

Sur le procédé

HELIOS B²

Famille de produit/Procédé : Module photovoltaïque rigide en surimposition couverture grands éléments

Titulaire(s) : **Société DOME SOLAR SAS**

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
V8	<p>Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/15-53_V7.</p> <p>La version V8 est une révision complète qui prend en compte les modifications suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • évolution de la Grille de vérification de modules et nouvelle définition du Groupe A de modules, • possibilité de mettre en œuvre les modules photovoltaïques de façon décentrée des rails acier, • évolution des tableaux de charges du domaine d'emploi en conséquence, • ajout de nouvelles références de plaques nervurées en acier, • évolutions du système montage (cales) associé à l'intégration de plaques nervurées avec des géométries 4.40, 4.35, 3.39 et 3.35, • évolutions des références de visserie et précisions apportées au Dossier technique, • ajout d'une griffe de mise à la terre, • évolution de la longueur des rails supports, • évolution du profil d'extrémité, • évolution des tôles de raccordement. <p>Le Groupe Spécialisé n° 21 a examiné ce dossier le 6 février 2025.</p>	LE BELLAC David	RAFFALLI Franc
V7	<p>En date du 25 novembre 2024, une prolongation sans modification de 4 mois de validité de cet Avis Technique est accordée du fait du CSTB, destinée à l'instruction de la révision, jusqu'au 30 avril 2025.</p>	LE BELLAC David	RAFFALLI Franc
V6	<p>Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/15-53_V5.</p> <p>La version V6 est une prorogation d'1 an.</p> <p>Par décision en date du 30 novembre 2023 du Groupe Spécialisé n° 21, ce procédé n'ayant pas fait l'objet de modifications de nature à mettre en cause l'appréciation dont il a fait l'objet, la validité de cet Avis Technique est prolongée jusqu'au 31 décembre 2024.</p> <p>Pour éviter toute confusion, un changement de terminologie est fait en désignant désormais par « ossature support » l'ensemble d'éléments constitutifs qui était précédemment désigné par « structure support ».</p>	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 21/15-53_V8.**

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle (toujours du faîtage à l'égout) ou complète, sur charpente métallique, sur charpente bois, ou sur profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie, en remplacement de grands éléments de couverture (plaques profilées en fibres-ciment ou plaques nervurées en acier ou aluminium).

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

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s) muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium, 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 21/15-53_V8,
- une plaque nervurée d'acier en sous-face et spécifique (définies au § 2.2.3.1),
- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules posés centrés (cf. Figure 2a) ou non centrés (cf. Figure 2b), en mode "paysage".

Les charges climatiques admissibles sont définies au § 1.1.1.

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

Table des matières

1.	Avis du Groupe Spécialisé.....	6
1.1.	Domaine d'emploi accepté.....	6
1.1.1.	Zone géographique.....	6
1.1.2.	Ouvrages visés.....	6
1.2.	Appréciation.....	7
1.2.1.	Liminaire.....	7
1.2.2.	Conformité normative des modules.....	7
1.2.3.	Aptitude à l'emploi du procédé.....	7
1.2.4.	Aspects sanitaires.....	9
1.2.5.	Durabilité - Entretien.....	9
1.2.6.	Impact environnemental.....	9
1.2.7.	Fabrication et contrôle.....	9
1.2.8.	Mise en œuvre.....	9
1.2.9.	Modules photovoltaïques.....	9
1.3.	Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé.....	10
2.	Dossier Technique.....	11
2.1.	Données commerciales.....	11
2.1.1.	Coordonnées.....	11
2.1.2.	Identification.....	11
2.1.3.	Livraison.....	11
2.2.	Description.....	11
2.2.1.	Principe.....	11
2.2.2.	Module photovoltaïque.....	12
2.2.3.	Système de montage.....	13
2.2.4.	Autres éléments.....	16
2.3.	Dispositions de conception.....	17
2.3.1.	Généralités.....	17
2.3.2.	Conditions préalables à la pose.....	17
2.3.3.	Caractéristiques dimensionnelles.....	18
2.3.4.	Caractéristiques électriques.....	18
2.3.5.	Conception vis-à-vis de la condensation.....	18
2.3.6.	Traitement des risques de dilatation thermique.....	19
2.3.7.	Spécifications électriques.....	19
2.4.	Dispositions de mise en œuvre.....	20
2.4.1.	Conditions préalables à la pose.....	20
2.4.2.	Compétences des installateurs.....	21
2.4.3.	Sécurité des intervenants.....	21
2.4.4.	Mise en œuvre en toiture.....	21
2.5.	Utilisation, entretien et réparation.....	24
2.5.1.	Généralités.....	24
2.5.2.	Maintenance du champ photovoltaïque.....	24
2.5.3.	Maintenance électrique.....	24
2.5.4.	Remplacement d'un module.....	24
2.6.	Traitement en fin de vie.....	25
2.7.	Fabrication et contrôles.....	25
2.7.1.	Modules photovoltaïques.....	25
2.7.2.	Composants du système démontage.....	25

2.8.	Conditionnement, étiquetage, stockage	25
2.8.1.	Modules photovoltaïques	25
2.8.2.	Plaques en sous-face	26
2.8.3.	Ossature support	26
2.9.	Formation.....	26
2.10.	Assistance technique.....	26
2.11.	Mention des justificatifs	26
2.11.1.	Résultats expérimentaux	26
2.11.2.	Références chantiers	27
2.12.	Annexes du Dossier Technique	28
3.	Annexes graphiques.....	32

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 sous neige normale (selon les règles NV 65 modifiées) n'excédant pas les valeurs du Tableau 3 selon les modules,
 - sur des toitures soumises à des charges climatiques sous vent normal (selon les règles NV 65 modifiées) n'excédant pas les valeurs du Tableau 4 selon les modules.
- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, le Tableau 1 précise les atmosphères extérieures permises.

1.1.2. Ouvrages visés

- Mise en œuvre :
 - uniquement au-dessus de locaux à faible ou moyenne hygrométrie (selon annexe B3 du DTU 40.36), sans agression chimique ou biologique.
 - sur toitures inclinées de bâtiment neuf ou existant,
 - autour d'éventuelles pénétrations de toiture (cheminées, sorties de toiture, fenêtres de toit...) à condition que :
 - le champ photovoltaïque soit interrompu en respectant une distance des modules à la pénétration de 300 mm minimum et de 500 mm minimum dans le cas de pénétrations nécessitant la possibilité d'accès pour l'entretien (type cheminée),
 - les pénétrations soient traitées en stricte conformité avec le DTU 40.35 à l'aide des mêmes plaques nervurées d'acier que celles utilisées pour le procédé,
 - exclusivement sur charpente métallique ou bois dont les pannes disposent des caractéristiques minimales suivantes :
 - pannes d'acier laminées ou pannes d'acier profilées à froid : épaisseur 1,5 mm minimum, largeur d'appui 40 mm minimum,
 - profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie : caractéristiques minimales conformes au DTU 40.35 (épaisseur 2,5 mm minimum, largeur 60 mm minimum, y compris pour des poutres en béton armé ou précontraint préfabriquées,
 - pannes bois : hauteur 80 mm minimum, largeur d'appui 60 mm minimum,
 - en remplacement de plaques profilées en fibres-ciment ou de plaques nervurées acier ou aluminium
Les couvertures doivent être conformes aux prescriptions des DTU et documents concernés : notamment les DTU 40.35, 40.36 et 40.37 (notamment pour la pente et la longueur de rampant),
 - en couverture simple ou double peau à trames parallèles selon le DTU 40.35,
 - en toiture partielle du faitage à l'égout (même si l'installation photovoltaïque ne va pas du faitage à l'égout, les plaques en sous-face sont obligatoirement mises en place du faitage à l'égout) en association avec des éléments de couverture (plaques profilées en fibres-ciment ou plaques nervurées acier ou aluminium) ou en toiture complète, entièrement photovoltaïque ou avec les plaques de sous-face du procédé,
 - applicable, en respectant les dispositions du § 2.3.5, pour des toitures froides ou pour des toitures chaudes avec isolation sur pannes par feutre tendu bénéficiant d'un Avis Technique. Dans ce dernier cas, il est indispensable de se reporter à l'Avis Technique du feutre tendu utilisé pour en connaître le domaine d'emploi et les conditions de mise en œuvre. Dans le cas d'une association avec une couverture en plaques profilées en fibre-ciment, l'emploi du procédé se fait exclusivement dans le cadre d'une toiture froide ventilée non isolée.
- La toiture d'implantation doit présenter :
 - un entraxe entre pannes conforme aux indications portées dans les tableaux de charges (cf. Tableau 3 et Tableau 4) en fonction des charges climatiques calculées selon les règles NV 65 modifiées, ainsi qu'aux portées maximales admissibles des plaques nervurées sous charges de montages décrites dans le cahier CSTB n°3817 (cf. Tableau 5) calculées selon le DTU 40.35, avec un maximum de 2,30 m,
 - une seule pente, imposée par la toiture (cf. Tableau 2) :
 - supérieure à 10 % (environ 6 °) dans le cas d'une toiture partielle en association avec des plaques nervurées en acier ou en aluminium,
 - supérieure à 21 % (environ 12 °) dans le cas d'une toiture partielle en association avec des plaques profilées de fibres-ciment,

- supérieure à 7 % (environ 4 °) dans le cas d'une toiture complète (photovoltaïque ou avec les plaques de sous-face), la pente minimale pouvant être ramenée à 5 % (environ 3 °) dans le cas de plaques de sous-face ayant une longueur égale à la longueur de rampant de la toiture et sans pénétration de toiture,
 - inférieure à 58 % (environ 30 °).
 - Quoi qu'il en soit, la valeur de la pente minimale donnée ci-dessus doit être comparée à celle donnée dans les DTU 40.35, 40.36 ou 40.37 au regard des éléments de couverture constituant la toiture. Il convient alors de retenir la valeur de pente la plus grande.
- Les modules photovoltaïques doivent être issus des gammes de modules indiquées dans la grille de vérification la plus récente qui est publiée avec cet Avis Technique, et dont le n° doit comporter le n° de version du présent document.
 - Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
 - en mode "paysage",
 - avec une colonne de rail acier tous les 1,00 m maximum, sur 4 appuis minimum (pour chaque colonne de rails assemblés sur toute la hauteur du champ photovoltaïque), chaque rail acier de 5,12 m maximum étant fixé par un point fixe en bas de rail et par des points glissants situés au-dessus,
 - avec un porte-à-faux des rails par rapport aux cavaliers d'interface (défini en Figure 1), en haut et en bas du champ photovoltaïque, ne dépassant pas 0,5 m,
 - sur des longueurs de rampants de toiture de 40 m maximum et de toute façon inférieures aux longueurs de rampant maximum définies dans les DTU et les documents de références concernés lorsque des éléments de couvertures sont associés aux modules photovoltaïques.

1.2. Appréciation

1.2.1. Liminaire

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

1.2.2. Conformité normative des modules

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

1.2.3. Aptitude à l'emploi du procédé

1.2.3.1. Fonction génie électrique

1.2.3.1.1. Sécurité électrique du champ photovoltaïque

- Conducteurs électriques
Le respect des prescriptions définies dans la norme NF C 15-100 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 cosses cuivre de type « raccord vis-rondelle bimétal alu-cuivre-écrou » pour un raccordement en peigne des masses métalliques permet d'assurer la continuité de la liaison équipotentielle des masses en cas de changement d'un module photovoltaïque. Si lors de la maintenance du procédé, il était nécessaire de démonter un rail, il conviendra de conserver la continuité de la liaison équipotentielle à l'aide d'une liaison temporaire (cf. § 2.5.4).

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 couverture

1.2.3.2.1. Stabilité

La stabilité du procédé est convenablement assurée sous réserve :

- d'un calcul (selon les règles NV65 modifiées) au cas par cas des charges climatiques appliquées sur la toiture, en tenant compte lorsque nécessaire des actions locales (au sens des NV65 modifiées), pour vérifier que celles-ci n'excèdent pas, selon les modules :
 - les valeurs du Tableau 3 sous charge de neige normale (selon les règles NV65 modifiées),
 - les valeurs du Tableau 4 sous charge de vent normal (selon les règles NV65 modifiées),
- d'une reconnaissance préalable de la charpente support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque,
- que la toiture d'implantation présente un espacement entre pannes ne dépassant pas celui indiqué dans les tableaux de charges (cf. Tableau 3 et Tableau 4) en fonction des charges climatiques calculées selon les règles NV65 modifiées, et des charge de montage calculées pour chaque plaque nervurée (cf Tableau 5), avec un maximum de 2,30 m,
- d'une mise en œuvre du procédé respectant les dispositions suivantes :
 - porte-à-faux des rails par rapport aux cavaliers supports (défini en Figure 1) ne dépassant pas 500 mm en partie courante de toiture ;
 - en rive ou angle de toiture, chaque module doit être centré (par conséquent il peut être nécessaire d'utiliser un 3ème rail avec une 3ème paire de serreurs supportant et maintenant les modules en bord de champ photovoltaïque, cf. § 2.4.4.2.6),
 - reprise des charges climatiques par un point fixe en bas de chaque rail acier faisant 5,12m maximum,
- d'informer le charpentier que le procédé génère des continuités d'appuis sur les pannes (les rails en appui sur les pannes sont des éléments continus et les efforts repris par les pannes doivent prendre en considération une répartition non uniforme des réactions verticales et horizontales pour une poutre à n appuis, notamment les efforts supplémentaires sur les pannes au droit des points fixes récupérant une charge descendante parallèle à la toiture issue d'au maximum la surface de quatre modules photovoltaïques) et que les descentes de charges sont fournies par la société DOME SOLAR pour chaque projet.

1.2.3.2.2. Sécurité en cas de séisme

Les applications du procédé ne sont pas limitées compte tenu de la conception et de l'utilisation du procédé en France métropolitaine. Elles sont donc applicables pour toutes les zones et catégories de bâtiments, au sens de l'arrêté du 22 octobre 2010 modifié, relatif à la classification et aux règles de construction parasismique applicables aux bâtiments de la classe dite "à risque normal".

L'objectif de bon fonctionnement dans le cadre des bâtiments de catégorie d'importance IV n'est pas visé dans ce paragraphe.

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 permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

Le fait que la société DOME SOLAR fournisse systématiquement les préconisations et plans de principe des tôleries de finition aux installateurs sous-traitants, ainsi que le recours toujours possible à son assistance technique permettent de préjuger favorablement de la conception de ces pièces et de l'étanchéité de l'ensemble de l'installation photovoltaïque.

1.2.3.2.4. Risque de condensation

Le procédé n'aggrave pas les risques de condensation par rapport aux couvertures traditionnelles en plaques nervurées d'acier (cf. DTU 40.35) dans la mesure où, pour les toitures froides, l'étude demandée dans le § 2.3.5 a été réalisée et sa conclusion est favorable, et moyennant la prise en compte de l'ensemble des prescriptions décrites au § 2.3.5.

Les mises en œuvre, telles que décrites dans le § 2.3.5, permettent de gérer les risques de condensation de façon satisfaisante grâce à :

- l'utilisation d'un régulateur de condensation dans le cas de toitures froides ventilées (cf. § 2.3.5),
- l'utilisation de closoirs adéquats pour le blocage de la circulation d'air dans le cas de toitures chaudes,
- l'emploi du procédé exclusivement dans le cadre d'une toiture froide ventilée non isolée dans le cas où le procédé est associé à des plaques profilées en fibre-ciment.

1.2.3.2.5. Sécurité au feu

Les modules photovoltaïques ne sont pas destinés à constituer la face plafond de locaux occupés.

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

1.2.3.2.6. Sécurité des intervenants

La sécurité des intervenants lors de la pose, de l'entretien et de la maintenance est normalement assurée grâce à la mise en place :

- de dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les modules,
- de dispositifs antichute selon la réglementation en vigueur : d'une part pour éviter les chutes sur les modules et d'autre part, pour éviter les chutes depuis la toiture.

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 HELIOS B² ne peut en aucun cas servir de point d'ancrage à un système de sécurité (Équipement de Protection Individuel).

1.2.3.2.7. Sécurité des usagers

La sécurité des usagers au bris de glace des modules est assurée grâce à l'utilisation d'un support continu constitué par les plaques nervurées en sous-face.

1.2.4. Aspects sanitaires

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

1.2.5. Durabilité - Entretien

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

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

1.2.6. Impact environnemental

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

La grille de vérification associée à cet Avis Technique indique en fonction des gammes de module indiquées si le procédé « HELIOS B² » associé à chaque gamme de module dispose ou non d'une Déclaration Environnementale (DE) individuelle ou collective vérifiée par tierce partie indépendante.

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

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

1.2.7. Fabrication et contrôle

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

1.2.8. Mise en œuvre

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque effectuée par des installateurs agréés (avertis des particularités de pose de ce procédé grâce à une formation obligatoire, disposant de compétences en couverture pour la pose du procédé 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) et systématiquement accompagnés par la société DOME SOLAR lors de leur premier chantier permet d'assurer une bonne réalisation des installations.

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

1.2.9. Modules photovoltaïques

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

La grille de vérification à utiliser doit être la version la plus récente se rapportant à cet Avis Technique. La grille porte alors un n° du type 21/Gn/15-53_V8 indiquant qu'il s'agit de la même version de la grille. La version Gn la plus récente de la grille de vérification est celle publiée sur le site de la CCFAT.

1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé

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

La spécificité du procédé impose que les installations photovoltaïques soient toujours et obligatoirement reliées à l'égout et au faitage de la toiture (même si l'installation photovoltaïque ne va pas du faitage à l'égout, les plaques de sous-face du procédé sont elles, obligatoirement mises en place du faitage à l'égout).

Comme pour l'ensemble des procédés de ce domaine :

- 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,
 - une reconnaissance préalable de la charpente support vis-à-vis de sa capacité à accueillir le procédé photovoltaïque,
- une attention particulière doit être apportée à la mise en œuvre afin de ne pas perturber la ventilation naturelle de la toiture.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que les plaques nervurées constituent le plan d'étanchéité du procédé et sont un élément constitutif de celui-ci. Leur livraison pouvant être assurée directement par le fabricant, il convient de s'assurer de la référence conforme (cf. § 2.2.3.2) des plaques nervurées livrées afin que le procédé soit couvert par le présent Avis Technique.

Les plaques nervurées doivent faire l'objet d'un examen suivant une fiche d'autocontrôle (Figure 29) qui vérifie que les plaques correspondent aux prescriptions du présent Avis Technique et la présence des cales sous les cavaliers lorsque nécessaire.

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

Le Groupe Spécialisé souhaite également préciser que cet Avis Technique nécessitera d'être révisé en cas d'évolution des prescriptions relatives à l'isolation et à la ventilation des DTU de la série 40.3.

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 21/15-53_V8.

2. Dossier Technique

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

2.1. Données commerciales

2.1.1. Coordonnées

Le procédé est commercialisé par le titulaire.

Titulaire :

Société DOME SOLAR

3 RUE MARIE ANDERSON

FR – 44400 REZE

Tél. : 02 40 67 92 92

Email : info@dome-solar.com

Internet : www.dome-solar.com

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 sur chantier, 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 et numéros de série des modules photovoltaïques.

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

L'installateur doit prévoir :

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

2.2. Description

2.2.1. Principe

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle (toujours du faîtage à l'égout) ou complète, sur charpente métallique, sur charpente bois, ou sur profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie, en remplacement de grands éléments de couverture (plaques profilées en fibres-ciment ou plaques nervurées en acier ou aluminium).

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

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s) muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium, 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 21/15-53_V8,
- une plaque nervurée d'acier en sous-face et spécifique (définies au § 2.2.3.2) qui peut être livrée directement par le fabricant,

- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules posés centrés (cf Figure 2a) ou non centrés (cf. Figure 2b), en mode "paysage".

Sa dénomination commerciale est "HELIOS B²".

Le procédé photovoltaïque "HELIOS B²" (voir la Figure 3) est l'association d'un module photo voltaïque cadré et d'un système de montage spécifique lui permettant une mise en œuvre en toiture.

Les éléments décrits dans les paragraphes 2.2.2 et 2.2.3 font partie de la livraison du procédé assurée par la société DOME SOLAR. Les modules photovoltaïques et les plaques de sous-face peuvent également être fournis directement par leurs fabricants.

2.2.2. Module photovoltaïque

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 21/15-53_V8,

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

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

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

2.2.2.2. Caractéristiques dimensionnelles

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

- Groupe A :
 - Longueur comprise entre 1 776 et 1 964 mm
 - Largeur comprise entre 1 064 et 1 176 mm
 - Hauteur du cadre compris entre 33 et 37 mm
 - Masse spécifique comprise entre 10,0 et 12,0 kg/m²
- Groupe B :
 - Longueur comprise entre 1 666 et 1 842 mm
 - Largeur comprise entre 1 041 et 1 151 mm
 - Hauteur du cadre compris entre 29 et 32 mm
 - Masse spécifique comprise entre 10,4 et 11,4 kg/m²
- Groupe C :
 - Longueur comprise entre 1 623 et 1 793 mm
 - Largeur comprise entre 1 077 et 1 191 mm
 - Hauteur du cadre compris entre 29 et 32 mm
 - Masse spécifique comprise entre 10,0 et 11,3 kg/m²

2.2.2.3. Face arrière

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

2.2.2.4. Cellules photovoltaïques

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

2.2.2.5. Intercalaire encapsulant

Référence faisant partie de la BOM des modules validés.

2.2.2.6. Vitrage

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

2.2.2.7. Constituants électriques

2.2.2.7.1. Boîte de connexion

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

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

Elle possède les caractéristiques minimales suivantes :

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

2.2.2.7.2. Câbles électriques

Les modules sont équipés de deux câbles DC électriques de 0,28 m minimum chacun dont la section est de 4 mm². Ces câbles se trouvent à l'arrière du module, en sortie de la boîte de connexion, et sont équipés de connecteurs adaptés.

Ces câbles ont les spécifications minimales suivantes :

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

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

2.2.2.7.3. Connecteurs électriques

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

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

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

2.2.2.8. Cadre du module photovoltaïque

Le cadre des modules est composé de profils en aluminium de série supérieure ou égale à 6000, 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 du cadre sur le laminé est indiquée dans la grille de vérification des modules.

2.2.3. Système de montage

2.2.3.1. Généralités

Les éléments de ce système de montage sont commercialisés par projet suite au dimensionnement de la société DOME SOLAR. Tous les éléments décrits dans ce paragraphe sont systématiquement fournis par la société DOME SOLAR à l'exception des plaques de sous-face qui peuvent également être fournies directement par leurs fabricants. La description des revêtements de chaque pièce, donnée dans les paragraphes ci-dessous, correspond aux revêtements standards. En fonction des atmosphères extérieures, ces revêtements peuvent être modifiés pour s'adapter aux conditions spécifiques des chantiers. Le Tableau 1 indique pour chaque composant les revêtements disponibles.

2.2.3.2. Plaques nervurées utilisées en sous-face

La sous-face est constituée de plaques nervurées d'acier situées sous les modules. Ce sont des plaques nervurées en acier (Figure 4) conformes au DTU 40.35, en acier de nuance S320GD et prélaquées sur leur face extérieure, avec 25 μm de polyuréthane ou polyester de catégorie III (en version standard : cf. Tableau 1). Elles peuvent être fournies par Dome Solar ou par le fabricant.

Différentes plaques nervurées de type trapézoïdal, de largeur utile 1 000 mm et de longueur comprise entre 1,50 m et 13,5 m peuvent être utilisées (avec néanmoins une seule référence de plaque autorisée par installation en sous-face des modules photovoltaïques) :

Caractéristiques		Fabricant					
Pas d'onde [mm]	Hauteur d'onde [mm]	Arcelor Mittal	Bacacier	Joris Ide	Monopanel	Profil C	SPO
333	45	Trapeza® 3.333.45T	Coveo 3.45	JI 45-333-1000 Toiture	Cobacier 1003	Couverture 3-333-45	Nertoit 3.45.1000T
	39	-	Coveo 3.39	-	-	-	-
	35	-	Coveo 3.35	-	-	-	-
250	40	-	Coveo 4.40	JI 40-250-1000 Toiture	Cobacier 1004	Couverture 4-250-35	Nertoit 4.40.1000T
	35	-	Coveo 4.35	-	-	-	-

Les caractéristiques dimensionnelles de ces plaques nervurées doivent être conformes à la norme NF P34-401-1.

L'épaisseur de ces plaques en sous-face suit les préconisations du fabricant et doit rester compatible avec les portées admissibles sous charges de montage présentées dans le Tableau 5.

Dans le cas d'une installation sur une toiture froide ventilée non isolée, ces plaques de sous-face sont équipées en usine d'un régulateur de condensation selon les préconisations décrites au § 2.3.5, conforme au DTU 40.35.

2.2.3.3. Cavaliers supports

Les cavaliers supports (voir Figure 5) sont destinés à la fixation des rails acier par clippage ainsi qu'à la fixation de la plaque nervurée d'acier complétée par les cavaliers courants (cf. § 2.2.4.2). Ils sont en acier S390 MC de 2 mm d'épaisseur. Le trou pour le passage de la vis de fixation est usiné à un diamètre de 8,5 mm. Ses dimensions hors-tout (L x l x h) sont les suivantes : (94 x 102 x 59) mm. Des trous de 5 mm de diamètre se situent sur les 2 ailettes pour le passage des vis de point fixe.

Les cavaliers support sont équipés en tête d'une rondelle cheminée de la société LR ETANCO, en EPDM de dureté 60 ShA, de diamètre intérieur non comprimé de 5,9 mm, de diamètre extérieur de 19 mm et d'épaisseur 3 mm.

Les cavaliers support sont équipés de patins en EPDM de dureté 70 ShA, d'épaisseur 1,5 mm, pour éviter le contact direct avec le pied d'onde.

Les cavaliers support sont fixés dans les pannes à l'aide de vis adaptées à la nature de la charpente (cf. § 2.2.3.9).

Deux options de traitement de surface peuvent être appliquées sur la pièce :

- pièce formée sur tôle S390 Z450,
- ou traitement de surface par électrodéposition par cataphorèse + thermolaquage réalisé sur pièce finie selon la norme NF P 24-351 soit :
 - phosphatation cristalline Zn-Ni et passivation,
 - cataphorèse epoxy 15 µm,
 - dégraissage,
 - thermolaquage polyester 80 µm.

2.2.3.4. Cale intercalaire d'onde

La cale intercalaire d'onde (Figure 6) est utilisée entre l'élément de sous-face et le cavalier support quand la hauteur de l'onde est inférieure à 45 mm. Selon la hauteur à combler, on utilise une cale de 4_{-0}^{+1} mm d'épaisseur (pour des nervures de 39 mm ou de 40 mm de haut) ou une cale de 8_{-0}^{+1} mm d'épaisseur (pour des nervures de 35 mm).

Cette cale est un plat en aluminium EN AW-6060 T6 de dimensions (100 x 25) mm avec trois trous de diamètre 8,2mm espacés de 30mm, dont un seul (le trou central) est utilisé pour le passage de la vis de fixation à la panne. De plus, un joint non prépercé en mousse polyéthylène réticulée de 5 mm d'épaisseur (résistance à la compression 50% : 100 kPa) est collé en usine sous la cale, au niveau de l'appui avec l'élément de sous-face. Un seul type de cale est fourni sur le chantier selon le type d'élément de sous-face utilisé.

2.2.3.5. Rail

Les rails acier (voir Figure 7) permettent de constituer l'ossature support sur laquelle sont positionnés les modules photovoltaïques. Les rails sont en acier S390 GD Z450 d'épaisseur 1 mm. Leur longueur varie selon la largeur et le nombre (3 ou 4) de modules photovoltaïques considérés par rail) :

Modules	Nombre de modules par rail	Longueur minimale du rail [m]	Longueur maximale du rail [m]
Groupe A	3	3,53	3,86
	4	4,61	5,06
Groupe B	3	3,46	3,79
	4	4,52	4,96
Groupe C	3	3,57	3,91
	4	4,66	5,12

Ils présentent les moments et modules d'inertie suivants :

- $I = 3,23 \text{ cm}^4$,
- $I_v = 1,37 \text{ cm}^3$.

Les rails sont équipés de perçages dans lesquels sont clippées en usine les butées de calepinage. Celles-ci sont en polypropylène renforcé 30% fibre verre avec traitement anti UV, de dureté 75 ShD.

La butée de calepinage sert à la fois de butée au module lors de la mise en œuvre du procédé et d'isolant par rapport au couple électrolytique entre le cadre du module et le rail acier. Une fonction guide-câble par l'intermédiaire de picots est intégrée à cette pièce. Ces mêmes picots sont également une aide au maintien du module lors de sa pose.

2.2.3.6. Serreurs

Les serreurs (voir Figure 8) sont les pièces de fixation des modules sur les rails acier. Ils sont en aluminium EN AW -6060 T66 brut, d'épaisseur 3 mm et de dimensions hors-tout (L x l x h) = (70 x 48 x 16) mm. Ils sont dotés d'un trou de diamètre 7 mm pour la fixation au rail acier. Ils sont striés sous leurs ailes d'appui afin d'améliorer le maintien des profils d'extrémité (voir ci-dessous).

Le serreur est fixé dans le rail par une vis 6,7 x 60 de la société SFS, à tête cylindrique d'empreinte TORX T25, en acier carbonitruré avec surface traitée anticorrosion par un revêtement Duplex.

2.2.3.7. Profils d'extrémité

Les profils d'extrémité (voir Figure 9) sont destinés au maintien d'un côté du serreur en extrémité de champ photovoltaïque. Il remplace le cadre aluminium du module sur lequel repose le serreur en partie courante. Ce sont des parallélépipèdes en aluminium EN AW-6060 T66 brut d'épaisseur 2 mm, de longueur 70 mm, de largeur 20 mm. Leur hauteur est fonction de l'épaisseur des cadres des modules : 30 mm ou 35 mm.

2.2.3.8. Clé de verrouillage

La clé de verrouillage (voir Figure 10) est utilisée dans deux cas :

- verrouillage de la connexion rail acier / cavalier support (1 clé par cavalier support),
- éclissage de deux rails acier (2 clés par éclissage).

De diamètre 6 mm, elle est en inox 1.4301. Ses dimensions hors- tout, sont (25 x 57) mm.

2.2.3.9. Visserie

- Vis de fixation du cavalier support à la panne :
Il s'agit de vis autoperceuses de la société ETANCO en acier cémenté zingué traité SUPRACOAT 2C avec tête hexagonale 6 pans. Leurs caractéristiques sont données ci-dessous en fonction du type de pannes, les résistances à l'arrachement étant issues de tests réalisés conformément à la norme NF P 30-310 :

Type de panne	Panne acier profilée à froid d'épaisseur 1,5 à 4 mm	Pannes acier en profilé à chaud de 4 mm d'épaisseur minimum	Pannes bois de hauteur minimum 80mm	Profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie
Dénomination commerciale	ZACROVIS 6 TH12/2C	ZACROVIS 12 TH12/2C	ZACROVIS BOIS TH12/2C	ZACROVIS 6 TH12 2C
Diamètre	6,3 mm	6 mm	6,5 mm	6,3 mm
Longueur	85 mm	105 mm	130 mm	75 mm
Résistance à l'arrachement	262 daN (acier S320GD 1,5mm)	819 daN (acier S235 4mm)	568 daN (bois sapin 450 Kg/m ³ 50mm)	262 daN (acier S320GD 1,5mm)
Résistance au cisaillement de la vis seule	1 291 daN	1 291 daN	1 185 daN	1 291 daN

- Vis de fixation du rail au point fixe
Ces vis sont utilisées sur la connexion rail / cavalier support au niveau des points fixes (2 vis par point fixe). Ce sont des vis autoperceuses Zebra Piasta TCP Ruspert AW D4,8 x 25 de la société WÜRTH de 309 daN de résistance au cisaillement pur. Elles sont en acier inox A2.

2.2.3.10. Griffe MALT HB²

Les griffes MALT HB² (Figure 12) sont destinées à permettre la continuité de terre entre le cadre aluminium anodisé d'un panneau photovoltaïque et le rail. Ce sont des pièces en acier inoxydable de nuance A2.

2.2.4. Autres éléments

2.2.4.1. Liminaire

La fourniture peut également comprendre des éléments permettant de constituer un procédé 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.

2.2.4.2. Cavaliers courants, vis de fixation des cavaliers courants et vis de couture

Les cavaliers courants avec visserie viennent en complément des cavaliers supports pour la fixation des plaques en sous-face à la charpente.

Conformes au DTU 40.35, ils sont systématiquement fournis avec une rondelle d'étanchéité (*conformément au DTU 40.35*) et quantifiés pour la fixation en suivant les dispositions données par le DTU 40.35 et dans l'annexe K en excluant les emplacements déjà occupés par les cavaliers supports.

Les vis de couture doivent être conformes au DTU 40.35.

2.2.4.3. Abergements

2.2.4.3.1. Abergements latéraux

Les bavettes d'étanchéité latérales suivantes ne sont pas fournies dans le procédé. Elles doivent toutefois présenter les caractéristiques résumées ci-dessous.

Ces abergements (Figure 11) sont en tôles d'acier S275 d'épaisseur 0,75 mm : ils présentent une galvanisation Z225 sur les deux faces et un pré-laquage polyuréthane, catégorie VI selon la norme NF P 34-301, de 35 µm sur leur face externe et de 12 µm sur leur face interne. Leurs longueurs doivent prévoir des recouvrements entre abergements dans le sens de la pente conformes aux DTU de la série 40.3 concernés.

- Bavettes d'étanchéité pour plaques nervurées ("*BEL Bac*") :
Si l'installation doit être reliée à des plaques nervurées, ces bavettes d'étanchéité permettent de finaliser l'installation sur ses périphéries droite ou gauche.
De hauteur hors tout environ égale à 40 mm et de 3,20 m de longueur standard, leur largeur est variable en fonction de l'éloignement des ondes des plaques nervurées à couvrir, sans excéder 350 mm.
- Bavettes d'étanchéité latérales pour plaques profilées de fibres-ciment ("*BEL Fibro*") :
Si l'installation doit être reliée à des éléments de couverture type plaques profilées de fibres-ciment, ces bavettes d'étanchéité permettent de finaliser l'installation sur ses périphéries droite ou gauche.
De hauteur hors tout environ égale à 73 mm et de 3,20 m de longueur standard, leur largeur est variable en fonction de l'éloignement de la première onde des plaques de fibres-ciment, sans excéder 350 mm.

2.2.4.3.2. Abergements aux extrémités de toiture

En fonction du type de bâtiment visé, il convient de choisir les tôles d'abergement à l'égout, aux rives et au faitage, adaptées conformément aux DTU 40.35, 40.36 et 40.37 compte tenu des plaques nervurées du procédé et des éventuels grands éléments de couverture associés.

2.2.4.4. Feutre tendu

Dans le cas d'une installation sur une toiture chaude, une isolation sur pannes par feutre tendu est autorisée avec ce procédé. Il convient donc de choisir un procédé d'isolation par feutre tendu bénéficiant d'un Avis Technique en cours de validité.

Celui-ci doit être fourni en rouleaux de la longueur du versant plus 400 mm (*pour permettre les débords au faitage et à l'égout*). Dans le cas où cela ne serait pas possible, il faut se reporter à l'Avis Technique du produit.

De plus, sa pose nécessite un grillage en treillis soudé, spécialement conçu pour cette application, en rouleaux avec des mailles de l'ordre de (120 x 120) mm et des fils de diamètre 1 à 1,6 mm.

2.2.4.5. Closoirs pour toitures chaudes

Ces pièces sont utilisées uniquement pour le traitement des toitures chaudes avec isolation sur pannes avec feutre tendu sous Avis Technique, au faitage et à l'égout pour assurer l'étanchéité à l'air.

Conformément au DTU 40.35, elles sont en mousse de polyéthylène et doivent posséder une géométrie permettant de s'adapter au profil des plaques de sous-face.

2.2.4.6. Câbles et connecteurs de liaison équipotentielle des masses

Les câbles de liaison équipotentielle des masses pour la liaison des modules et des rails devront être choisis et mis en œuvre conformément à la norme NF C 15-100 et aux guides UTE C15-712 en vigueur.

Les liaisons équipotentielles des masses s'effectuent par l'intermédiaire de câbles de 6 mm² vert-jaune ou équivalent avec cosses, rondelles bimétal et vis inox, ou bien par l'intermédiaire de griffes MALT HB² (voir § 2.2.3.10) pour ce qui est de la liaison des modules aux rails.

Chaque colonne de rails est reliée à un câble principal de terre de 16 mm² par l'intermédiaire d'un bornier déporté.

2.2.4.7. Câbles électriques

Il convient d'utiliser des câbles électriques pour relier les polarités du champ photovoltaïque à l'onduleur conformes aux spécifications de la norme NF C 15-100 et des guides UTE C15-712 en vigueur.

2.2.4.8. Colliers de fixation des câbles

Afin de ne pas faire circuler de câbles sur les plaques de sous-face, il est indispensable d'utiliser des colliers de fixation qui permettent de fixer les câbles et connecteurs (*de polarité ou de liaison équipotentielle*) aux rails.

2.3. Dispositions de conception

2.3.1. Généralités

Le procédé est livré sur chantier avec sa notice de montage et une série de plans d'exécution spécifiques au projet considéré (position des modules, rails et supports du procédé sur les pannes du bâtiment).

Le dimensionnement du procédé (entraxe des pièces, densité de fixation...) est intégralement effectué par le bureau d'étude DOME SOLAR avant chaque projet grâce aux informations fournies par l'installateur (nature de panne, entraxe de panne, zone climatique du projet, géométrie de la couverture, positionnement du champ photovoltaïque...).

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

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

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

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

Ce procédé ne peut être utilisé que pour le traitement des couvertures, de formes simples.

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 tenue des fixations et de la toiture afin de vérifier la capacité de la charpente 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.

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.

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

- en bois, conformément à la norme NF EN 1995-1-1/NA. Dans ce cas, les valeurs limites à prendre en compte pour les flèches sont celles figurant à l'intersection de la colonne "Bâtiments courants" et de la ligne "Éléments structuraux" du Tableau 7.2 de la clause 7.2(2) de la norme NF EN 1995-1-1/NA,
- en acier, conformément à la norme NF EN 1993-1-1/NA. Dans ce cas, les valeurs limites maximales à prendre en compte pour les flèches verticales sont celles de la ligne "Toiture en général" du Tableau 1 de la clause 7.2.1(1)B de la norme NF EN 1993-1-1/NA.
- en béton avec insert métallique de 60 mm minimum de largeur et 2,5 mm minimum d'épaisseur, conformément aux normes NF EN 1992-1-1 et NF EN 1992-1-1/NA.

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, il faut être attentif à ce que la charge de neige ne dépasse pas la charge admissible du procédé.

Comme tous les procédés comprenant des plaques métalliques ou bois non structurales utilisées en toiture, les ancrages des lignes de vie ne doivent pas être effectués dans les plaques, mais dans la structure porteuse.

Dans le cas où des pénétrations ponctuelles sont réalisées, le plan d'étanchéité à l'eau doit être reconstitué.

2.3.2. Conditions préalables à la pose

La structure porteuse doit répondre aux critères suivants :

- La charpente doit être calculée (cas d'un bâtiment neuf) ou vérifiée (cas d'un bâtiment existant) en prenant en compte le poids propre de l'ossature aluminium et des modules photovoltaïques soit environ 15 kg/m² (sans les plaques nervurées).

- Les pannes doivent être dimensionnées vis-à-vis de la répartition non uniforme des réactions verticales et horizontales liées aux continuités d'appui et aux efforts supplémentaires sur les points fixes des rails récupérant une charge descendante parallèle à la toiture issue d'au maximum la surface de quatre modules photovoltaïques.

Dans le cas de la couverture industrielle partielle, l'installation est toujours mise en œuvre du faitage à l'égout (même si l'installation photovoltaïque ne va pas du faitage à l'égout, les plaques en sous-face du procédé sont elles, obligatoirement mises en place du faitage à l'égout) en raccordement latéral avec une toiture en plaques nervurées ou plaques ondulées en fibres-ciment (conformes aux normes de référence en vigueur, notamment DTU 40.35, DTU 40.36 ou DTU 40.37).

Les calculs doivent tenir compte de la charge de montage admissible des plaques nervurées d'acier. Si la charge de montage est supérieure à celle prévue pour les plaques en sous-face, il est nécessaire de prendre des dispositions de pannes à pannes pour rendre la couverture plus résistante (exemple : platelage bois).

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 DOME SOLAR, doivent être respectées.

2.3.3. Caractéristiques dimensionnelles

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

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

Leurs caractéristiques dimensionnelles sont les suivantes :

Caractéristiques des champs photovoltaïques	
Largeur du champ (mm)	pose des cavaliers support alternativement toutes les 2 et toutes les 3 nervures : NbX x 1 667 pose des cavaliers support toutes les 3 nervures ou alternativement toutes les 2 et toutes les 4 nervures : NbX x 2 000 (cf. § 2.4.4.2.2)
Hauteur de champ (mm)	$NbY \times (Ky + 24) + 270$
Poids au m ² de l'installation (kg/m ²) (sans les plaques nervurées)	15
Poids au m ² de l'installation (kg/m ²) (avec les plaques nervurées)	21

Avec :

NbX : le nombre de modules dans le sens horizontal du champ photovoltaïque,

NbY : le nombre de modules dans le sens vertical du champ photovoltaïque,

Ky : la dimension du module dans le sens vertical du champ photovoltaïque.

2.3.4. 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 de 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/m² et répartition spectrale solaire de référence selon la norme CEI 60904-3 avec une température de cellule de 25 °C).

2.3.5. Conception vis-à-vis de la condensation

Le procédé HELIOS B² est développé pour des toitures froides et toitures chaudes. Il est nécessaire de respecter les normes de référence DTU 40.35, 40.36 et 40.37 relatives aux toitures d'implantation.

2.3.5.1. Toiture froide avec plaques nervurées métalliques

Que ce soit pour les plaques nervurées issues de tôles d'acier ou d'aluminium, les dispositions du DTU 40.35 s'appliquent vis-à-vis de la condensation.

Dans le cadre de bâtiments à toiture froide et en fonction de l'utilisation du local, de son hygrométrie et des variations thermiques et climatiques, il existe un risque de condensation en sous-face de la couverture. C'est pourquoi l'usage d'un régulateur de condensation en sous-face des plaques nervurées d'acier est obligatoire dans ces cas de figure.

Les applications du procédé en toitures froides ventilées avec isolation sous pannes requièrent une étude préalable à l'instigation du maître d'œuvre afin d'étudier la faisabilité de l'installation vis-à-vis des risques de condensation. À défaut

d'étude, des conditions météorologiques particulières pourraient conduire à la saturation du régulateur de condensation, amenant des condensations inévitables.

- **Toiture froide non isolée**
La mise en œuvre du procédé, pour des bâtiments fermés, nécessite l'emploi d'un régulateur de condensation pour limiter les phénomènes de condensation.
Pour les bâtiments fermés, la toiture doit impérativement être ventilée, c'est-à-dire qu'une ventilation doit circuler sous les plaques grâce à des ouvertures à l'égout et au faîtage, conformément au DTU 40.35 (à moins que le bâtiment ne soit ouvert et permette ainsi d'office une ventilation des plaques de sous-face).
Ainsi, le faîtage doit être ventilé en respectant la règle du DTU 40.35. Ceci implique que la section minimale de chaque série d'ouvertures, pour chaque versant de toiture à ventiler, est égale au moins au 1/500e de la surface projetée du versant considéré sans toutefois dépasser 400 cm² par mètre linéaire.
Le raccordement au faîtage est traité de manière à respecter les règles du DTU 40.35.
- **Toiture froide isolée sous panne**
Dans le cadre de ce type de couverture, un régulateur de condensation doit être employé en sous-face des plaques nervurées d'acier.
La toiture doit être ventilée, c'est-à-dire qu'une ventilation doit circuler sous les plaques de sous-face grâce à des ouvertures à l'égout et au faîtage.
Ce type de bâtiment nécessite de respecter :
 - le raccordement au faîtage traité en suivant les définitions du DTU 40.35 ; les sections de chaque série d'ouverture sont :
 - pour les bâtiments à faible hygrométrie : 1/2000 pour les entrées d'air et 1/2000 pour les sorties d'air,
 - pour les bâtiments à moyenne hygrométrie : 1/1000 pour les entrées d'air et 1/1000 pour les sorties d'air,
 - la section de chaque série d'ouvertures ne dépasse pas 400 cm² par mètre linéaire,
 - l'épaisseur de la lame d'air continue entre l'isolant et la sous-face du support de couverture est au moins de 4 cm.

2.3.5.2. Toiture chaude avec plaques nervurées métalliques

Il est nécessaire de respecter les normes de référence DTU 40.35 et 40.36 relatives aux toitures d'implantation.

De manière à éviter la condensation, la couverture adopte les dispositions pour supprimer la lame d'air entre la sous-face des plaques nervurées et l'isolant, et empêcher la circulation d'air avec l'extérieur. Ainsi, il y a lieu d'utiliser des closoirs et contre-closoirs (non fournis) adaptés à la géométrie des plaques nervurées d'acier.

Le traitement des risques de condensation doit être réalisé conformément aux dispositions du DTU 40.35.

- **Toiture chaude isolée sur pannes**
Les produits d'isolation utilisés et leur mise en œuvre relèvent de la procédure d'Avis Technique. Les isolants habituellement utilisés sont constitués de feutres souples déroulés sur pannes ("feutre tendu"), présentant sur leur face inférieure un pare-vapeur intégré. Pour traiter ce type de toiture, il convient de se référer à l'Avis Technique du feutre tendu et de respecter les consignes de mise en œuvre.
- **Toiture chaude isolée entre pannes**
Cette mise en œuvre n'est pas visée par le présent Avis Technique.

2.3.5.3. Cas où le procédé est associé à des plaques profilées en fibre-ciment

Dans ce cas, la toiture est exclusivement froide et non isolée (cf. § 1.1.2). Il est nécessaire de respecter les normes de référence DTU 40.35 et 40.37 relatives aux toitures d'implantation, et de respecter les prescriptions du § 2.3.5.1 - 1ère puce "Toiture froide non isolée", pour ce qui concerne la partie au droit du procédé photovoltaïque avec plaques nervurées métalliques.

2.3.6. Traitement des risques de dilatation thermique

Chaque rail acier d'une longueur variable de 3,39 m et 5,12 m maximum est fixé par un point fixe en bas de rail et par des points glissants situés au-dessus.

2.3.7. Spécifications électriques

2.3.7.1. 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).

2.3.7.2. Connexion des câbles électriques

Le schéma de principe du câblage est décrit en Figure 14 et Figure 15.

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

- Liaison intermodules et module/onduleur
La mise en place des câbles, pour le passage d'une colonne à une autre ou pour la liaison des séries de modules au réseau, doit être réalisée avant le montage des modules. Elle est réalisée en passant les câbles entre la couverture et les modules. Chaque câble est repéré.
L'ensemble du câblage doit être effectué alors qu'aucun câble n'est connecté au réseau et qu'ils sont protégés à leur extrémité par des connecteurs.
La connexion des modules se fait au fur et à mesure de la pose des modules avant leur fixation.
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 à chaque extrémité d'un connecteur de type différent.
Les câbles sont fixés aux rails acier au moyen de colliers plastiques.
- Câbles de liaison équipotentielle des masses (Figure 15 et Figure 16)
La mise à la terre du champ photovoltaïque s'effectue en peigne en récupérant, au fur et à mesure de la pose des composants :
 - les masses métalliques des cadres des modules par l'intermédiaire d'un câble de 6 mm² vert-jaune ou équivalent avec cosse faston, rondelles bimétal et vis inox (un emplacement est prévu pour la connexion d'une cosse sur le cadre du module, le cadre du module ne doit en aucun cas être percé), ou bien de griffes MALT HB² (cf. § 2.2.4.6). Ce dispositif s'applique uniquement sur une des deux colonnes de rail qui supportent une colonne de modules.
 - les masses métalliques de chaque rail acier éclissé : il n'est pas nécessaire de relier les deux rails car l'éclissage seul permet la continuité de la liaison équipotentielle des masses.
 - les masses métalliques de toutes les colonnes de rails : par l'intermédiaire d'un ou plusieurs borniers déportés.
- Passage des câbles à l'intérieur du bâtiment
Le passage des câbles vers l'intérieur du bâtiment doit être réalisé sans rompre l'étanchéité.
S'il est réalisé à travers la couverture, les éléments de pénétration sont implantés en partie supérieure du champ photovoltaïque. La mise en œuvre est réalisée suivant le DTU 40.35 en respectant les précautions d'usage pour garantir l'étanchéité à cette jonction.
Les éléments de passage peuvent être réalisés, soit au moyen d'un passage au faîtage (Figure 17), soit à l'aide de manchons souples en EPDM munis d'une embase d'étanchéité de type LR ETANCO PIPECO (non fournis). Ce second dispositif doit toujours être centré sous un module.
Il peut également être réalisé derrière le bardage (Figure 18).

Les câbles DC et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

Les câbles unipolaires en sortie du champ sont conduits vers le local technique conjointement dans une goulotte unique, pour réduire au maximum les boucles de câblage, repérée et prévue à cet effet conformément aux prescriptions des documents en vigueur suivants : norme NF C 15-100, guides UTE C 15-712.

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

2.4. Dispositions de mise en œuvre

2.4.1. Conditions préalables à la pose

Les installations doivent toujours être reliées à l'égout et au faîtage de la toiture (même si l'installation photovoltaïque ne va pas du faîtage à l'égout, les plaques en sous-face du procédé sont obligatoirement mises en place du faîtage à l'égout).

Le charpentier doit être informé que le procédé génère des continuités d'appuis sur les pannes (les rails en appui sur les pannes sont des éléments continus et les efforts repris par les pannes doivent prendre en considération la répartition non uniforme des réactions verticales et horizontales pour une poutre à n appuis, notamment les efforts supplémentaires sur les pannes au droit des points fixes récupérant une charge descendante parallèle à la toiture issue d'au maximum la surface de quatre modules photovoltaïques) et que les descentes de charge verticales et horizontales sont fournies par la société DOME SOLAR pour chaque projet.

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

Il est également nécessaire de noter que :

- la mise en œuvre requiert un strict respect des plans de réalisation du chantier (entraxe des pièces, densité de fixation...), fournis par la société DOME SOLAR,
- dans le cas des toitures chaudes avec isolation sur pannes par feutre tendu bénéficiant d'un Avis Technique, il est indispensable de se reporter à l'Avis Technique du feutre tendu utilisé pour en connaître le domaine d'emploi et les conditions de mise en œuvre,
- la mise en œuvre, ainsi que les opérations de réparation du procédé photovoltaïque doivent être assurées par des installateurs agréés par la société DOME SOLAR ; les opérations d'entretien et de maintenance du procédé photovoltaïque doivent être assurées par des installateurs formés aux particularités du procédé et aux techniques de pose.

2.4.2. Compétences des installateurs

La mise en œuvre doit être assurée par des installateurs qualifiés, habilités au travail en hauteur et ayant été agréés par la société DOME SOLAR (cf. § 2.9).

Les compétences requises sont les suivantes :

- Qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques.
- Compétences en couverture : mise en œuvre en toiture.
- 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 charpente) 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. Préparation de la toiture

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

2.4.4.2. Pose du procédé

2.4.4.2.1. Pose de la couverture étanche en plaques nervurées d'acier

Les plaques nervurées doivent être posées conformément au DTU 40.35, sur la charpente avec les nervures parallèles à la ligne de plus grande pente, en partant du bas vers le haut de l'installation.

Le recouvrement longitudinal des plaques nervurées est donné par l'emboîtement de la nervure de rive emboîtante sur la nervure de rive emboîtée de la plaque nervurée précédente. La plaque nervurée à poser vient recouvrir la plaque précédemment posée dans le sens inverse des vents de pluie dominants.

Le recouvrement transversal se fait toujours au droit des appuis. Il doit être conçu de façon à ce que les axes de fixations se trouvent sensiblement au milieu du recouvrement. Il peut être réalisé avec ou sans complément d'étanchéité, le recouvrement est alors de 200 mm si la pente est supérieure ou égale à 15 %, et de 300 mm si la pente est inférieure à 15 %. Le recouvrement transversal doit dans tous les cas respecter à minima le DTU 40.35 en fonction de la pente, de la zone climatique et de la nécessité d'un complément d'étanchéité.

Le complément d'étanchéité doit respecter les préconisations de la norme NF P 30-305.

La pose du complément s'effectue sur la plaque nervurée inférieure avant la pose de la plaque supérieure, en procédant comme suit :

- s'assurer que les surfaces soient propres et sèches,
- poser le complément d'étanchéité au droit de la panne aussi près que possible de l'axe des fixations, côté bord libre de la plaque supérieure.

Il peut être nécessaire de découper les plaques nervurées sur le chantier pour s'adapter aux caractéristiques de la toiture. Dans ce cas, il convient de respecter les dispositions suivantes :

- protéger le revêtement organique afin d'éviter toute dégradation liée notamment à l'incrustation de particules métalliques chaudes,
- éliminer les bavures,
- protéger les tranches pendant le stockage et la manipulation,
- éviter toutes rayures ou marquage pouvant constituer des amorces de corrosion dans le temps,
- nettoyer soigneusement et au fur et à mesure de la pose, à la brosse nylon et à l'eau claire (sans détergent), de façon à éliminer les limailles liées au perçage.

Les vis de fixation et les cavaliers sont répartis en respectant les dispositions données par le DTU 40.35 au paragraphe 6.1.4.3.

La disposition est réalisée conformément à la répartition minimale des fixations décrite dans le DTU 40.35 pour les nervures de rive, à l'égout, au faitage, et au droit des recouvrements. Les nervures principales restantes sont fixées conformément aux préconisations des fabricants des plaques nervurées, reportées dans le tableau ci-après :

FABRICANT	MODELE	Fixation des nervures dans la fiche technique correspondante
Arcelor Mittal	Trapeza® 3.333.45T	« fixation complète » « fixation réduite »
Bacacier	Coveo 3.45	Toutes nervures fixées 2 nervures fixées sur 3
	Coveo 3.39	Toutes nervures fixées 2 nervures fixées sur 3
	Coveo 3.35	Toutes nervures fixées 2 nervures fixées sur 3
	Coveo 4.40	Toutes nervures fixées 2 nervures fixées sur 3
	Coveo 4.35	Toutes nervures fixées 2 nervures fixées sur 3
Joris Ide	JI 45-333-1000 Toiture	Toutes nervures fixées
	JI 40-250-1000 Toiture	Toutes nervures fixées
Monopanel	Cobacier 1003	Toutes nervures fixées
	Cobacier 1004	Toutes nervures fixées
Profil C	Couverture 3-333-45	Toutes nervures fixées 1 nervure fixée sur 2
	Couverture 4-250-35	Toutes nervures fixées 1 nervure fixée sur 2
SPO	Nertoit 3.45.1000T	Toutes nervures fixées 2 nervure fixée sur 3
	Nertoit 4.40.1000T	Toutes nervures fixées 2 nervure fixée sur 4

De plus, les plaques nervurées doivent être couturées à leurs recouvrements longitudinaux à l'aide de vis de couture (non fournies). Il faut systématiquement une vis de couture entre chaque panne, conformément au DTU 40.35 paragraphe 6.1.5.

2.4.4.2.2. Répartition des cavaliers courants et des cavaliers supports

La mise en place des cavaliers est une étape très importante. La fixation des plaques nervurées est à la fois assurée par l'intermédiaire des cavaliers courants et des cavaliers support. La pose de ces éléments doit se faire à l'avancement.

La répartition des cavaliers courants / cavaliers support doit être réalisée conformément au plan de calepinage figurant dans la notice et au plan d'exécution fourni par le bureau d'études DOME SOLAR. Le principe de répartition des cavaliers courants/cavaliers support est détaillé en Figure 19.

Les cavaliers courants complètent la fixation des plaques de sous face avec une disposition conforme au DTU 40.35 (cf. § 2.4.4.2.1).

Les cavaliers courants sont fixés dans les pannes à l'aide de vis (non fournies) adaptées à la nature de la charpente.

2.4.4.2.3. Pose de la cale intercalaire d'onde

Dans le cas où la plaque nervurée a une hauteur de nervure inférieure à 45 mm, il est nécessaire de poser une cale intercalaire d'onde (CIO) disponible en 2 hauteurs suivant la hauteur à combler. Elle est placée entre l'élément de sous-face et le cavalier support, avec le trou central dans l'axe du passage de la vis de fixation à la panne.

Caractéristiques		Epaisseur de la cale intercalaire d'onde [mm]
Pas d'onde [mm]	Hauteur d'onde [mm]	
333	45	/
	39	4
	35	8
250	40	4
	35	8

2.4.4.2.4. Raccordement à la couverture existante

Se référer à la Figure 20.

Dans le cas d'une couverture partielle, une tôle de raccordement spécifique est posée sur la dernière onde du procédé HELIOS B² et la couverture avoisinante. Poser des pontets adaptés aux types de couverture sous les deux ondes du raccordement. La tôle de raccordement est fixée sur la panne en ses deux extrémités : d'une part, sur l'onde de la plaque en sous-face et d'autre part, sur l'onde de la couverture existante (plaque nervurée autre ou onde de couverture en fibre-ciment). Ces pièces doivent venir se superposer, avec un recouvrement transversal de 200 mm, aux tôles déjà installées directement en dessous.

2.4.4.2.5. Montage des rails acier

Les profils acier se clipent sur les cavaliers supports en acier. Leur implantation doit être réalisée conformément au plan d'exécution fourni par le bureau d'études DOME SOLAR. Les rails sont verrouillés à l'aide de clés $\frac{1}{4}$ de tour permettant au profil de se dilater par rapport aux supports sans contrainte (Figure 21).

Le premier cavalier support en bas de chaque rail constitue le point fixe. Il est réalisé à l'aide des vis inox fournies (Figure 22). Il reprend une charge descendante parallèle à la toiture issue d'au maximum la surface de quatre modules photovoltaïques.

Le calepinage des capteurs photovoltaïques par rapport aux entraxes des pannes peut nécessiter la mise en porte-à-faux des modules. Les rails admettent un porte-à-faux (défini en Figure 1) maximum de 500 mm. Au-delà, il est nécessaire de rajouter un support supplémentaire par colonne de rail tel que décrit en Figure 23.

Les entraxes entre rails sont dépendants du pas d'onde des éléments de sous-face, de la longueur des modules, et de la pose centrée ou non des modules sur les rails : des exemples de configurations sont fournis en Figure 24. On appelle "step porteur" l'entraxe "standard" de deux rails qui permet de soutenir un module. Le "step d'espacement" est situé entre deux "steps porteurs", il est défini de manière à avoir une distance minimale entre modules de 9 mm (cf 2.4.4.2.6). Le "step de séquence" est un step intermédiaire qui permet, quand il y a un décalage avec des modules non centrés, de retrouver le "step porteur" et d'éviter que le porte-à-faux des modules ne dépasse 500 mm.

2.4.4.2.6. Éclissage

Dans le cas d'un champ photovoltaïque avec plus de quatre lignes de modules ou lorsque les contraintes de montage le nécessitent (notamment vis-à-vis du porte-à-faux maximum et de la distance minimum d'un éclissage par rapport à une panne), deux ou plusieurs rails doivent être éclissés.

Cet éclissage est réalisé par superposition des rails sur 240 mm puis insertion de deux clés de verrouillage verrouillées par rotation $\frac{1}{4}$ de tour (Figure 25). Il doit être distant de l'axe d'une panne d'au moins la demi-largeur de panne + 50 mm.

2.4.4.2.7. Pose des modules

À noter que seule la pose en mode paysage est autorisée.

Les modules se positionnent entre les butées de calepinage (Figure 26). La pose des modules peut s'effectuer indifféremment de bas en haut ou de haut en bas. Pour des raisons pratiques (interconnexion des modules, mise à la terre...), il est cependant recommandé de démarrer la pose par le haut du versant.

La pose des modules est réalisée en même temps que la pose des griffes MALT HB². Les griffes doivent être positionnées en bas du module à partir de la deuxième butée de calepinage suivant un raccordement en peigne : une cale sur deux et une colonne de rail sur deux, en respectant le sens de pose (voir Figure 12). Les modules sont ensuite positionnés en butée.

Selon leur longueur, les modules sont, soit toujours centrés, soit décalés par rapports aux rails au fur et à mesure de la pose (cf. tableaux de charges correspondants : Tableau 3 et Tableau 4). Le porte-à-faux des modules par rapport aux rails ne dépasse pas 0,5 m en partie courante de toiture.

En rive ou en angles de toiture (selon les règles NV65 modifiées 2009), chaque module doit avoir des débords inférieurs ou égaux à ceux d'un module centré : en conséquence, le calepinage des rails doit être étudié et vérifié par le service technique de la société DOME SOLAR selon le processus d'étude habituel réalisé pour chaque projet. Dans le cas où l'on a un porte-à-faux en rive (module « non centré »), il est nécessaire d'utiliser 3 rails, tous munis de serreurs, en sous-face des modules.

Parallèlement à l'égout, l'écartement à respecter entre chaque colonne de module est de 9 mm minimum.

2.4.4.2.8. Pose des serreurs

Se référer à la Figure 27.

Les serreurs se placent sur la butée de calepinage après positionnement des modules et sont vissés dans les rails à l'aide de vis fournies. Le serreur doit être vissé avec un couple maximal de 4 N.m.

Lors de la fixation d'un serreur en bas ou en haut du champ photovoltaïque, il est impératif d'ajouter un profil d'extrémité du côté extérieur du serreur afin d'assurer la bonne fixation du dispositif.

2.4.4.3. Pose aux abords des extrémités de toiture

De façon générale, les points singuliers de la toiture doivent être traités conformément au DTU 40.35.

2.4.4.3.1. À l'égout

L'égout est traité par débordement simple (avec ou sans closoir selon le type de toiture, froide ou chaude) ou par une tôle larmier.

Au niveau de la sablière, la partie en saillie de la plaque ne doit pas dépasser le porte-à-faux autorisé compris entre 100 mm et 200 mm et le porte-à-faux ne doit pas être supérieur à $\frac{1}{10e}$ de l'écartement entre appuis.

En aucun cas, les chéneaux et gouttières ne doivent être fixés sur les plaques nervurées mais sur la charpente du bâtiment.

Pour les tôles larmiers, un débord latéral de 50 mm minimum par rapport au chéneau ou à la gouttière doit être respecté. La retombée est de 40 mm.

2.4.4.3.2. Au faitage

Au faitage, la couverture est traitée par une tôle de faitage qui vient reposer sur les nervures des plaques nervurées avec un recouvrement minimum de 120 mm.

Les tôleries de faîtage doivent avoir un recouvrement longitudinal de 100 mm au moins les unes sur les autres, dans le sens inverse des vents de pluie dominants. La fixation des tôles de faîtage est réalisée à l'aide de vis munies de rondelles d'étanchéité sur toutes les nervures des plaques nervurées.

La hauteur minimale du relevé des faîtages contre le mur doit être de 100 mm. Il doit être recouvert par une bande porte-solin.

2.4.4.3.3. Aux rives

Se référer à la Figure 28.

Les tôles sont posées, en partant du bas, par recouvrement de la dernière onde de la couverture étanche. La distance entre la nervure de rive et la rive doit être de 350 mm maximum. Ces pièces doivent venir se superposer, avec un recouvrement transversal de 200 mm, aux tôleries de rive déjà installées directement en dessous.

Après pose d'un pontet, les bandes de rives sont fixées dans la panne en même temps que la nervure extrême de la plaque en sous-face. La retombée est également fixée en façade avec des vis de couture 6,3 x 22 (non fournies) avec rondelle d'étanchéité.

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. Toute intervention sur la toiture doit se faire par le dessus, soit en montant sur la toiture qui sera sécurisée, soit à l'aide d'une plateforme élévatrice de personnes.

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. Ces opérations requièrent des compétences en électricité et en couverture (cf. § 2.4.2). En outre, les réparations doivent être effectuées par une entreprise ayant suivi une formation chez DOME SOLAR et possédant les habilitations nécessaires.

2.5.2. Maintenance du champ photovoltaïque

Une vérification de l'installation doit être effectuée une fois par an pendant toute la durée de vie du bâtiment. Cette inspection se fonde sur les bonnes pratiques. Pour l'entretien de la toiture, il est nécessaire de procéder à :

- un nettoyage annuel au jet d'eau (nettoyeur haute pression interdit, ne pas utiliser d'arrosage à jet concentré) de la surface supérieure des capteurs photovoltaïques,
- une inspection visuelle de l'ensemble de la couverture photovoltaïque (modules, câblage), par un électricien habilité,
- une vérification des gouttières (si bouchées, les déboucher),
- une vérification de la présence de débris ou saletés dans les zones qui ne sont pas lavées naturellement par la pluie (surplombs par exemple),
- une vérification des moisissures (laver et traiter les zones contaminées),
- une vérification de la présence de dégâts locaux (retouches, remise en peinture, remplacement des tôles endommagées si nécessaire),
- une vérification de l'état des fixations (remplacer si défectueuses) par un couvreur : vérifier la présence et la tenue de l'ensemble de la visserie.

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

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 par un électricien habilité.

2.5.4. Remplacement d'un module

En cas de bris de glace d'un module ou d'endommagement d'un module photovoltaïque, il convient de le faire remplacer 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 PV et l'onduleur.

- Démontez les éléments de couverture dans l'ordre inverse de la notice de montage puis débranchez les câbles électriques du module.
- Dans le cas où il est nécessaire de démonter une liaison équipotentielle d'un rail, il convient de conserver la continuité de la liaison équipotentielle avec le reste de la couverture photovoltaïque. Relier les rails (de part et d'autre du rail à retirer) à la liaison équipotentielle à l'aide d'un câble de liaison temporaire puis démonter la connexion concernée.
- Lors du démontage, une attention particulière doit être portée à la qualité d'isolement des connecteurs débrosés afin d'éviter tout contact entre ceux-ci et les pièces métalliques de l'installation (cadre module, rail de fixation ...). Ces connecteurs doivent être protégés avec des bouchons adaptés.
- Monter les éléments de couverture en respectant la notice de montage. Dans le cas d'un premier remontage, la même vis de serre-roue peut être utilisée. À partir du second remplacement, une vis de serre-roue fournie par la société DOME SOLAR et de diamètre 7 mm au lieu de 6,7 mm doit être utilisée.
- Après avoir mesuré la tension de la série de modules concernée pour s'assurer de la bonne connexion de l'ensemble et que la tension délivrée est conforme à la plage d'entrée de l'onduleur, on procédera à la reconnexion du champ photovoltaïque en enclenchant de nouveau l'interrupteur/sectionneur DC et en reconnectant l'onduleur au réseau en fermant le disjoncteur AC.

2.6. Traitement en fin de vie

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

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

2.7. Fabrication et contrôles

2.7.1. Modules photovoltaïques

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

2.7.2. Composants du système démontage

L'ossature support est réceptionnée et contrôlée sur le site de la société DOME SOLAR à Rezé en France, certifié ISO 9001:2015.

La société DOME SOLAR a déposé au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler des Avis Techniques les références des fournisseurs des cavaliers support et des rails aciers équipés des butées de calepinage.

Des contrôles dimensionnels et/ou fonctionnels, par échantillonnage d'une pièce par colis, sont mis en place dans l'atelier en fonction du produit suivant un cahier de contrôle :

- contrôles réception d'articles achetés ou sous-traités,
- contrôles internes sur pièces et cotes critiques,
- contrôles avant expédition pour éviter les manquants.

Les griffes MALT HB² fabriquées par la société FILA (et fournies par Dome Solar) sont contrôlées sur le site de fabrication, des prélèvements de pièces sont réalisés pendant la production pour contrôler l'ensemble des dimensions des pièces, et pour maîtriser le niveau d'usure des outils de découpe (programmation de l'affûtage). Ensuite l'ensemble des dimensions est vérifié par rapport au plan avant expédition à la société DOME SOLAR selon la fiche de suivi qualité associée.

Les tolérances de fabrication des plaques nervurées sont identiques à celles portées dans la norme NF P 34-401. Les tolérances dimensionnelles de la hauteur des cavaliers supports sont de $\pm 0,6$ mm de façon à ne pas empêcher l'écrasement de la rondelle (Figure 13).

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. Plaques en sous-face

Les plaques nervurées sont conditionnées en colis. Chacun comporte un étiquetage précisant les références du chantier.

Ces colis doivent être transportés dans des conditions qui préservent les produits de l'humidité. Le stockage doit être fait sous abri ventilé (magasin couvert, bâche...). Les plaques doivent être inclinées dans le sens des nervures.

Pour les plaques nervurées munies d'un régulateur de condensation, les plaques doivent être stockées au sec avec une légère pente pour empêcher la retenue d'humidité dans le régulateur.

2.8.3. Ossature support

Dès la fin de fabrication d'un lot ou dès la réception des pièces fournies par un sous-traitant, les pièces sont enregistrées et stockées en magasin avec leurs étiquettes et leurs codes-barres.

Les grands éléments sont livrés sur chantier en fagots individuels.

L'ensemble de la visserie est conditionné en carton identifié au projet.

Une étiquette individuelle permet d'identifier chacun des composants. Elle précise le type, la référence, la quantité de composants, le projet et le numéro du colis.

En attendant l'expédition sur chantier, chaque projet est stocké dans une zone identifiée avec le nom et les références projet. Cette aire est délimitée au moyen de barrières pour éviter le mélange des colis.

Une liste de suivi faisant la synthèse des colis avec les pièces concernées, référence et quantité est éditée à chaque projet. Elle permet la validation et le contrôle des composants avant l'envoi sur chantier. Le chef de chantier réceptionne la marchandise avec la même liste de contrôle pour valider la réception de la marchandise avant montage.

La quantité exacte de chacun des éléments du système de montage est déterminée lors de l'élaboration du devis, et confirmée lors du plan de calepinage, par la société DOME SOLAR.

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

2.9. Formation

Le personnel de montage de la société DOME SOLAR, le personnel sous-traitant ainsi que les clients habilités à faire l'installation de systèmes photovoltaïques reçoivent obligatoirement une formation au montage du procédé HELIOS B².

Cette formation est réalisée en interne sur une plateforme dédiée, par un formateur qualifié. Elle est composée :

- d'une partie théorique, en salle avec explication de la technologie photovoltaïque et de la notice de montage du procédé,
- d'une partie pratique avec montage d'une partie de toiture photovoltaïque.

Chaque monteur reçoit une attestation nominative en fin de stage. La société DOME SOLAR tient à jour une liste d'entreprises agréées par ses soins : cette liste est disponible auprès du service commercial de la société DOME SOLAR.

La formation est suivie d'un accompagnement par un conducteur de travaux sur les premiers chantiers.

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

2.10. Assistance technique

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

Le procédé Hélios B² est distribué par la société DOME SOLAR.

Chaque client reçoit systématiquement une assistance technique de la part de la société DOME SOLAR pour sa première installation photovoltaïque. Pour toute installation, la société DOME SOLAR propose une assistance technique pendant toute la durée du chantier. Elle est constituée d'ingénieurs du bureau d'études et de techniciens au fait du procédé et des techniques de montage.

La société assure ensuite sur demande une assistance technique téléphonique pour tous renseignements complémentaires. Le service technique de la société DOME SOLAR peut aussi apporter son assistance sur la partie étanchéité.

Cette assistance technique est basée à Rezé en France (44).

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 21/15-53_V6 (voir § 1.2.8).

- 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 MQ T 16 ont été réalisés doit être au moins égale à 5 400 Pa (charge d'essai).
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61730 et certifiés comme appartenant à la classe II de sécurité électrique jusqu'à une tension maximum de 1 000 à 1 500 V DC (cf. grille de vérification des modules).
- Le procédé photovoltaïque a été testé selon la norme NF EN 12179 pour des essais de résistance à la pression du vent avec les modules de la grille de vérification.
- Le procédé photovoltaïque a fait l'objet au CSTB d'un essai mixte de fatigue-étanchéité (rapport d'essais n° EEM 12 26042259).
- Les butées de calepinage ont fait l'objet d'un test de choc Charpy et de traction avant et après vieillissement (rapport d'essais n° L13034-7C03CPR213013).
- Les griffes MALT HB² et les rails éclissés ont fait l'objet d'essais électriques (rapport d'essais LCIE n°152634-714566).

2.11.2. Références chantiers

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis novembre 2012.

Environ 3 000 000 m² ont été commercialisés en France à ce jour.

2.12. Annexes du Dossier Technique

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

Éléments du procédé concernés	Matériau	Revêtement de finition sur la face exposée	Atmosphères extérieures							
			Rurale non pollué	Industrielle ou urbaine		Marine			Spéciale	
				Normale	Sévère	20 km à 10 km	10 km à 3 km	Bord de mer* (<3km)	Mixte	
Couverture en plaque nervurée d'acier	Acier S320GD galvanisé	Z225+revêtement polyester ou polyuréthane 25µm (catégorie III)	•	•	-	•	□	-	-	□
		Z225+revêtement polyester ou polyuréthane 35µm à 40 µm (catégorie IV)	•	•	□	•	•	□	-	□
		Z225+revêtement polyester ou polyuréthane 50µm à 75 µm (catégorie VI)	•	•	□	•	•	•	□	□
Cavalier support	Acier S390MC galvanisé	Z450	•	•	□	•	□	□	□	□
Cavalier support	Acier S390MC galvanisé	Cataphorèse + thermolaquage	•	•	•	•	•	•	•	□
Rail	Acier S390GD galvanisé	Z450	•	•	□	•	□	□	□	□
Serreur et profil d'extrémité	Aluminium EN AW-6060 T66	Brut	•	•	□	•	•	□	□	□
Cadre des modules photovoltaïques	Aluminium de série supérieure à 6000	Anodisation 10 µm minimum	•	•	□	•	•	□	□	□
Vis de fixation à la charpente	Acier cémenté zingué	Supracoat 2C + laquage (tête et rondelle)	•	•	□	•	•	□	□	□
Clé de verrouillage	Inox A2	-	•	•	□	•	•	•	□	□
Vis serreur	Acier carbonitruré	Duplex	•	•	□	•	•	□	□	□
Vis au point fixe	Inox A2	-	•	•	□	•	•	•	□	□
Griffe MALT HB².	Inox A2	-	•	•	□	•	•	□	□	□

Les expositions atmosphériques sont définies dans les annexes des normes NF P 34-301, NF P 24-351

- : 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

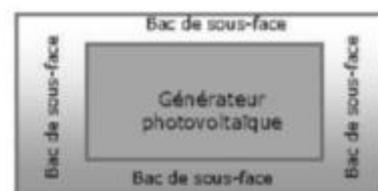
Tableau 1 - Guide de choix des matériaux selon l'exposition atmosphérique

Cas 1 : Procédé en toiture complète :

Faitage



Egout



Conditions	Pente minimale en %	Angle minimal en degré	Pente maximale en %	Angle maximal en degré
Bac de sous-face de longueur égale celle du rampant. Pas de pénétration dans le bac de sous-face	5%	3°	58%	30°
Autre cas	7%	4°		

Cas 2 : Procédé en toiture partielle avec jonction aux éléments de couverture existants :



Conditions suivant éléments existants	Pente minimale en %	Angle minimal en degré	Pente maximale en %	Angle maximal en degré
Plaque nervurée	10%	6°	58%	30°
Plaque profilée de fibres-ciment	21%	12°		

Nota : les valeurs des pentes minimales données ci-dessous doivent être comparées à celles données dans les DTU 40.35, 40.36 ou 40.37 au regard des éléments de couverture constituant la toiture ; il convient alors de retenir la valeur de pente minimale la plus grande.

Tableau 2 - Illustration des configurations possibles du procédé (toiture partielle ou complète) avec les pentes associées

Module ⁽¹⁾	Porte-à-faux ⁽²⁾	Décentrage des modules ⁽³⁾	Entraxe entre pannes [m]		
			1,3	1,8	2,3
Groupe A	Sans	Modules centrés	787	706	532
		Modules décentrés	696	625	471
	Avec	Modules centrés	787	764	556
		Modules décentrés	696	676	492
Groupe B	Sans	Modules centrés	871	757	567
		Modules décentrés	699	607	455
	Avec	Modules centrés	871	807	593
		Modules décentrés	699	648	476
Groupe C	Sans	Modules centrés	863	776	676
		Modules décentrés	668	601	523
	Avec	Modules centrés	863	863	613
		Modules décentrés	668	668	475

(¹) : Se référer à la Grille de vérification de modules (cf. § 1.2.9) qui indique le groupe dont dépend le module photovoltaïque envisagé.
(²) : Se référer à la définition du porte-à-faux de la Figure 1 et au § 2.4.4.2.5
(³) : Se référer au § 2.4.4.2.7

Tableau 3- Charges climatiques, en Pa, sous neige normale (selon les règles NV 65 modifiées) maximales, selon les modules

Module ⁽¹⁾	Porte-à-faux ⁽²⁾	Décentrage des modules ⁽³⁾	Pannes acier 1,5mm			Pannes acier ≥2mm et <3mm			Pannes acier ≥3mm ou Pannes bois		
			Entraxe de pannes [m]			Entraxe de pannes [m]			Entraxe de pannes [m]		
			1,3	1,8	2,3	1,3	1,8	2,3	1,3	1,8	2,3
Groupe A	Sans	Modules centrés	906	578	437	1091	731	546	1091	808	611
		Modules décentrés	802	512	386	966	647	483	966	715	541
	Avec	Modules centrés	982	633	458	1091	797	524	1091	960	524
		Modules décentrés	869	560	406	966	705	464	966	850	464
Groupe B	Sans	Modules centrés	950	618	464	950	785	583	950	868	618
		Modules décentrés	762	496	372	762	630	468	762	697	496
	Avec	Modules centrés	950	666	487	950	832	559	950	950	559
		Modules décentrés	762	534	391	762	668	448	762	762	448
Groupe C	Sans	Modules centrés	991	637	555	1050	802	708	1050	873	720
		Modules décentrés	767	493	429	813	621	548	813	676	557
	Avec	Modules centrés	1050	720	507	1050	909	578	1050	1050	578
		Modules décentrés	813	557	393	813	703	448	813	813	448

(¹) : Se référer à la Grille de vérification de modules (cf. § 1.2.9) qui indique le groupe dont dépend le module photovoltaïque envisagé.
(²) : Se référer à la définition du porte-à-faux de la Figure 1 et au § 2.4.4.2.5
(³) : Se référer au § 2.4.4.2.7

Tableau 4- Charges climatiques, en Pa, sous vent normal, y compris actions locales lorsque les modules s'y trouvent, (selon les règles NV 65 modifiées) maximales, selon les modules

<i>Référence de plaque nervurée</i>	Travée simple		Travées multiples	
	0,63	0,75	0,63	0,75
<i>Trapeza 3.333.45T</i>	1,80	2,05	2,10	2,55
<i>Coveo 3.45</i>	1,80	2,15	2,25	2,65
<i>Coveo 3.39</i>	1,65	1,95	2,00	2,35
<i>Coveo 3.35</i>	1,45	1,75	1,70	2,00
<i>Coveo 4.40</i>	1,70	2,25	2,10	2,80
<i>Coveo 4.35</i>	1,55	1,85	1,95	2,30
<i>JI 45-333-1000 Toiture</i>	1,70	2,05	2,10	2,50
<i>JI 40-250-1000 Toiture</i>	1,50	1,80	1,90	2,20
<i>Cobacier 1003</i>	1,90	2,40	2,40	2,95
<i>Cobacier 1004</i>	1,55	2,30	2,05	2,85
<i>Couverture 3-333-45</i>	1,55	2,35	1,90	2,80
<i>Couverture 4-250-35</i>	1,55	2,05	1,90	2,55
<i>Nertoit 3.45.1000T</i>	2,00	2,25	2,30	2,80
<i>Nertoit 4.40.1000T</i>	1,85	2,85	2,30	3,20

Tableau 5 - Portées d'utilisation maximales en mètres des plaques nervurées d'acier sous charges de montage conformément au cahier CSTB n°3817 (vérification pour une répartition élastique selon le DTU 40.35)

3. Annexes graphiques

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

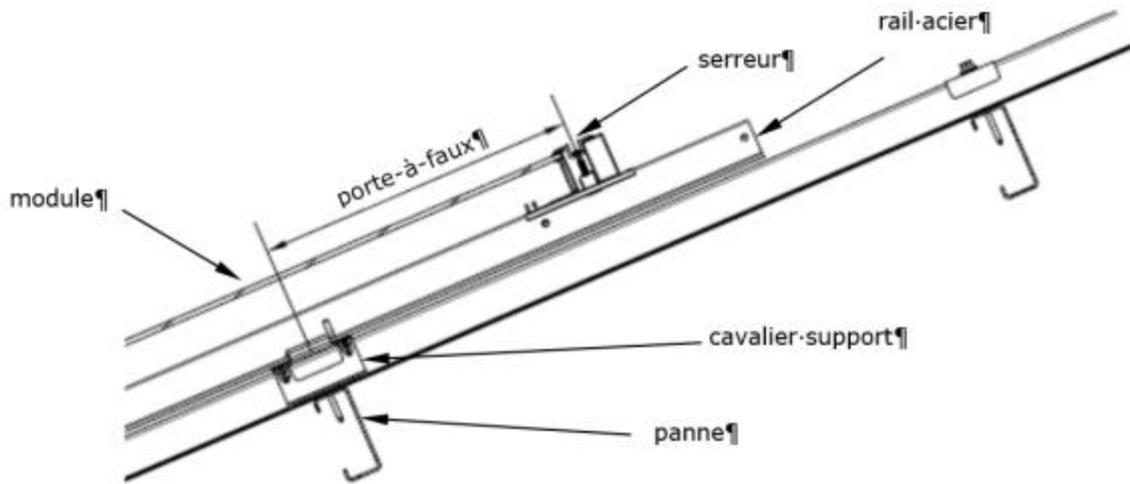


Figure 1 – Définition du porte-à-faux du rail par rapport au cavalier support

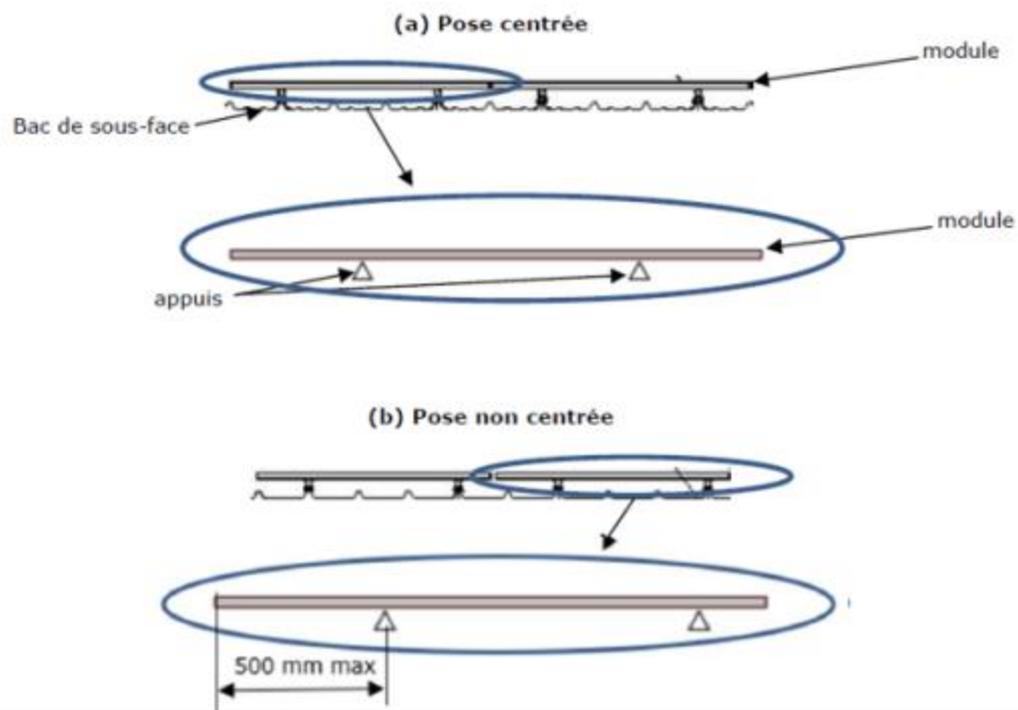
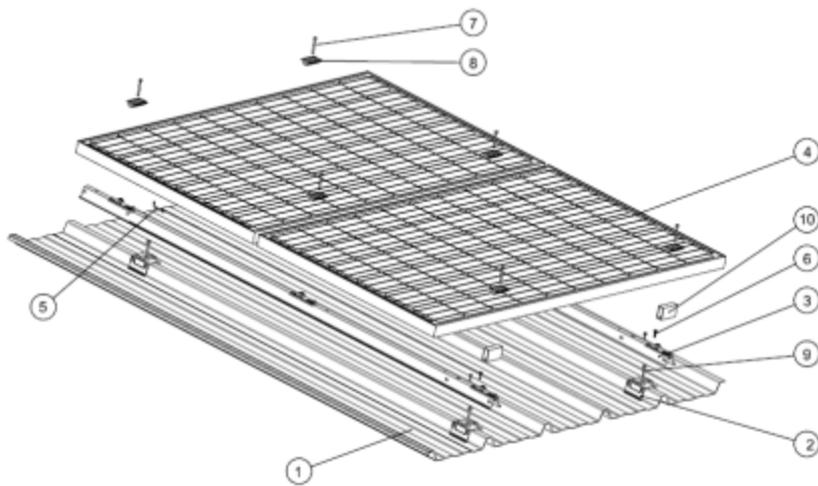


Figure 2 – Définition de pose des modules centrés (cas a) et non centrés (cas b)



N°. ARTICLE	DESCRIPTION	QTE
1	TOLE D'ACIER NERVUREE 3-45-1000	1
2	SUPPORT + JOINTS	4
3	RAIL ACIER B210	2
4	CAPTEUR PHOTOVOLTAÏQUE	2
5	CLEF DE VERROUILLAGE	2
6	VIS AUTOPERCEUSE PT FIXE Ø4.8x20 Inox	4
7	VIS AUTOTARAUDEUSE SERREUR Ø6.7x60	6
8	SERREUR H120	6
9	VIS AUTOPERCEUSES FIXATION TAN	4
10	PROFIL D'EXTREMITÉ	4

Figure 3 – Schéma éclaté du procédé

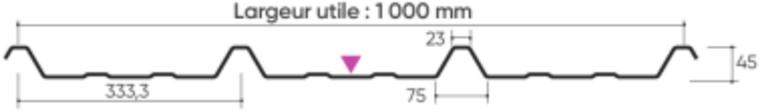
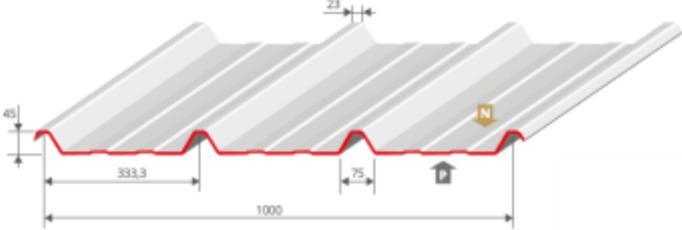
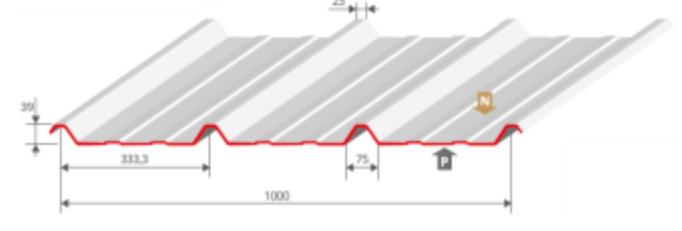
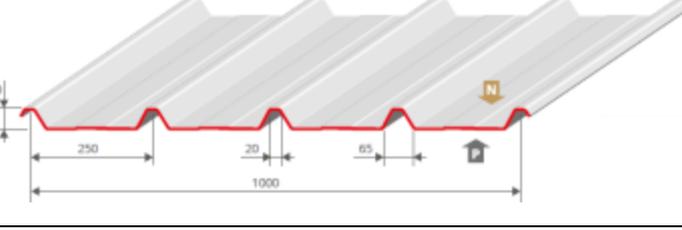
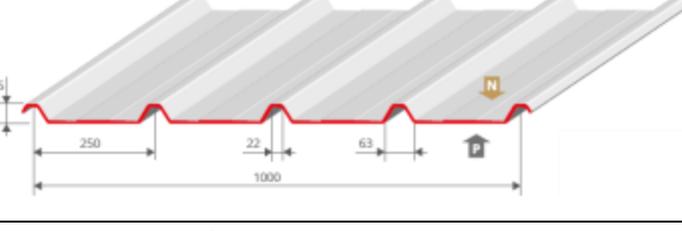
Fabricant	Référence	Caractéristiques géométriques
ARCELOR MITTAL	TRAPEZA 3.333.45T	 <p>Largeur utile : 1 000 mm</p>
BACACIER	COVEO 3.45	
	COVEO 3.39	
	COVEO 3.35	
	COVEO 4.40	
	COVEO 4.35	

Figure 4 – Plaques nervurées d'acier

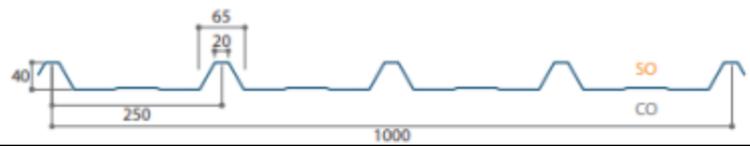
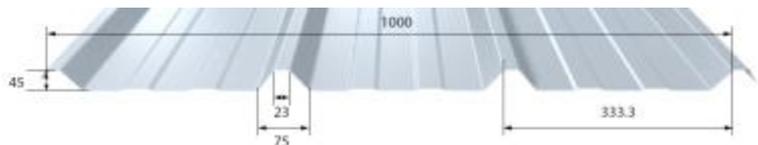
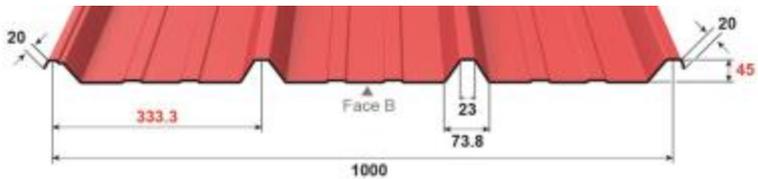
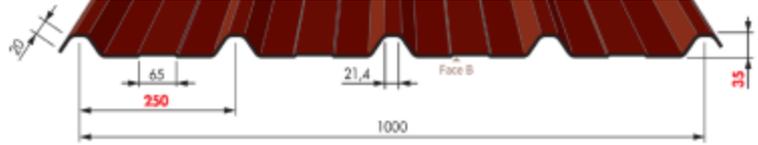
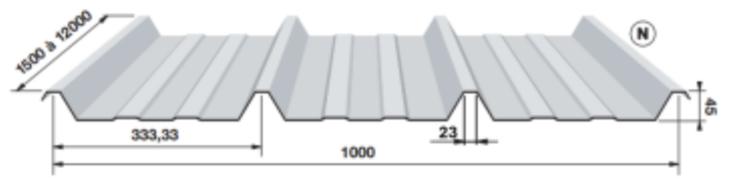
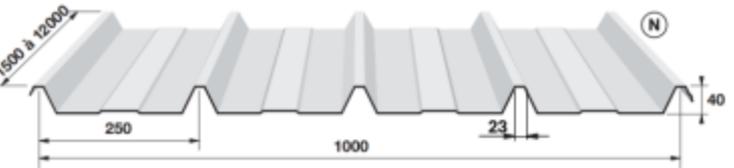
JORIS IDE	JI 45-333-1000 TOITURE	
	JI 40-250-1000 TOITURE	
MONOPANEL	COBACIER 1003	
	COBACIER 1004	
PROFIL C	COUVERTURE 3- 333-45	
	COUVERTURE 4- 250-35	
SPO	NERTOIT 3.45.1000T	
	NERTOIT 4.40.1000T	

Figure 4 (suite) – Plaques nervurées d'acier

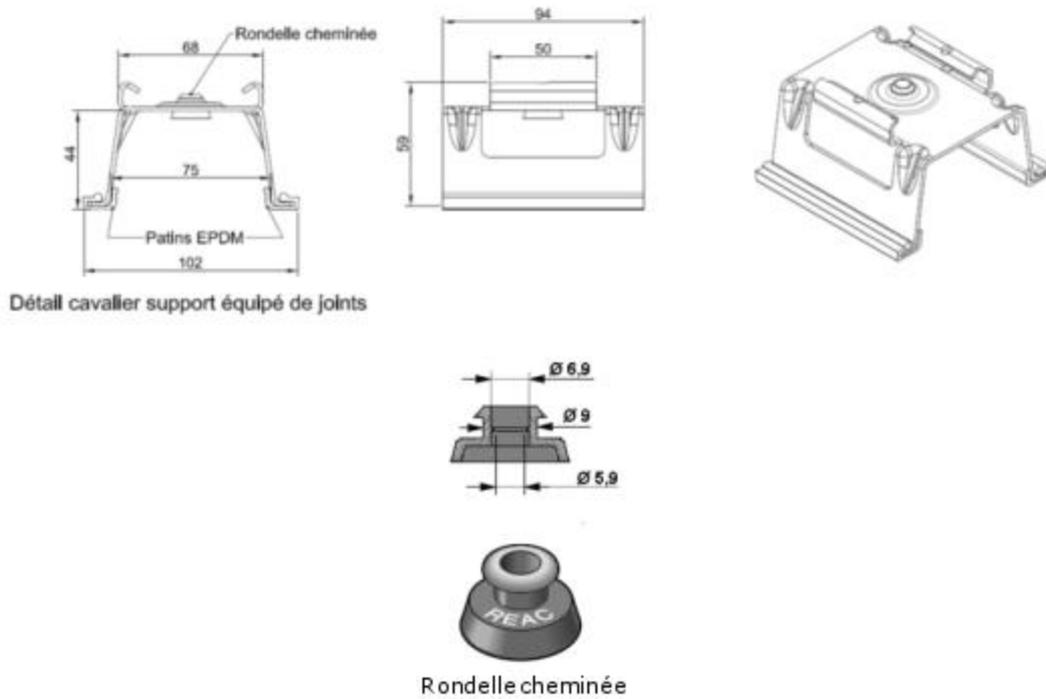


Figure 5 – Cavalier support avec patins et rondelle cheminée

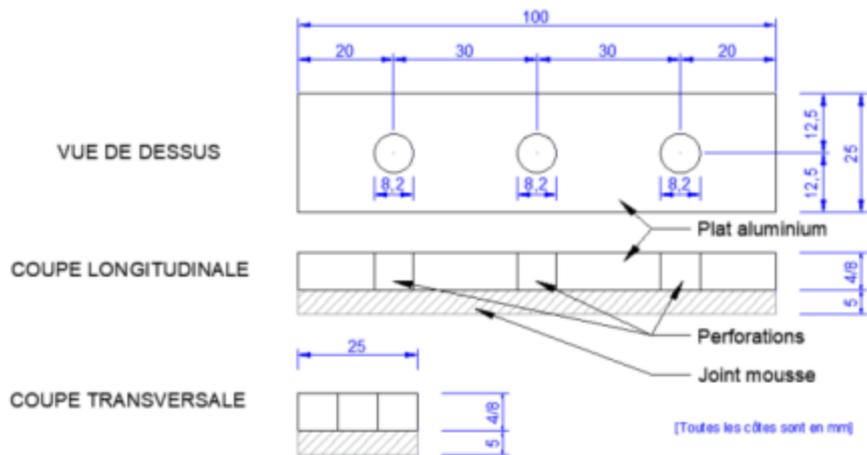


Figure 6 – Cale intercalaire d'onde

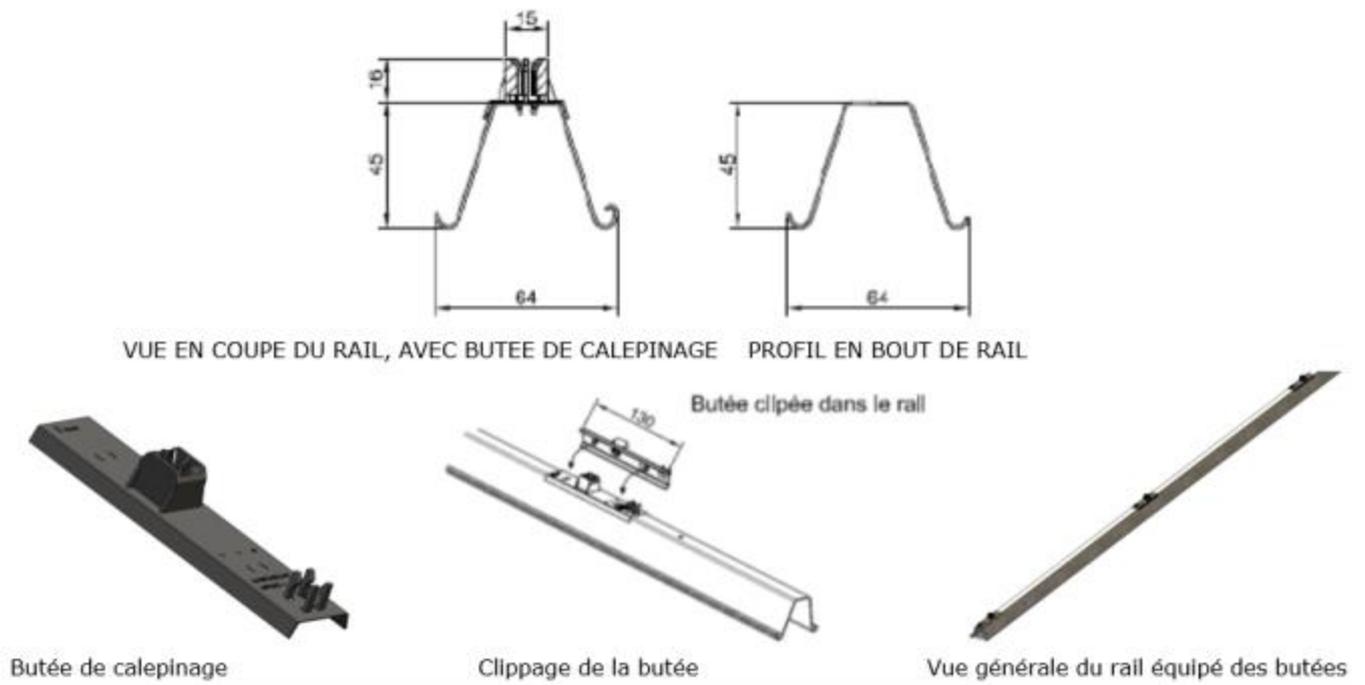


Figure 7 – Rail acier et butée de calepinage

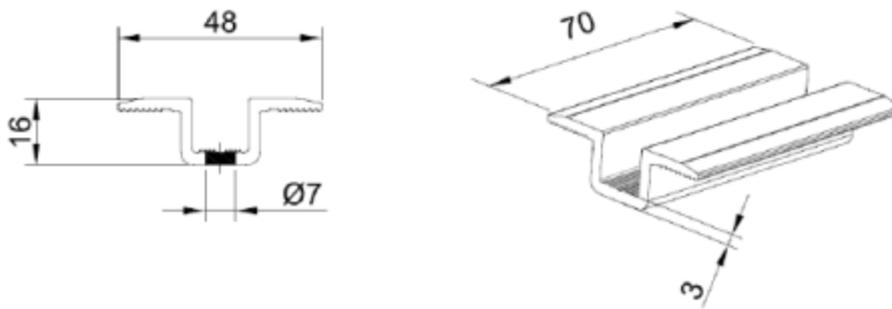


Figure 8 – Serreur

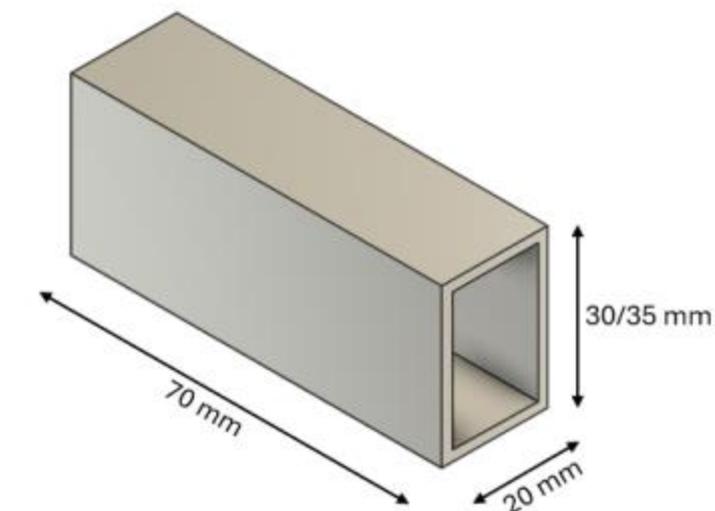


Figure 9 – Profil d'extrémité

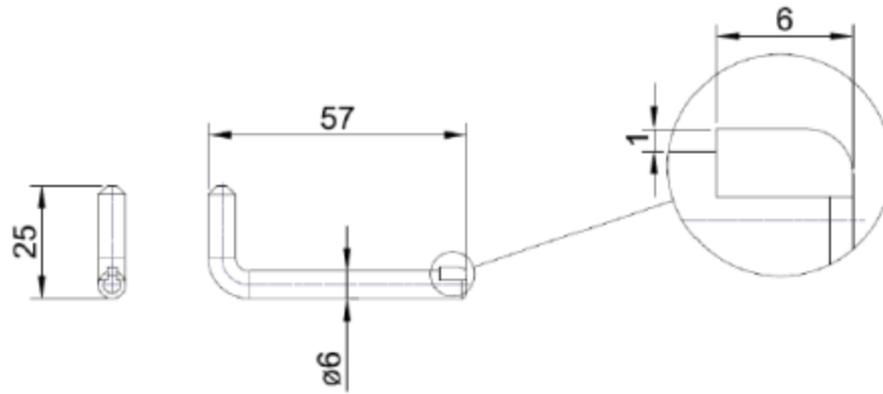


Figure 10 – Clé de verrouillage

Bavette d'étanchéité latérale pour plaques nervurées (BEL Bac)	Bavette d'étanchéité latérale pour plaques de fibres-ciment (BEL Fibro)

Figure 11 – Abergements latéraux

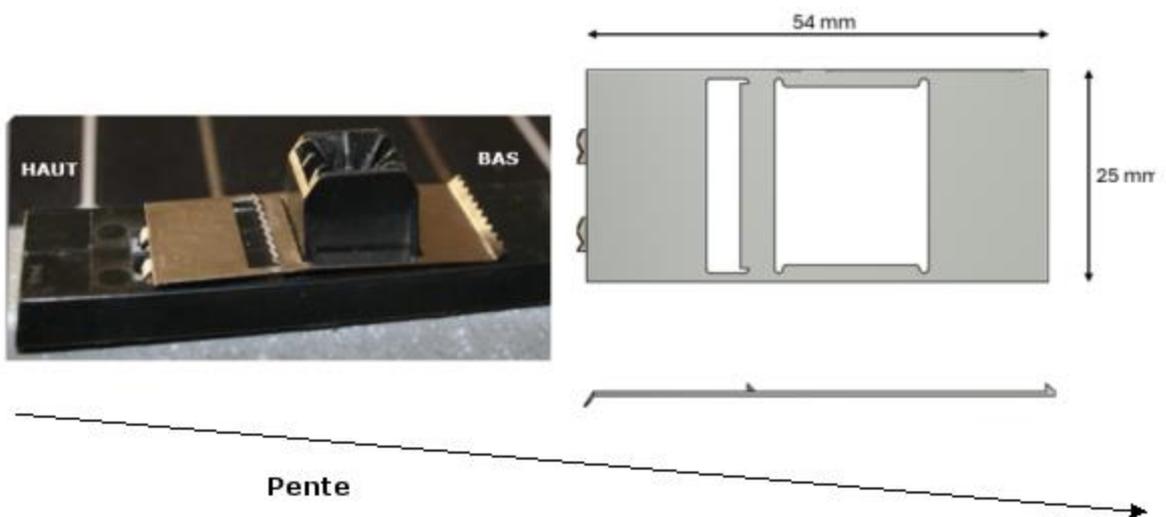
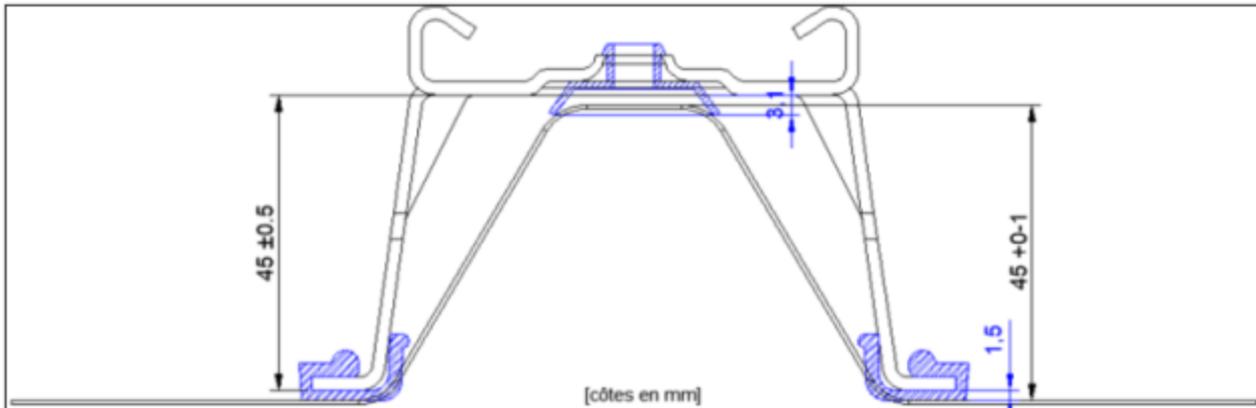


Figure 12 – Griffe MALT

➤ Hauteur de nervure de 45mm (sans cale intercalaire d'onde)

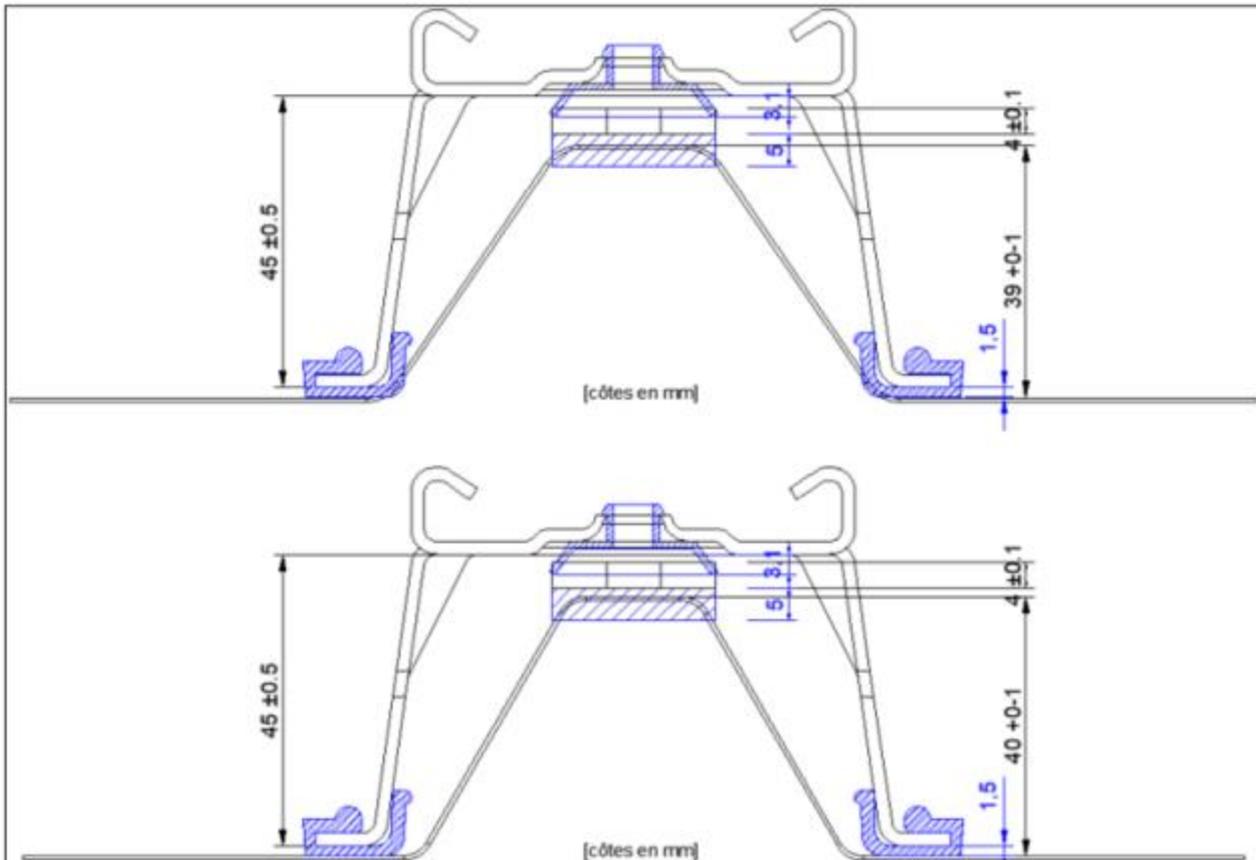


Espacement entre le recto de la nervure du bac et la sous-face du cavalier support :

- Min : $[45-0.5] - [45+0] = -0.5$ mm
- Max : $[45+0.5] - [45-1] = 1.5$ mm

Cet espacement est repris par la rondelle cheminée EPDM et les joints patins EPDM.

➤ Hauteur de nervure de 39 ou 40mm (cale intercalaire d'onde de 4mm)



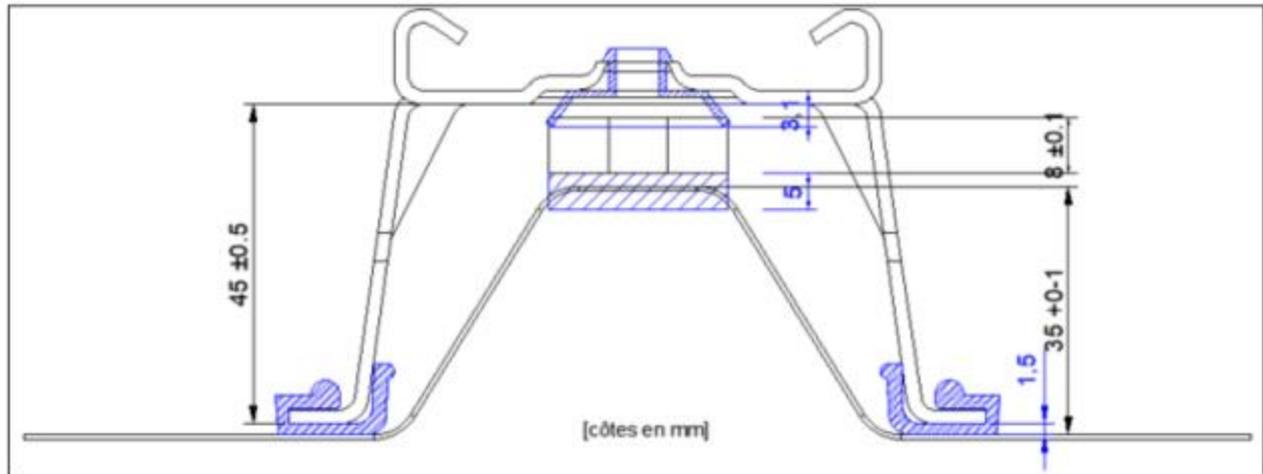
Espacement entre le recto de la nervure du bac et la sous-face du cavalier support :

- Min : $[45-0.5] - [4+0.1] - [40+0] = 0.4$ mm
- Max : $[45+0.5] - [4-0.1] - [39-1] = 3.6$ mm

Cet espacement est repris par la rondelle cheminée EPDM, le joint mousse de la cale et les joints patins EPDM.

Figure 13 – Tolérances dimensionnelles entre le cavalier support et la plaque nervurée

➤ Hauteur de nervure de 35 mm (cale intercalaire d'onde de 8mm)



Espacement entre le recto de la nervure du bac et la sous-face du cavalier support :

- Min : $[45-0.5] - [8+0.1] - [35+0] = 1.4 \text{ mm}$
- Max : $[45+0.5] - [8-0.1] - [35-1] = 3.6 \text{ mm}$

Cet espacement est repris par la rondelle cheminée EPDM, le joint mousse de la cale et les joints patins EPDM.

Figure 13 (suite) – Tolérances dimensionnelles entre le cavalier support et la plaque nervurée

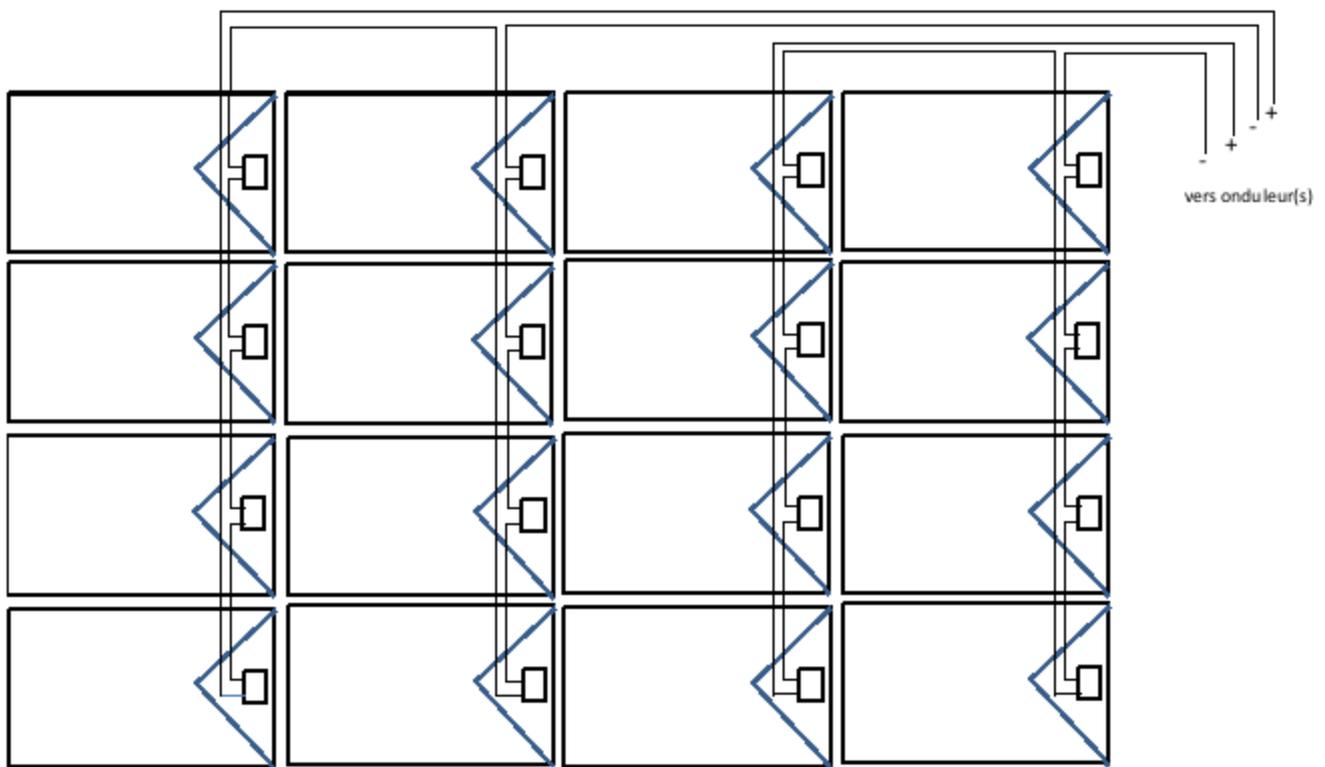


Figure 14 – Principe de câblage des modules

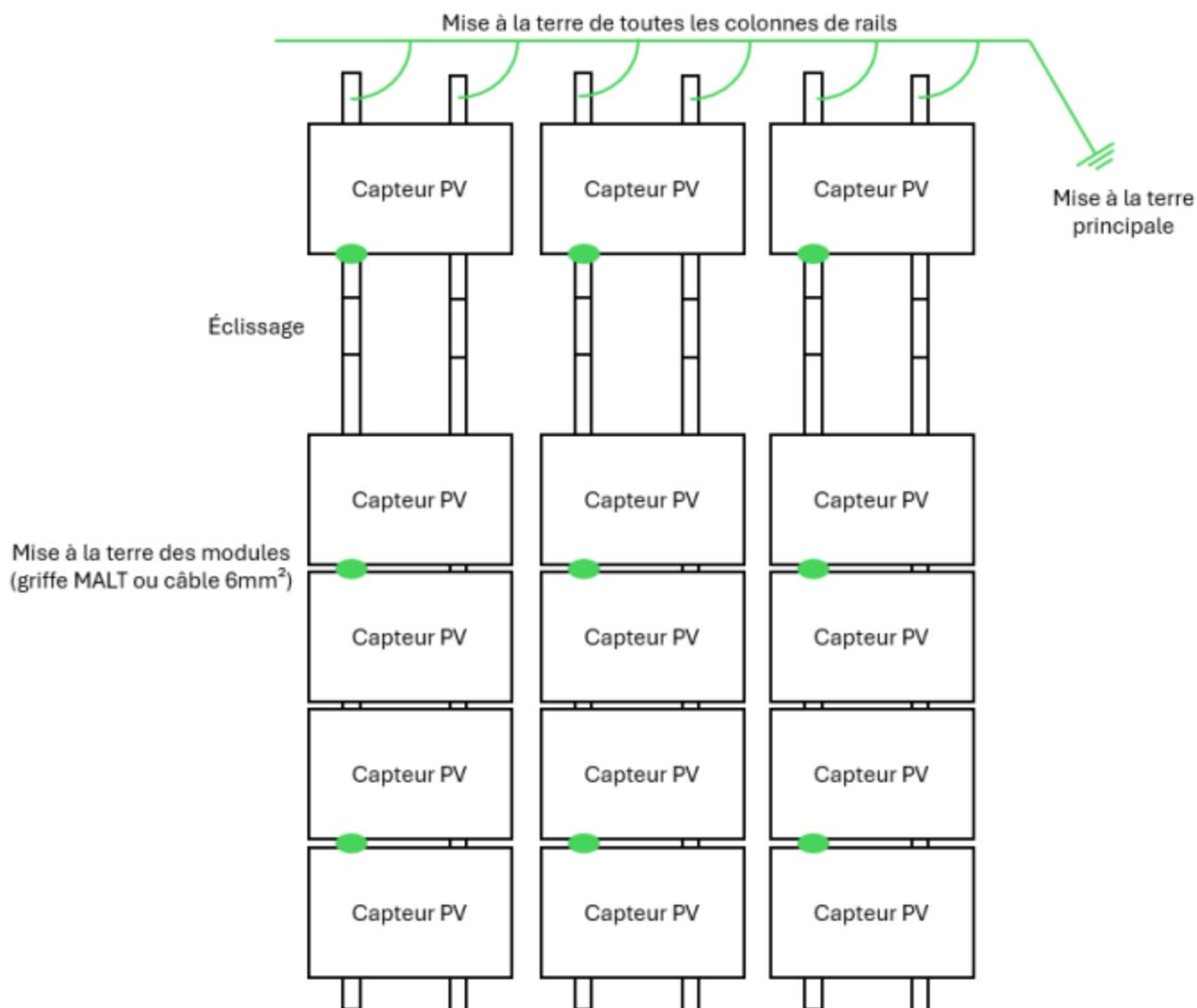


Figure 15 – Principe de câblage de la liaison équipotentielle des masses

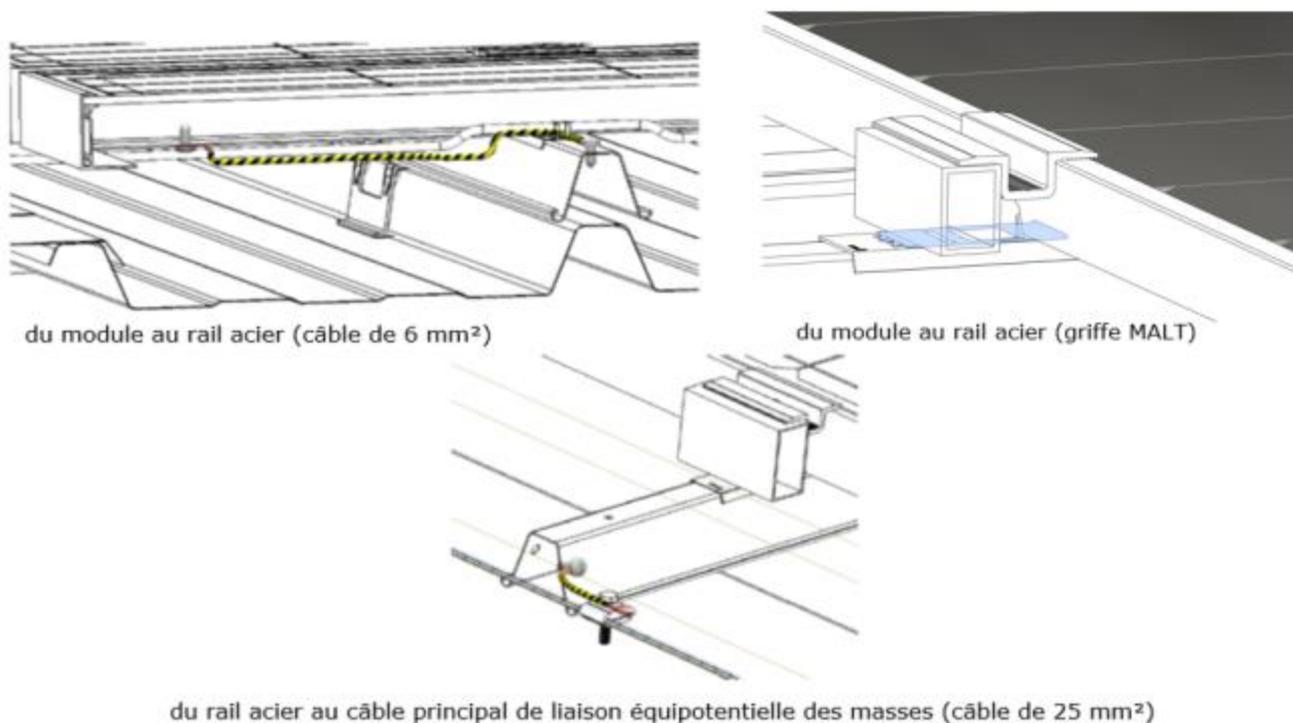


Figure 16 – Connexions de la liaison équipotentielle des masses

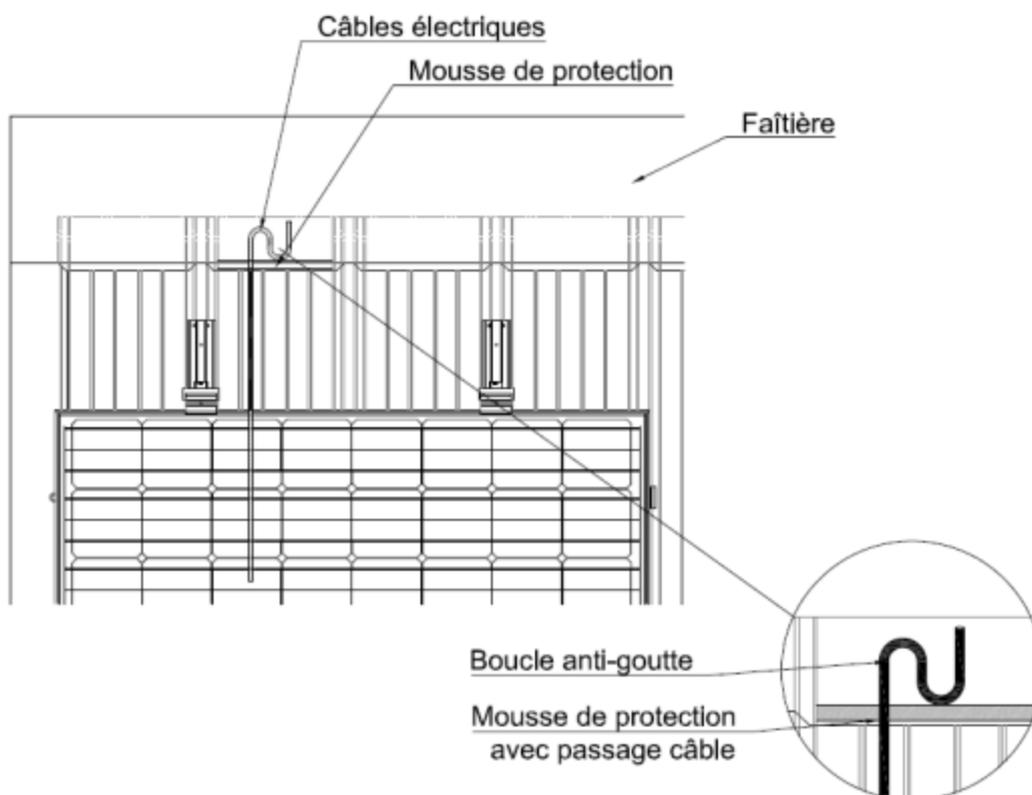


Figure 17 – Passage des câbles au faîtage

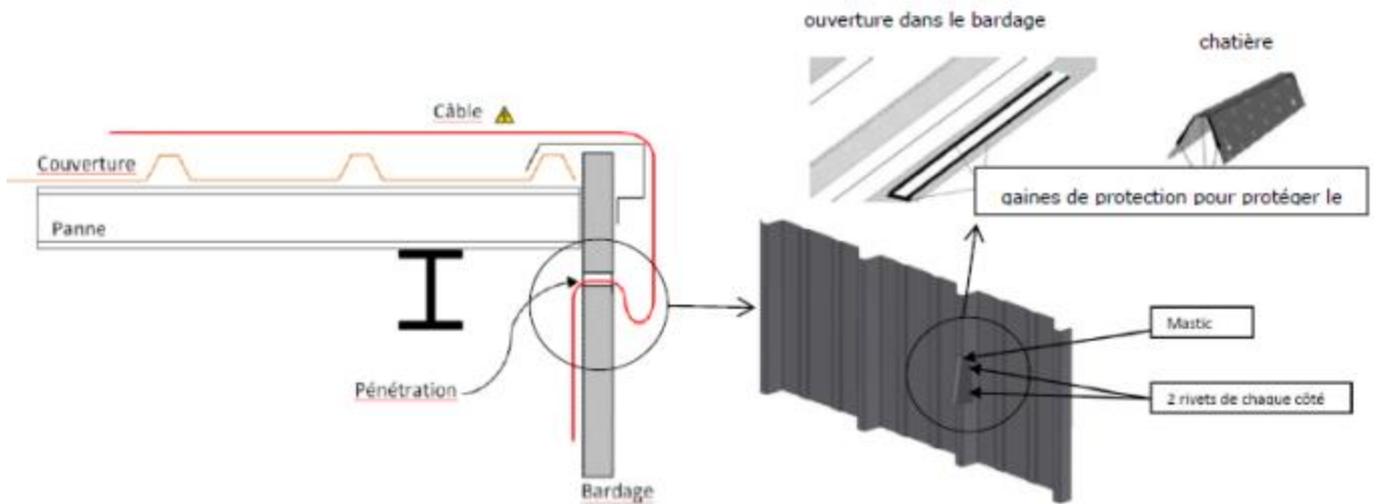


Figure 18 – Passage des câbles derrière le bardage

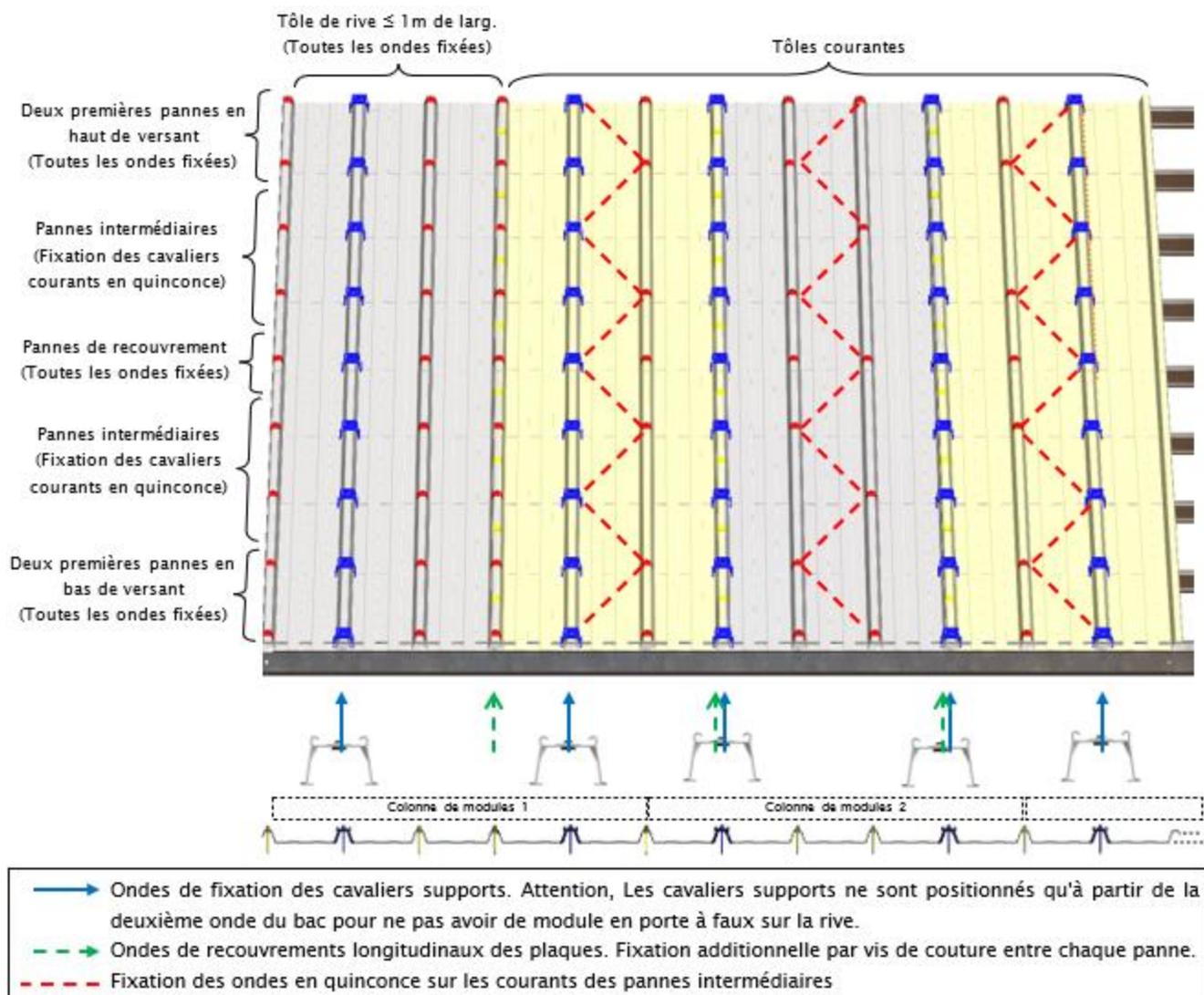
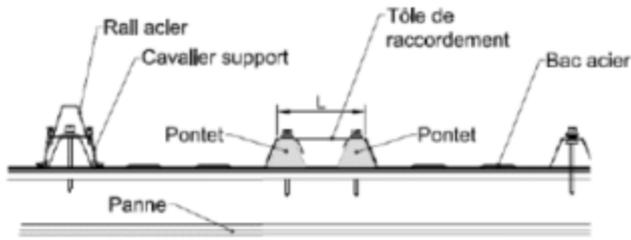
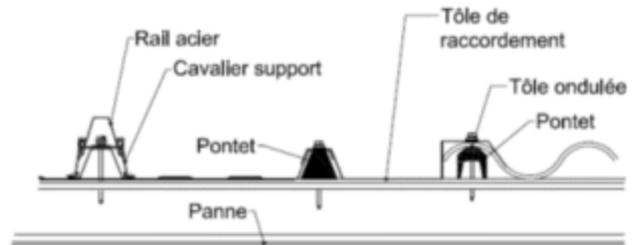


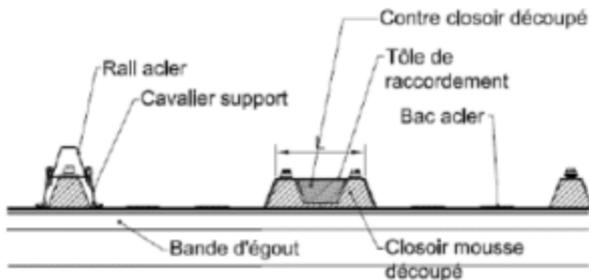
Figure 19 – Répartition des cavaliers et des cavaliers support



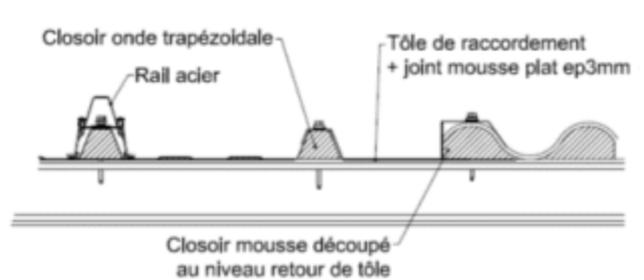
Coupe au niveau panne sabli



Coupe au niveau panne



Coupe au niveau closoirs

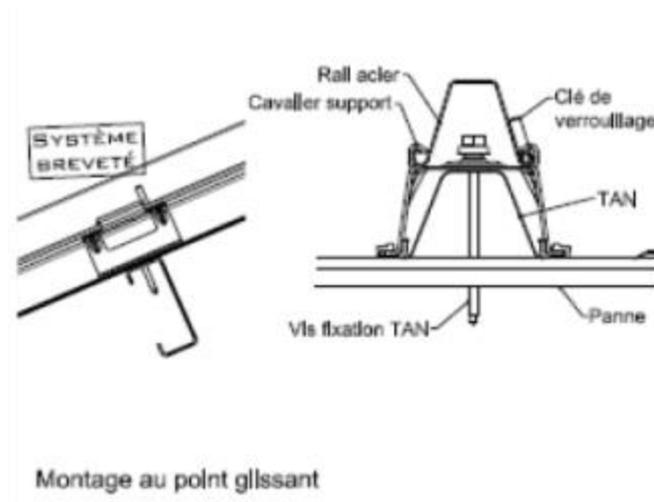


Coupe au niveau closoirs

Raccordement sur TAN existante

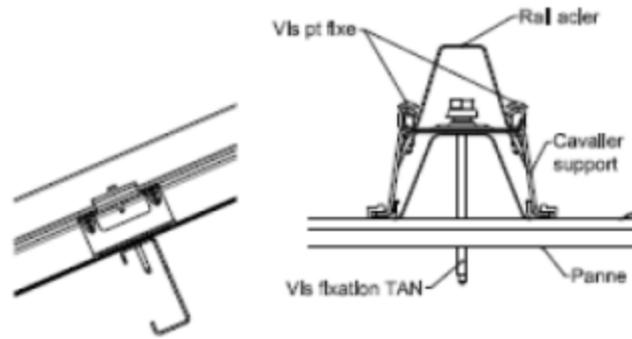
Raccordement sur tôle ondulée existante

Figure 20 – Raccordement à la couverture existante



Montage au point glissant

Figure 21 – Montage du point glissant



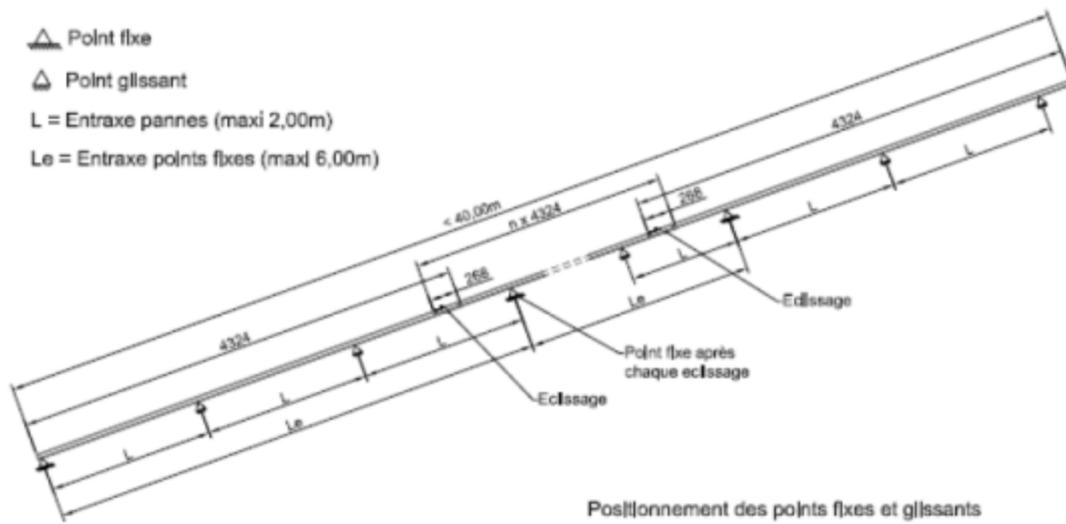
Montage au point fixe

△ Point fixe

△ Point glissant

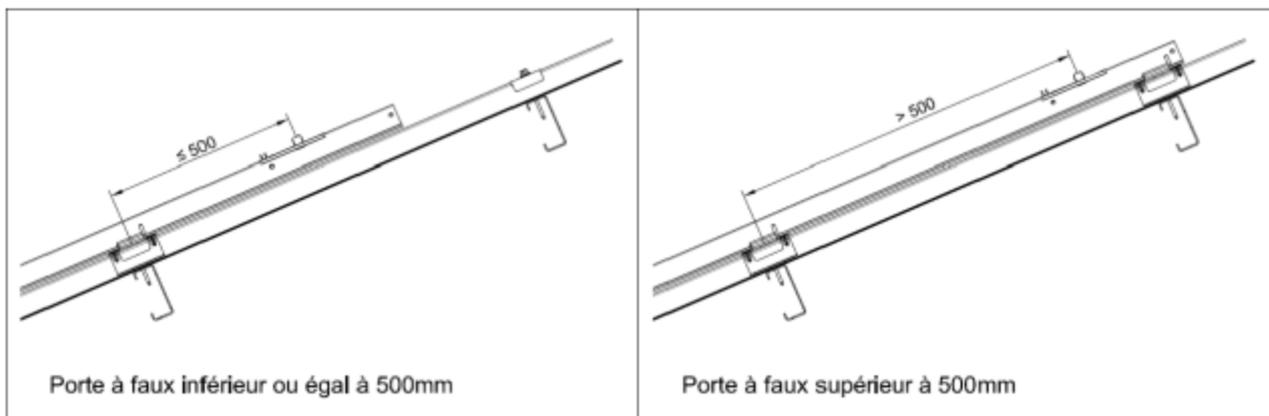
L = Entraxe pannes (maxi 2,00m)

Le = Entraxe points fixes (maxi 6,00m)



Positionnement des points fixes et glissants

Figure 22 – Montage du point fixe



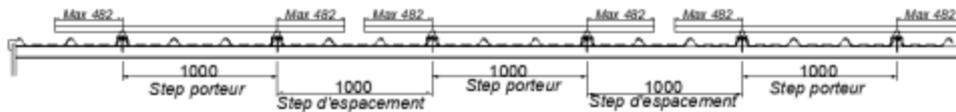
Porte à faux inférieur ou égal à 500mm

Porte à faux supérieur à 500mm

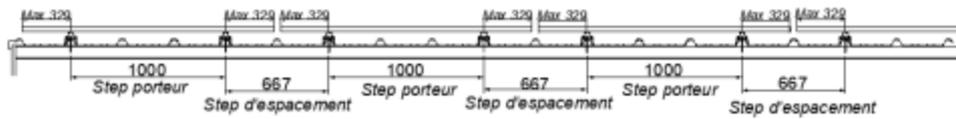
Figure 23 – Porte-à-faux des rails

Modules centrés - bac pas d'onde de 333 mm

Modules de longueur > 1658 mm



Modules de longueur < 1658 mm

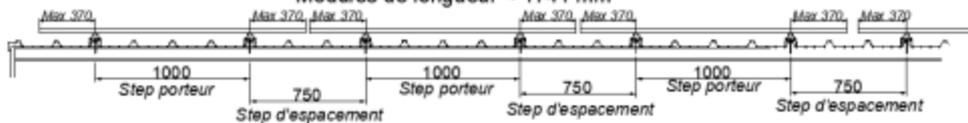


Modules centrés - bac pas d'onde de 250 mm

Modules de longueur > 1741 mm

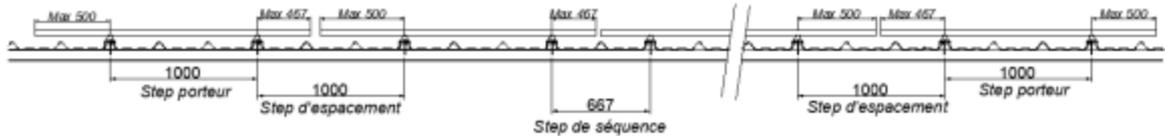


Modules de longueur < 1741 mm

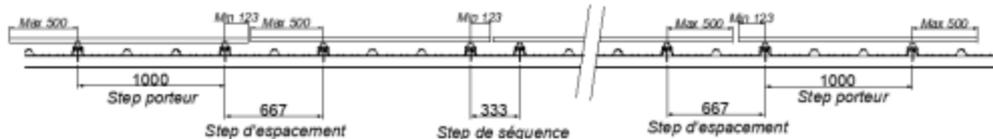


Modules non centrés - bac pas d'onde de 333 mm

Modules de longueur > 1658 mm



Modules de longueur < 1658 mm



Modules non centrés - bac pas d'onde de 250 mm

Modules de longueur > 1741 mm



Modules de longueur < 1741 mm

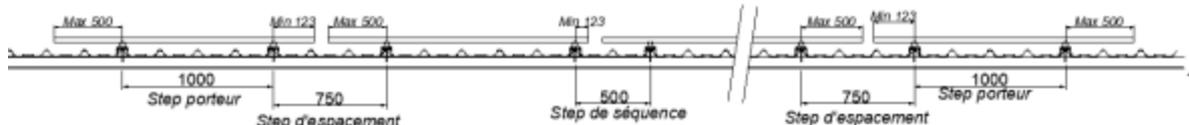


Figure 24 - Calepinage des rails

Détail eclissage

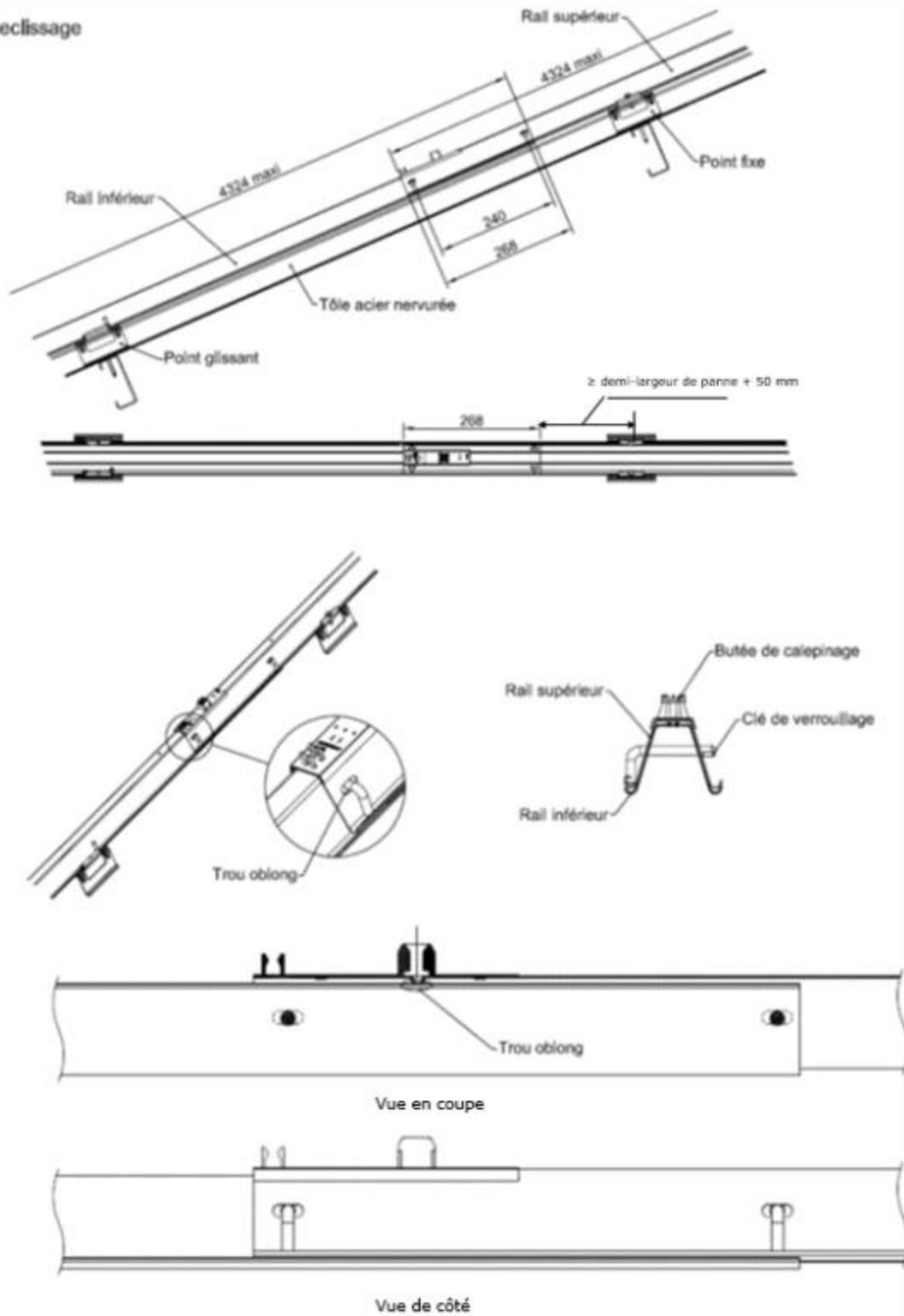


Figure 25 -Eclissage

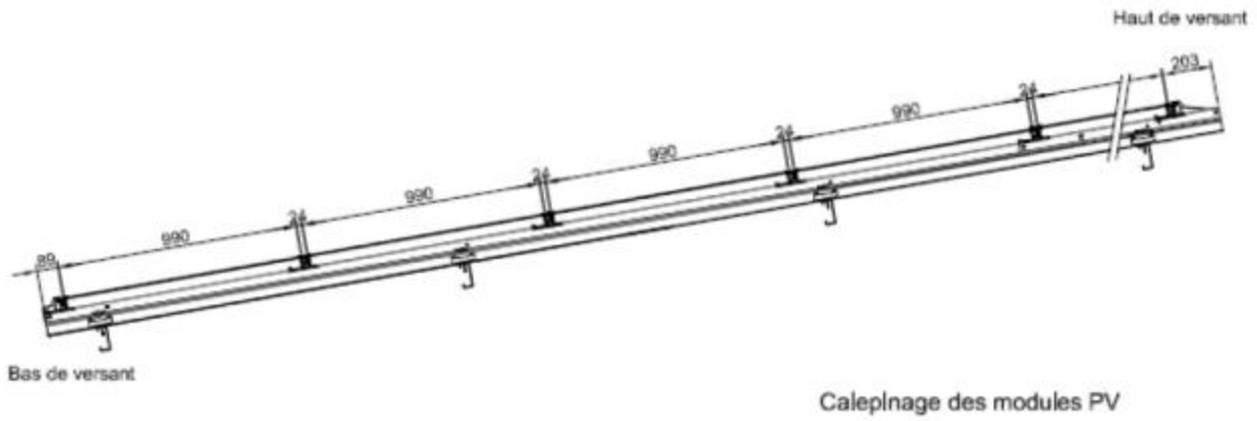


Figure 26 – Calepinage des modules

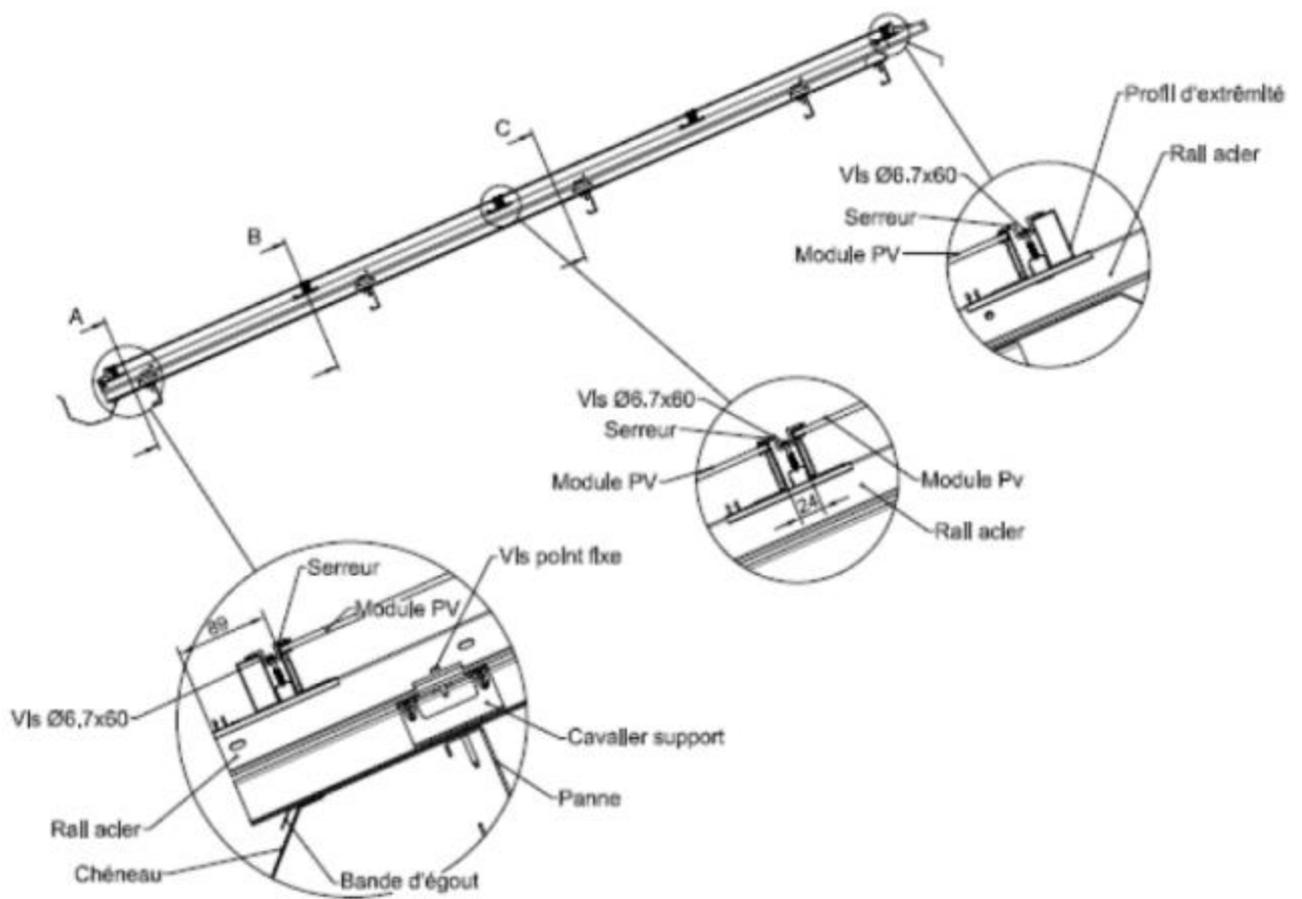


Figure 27 – Pose des serreurs

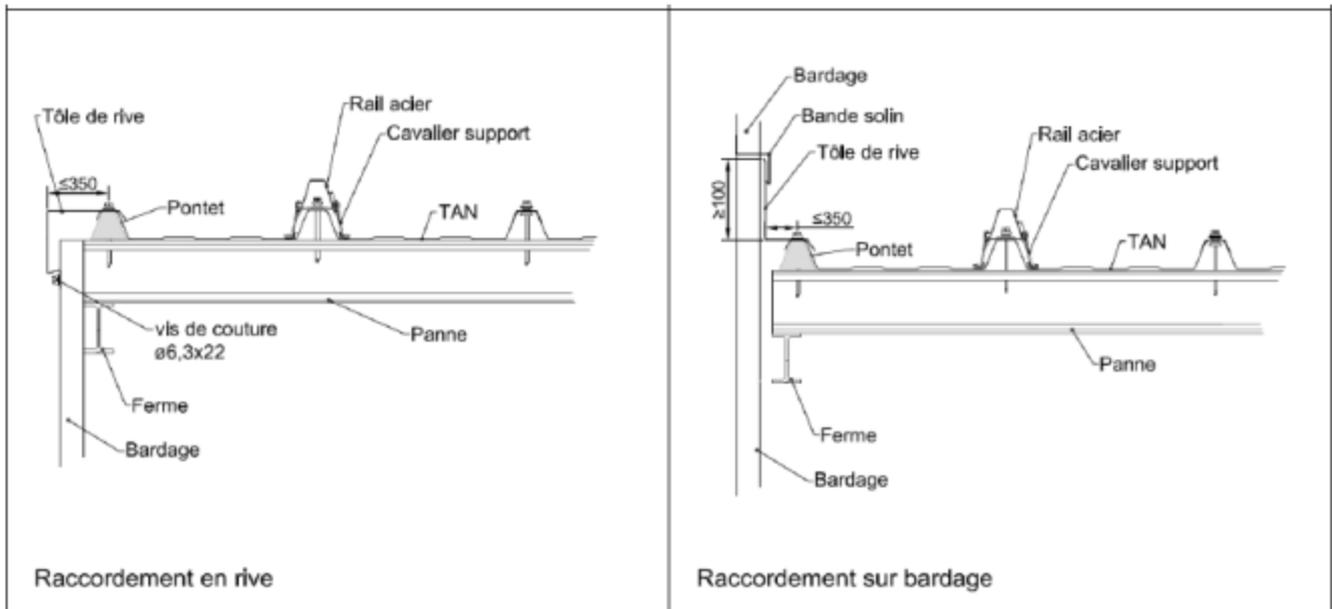


Figure 28 – Exemple de mise en œuvre aux rives



Fiche autocontrôle de début et fin de travaux

Système Helios B²

Référence chantier Dome Solar : _____

Date de début de travaux : _____

Date de fin de travaux : _____

Date de l'autocontrôle : _____

- Conformité du bac et du module avec le système Helios B²
- Mise en place du bac acier selon le DTU 40.35
- Vérification des quantités de matériel livrées
- Possession et compréhension des plans de calepinages par les équipes de pose
- Contrôle des côtes indiquées dans le plan de calepinage
- Vérification de la présence des cales intercalaires d'onde pour une hauteur de nervure inférieure à 45mm
- Contrôle des vis point fixe et des dés de verrouillage sur les rails
- Contrôle des vis autoperceuses
- Vérification de la mise à la terre du système
- Organisation des passages de cables en toiture

Nom, Qualité et signature du responsable de travaux

Figure 29 – Fiche autocontrôle