voir Figure 5 et Figure 6) – Le couple de serrage appliqué est de 14 N.m.
- Répéter l'opération en utilisant les brides centrales pour soutenir deux modules photovoltaïques côte à côte. Ils sont fixés par l'intermédiaire de la visserie décrite au § 2.2.3.3, positionnée dans la gorge du rail. Le couple de serrage appliqué est de 14 N.m.
- On veillera à l'équerrage et l'alignement correct des champs de modules.
- La connexion électrique des modules se fait à l'avancement.

##### Version inclinée (Figure 26, Figure 27 et Figure 28)

Afin de donner un angle d'inclinaison aux modules photovoltaïques, les ossatures supports sont équipées sur chantier d'un couple de rehausses : une « rehausse Tilt GC FE haute » et une « rehausse Tilt GC FE basse » (cf § 2.2.3.3).

Ces accessoires, suivant leur positionnement sur les ossatures supports permettent d'avoir des champs photovoltaïques « mono-orientation » ou « bi-orientation ».

Les opérations suivantes sont réalisées :

- Les rehausses Tilt GC FE hautes et basses sont positionnées sur les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite comme indiqué sur la Figure 26. Une ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite reçoit une rehausse haute sur un rail et une rehausse basse sur l'autre rail, de façon à former un angle de 8° orienté suivant la configuration choisie (mono ou bi-orientation).
- En début de rangée, les rehausses sont alignées et centrées sur les rails avec une tolérance de  $\pm 10$  cm. Les autres rehausses sont positionnées à une distance correspondant à la largeur du module +20 mm. Un ajustement éventuel pourra être fait de manière à ce que deux modules reposent de manière équilibrée de part et d'autre de chacune des rehausses.
- Chaque rehausse est fixée à l'ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite par l'intermédiaire de la visserie décrite au § 2.2.3.3. Le couple de serrage appliqué est de 14 N.m.
- Le premier module est positionné en appui sur ses grands côtés et centré sur les rehausses ; il est fixé par l'intermédiaire de brides latérales, sur chacune des rehausses, en utilisant la visserie décrite au § 2.2.3.3. Un couple de serrage de 14 N.m doit être appliqué. Le cadre du module doit reposer entièrement sur la rehausse.
- Pour une pose avec des modules inclinés bi-orientation, on veillera à laisser 20 mm entre les bords supérieurs des modules, et en bas de rangées, un espace plus important compris entre 20 mm et 140 mm suivant le plan d'implantation.
- L'opération est répétée en utilisant des brides centrales pour fixer deux modules côte à côte. Les brides centrales sont fixées sur chacune des rehausses en utilisant la visserie décrite au § 2.2.3.3. Le couple de serrage appliqué est de 14 N.m.
- L'équerrage et l'alignement correct des champs de modules doit être contrôlé.
- La connexion électrique des modules se fait à l'avancement.

---

## 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 étanchéité (cf. § 2.4.2).

### 2.5.2. Maintenance du champ photovoltaïque

L'entretien de la centrale repose sur le nettoyage des modules photovoltaïques afin de permettre un rendement optimal : un nettoyage annuel au jet sur le dessus du champ photovoltaïque est préconisé (nettoyage pour lequel il faudra se conformer aux indications du fabricant du module). En cas d'encrassement excessif et adhérent, notamment contre le cadre des modules, un nettoyage avec appareillage spécifique (nettoyeuse à brosses) pourra être réalisé sur les modules.

Dans le cas de champs photovoltaïques posés sur de très faibles pentes, un nettoyage spécifique au jet sera effectué afin de retirer toutes boues, herbes, feuilles ou détritiques, éventuellement accumulés entre les ossatures supports.

Il convient également de procéder à la :

- Vérification de l'étanchéité : Vérifier le bon état des différents éléments composant le système d'étanchéité, la libre circulation de l'eau,
- Vérification du câblage,
- Vérification des fixations : vérifier la présence et la tenue de l'ensemble de la visserie.

### 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.

### 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 un électricien bénéficiant d'une habilitation pour la réalisation d'installations photovoltaïques en respectant la procédure suivante :

- 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 photovoltaïque et l'onduleur.

- Le démontage est réalisé en retirant les éléments du système de montage dans l'ordre inverse à celui indiqué dans le présent Dossier Technique afin de pouvoir accéder aux câbles de polarité et de liaison équipotentielle à déboucher et aux pièces de fixation du module. Il est impératif de prendre soin de bien caler les modules attenants durant la manutention.
- Lors du démontage, une attention particulière doit être portée à la qualité d'isolement des connecteurs débouchés afin d'éviter tout contact entre ceux-ci et les pièces métalliques de l'installation (cadre module, ossature support...).
- Le montage du module de remplacement et sa connexion (électrique et liaison équipotentielle) seront réalisés conformément au présent Dossier Technique.
- 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.

### 2.5.5. Remplacement d'une ossature support

Pour remplacer une ossature support, commencer par retirer les modules conformément à la description du paragraphe 2.5.4. L'ossature support est remplacée de la manière suivante :

- chauffer la bande de raccordement Parafor iNova en périphérie,
- avec une spatule, soulever la partie chauffée de la bande de raccordement Parafor iNova,
- à l'aide de la flamme du chalumeau, chauffer sous la bande de raccordement Parafor iNova et soulever en même temps l'ossature support afin de désolidariser entièrement la bande de raccordement Parafor iNova du revêtement d'étanchéité,
- Répéter l'opération décrite ci-dessus sur la deuxième bande de raccordement,
- Retirer l'ossature support et procéder à son remplacement conformément au présent Dossier Technique après avoir reconstitué le revêtement d'étanchéité conformément au DTA Adepar ou Canopia.

### 2.5.6. Maintenance de la zone végétalisée

Il convient de se reporter à l'Avis Technique en cours de validité du procédé de végétalisation pour la maintenance de la toiture végétalisée.

---

## 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. Élément porteur en panneaux bois à usage structurel (CLT)

L'élément porteur en panneaux bois à usage structurel (CLT) est fabriqué et contrôlé conformément aux dispositions précisées dans son DTA en vigueur.

### 2.7.2. Isolants

L'isolant Eurothane Autopro SI et son extension commerciale Thermazone PIR Alu Adh sont fabriqués et contrôlés par la société Recticel Insulation conformément aux dispositions précisées dans le DTA en vigueur.

### 2.7.3. Étanchéité et pare-vapeur

Les pare-vapeurs et produits composant le revêtement d'étanchéité sont fabriqués et contrôlés par la société BMI Group France conformément aux dispositions précisées dans leur DTA.

### 2.7.4. 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.

## 2.7.5. Composants de l'ossature support

### 2.7.5.1. Profils aluminium

Les profils aluminium de l'ossature support sont extrudés par les sociétés Mitjavila et Exal en France. Les rails porteurs et entretoises sont extrudés en longueur d'environ 6 mètres linéaires. Ils sont débités à la longueur désirée à l'aide d'une machine-outil mécanisée.

La société EPC Solaire contrôle ces éléments (dimensions et épaisseur) lors de leur réception. L'assemblage est réalisé par les Ateliers Bellevue et Léon Fontaine, en France, pour le compte EPC Solaire et contrôlé par ses soins. L'opérateur ou le chef d'atelier procède sur l'opération de clinchage à trois vérifications, une fois par jour, et pour tous nouveaux lots : épaisseur d'écrasement des mâchoires ( $9,5 \text{ mm} \pm 0,5 \text{ mm}$ ) position et profondeur des poinçons ( $5 \text{ mm} \pm 0,5 \text{ mm}$ ).

Un contrôle de résistance à l'arrachement de la bande de raccordement est effectué 1 fois par mois. La valeur de résistance doit être de  $120 \text{ daN} \pm 20 \text{ daN}$  pour une bande de 15 cm de largeur.

Les rails peuvent être anodisés afin de répondre à un usage dans des atmosphères extérieures spécifiques (cf. Tableau 1).

### 2.7.5.2. Bandes de raccordement Parafor iNova

Les bandes de raccordement Parafor iNova sont débitées dans des rouleaux de Parafor 30 GS de la société BMI Group France. Elles sont contrôlées avant le passage sous presse, par prélèvement, une fois par jour ou une fois par lot minimum (la tolérance est de  $\pm 1,5 \text{ cm}$ ).

Le produit est fabriqué et contrôlé par la société BMI Group France conformément aux dispositions précisées dans le DTA en vigueur (n° 5.2/16-2544\_V2).

## 2.7.6. Éléments de finition

L'ensemble des profils servant à la réalisation des brides et rehausses est extrudé pour le compte de la société EPC Solaire et contrôlé (dimension et épaisseur) par ses soins lors de leurs réceptions. Les découpes à dimension sont réalisées et le contrôle des dimensions est réalisé à raison d'une fois par jour et poste de travail.

## 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. Ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite

Les quantités exactes de chacun des éléments du système de montage sont déterminées lors de l'élaboration du plan de calepinage par la société EPC Solaire.

Les ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite sont livrées par palettes. Chaque palette comporte 45 éléments (ossatures supports 40 E 87) ou 30 éléments (ossatures supports 58 E 87).

Lors de la livraison, chaque palette comporte une étiquette indiquant le nom du chantier, le type de support, le nombre d'éléments, le poids du colis.

Le stockage sur chantier s'effectue sur une surface plane.

### 2.8.3. Rehausse, visserie et bride

Les rehausses hautes et basses, la visserie et les brides sont livrées dans des cartons séparés et étiquetés. Les étiquettes comportent a minima le nom du chantier, le nom des éléments et la quantité.

Les brides et les rehausses sont livrées avec leur visserie pré-assemblée.

Le stockage sur chantier est réalisé sur une surface plane à l'abri des intempéries.

### 2.8.4. Autres constituants du procédé

#### 2.8.4.1. Élément porteur en panneaux bois à usage structurel (CLT)

Les panneaux bois à usage structurel sont conditionnés, étiquetés et stockés conformément à leur DTA en vigueur.

#### 2.8.4.2. Panneaux isolants

Les panneaux isolants visés par le présent Dossier Technique sont emballés et étiquetés conformément à leur DTA en vigueur.

### 2.8.4.3. Revêtement d'étanchéité et pare-vapeur

Les revêtements d'étanchéité et pare vapeur sont conditionnés en rouleaux, emballés et étiquetés conformément au DTA "Adepar" ou conformément au DTA « Canopia » dans le cas de toiture multi-usages PV-TTV.

### 2.8.4.4. Bandes de raccordement intérieures Parafor iNova

Les bandes de raccordement intérieures Parafor iNova sont livrées emballées sur palettes séparées et étiquetées. Les étiquettes comportent a minima le nom du chantier, le nom des éléments et la quantité.

---

## 2.9. Formation

---

Dans le cadre de la mise en œuvre de ce procédé, les sociétés BMI Group France et EPC Solaire dispensent systématiquement à leurs clients une formation « Sunscape iNova<sup>PV</sup> ».

Une partie destinée à la formation des électriciens aux spécificités de la mise en œuvre des modules en toiture terrasse est incluse.

Cette formation consiste en :

- des stages organisés au Centre de formation BMI Academy à Mondoubleau ou à Loriol,
- et/ou l'intervention de démonstrateurs sur chantier.

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 attestation nominative est délivrée pour la mise en œuvre uniquement.

Le dimensionnement de l'ouvrage ne fait pas partie de la formation.

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

---

### 2.10.1. Généralités

Les sociétés EPC Solaire et BMI Group France sont tenues d'apporter leur assistance technique à toute entreprise installant le procédé qui en fera la demande.

Les sociétés EPC Solaire et BMI Group France assurent sur demande une assistance technique téléphonique pour tout renseignement.

### 2.10.2. Partie étanchéité

À la demande de l'entreprise, l'assistance technique de la société BMI Group France détermine pour chaque cas de toiture, les limites d'emploi des systèmes d'étanchéité en conformité d'emploi avec le procédé photovoltaïque.

La société BMI Group France assure sur demande une assistance technique pour les cas de toitures multi-usages PV-TTV conformément à l'Avis Technique du procédé de végétalisation.

### 2.10.3. Partie photovoltaïque

La société EPC Solaire apporte systématiquement son assistance technique sur le choix du procédé en tenant compte des limites d'emploi en conformité avec le présent document.

Cette assistance se traduit par :

- le choix des modules photovoltaïques et des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite,
- la fourniture d'un plan d'implantation.

---

## 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 le lien Batipedia de l'Avis Technique 21/24-88\_V1 (cf § 1.2.9).
- 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 est indiquée dans la grille de vérification des modules.
- 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 CEBTP et le CSTB selon la norme NF EN 12179 pour des essais de résistance à la pression du vent avec les modules de la grille de vérification (rapports n° BEB1.N.4087-1, BEB1.N.4087-2, BEB1.M.4147-1, DEB-24-29419/A, DEB-24-29419/B, DEB-24-29419/D).
- Rapports d'essais au caisson de vent du CEBTP n° BEB1.M.4128-1 à -3.
- Rapport d'essais de fatigue du CETIM n° CET0243441\_PV\_Final\_01\_a du 5 septembre 2024.
- Rapport d'essais mécaniques sur systèmes de fixation de panneaux photovoltaïques du CEBTP n°BMA6-L-4044 du 21 mars 2022.
- Rapport d'essai - ARaymond\_Grounding-Clip\_220-492\_Rapport Veritas\_Mars-Avril2012
- Rapport d'essai – Mobasolar – Bureau Veritas - LCIE – n° 21853251-799604A et n° 21853251-799604B du 29 avril 2024.
- Rapport d'évaluation des forces de pelage de différents systèmes de BMI n°2024-402 du 14 novembre 2024.

### **2.11.2. Références chantiers**

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis janvier 2022.

Environ 5 000 ossatures supports ont été mises en œuvre à ce jour.



## 2.12. Annexe du Dossier Technique

### 2.12.1. Tableaux

Éléments du procédé concernés	Matériau	Revêtement de finition sur la face exposée	Atmosphères extérieures							Spéciale
			Rurale non polluée	Industrielle ou urbaine		Marine				
				Normale	Sévère	20 km à 10 km	10 km à 3 km	Bord de mer* (<3km)	Mixte	
Cadre de module	Aluminium > 6000	Anodisé	•	•	□	•	•	•	□	□
Rails, entretoises, rehausses	Aluminium 6060T5	Brut	•	•	□	•	•	-	□	□
Rails, entretoises, rehausses	Aluminium 6060T5	Anodisé	•	•	□	•	•	•	□	□
Brides, cadres modules PV	Aluminium 6060T66	Brut	•	•	□	•	•	-	□	□
Brides, cadres modules PV	Aluminium 6060T66	Anodisé	•	•	□	•	•	•	□	□
Visserie	Acier Inoxydable	A2	•	•	□	•	•	□	□	□
Visserie	Acier Inoxydable	A4	•	•	□	•	•	•	□	□

Les expositions atmosphériques sont définies dans les annexes des normes NF P34-301 et NF P24-351

- : 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
- \* : à l'exception du front de mer

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

<b>Caractéristiques spécifiées de la feuille Parafor 30 GS</b>		
Caractéristiques	VLF <sup>(1)</sup>	VDF <sup>(2)</sup>
Force à la rupture en traction (NF EN 12311-1) L/T en N/50 mm	≥ 666 x 486	≥ 740 x 540
Allongement à la rupture (NF EN 12311-1) L/T en %	≥ 32 x 39	40 x 49
Résistance à la déchirure au clou (NF EN 12310-1) L/T en N	≥ 216 x 225	240 x 250
Souplesse à froid (NF EN 1109) en (°C)	< -15	< -20
Souplesse à froid (°C) après vieillissement 6 mois à 70°C (Guide UEATc de décembre 2001)	≤ 0	≤ 0
Tenue à la chaleur (NF EN 1110) en °C	≥ 100	≥ 100
Tenue à la chaleur (°C) après vieillissement 6 mois à 70°C (Guide UEATc de décembre 2001)	≥ 90	≥ 90
Stabilité dimensionnelle (NF EN 1107-1) en %	≤ 0.3	≤ 0.2
Résistance au poinçonnement statique (NF EN 12730) - méthode A en kg	20 (L20)	20 (L20)
Résistance au choc (NF EN 12691:2006) en mm - méthode B	≥ 1500	≥ 1500
Résistance au poinçonnement statique (NF P 84-352) en kg	25 (L4)	25 (L4)
Résistance au poinçonnement dynamique (NF P 84-353)	20 (D3)	20 (D3)
Classement FIT	F5 I5 T4	

<sup>(1)</sup> VLF : Valeur Limite du Fabricant

<sup>(2)</sup> VDF : Valeur Déclarée du Fabricant

**Tableau 2 : Caractéristiques des bandes de raccordement Parafor iNova**

Support direct du revêtement	Pente (%) <sup>(1)</sup>	Revêtement de base	
		Type A ADEPAR JS + PARAFOR 30.GS F5 I5 T3	Type B ADEPAR JS R4 + PARADIÈNE 40.1 GS <sup>(5)</sup> F5 I5 T4
Classement FIT			
Isolants polyisocyanurate <sup>(4)</sup> sur :			
- maçonnerie	≥ 0 <sup>(2)</sup>	<b>A</b>	<b>B</b>
- béton cellulaire autoclavé armé	≥ 1 <sup>(2)</sup>	<b>A</b>	<b>B</b>
- CLT	≥ Valeur DTA <sup>(3)</sup>	<b>A</b>	<b>B</b>

(1) La pente maximum admise est de 10 % pour les éléments porteurs en maçonnerie et les éléments porteurs béton cellulaire autoclavé armé. Elle est conforme au DTA de l'élément porteur CLT.

(2) Sur élément porteur en maçonnerie la pente nulle est admise (climat de plaine et France européenne), sur béton cellulaire autoclavé armé la pente minimum admise est de 1 %.

(3) Sur CLT la pente minimum est celle prescrite par le DTA de l'élément porteur CLT.

(4) Isolant conforme au paragraphe 2.2.4.6 du présent Avis Technique Suncrete-iNova<sup>PV</sup> Lite GC et Suncrete iNova<sup>PV</sup> Lite Tilt GC FE.

(5) La membrane PARADIENE 40.1 GS peut être remplacée par la membrane PARADIENE 40.1 GS SILVER, GRAVIFLEX ou PARAFOR JARDIN SILVER

**Tableau 3 : Présentation des systèmes d'étanchéité apparents sous procédés photovoltaïques Suncrete iNovaPV Lite GC et Suncrete iNovaPV Lite Tilt GC FE**

		Distance entre les modules		Distance entre les ossatures supports (d'un point d'une ossature au même point de l'ossature suivante)	
		Entre les grands côtés	Entre les petits côtés	Dans le sens perpendiculaire aux rails	Dans le sens parallèle aux rails
<b>Modules fixés par leurs grands côtés</b>	<b>Version à plat</b>	20 mm	20 mm	Longueur du module + 20 mm	Largeur du module + 20 mm
	<b>Version inclinée en mono orientation</b>	20 mm	400 mm (ou suivant espace inter rangées défini) - pas de limite haute	Longueur du module + 400 mm (ou suivant espace inter rangées défini)	Largeur du module + 20 mm
	<b>Version inclinée en bi orientation</b>	20 mm	20 mm au point haut - 20 mm au point bas	Longueur du module + 20 mm ou suivant espace inter rangées	Largeur du module + 20 mm

**Tableau 4 : Distance entre modules et ossatures supports (voir Figure 27 et Figure 28)**

## 2.12.2. Dimensionnement du procédé

### 2.12.2.1. Généralités

Le dimensionnement est réalisé sous charge ascendante et sous charge descendante selon les règles V65 modifiées pour l'ensemble du procédé (élément porteur, isolant, étanchéité, ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite, modules photovoltaïques).

Les charges descendantes définissent le type d'ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite (40 ou 58 cm) à mettre en œuvre.

Dans le cas de toitures multi-usages PV-TTV, les charges permanentes du procédé de végétalisation (poids à CME), ainsi que les charges forfaitaires associées (cf. « Règles Professionnelles pour la conception et la réalisation des terrasses et toitures végétalisées – édition n°3, mai 2018 ») doivent également être prises en compte.

### 2.12.2.2. Vérification de la tenue au tassement de l'isolant

Les charges descendantes autorisées pour un isolant et une épaisseur donnés sont conformes au domaine d'emploi défini au paragraphe 1.1.1.

### 2.12.2.3. Vérification de la tenue à l'arrachement des ossatures supports sur l'étanchéité

Les charges ascendantes autorisées pour le procédé sont conformes au domaine d'emploi défini au paragraphe 1.1.1 selon les dimensions des modules photovoltaïques.

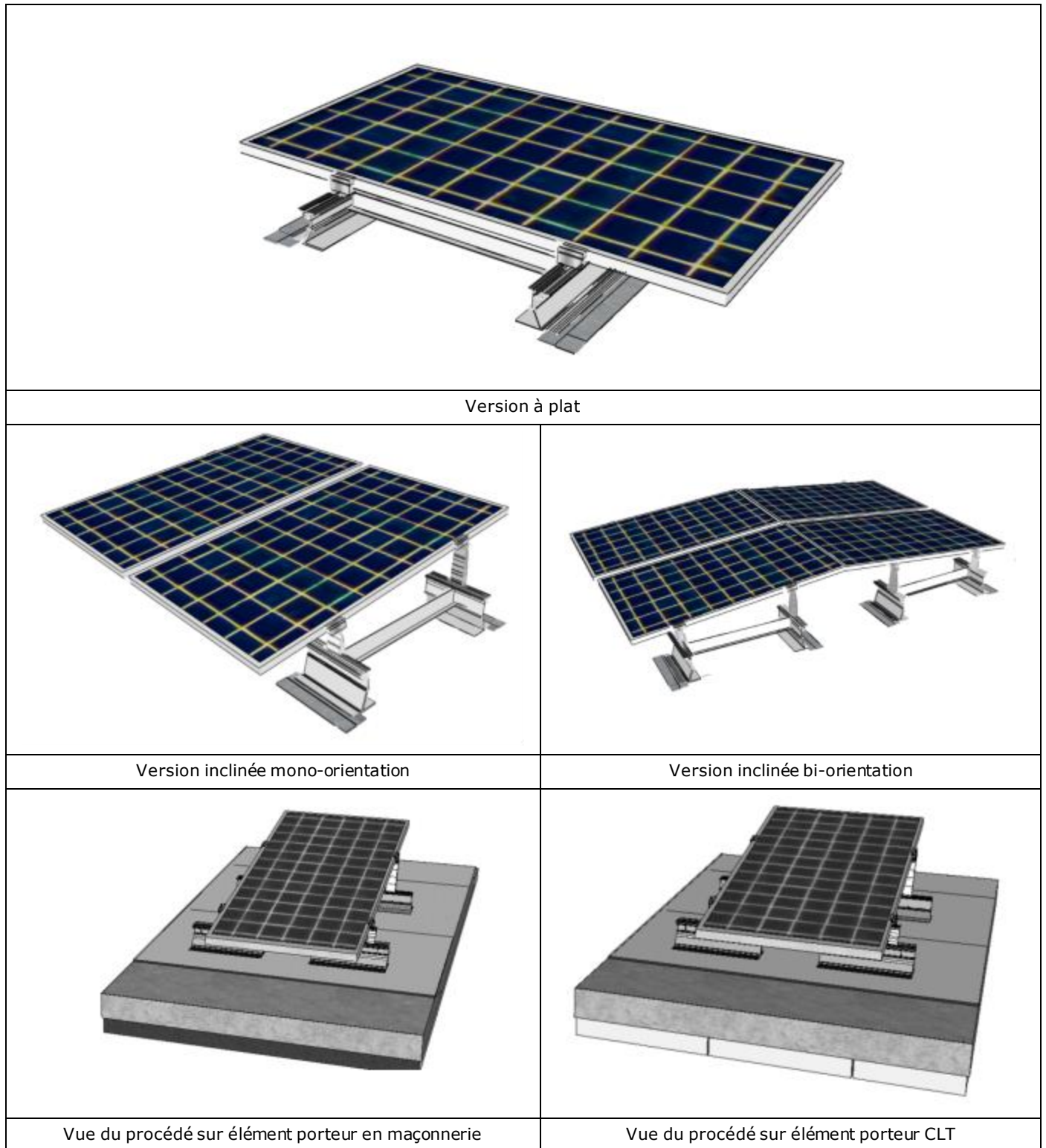
Le calcul des charges climatiques appliquées sur la toiture s'effectue conformément au Cahier du CSTB n° 3803\_V3 pour les bâtiments d'élancement courant. Selon la configuration du bâtiment et par application de la note 2 du chapitre 1 du Cahier du CSTB n° 3803\_V3, le calcul précis au cas par cas des sollicitations climatiques en conformité avec les règles NV 65 modifiées reste toujours possible.

### 2.12.2.4. Dimensionnement des éléments porteurs en panneaux bois à usage structurel (CLT)

Les charges climatiques calculées en fonction du bâtiment et de sa localisation doivent être compatibles avec les limites de résistance de l'élément porteur en panneau bois à usage structurel en prenant en compte la présence des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite et des modules photovoltaïques, induisant des charges supplémentaires et une répartition des charges non uniforme.

Le dimensionnement de l'élément porteur en panneaux bois à usage structurel est réalisé conformément au Cahier du CSTB 3802\_P2, au Cahier du CSTB 3814 et conformément à son DTA en vigueur. Le dimensionnement nécessite une note de calcul spécifique réalisée par un Bureau d'Etudes, prenant en compte la présence des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite. La répartition des charges est fournie par EPC Solaire et comprend pour un projet donné : la descente de charge appliquée sur le rail et un plan de calepinage précisant l'emplacement des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite.

### 3. Annexes graphiques



**Figure 1- Configurations de pose**

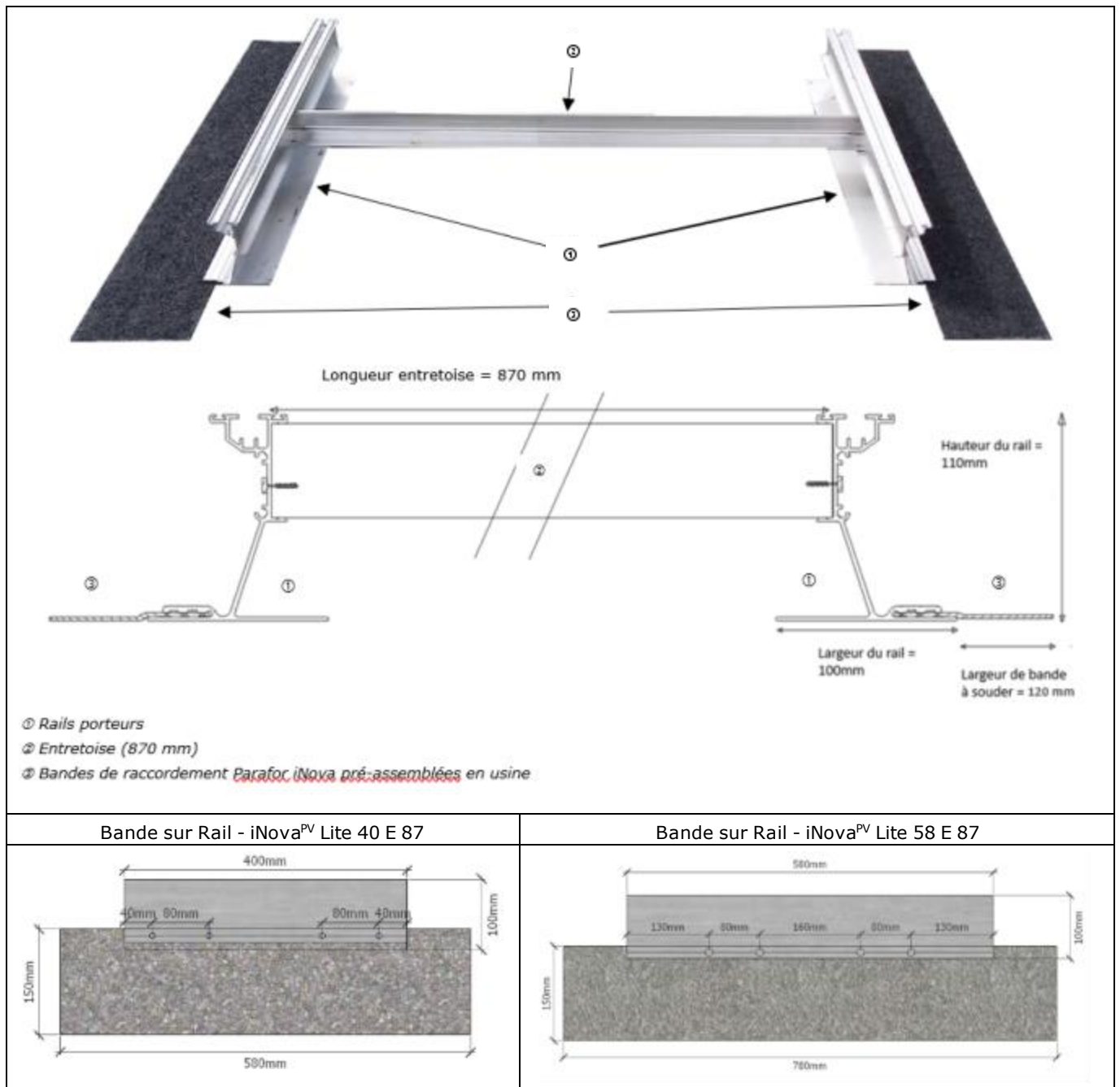
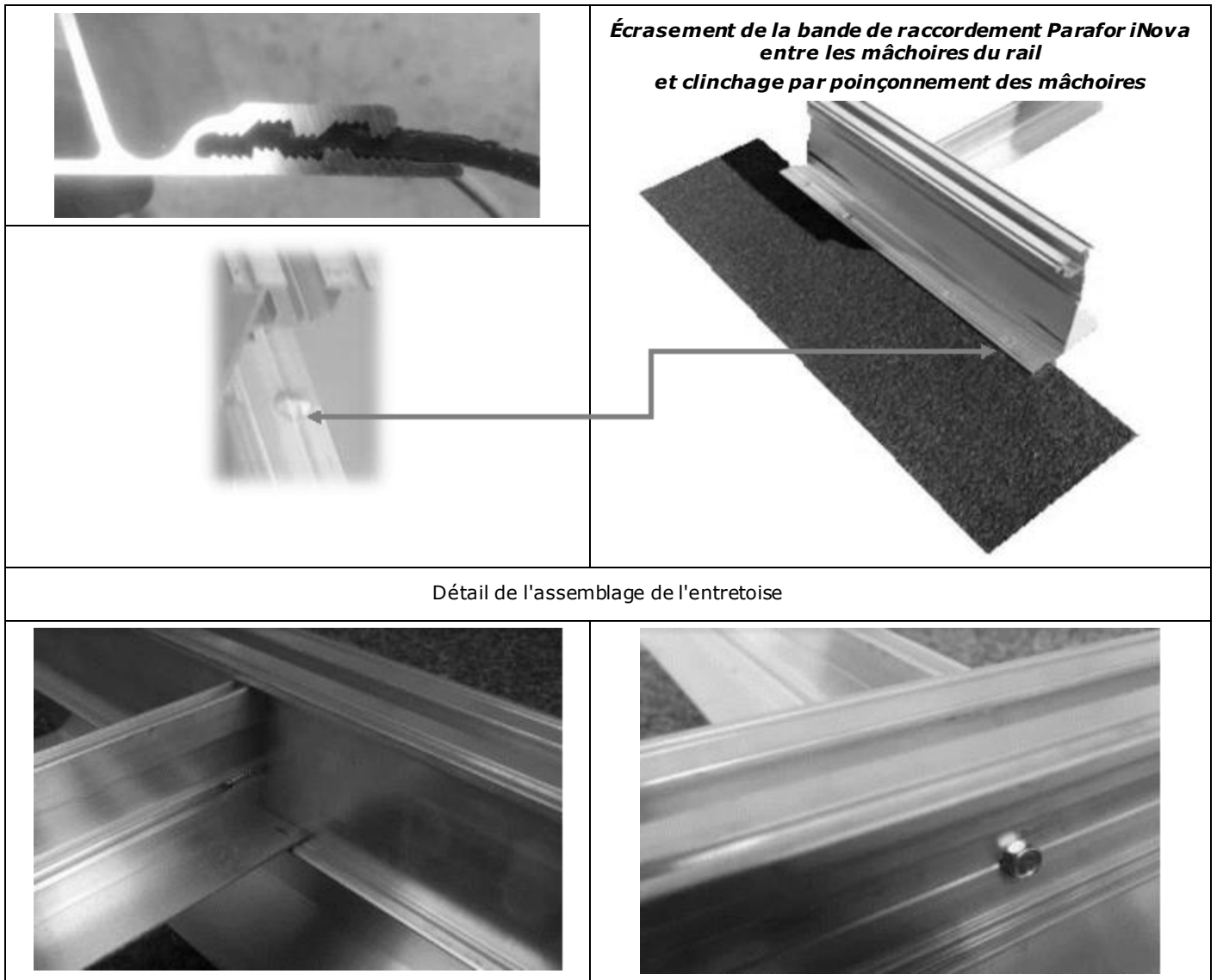
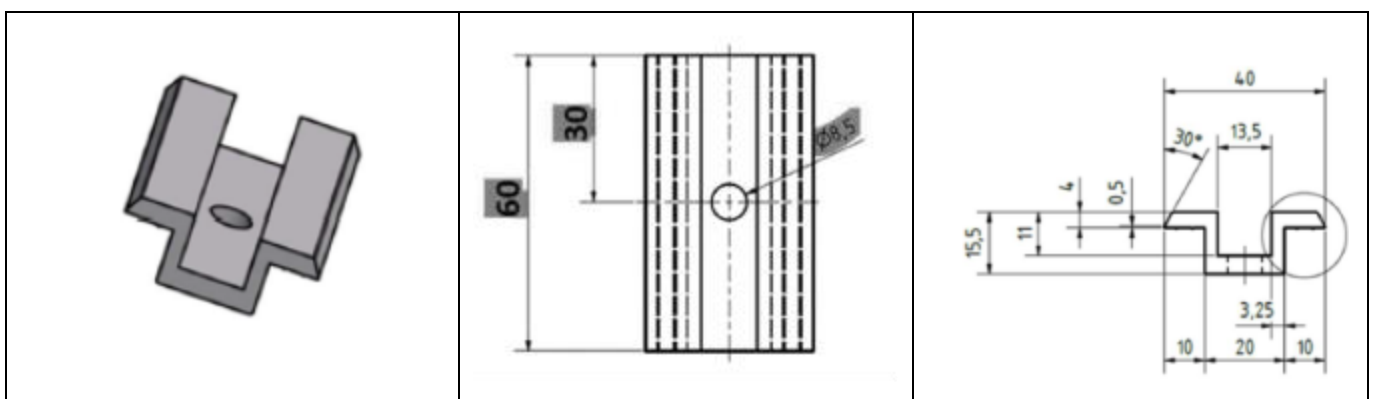


Figure 2 - Ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite

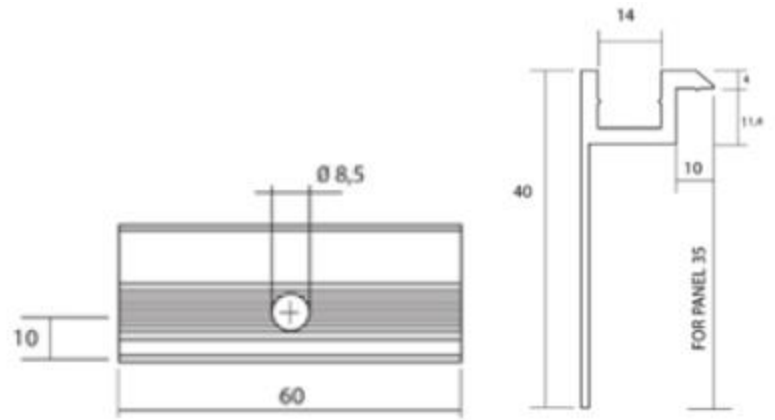


**Figure 3 - Détails d'assemblage**

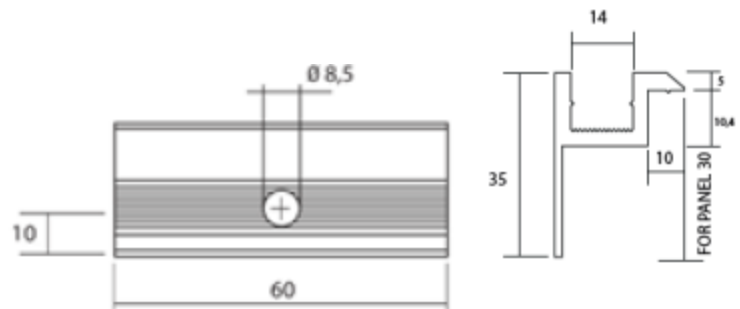


**Figure 4 - Brides centrales**

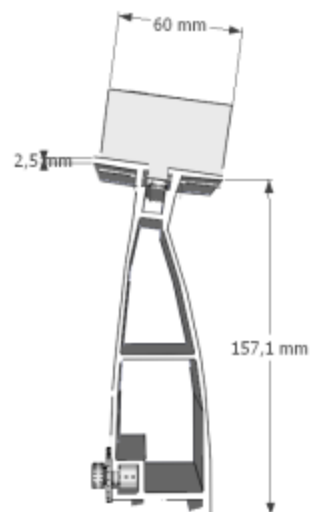




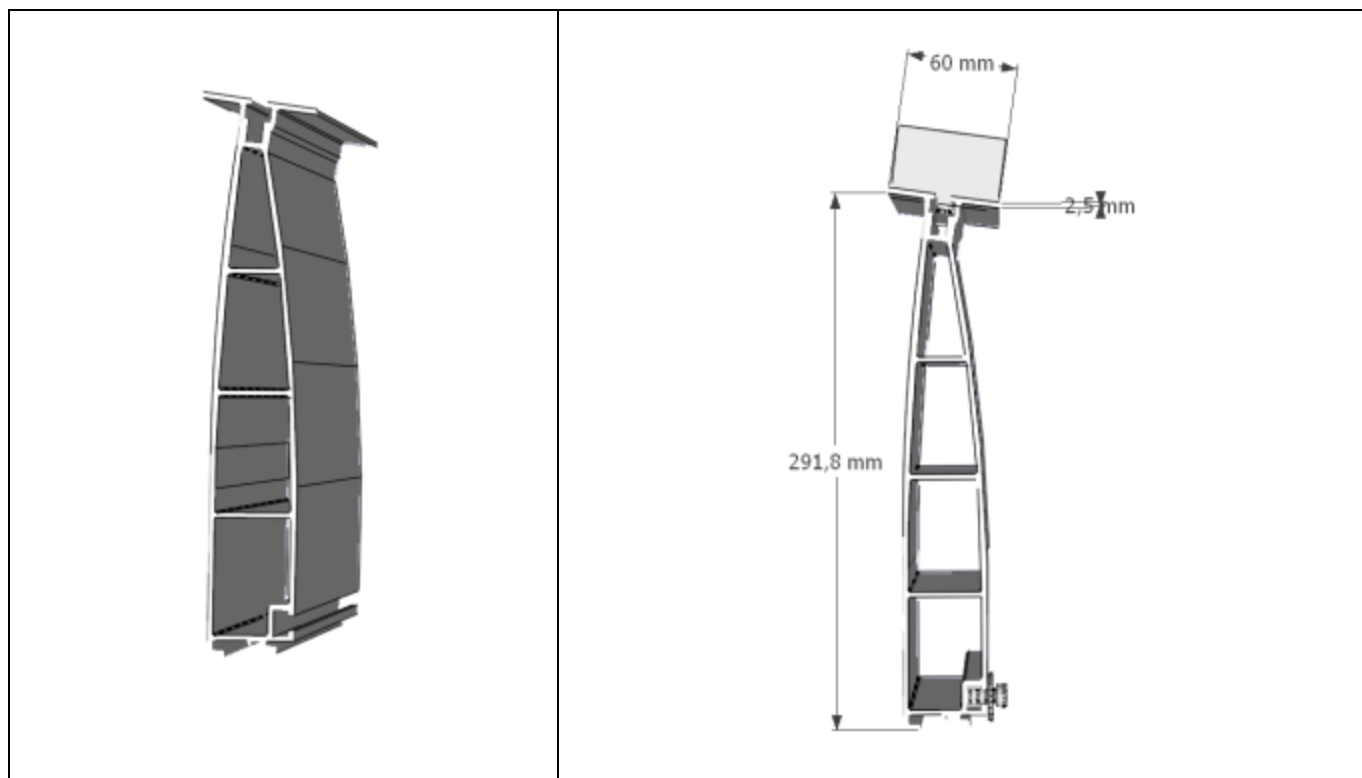
**Figure 5 - Brides latérales – Cadre du module de hauteur 35 mm**



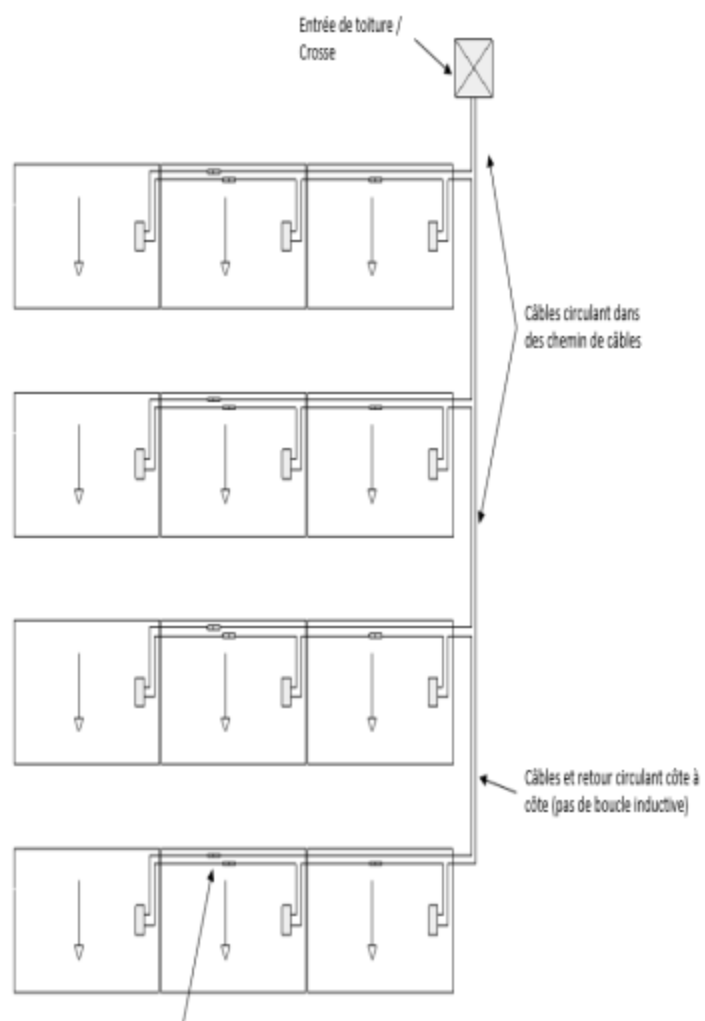
**Figure 6 - Brides latérales – Cadre du module de hauteur 30 mm**



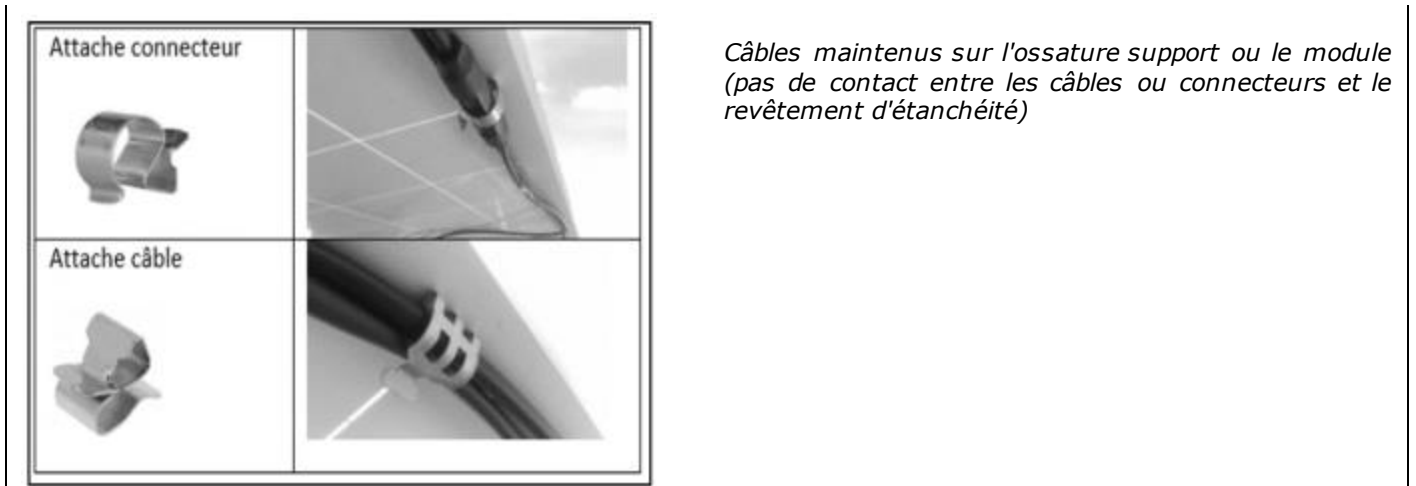
**Figure 7 – Rehausse Tilt GC FE basse de 8°**



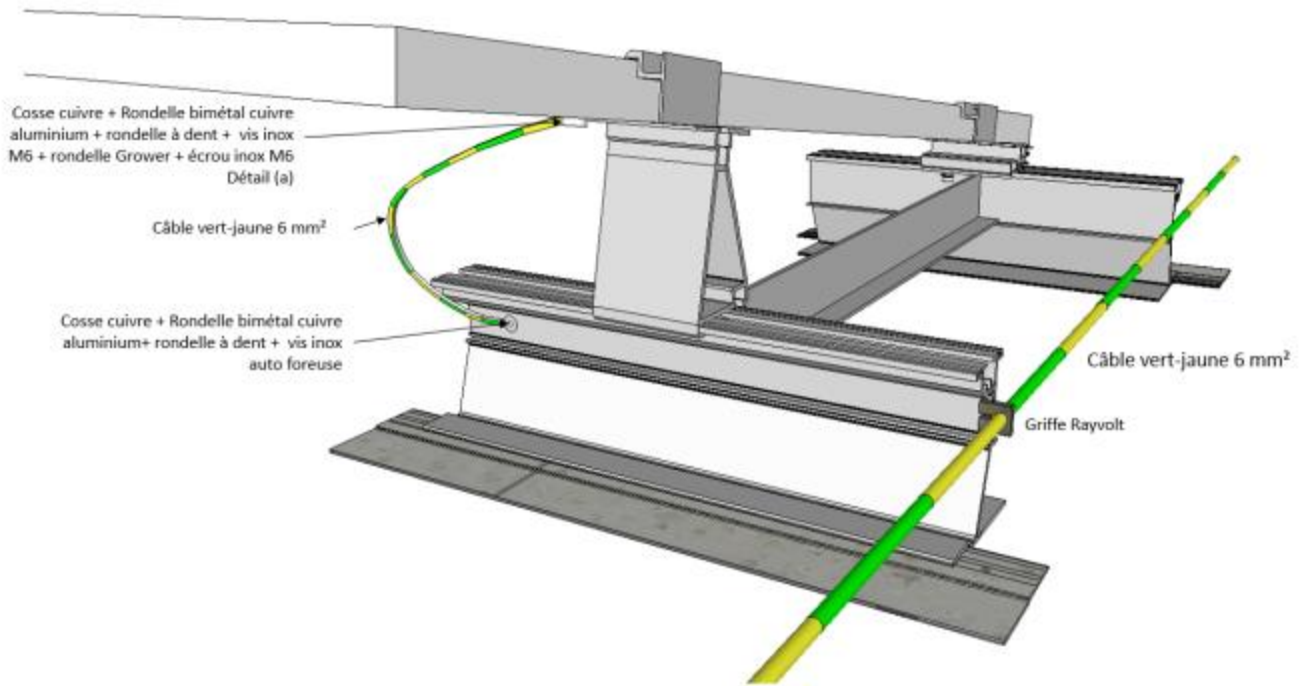
**Figure 8 – Rehausse Tilt GC FE haute de 8°**



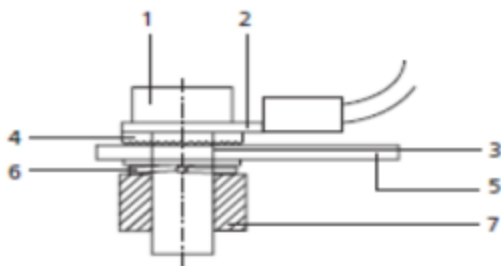
**Figure 9 – Exemple de plan de câblage des modules photovoltaïques et maintien des câbles**



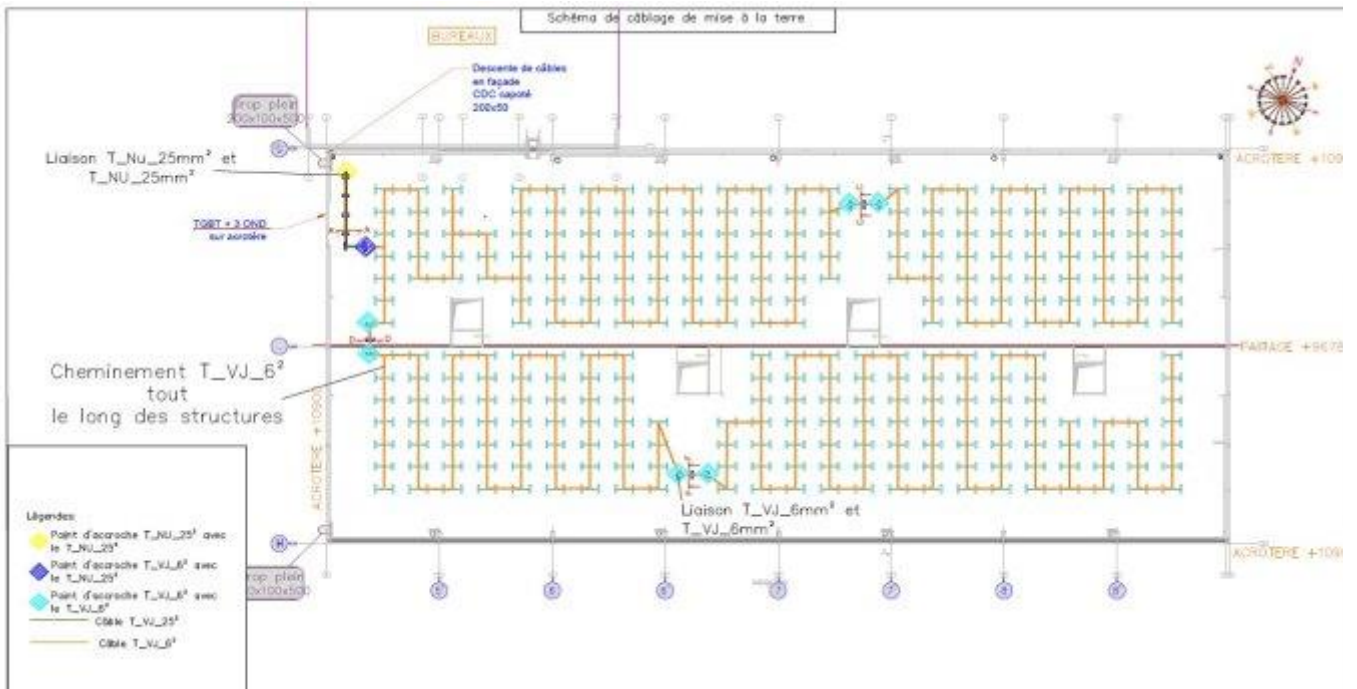
**Figure 10 – Exemple de maintien des câbles et connecteurs**



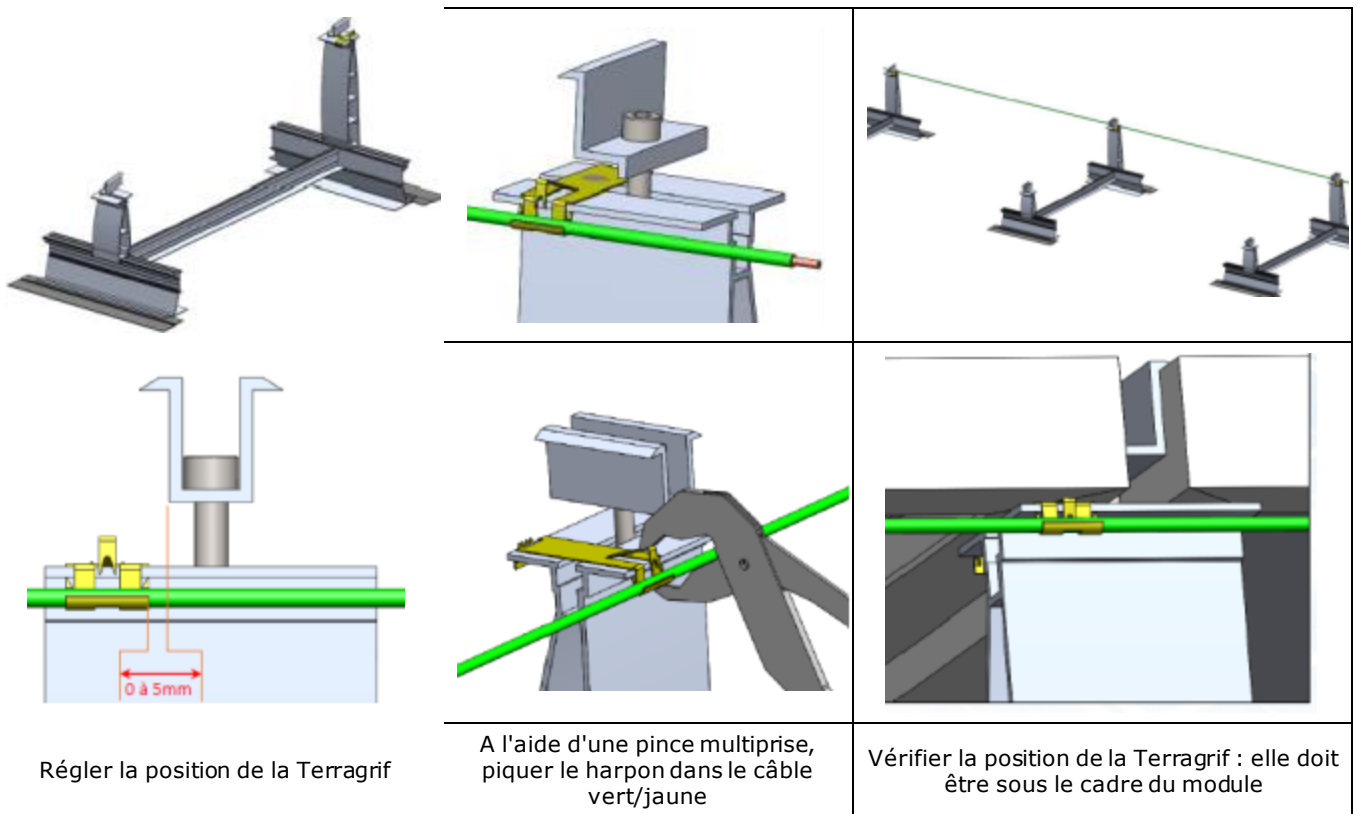
**Détail (a) :**



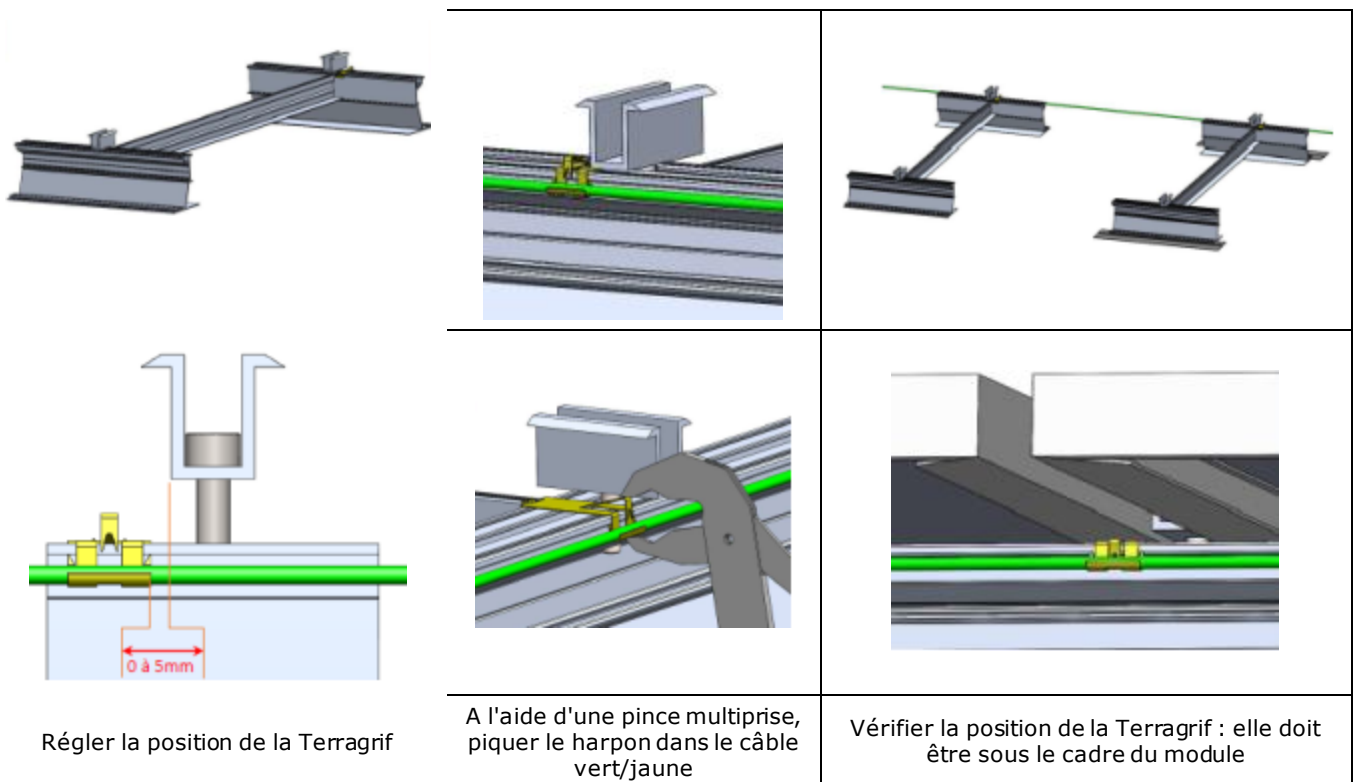
- 1- Vis inox M6
- 2- Casse cuivre + câble 6 mm²
- 3- Rondelle bi métal cuivre -aluminium
- 4- Rondelle à dents
- 5- Cadre du module
- 6- Rondelle Grower
- 7- Ecrou M6



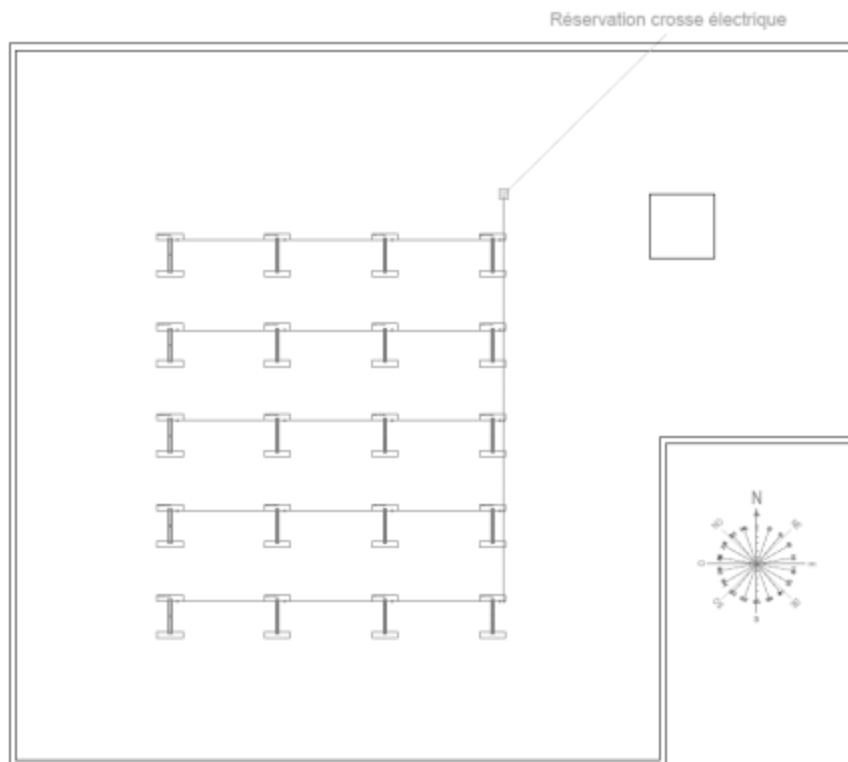
**Figure 11 – Mise à la terre des modules**



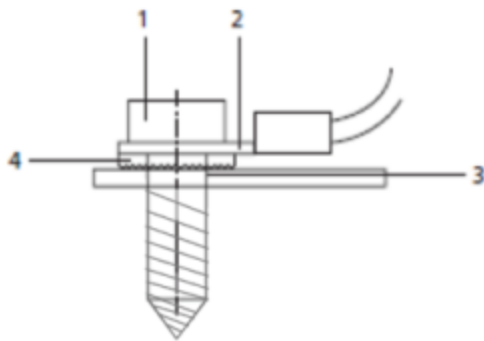
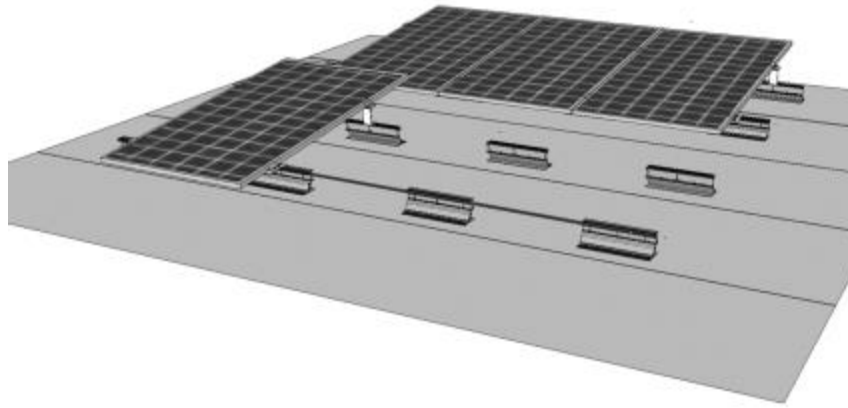
**Figure 12 – Mise à la terre des modules et des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite avec la TerraGrif<sup>TM</sup> de Mobasolar (référence : RL0.6 x 20 x 60) – Version inclinée**



**Figure 13 – Mise à la terre des modules et des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite avec la TerraGrif<sup>TM</sup> de Mobasolar (référence : RL0.6 x 20 x 44) – Version à plat**



**Figure 14- Exemple de câblage de la mise à la terre**

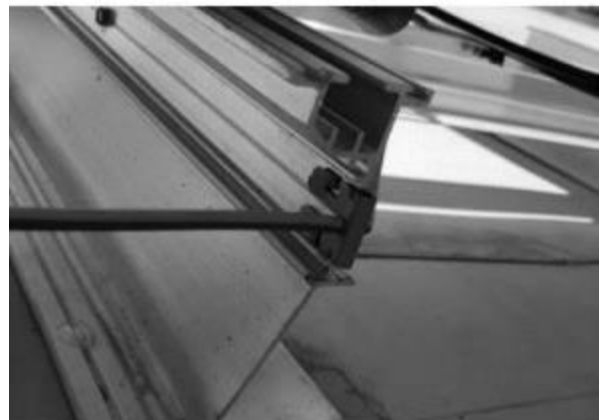
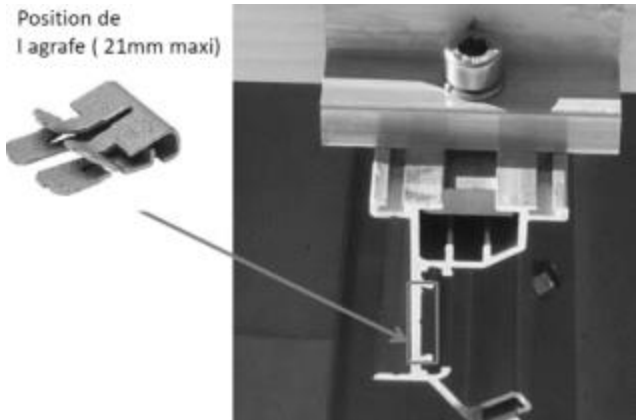


- 1- Vis auto-perceuse diamètre 4.8
- 2- Cosse de masse à œil en cuivre et rondelle bi métal Cu - Al
- 3- Rail iNova<sup>PV</sup> Lite
- 4- Rondelle

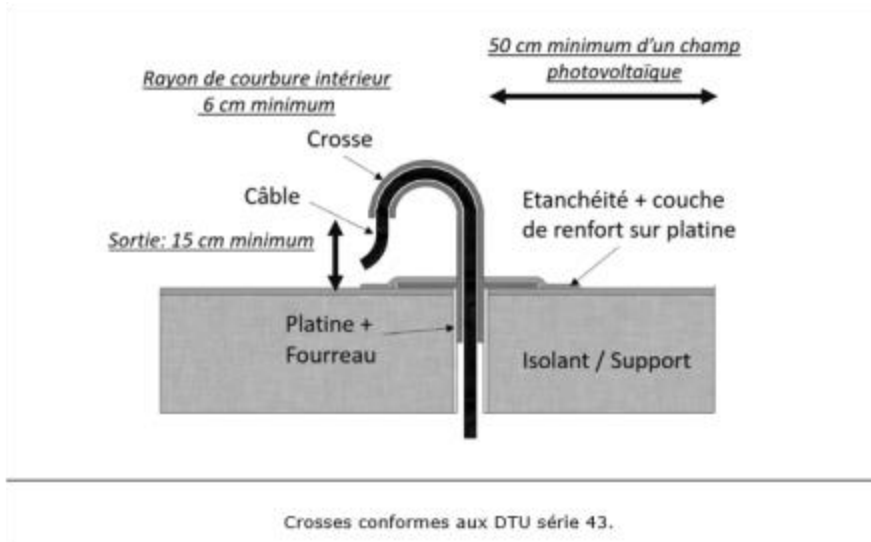


Rayvolt® Clip de mise à la terre  
Réf 220492

Position de l'agrafe ( 21mm maxi)



**Figure 15– Mise à la terre des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite avec les griffes Rayvolt**

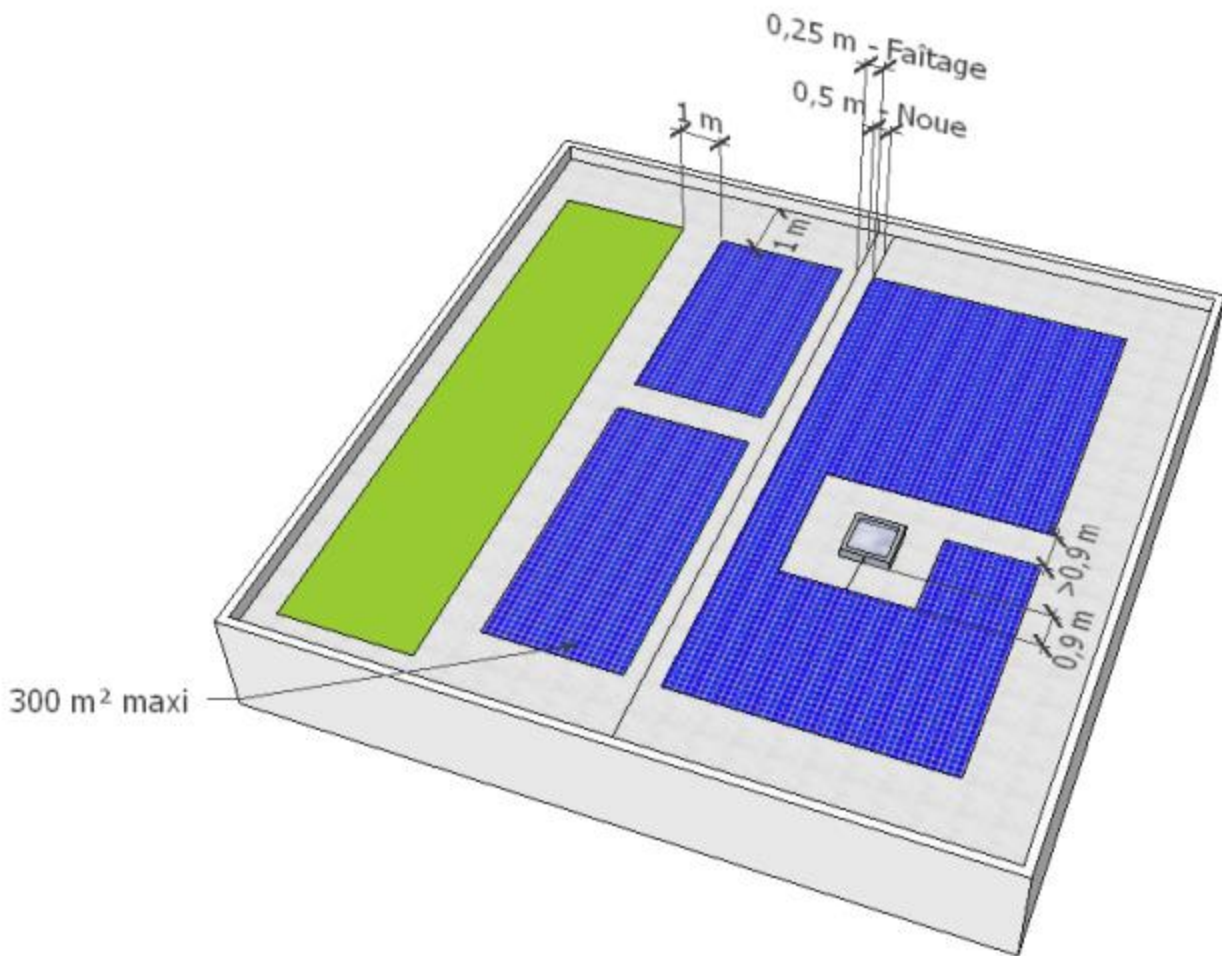


**Figure 16– Crosse de passage de câble**

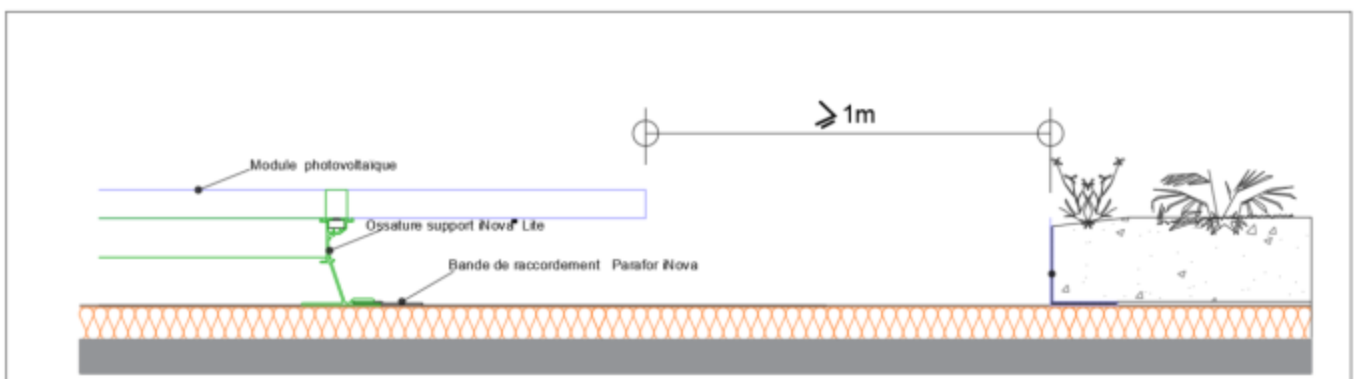


**Figure 17– Boîte à câble en aluminium**



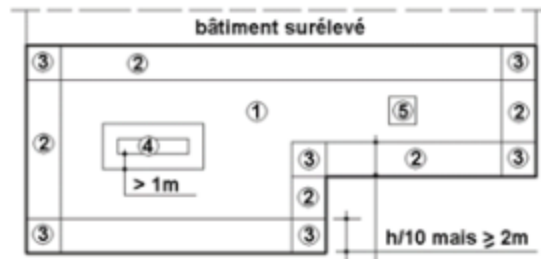


**Figure 18– Principe d'implantation des champs photovoltaïques**



Note : le pare-vapeur, l'isolant et le revêtement d'étanchéité bicouche sont identiques sur toute la surface de la toiture terrasse

**Figure 19– Principe d'implantation d'une toiture multi-usages PV-TTV**



Repérage	Localisation	Largeur de la zone concernée
1	Partie courante	-----
2	Rives, comprenant le pied de bâtiments surélevés, murs coupe-feu, etc.	$1/10^{\text{ème}}$ de la hauteur du bâtiment, sans être inférieure à 2 m
3	Angles	Intersection des rives
4	Pourtour des édicules dont la hauteur est $\geq 1$ m et dont l'une des dimensions en plan est $\geq 1$ m	1 m
5	Pourtour des autres émergences de dimensions plus petites : souches, lanterneaux, joints de dilatation, etc.	En pied de relevé

**Figure 20 – Zonage de toitures**

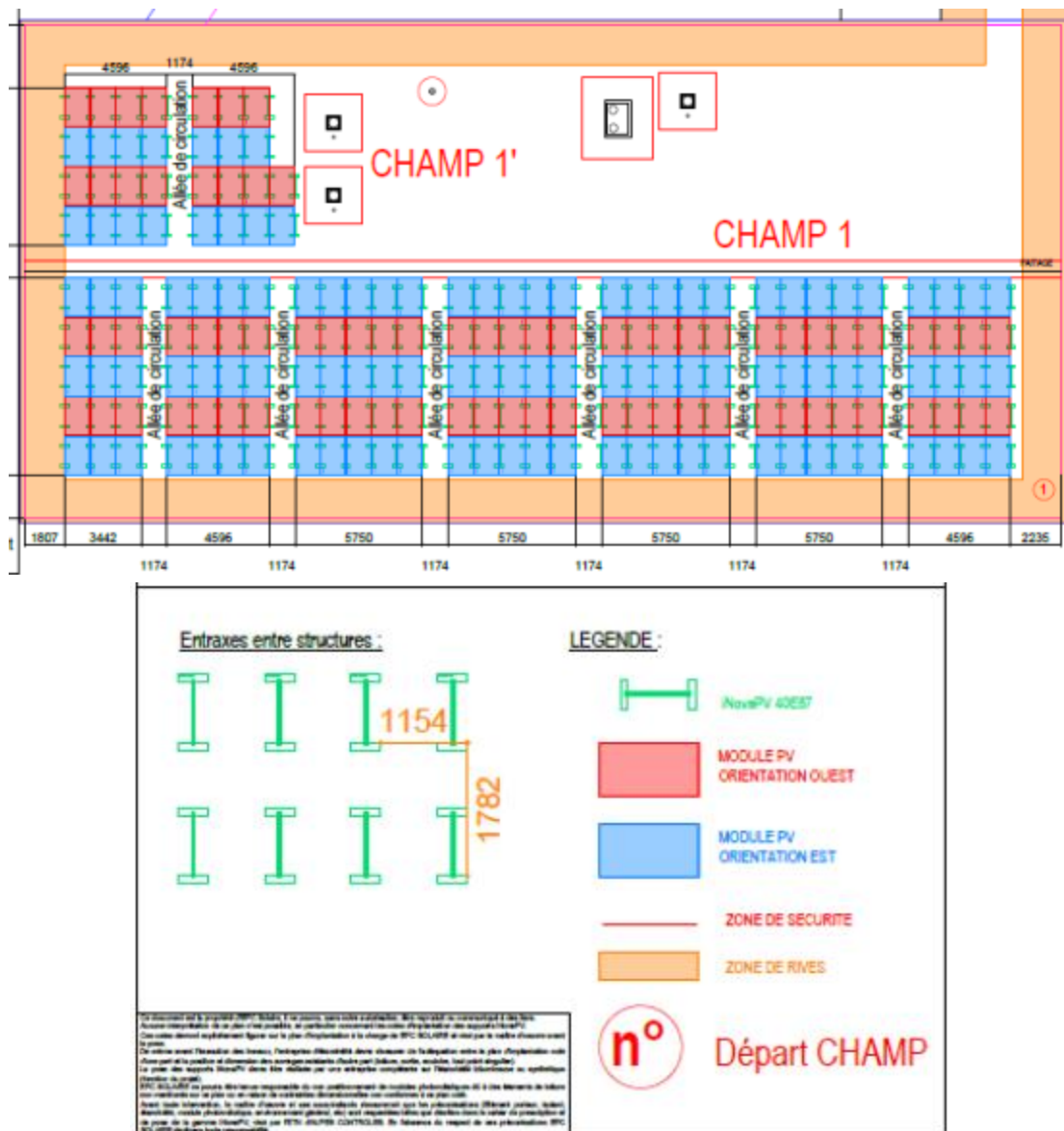




Figure 21 – Exemple de plan d'implantation des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite

<p>1- Positionner l'ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite suivant le plan d'implantation fourni</p> <p>2- Tracer à la craie le pourtour des bandes de raccordement pré-assemblées</p> <p>3- Retirer l'ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite</p>	
<p>4- Chauffer la zone ainsi repérée à l'aide d'un chalumeau. Noyer les paillettes dans le bitume. Afin d'obtenir une bonne adhérence, il convient d'obtenir une remontée du bitume sur toute la surface préalablement définie</p> <p>5- Repositionner l'ossature support iNova<sup>PV</sup> Lite</p> <p>6- Pour souder la bande de raccordement pré-assemblée, il faut réchauffer la zone ainsi préparée à l'aide du chalumeau, chauffer la bande de raccordement extérieure, les mettre en contact puis maroufler toute la surface intéressée</p>	

**Figure 22 – Étapes de mise en œuvre des ossatures supports iNova<sup>PV</sup> Lite**

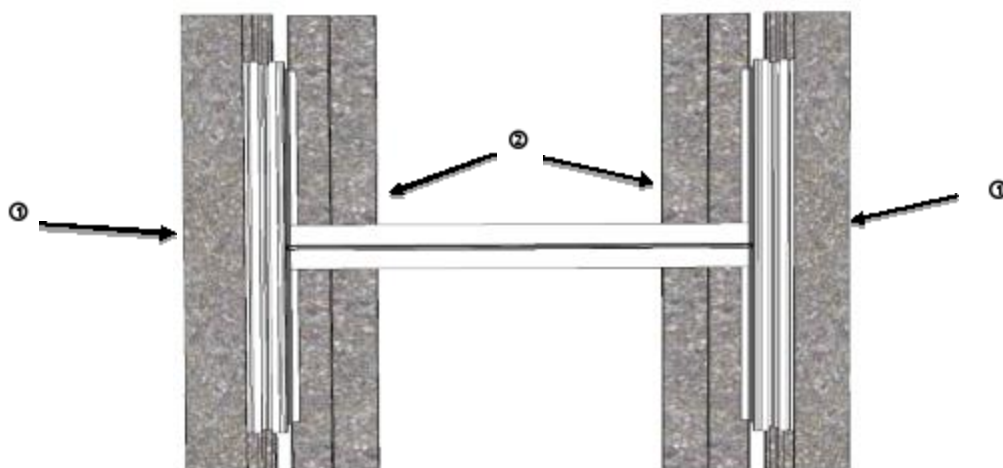
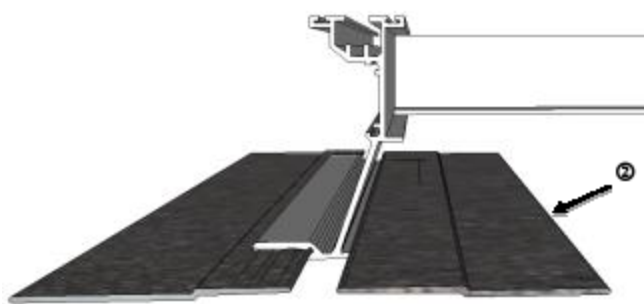
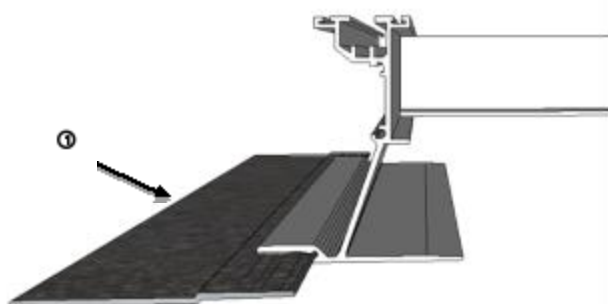
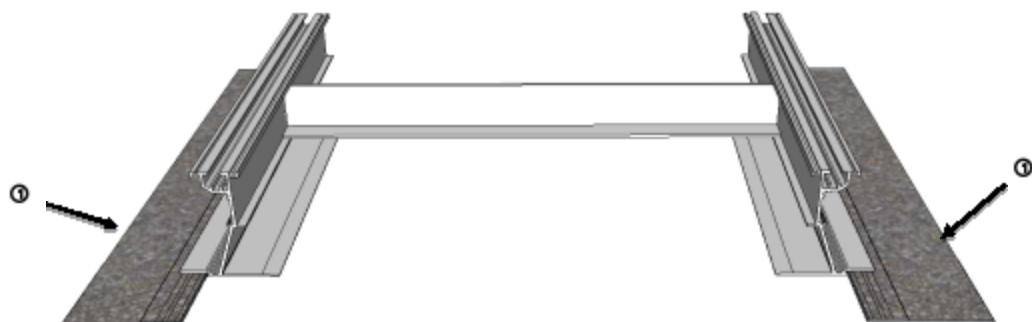
Configuration avec deux bandes de raccordement supplémentaires Parafor iNova

7- Pose des deux bandes de raccordement intérieures à l'intérieur du rail

L'ossature support sera imprégnée à l'EIF (SIPLAST PRIMER) avant de souder les bandes de raccordement intérieures.

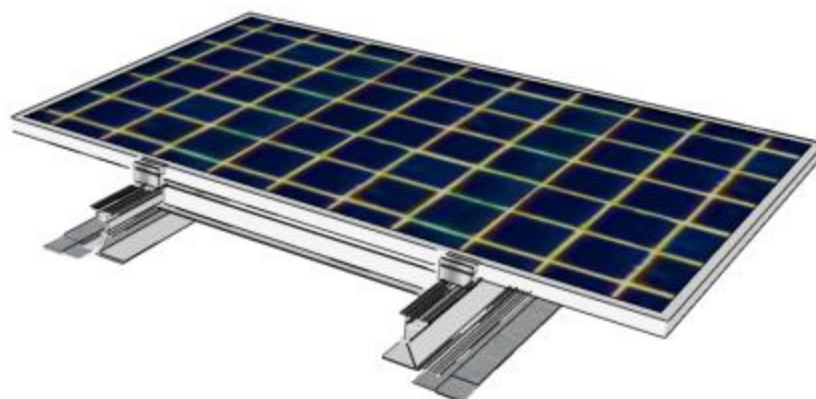


**Figure 22 - Suite**

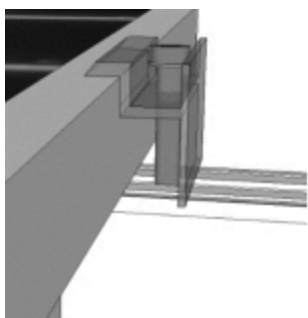


- ① Bandes de raccordement Parafor iNova pré-assemblées en usine
- ② Bandes de raccordement Parafor iNova mises en place sur chantier

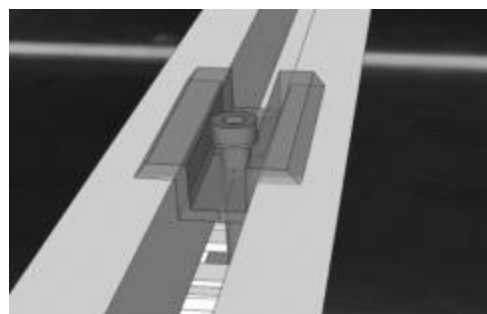
**Figure 23 – Positionnement des bandes de raccordement Parafor iNova (cf § 2.2.3.2.4 et § 2.4.4.2.3)**



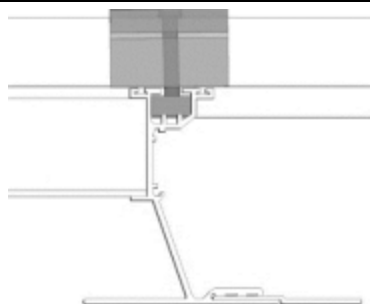
Ossature support Susncape iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 avec module photovoltaïque monté



Mise en place de la bride Latérale :  
Vis M8X (suivant cadre) + Rondelle + Écrou carré dans la  
gorge de l'ossature support



Mise en place de la bride centrale :  
Vis M8X (suivant cadre) + Rondelle + Écrou carré dans la  
gorge de l'ossature support



**Figure 24 – Mise en œuvre des modules à plat**

Schéma de principe – iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 – vue de côté  
 Exemple : Module 1762 x 1134 x 30 mm

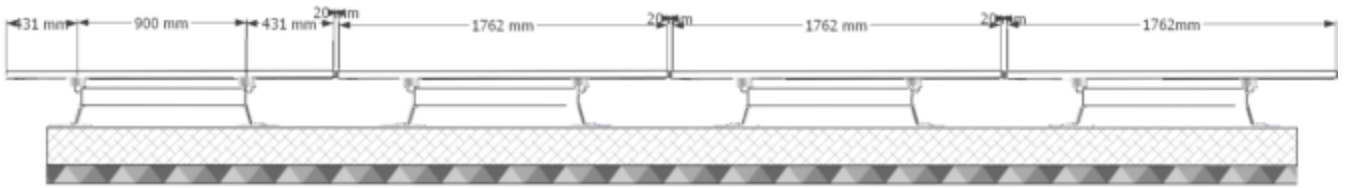
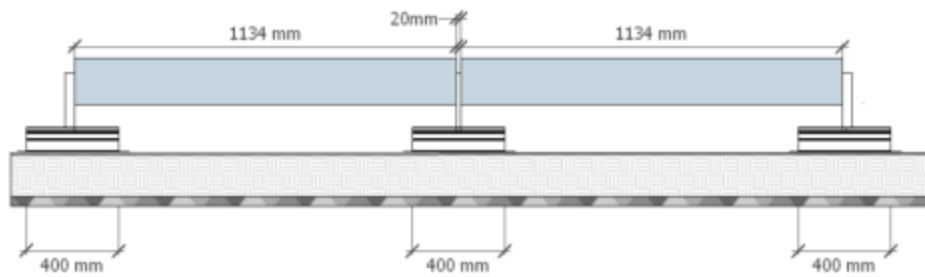
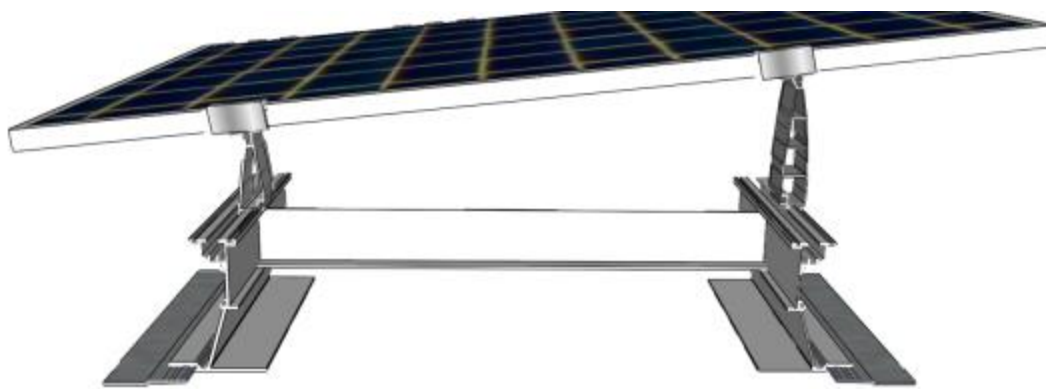


Schéma de principe – iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 – vue de côté  
 Exemple : Module 1762 x 1134 x 30 mm

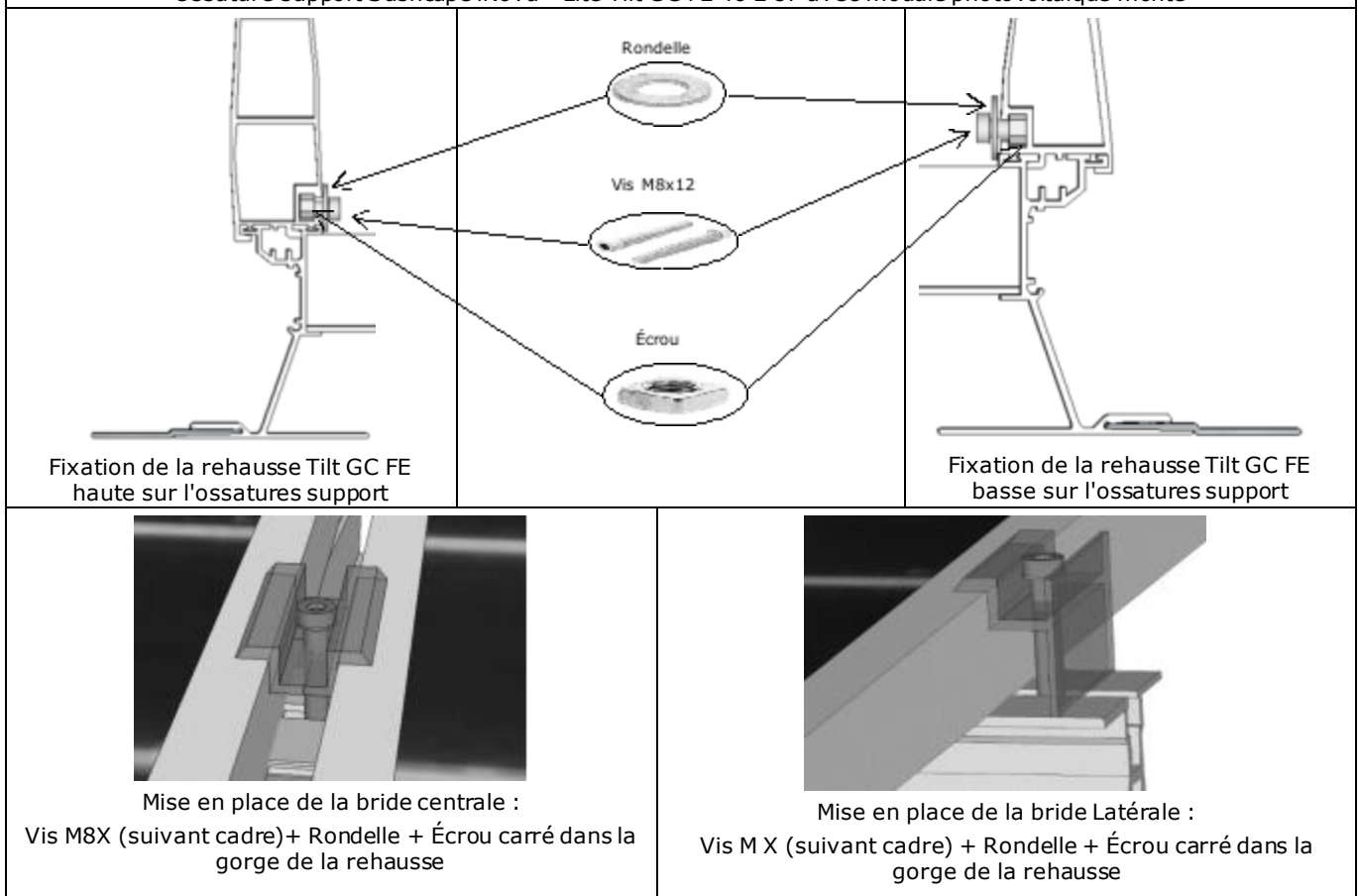


**Figure 25– Schéma de principe d'implantation avec ossature support Suncrete iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87  
 Version à plat**





Ossature support Susncape iNova<sup>PV</sup> Lite Tilt GC FE 40 E 87 avec module photovoltaïque monté



**Figure 26 – Mise en œuvre des modules en version inclinée**

Schéma de principe – iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 – vue de coté

Exemple : Modules 1762 x 1134 x 30 mm – Mono orientation - Espace inter rangées 600 mm

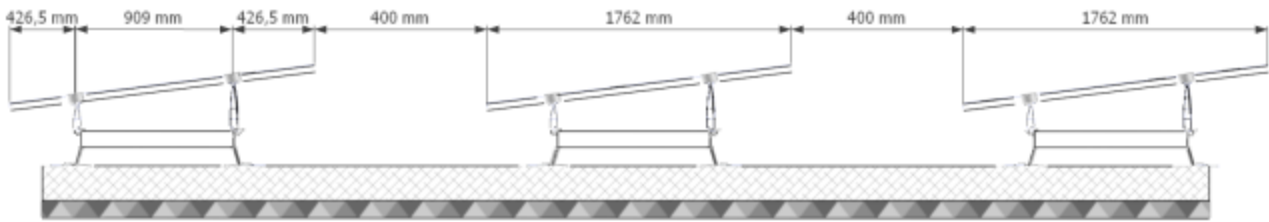
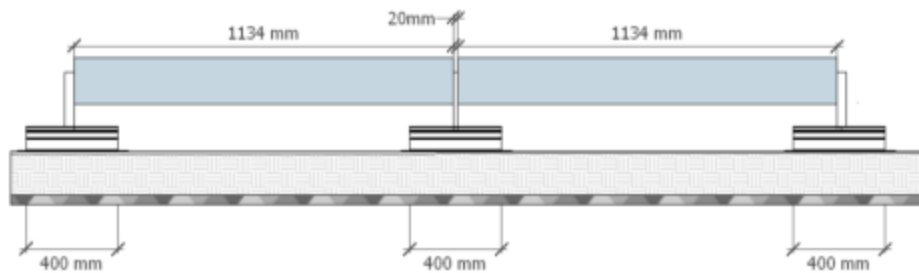


Schéma de principe – iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 – vue de face

Exemple : Module 1762 x 1134 x 30 mm – Mono orientation - Espace inter rangées 600 mm



**Figure 27 – Schéma de principe d'implantation avec ossature support Suncrete iNovaPV Lite 40 E 87  
Version inclinée mono-orientation**

Schéma de principe – iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 – vue de coté

Exemple : Modules 1762 x 1134 x 30 mm – Bi orientation

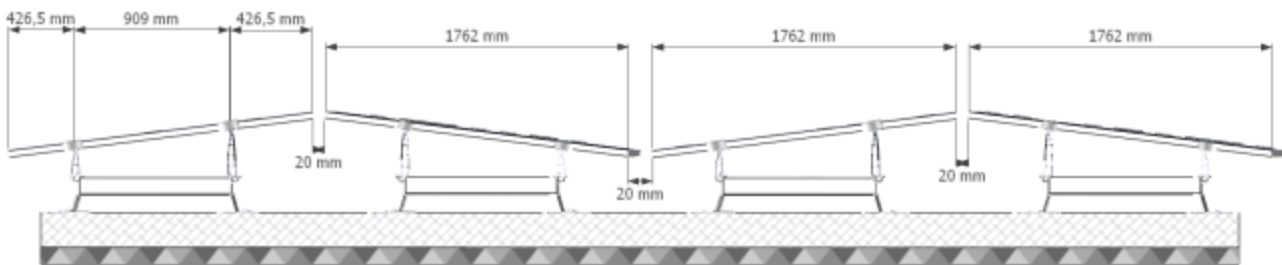
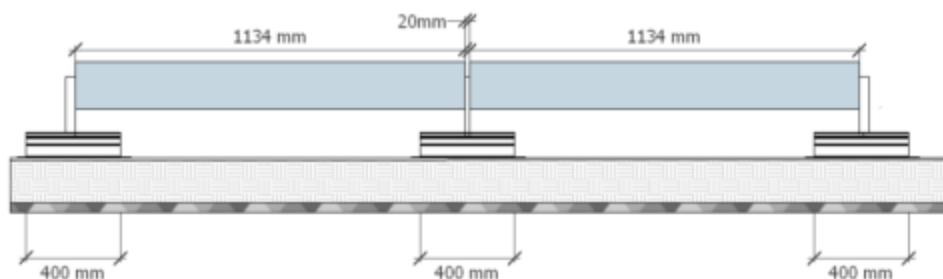


Schéma de principe – iNova<sup>PV</sup> Lite 40 E 87 – vue de face

Exemple : Module 1762 x 1134 x 30 mm – Bi orientation



**Figure 28 – Schéma de principe d'implantation avec ossature support Suncrete iNovaPV Lite 40 E 87  
Version inclinée bi-orientation**