21/18-63_V3

Valide du **12/06/2023**

au **31/08/2026**

Sur le procédé

Kogysun +

Avec modules photovoltaïques : cf. liste de modules photovoltaïques indiquée dans le Descripteur page 2

Famille de produit/Procédé :

Module photovoltaïque rigide en surimposition couverture grands éléments

Titulaire : **Société DOME SOLAR**

Internet : www.dome-solar.com

AVANT-PROPOS

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

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

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

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

Groupe Spécialisé n° 21 - Procédés photovoltaïques

COMMISSION CHARGÉE DE FORMULER LES AVIS TECHNIQUES

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

www.ccfat.fr

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

Versions du document

Version	Description	Rapporteur	Président
21/18-63	Nouvel Avis Technique	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI
V1	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/18-63. La version V1 prend en compte : • la cession du procédé de la société KOGYS à la société DOME SOLAR, et de l'engagement, à compter du 20 décembre 2018, de la société DOME SOLAR : - d'être repreneur de la production du procédé sans changement de fournisseurs ni des procédures de contrôle qualité, - d'être repreneur de l'intégralité du stock de la société KOGYS concernant le procédé Kogysun + à compter du 4 janvier 2019, • l'introduction d'une nouvelle référence de plaque nervurée d'acier dans les bacs de sous face : plaque Couverture 3.333.45 de la société Profil C. •	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI
V2	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/18-63_V1. La version V2 est une révision complète qui tient compte : - de la rédaction de l'Avis Technique avec une description générique des modules en association avec une grille de vérification des modules rattachée à l'Avis Technique, - de la forme de l'Avis Technique selon l'Art. 4 du Règlement intérieur de la CCFAT d'octobre 2020.	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI
V3	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/18-63_V2. La version V3 est une révision d'office qui tient compte de la jurisprudence limitant à des charges admissibles pour la sécurité électrique des modules photovoltaïques, fixées au regard des pressions d'essais MQT 16 de la conformité IEC. La charge de vent normal, selon les règles NV 65 modifiées, admissible est limitée à 1 333 Pa.	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI

Descripteur :

Procédé photovoltaïque avec gammes de modules en cours de validité dans la grille téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/18-63_V3.

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 de 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 à la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/18-63_V3,
- un système de montage incluant des plaques nervurées en acier permettant une mise en œuvre en toiture des modules posés centrés (cf. Figure 2a) ou non centrés (cf. Figure 2b), en mode "paysage".

Table des matières

1. Avis du Groupe Spécialisé 5
1.1. Domaine d'emploi accepté 5
1.1.1. Zone géographique 5
1.1.2. Ouvrages visés 5
1.2. Appréciation 6
1.2.1. Conformité normative des modules 6
1.2.2. Aptitude à l'emploi du procédé 6
1.2.3. Aspects sanitaires 8
1.2.4. Durabilité - Entretien 8
1.2.5. Impact environnemental 8
1.2.6. Fabrication et contrôle 8
1.2.7. Mise en œuvre 8
1.2.8. Modules photovoltaïques 9
1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé 9
2. Dossier Technique 10
2.1. Mode de commercialisation 10
2.1.1. Coordonnées 10
2.1.2. Identification 10
2.1.3. Livraison 10
2.2. Description 10
2.2.1. Principe 10
2.2.2. Modules photovoltaïques 11
2.2.3. Système de montage 12
2.2.4. Autres éléments 14
2.3. Dispositions de conception 16
2.3.1. Généralités 16
2.3.2. Caractéristiques dimensionnelles 16
2.3.3. Caractéristiques électriques 16
2.3.4. Conception vis-à-vis de la condensation 17
2.3.5. Spécifications électriques 17
2.4. Dispositions de mise en œuvre 18
2.4.1. Conditions préalables à la pose 18
2.4.2. Compétences des installateurs 18
2.4.3. Sécurité des intervenants 18
2.4.4. Mise en œuvre en toiture 19
2.5. Utilisation, entretien et réparation 21
2.5.1. Généralités 21
2.5.2. Maintenance du champ photovoltaïque 22
2.5.3. Maintenance électrique 22
2.5.4. Remplacement d'un module 22
2.6. Traitement en fin de vie 22
2.7. Fabrication et contrôles 23
2.7.1. Modules photovoltaïques 23
2.7.2. Bacs de sous-face 23
2.7.3. Rail, éclisse et serreurs 23
2.7.4. Rehausses 23
2.7.5. Contrôles à réception 23

2.8. Conditionnement, étiquetage, stockage 23
2.8.1. Modules photovoltaïques 23
2.8.2. Autres constituants du procédé 23
2.8.3. Préparation des chantiers 23
2.9. Formation 23
2.10. Assistance technique 23
2.11. Mention des justificatifs 24
2.11.1. Résultats expérimentaux 24
2.11.2. Références chantiers 24
2.12. Annexe du Dossier Technique 25
3. Annexes graphiques 34

1. Avis du Groupe Spécialisé

Le procédé décrit au chapitre II « 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 1 800 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4, Tableau 5, Tableau 6 ou Tableau 7 selon le mode de pose des modules,
  - sur des toitures soumises à des charges climatiques sous vent normal (*selon les règles NV 65 modifiées*) n'excédant pas 1 333 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4, Tableau 5, Tableau 6 ou Tableau 7 selon le mode de pose des modules,
  - en effectuant la vérification selon le cahier du CSTB n°3803 (un calcul plus précis est possible selon les règles NV 65 modifiées).
- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, les Tableau 1 et Tableau 2 précisent les atmosphères extérieures permises.

1.1.2. Ouvrages visés

- Mise en œuvre :
  - uniquement au-dessus de locaux à faible ou moyenne hygrométrie, sans agression chimique ou biologique (*au sens de l'annexe B3 du DTU 40.36*).
  - sur des bâtiments ne dépassant pas 12 m de hauteur, ni 40 m de longueur de rampant de toiture, sans limitation de longueur de bâtiment,
  - 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 500 mm minimum (*espace libre du bord de la costière au bord du module photovoltaïque*),
    - les pénétrations soient traitées en stricte conformité avec le DTU 40.35 à l'aide des mêmes plaques nervurées en acier que celles utilisées pour le procédé,
  - sur charpente dont les pannes métalliques disposent des caractéristiques minimales suivantes :
    - largeur de l'appui : 60 mm minimum dans le cas d'un bâtiment en zone de vent 3 site exposé ou zone de vent 4 (*selon les NV65 modifiées*), et conforme au DTU 40.35 dans les autres cas,
    - épaisseur de l'appui : entre 1,5 mm et 12 mm.
  - sur charpente dont les pannes bois disposent des caractéristiques minimales suivantes :
    - largeur de l'appui : 82 mm minimum dans le cas d'un bâtiment en zone de vent 3 site exposé ou zone de vent 4 (*selon les NV65 modifiées*), et conforme au DTU 40.35 dans les autres cas,
    - hauteur de l'appui : conforme au DTU 40.35.
  - sur profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie disposant des caractéristiques minimales conformes au DTU 40.35.
  - en remplacement de plaques profilées en fibres-ciment ou de plaques nervurées en 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 toiture partielle du faitage à l'égout (*même si le champ photovoltaïque ne va pas du faîtage à l'égout, les bacs de sous-face du procédé sont eux, obligatoirement mis en place du faîtage à l'égout*) en association avec des éléments de couverture (*plaques profilées en fibres-ciment ou plaques nervurées en acier ou aluminium*) ou en toiture complète, entièrement photovoltaïque ou avec les bacs de sous-face *(cf. le Tableau 3),*
  - applicable, en respectant les dispositions du § 2.3.4.1 ou § 2.3.4.2, pour des toitures froides ventilées non isolées ou pour des toitures chaudes sous le champ photovoltaïque 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 installation en toiture partielle (*en association avec des éléments de couverture en plaques profilées en fibres-ciment ou plaques nervurées en acier ou aluminium*), l'emploi du procédé se fait exclusivement dans le cadre d'une toiture froide ventilée non isolée (cf. § 2.3.4).
- La toiture d'implantation doit présenter :
  - un entraxe entre pannes maximum de 2,30 m ou moins conformément aux indications portées dans les tableaux de charges (cf. Tableau 4, Tableau 5, Tableau 6 et Tableau 7) en fonction des charges climatiques calculées selon les règles NV 65 modifiées,
  - une seule pente, imposée par la toiture (cf. *Tableau 3*) :
    - 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 bacs de sous-face*), la pente minimale pouvant être ramenée à 5 % (*environ 3* °) dans le cas de bacs de sous-face ayant une longueur égale à la longueur de rampant de la toiture et sans pénétration de toiture,
- inférieure à 30 % (*environ 17* °) pour les rails série S,
- inférieure à 50 % (*environ 27* °) pour les rails série M.

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 aluminium tous les 1,00 m maximum, sur 4 appuis minimum (*pour chaque colonne de rails assemblés sur toute la hauteur du champ photovoltaïque*), reprise par des points fixes tous les 8 m, et avec un porte-à-faux :
    - pour les rails série S :

      de 120 mm maximum pour des entraxes entre pannes inférieurs ou égaux à 1,10 m,

      dans les autres cas, de 200 mm maximum en sablière et de 390 mm maximum en faîtage par rapport à l'axe de la rehausse supérieure,
    - pour les rails série M : de 230 mm maximum en sablière et de 430 mm maximum en faîtage par rapport à l'axe de la rehausse supérieure,
  - sur des longueurs de rampants de toiture de 40 m maximum. La longueur de rampant doit de plus être inférieure ou égale aux longueurs de rampant maximales définies dans les DTU et les documents de références concernés lorsque des éléments de couvertures sont associés aux modules photovoltaïques.

1.2. Appréciation

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.

1.2.1. Conformité normative des modules

La conformité des modules photovoltaïques cadrés à la norme NF EN 61215:2005 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.

1.2.2. Aptitude à l'emploi du procédé

1.2.2.1. Fonction génie électrique

1.2.2.1.1. Sécurité électrique du champ photovoltaïque

- Conducteurs électriques

  Le respect des prescriptions définies dans la norme NF C15-100 en vigueur, pour le dimensionnement et la pose, permet de s'assurer de la sécurité et du bon fonctionnement des conducteurs électriques.

  Les boîtes de connexion, les câbles et les connecteurs sont conformes respectivement aux normes IEC 62790, NF EN 50518 ou IEC 62930, et IEC 62852, et peuvent être mis en œuvre jusqu'à une tension en courant continu indiquée dans la grille de vérification des modules, ce qui permet d'assurer une bonne aptitude à l'emploi des câbles électriques de l'installation.
- Protection des personnes contre les chocs électriques

  Les modules photovoltaïques cadrés sont certifiés d'une classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730, jusqu'à une tension maximum de 1 000 V DC.

  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 connecteurs de type SOLFIL de MECATRACTION pour la liaison des rails, de cosses faston avec rondelles bimétal ou de griffes Terragrif™ K2SZ pour la liaison des modules pour un raccordement en peigne des masses métalliques permet d'assurer la continuité de la liaison équipotentielle des masses du champ photovoltaïque lors de la maintenance du procédé.

1.2.2.1.2. 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.

1.2.2.1.3. 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.

1.2.2.2. Fonction couverture

1.2.2.2.1. 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 :
  - sous charge de neige normale : 1 800 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4, Tableau 5, Tableau 6 ou Tableau 7 selon le mode de pose des modules,
  - sous charge de vent normale : 1 333 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4, Tableau 5, Tableau 6 ou Tableau 7 selon le mode de pose des modules.
- 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 2,30 m ou moins conformément aux indications portées dans les tableaux de charges (cf. Tableau 4, Tableau 5, Tableau 6 et Tableau 7) en fonction des charges climatiques calculées selon les règles NV 65 modifiées,
- d'une mise en œuvre du procédé respectant les dispositions suivantes :
  - le porte-à-faux des modules par rapport aux rails ne dépasse pas 0,5 m en partie courante de toiture ; tandis qu'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. § 2.4.4.4.7*),
  - longueurs de rampants de toiture de 40 m maximum. La longueur de rampant doit de plus être inférieure aux longueurs de rampant maximales définies dans les DTU et les documents de références concernés lorsque des éléments de couvertures sont associés aux modules photovoltaïques.
- d'informer le charpentier que le procédé génère une surcharge due aux continuités d'appuis. Il est à noter que, du fait de la conception du procédé, les descentes de charges parallèlement à la toiture sont réparties uniformément sur toutes les pannes par l'intermédiaire des rehausses. Ces descentes de charges verticales et horizontales sont données par la société DOME SOLAR sur le devis remis au Maître d'Ouvrage ou sur la notice de pose.

1.2.2.2.2. 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.

1.2.2.2.3. Complexité de toiture

Le traitement des éventuelles pénétrations de toiture (*cheminées, sorties de toiture, fenêtres de toit…*) en stricte conformité avec le DTU 40.35 à l'aide des mêmes plaques nervurées en acier que celles utilisées par le procédé, sous réserve d'une interruption du champ photovoltaïque et du respect d'un éloignement à la pénétration de 500 mm minimum (*espace libre du bord de la costière au bord du module photovoltaïque*), paraît pouvoir être envisagée favorablement.

1.2.2.2.4. Étanchéité à l'eau

La conception globale du procédé, ses conditions de pose prévues par le Dossier Technique (*avec notamment l'utilisation d'un seul et même profil de plaque nervurée du faîtage à l'égout*) permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

Le fait que la société DOME SOLAR conseille systématiquement et fournisse sur demande aux installateurs les préconisations et plans de principe des tôleries de raccordement à la toiture existante, ainsi que le recours toujours possible à leur assistance technique permettent de préjuger favorablement de la conception de ces pièces et de l'étanchéité de l'ensemble de l'installation photovoltaïque.

1.2.2.2.5. Risque de condensation

Le procédé n'aggrave pas les risques de condensation par rapport aux couvertures traditionnelles en plaques nervurées en acier (*cf. DTU 40.35*) moyennant la prise en compte des prescriptions décrites au § 2.3.4.

Les mises en œuvre, telles que décrites dans le Dossier Technique au *§ 2.3.4*, 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. § 2.3.4.1),
- de closoirs adéquats pour le blocage de la circulation d'air dans le cas de toitures chaudes.

1.2.2.2.6. Sécurité au feu

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

1.2.2.2.7. 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 Kogysun + ne peut en aucun cas servir de point d'ancrage à un système de sécurité.

1.2.2.2.8. 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 bacs de sous-face.

1.2.3. 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.

1.2.4. Durabilité - Entretien

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

Dans les conditions de pose prévues par le domaine d'emploi accepté par l'Avis, en respectant le guide de choix des matériaux (*cf. les* Tableau 1 *et Tableau 2*) 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.

1.2.5. 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 « Kogysun + » 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.

1.2.6. 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.

1.2.7. Mise en œuvre

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque effectuée par des installateurs agréés par la société DOME SOLAR (*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 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.

Bien que le mode constructif et les dispositions de mise en œuvre relèvent de techniques classiques de mise en œuvre en couverture, il est nécessaire d'apporter une attention particulière au calepinage de chaque élément, notamment aux entraxes entre modules et aux entraxes entre rails selon le pas d'onde des éléments de sous-face utilisés et selon la longueur des modules. Effectivement le porte-à-faux des modules par rapport aux rails ne doit pas dépasser 0,5 m en partie courante de toiture ; tandis qu'en rive ou angle de bâtiment, chaque module doit avoir des débords inférieurs ou égaux à ceux d'un module centré (par conséquent il peut être nécessaire d'utiliser un 3ème rail supportant les modules en bord de champ photovoltaïque, cf. § 2.4.4.4.7).

Par ailleurs, l'installateur doit mesurer le pas réel du bac de sous-face posé, transmettre cette mesure à la société DOME SOLAR qui refait le calcul des écarts entre modules, et qui renvoie les nouveaux écarts à l'installateur, afin que le calepinage s'accorde avec le vrai pas du bac de sous-face posé.

Pour ce faire, la fourniture d'un "rapport d'aide à la pose" aux installateurs par la société DOME SOLAR (issu d'un logiciel de dimensionnement de la société DOME SOLAR, sur la base des données d'entrées fournies par l'installateur) permet de s'assurer que l'ensemble des informations pertinentes leur sont communiquées et permettent d'aider la mise en œuvre du procédé sur chantier.

1.2.8. Modules photovoltaïques

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

La grille de vérification à utiliser doit être la version la plus récente se rapportant à cet Avis Technique. La grille porte alors un n° du type 21/Gn/18-63_V3 indiquant qu'il s'agit de la nème version de la grille. La version Gn la plus récente de la grille de vérification est celle publiée sur le site de la CCFAT.

1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé

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

La spécificité du procédé impose que les installations photovoltaïques soient toujours et obligatoirement reliées à l'égout et au faîtage de la toiture (*même si l'installation photovoltaïque ne va pas du faîtage à l'égout, les bacs de sous-face du procédé sont eux, obligatoirement mis en place du faîtage 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,
- une attention particulière doit être apportée aux risques de condensation dans le cas de toitures froides (cf. § 2.3.4.1).
- Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que les plaques nervurées du procédé constituent le plan d'étanchéité du procédé et qu'elles 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. § 2.2.3.1) des plaques nervurées livrées afin que le procédé soit couvert par le présent Avis Technique.
- Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que les modules photovoltaïques du procédé sont un élément constitutif de celui-ci. Leur livraison pouvant être assurée directement par le fabricant, il convient de s'assurer de la référence conforme (cf. § 2.2.2) des modules photovoltaïques livrés afin que le procédé soit couvert par le présent Avis Technique.
- Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que, conformément au § 2.4.3, les éventuelles lignes de vie doivent être assurées dans la charpente et non dans les bacs de sous-face.
- 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 assujetti à une vérification des modules photovoltaïques acceptés pour cet Avis Technique. Les modules photovoltaïques qui peuvent être associés à cet Avis Technique sont listés dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/18-63_V3.

2. Dossier Technique

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

2.1. Mode de commercialisation

2.1.1. Coordonnées

Le procédé est commercialisé par le titulaire.

Titulaire :
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, 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 un « rapport d'aide à la pose » spécifique au chantier déterminé par le logiciel de dimensionnement de la société DOME SOLAR doivent être fournis avec le procédé.

L'installateur doit prévoir :

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

2.2. Description

2.2.1. Principe

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 de 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 la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/18-63_V3,
- un système de montage incluant des plaques nervurées en acier permettant une mise en œuvre en toiture des modules posés centrés (cf. Figure 2a) ou non centrés (cf. Figure 2b),en mode "paysage".

Le procédé photovoltaïque "Kogysun +" *(*cf. Figure 1*)* est l'association d'un module photovoltaïque cadré et d'un système de montage spécifique lui permettant une mise en œuvre en toiture.

Tous les éléments décrits dans ce paragraphe font partie de la livraison du procédé assurée par la société DOME SOLAR. Les modules photovoltaïques et les bacs de sous-face peuvent également être fournis directement par leurs fabricants.

2.2.2. Modules photovoltaïques

Cet Avis Technique est assujetti à une vérification des modules photovoltaïques acceptés pour cet Avis Technique. Les modules photovoltaïques qui peuvent être associés à cet Avis Technique sont listés dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/18-63_V3.

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 § 1.2.8).

Les caractéristiques génériques des modules photovoltaïques inclus dans cet Avis Technique sont les suivantes :

2.2.2.1. Caractéristiques dimensionnelles

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

- Longueur comprise entre 1 568 et 1 747 mm
- Largeur comprise entre 941 et 1 051 mm
- Hauteur du cadre compris entre 33 et 37 mm
- Masse spécifique comprise entre 10,5 et 12,5 kg/m²

2.2.2.2. Face arrière

Face arrière non verrière ou verrière faisant partie de la BOM des modules validés.

2.2.2.3. Cellules photovoltaïques

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

2.2.2.4. Intercalaire encapsulant

Référence faisant partie de la BOM des modules validés.

2.2.2.5. Vitrage

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

2.2.2.6. Constituants électriques

2.2.2.6.1. 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 V DC entre polarités et avec la terre,
- Certificat de conformité valide à la norme IEC 62790:2014.
- La référence fait partie de la BOM des modules validés.

2.2.2.6.2. Câbles électriques

Les modules sont équipés de deux câbles DC électriques de 0,90 m minimum chacun dont la section est de 4 mm^2. 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 V,
- 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)*.

2.2.2.6.3. 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 V,
- 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.

2.2.2.7. Cadre du module photovoltaïque

Le cadre des modules est composé de profils en aluminium de série supérieure ou égale à 6000, anodisé d'épaisseur ≥ 10 µm.

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

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

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

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

La prise en feuillure minimale du cadre sur le laminé est de 6,5 mm.

2.2.3. Système de montage

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 bacs de sous-face qui peuvent également être fournis 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. Les Tableau 1 et Tableau 2 indiquent pour chaque pièce les revêtements disponibles.

2.2.3.1. Bacs de sous-face ("BS")

Les éléments de sous-face, situés sous les modules et les profilés du système de montage, assurent l'étanchéité du procédé. Ils sont, soit fournis par la société DOME SOLAR, soit fournis en direct par le fabricant.

Ce sont des plaques nervurées en acier (Figure 3) conformes au DTU 40.35, en acier galvanisé Z225 de nuance S320GD et prélaqués sur leur face extérieure, avec 25 µm de polyuréthane ou polyester de catégorie III (*en version standard : cf. Tableau 1*).

Dans le cas des bacs de sous-face de la société ARCELORMITTAL CONSTRUCTION FRANCE, les revêtements sont à adapter en fonction du Tableau 2.

Différents bacs de type trapézoïdal, de largeur utile 1 000 mm et de longueur comprise entre 1,50 m et 13,5 m peuvent être envisagés (*avec néanmoins un seul type de bac autorisé par installation*) :

BACS DE SOUS-FACE				
Caractéristiques		Fabricant		
Pas d'onde (en mm)	Hauteur d'onde (en mm)	JORISIDE	BACACIER	
333	45	PML 45.333.1000 CS	COVEO 3.45	
	39	-	COVEO 3.39	
	35	PML 35.333.1000 CS	COVEO 3.35	
250	40	PML 40.250.1000 CS	COVEO 4.40	
	35	-	COVEO 4.35	
Caractéristiques		Fabricant		
Pas d'onde (en mm)	Hauteur d'onde (en mm)	ARCELOR MITTAL	TATA STEEL MONOPANEL	PROFIL C
333	45	NERVESCO 3.45.1000 TS	COBACIER 1003	Couverture 3.333.45
	39	HACIERCO 3.333.39 T	-	-
250	40	-	COBACIER 1004	-
	35	HACIERCO 4.250.35 T	-	-

L'épaisseur de ces bacs de sous-face suit d'abord les préconisations du fabricant puis celles de DOME SOLAR qui sont :

- 63/100ème lorsque l'entraxe entre pannes ne dépasse pas 1,80 m,
- 75/100ème lorsque l'entraxe entre pannes est compris entre 1,80 m et 2,30 m.

Dans le cas d'une installation sur une toiture froide ventilée non isolée, ces bacs de sous-face sont équipés en usine d'un régulateur de condensation, conforme au DTU 40.35.

2.2.3.2. Rehausses et cales

Les rehausses, en tôle d'acier de 2 mm d'épaisseur, de nuance S235JR et galvanisé à froid Z350, permettent la mise en place des profilés du système de montage des modules photovoltaïques. Les cales sont en aluminium EN AW-6060 T6.

Les rehausses sont de différentes natures, selon le rôle qu'elles jouent dans le système de montage.

- Rehausses inférieures (*"RHI2"*) - Figure 4

  La rehausse inférieure (131 x 103 x 67,5 mm) permet l'ancrage du système de montage aux pannes de la charpente. Elle possède, en partie inférieure, la forme de l'onde des éléments de sous-face munie de deux ailes pour permettre son appui et son support sur ceux-ci.

  Elle dispose de deux trous de diamètre 8 mm pour la fixation au travers du bac dans la panne de la charpente par une ou deux vis VBS (cf. § 2.2.3.7).

  Elle est munie de joints mousse (*non prépercés*) de 5 mm, collés en usine, sous la rehausse (*au niveau du sommet d'onde de l'élément de sous-face*) et sous les deux ailes au niveau des appuis sur l'élément de sous-face.

  De plus, pour les éléments de sous-face dont la base de l'onde a une largeur strictement inférieure à 65 mm, les rehausses inférieures sont fournies avec des joints mousse collés à l'intérieur des ailes latérales pour permettre de centrer la rehausse sur la nervure.

- Rehausses supérieures (*"RHS2"*) - Figure 5

  La rehausse supérieure (180 x 66 x 36,5 mm) permet de supporter les rails tout en permettant leur dilatation. Elle se positionne au-dessus de la rehausse inférieure, en venant coulisser sur celle-ci. Elle permet ainsi la libre dilatation du rail, fixé sur cette rehausse.

  Elle dispose également d'un ergot de 23 mm de profondeur qui vient en appui sur la rehausse inférieure lors de sa mise en œuvre. Cet ergot permet de diminuer la sollicitation des vis de fixation VBS en reportant une partie des charges descendantes sur les rehausses inférieures.

  Elle est munie d'un joint mousse de 3 mm sur sa partie supérieure au contact avec le rail.

- Rehausses de blocage (*"RHB2"*) - Figure 6

  La rehausse de blocage (108 x 30 x 28 mm) permet la mise en place d'un point fixe : elle est utilisée en lieu et place de la rehausse supérieure pour toutes les rehausses inférieures positionnées tout en bas du rampant de toiture.

  Elle permet également de mettre en place tout nouveau point fixe d'une colonne de rails dans la longueur du rampant de toiture concernée (*tous les 8 m*) obligeant ainsi la dilatation à s'effectuer vers le haut de la toiture. En forme de "Z", cette rehausse possède une partie plane venant reposer sur la rehausse inférieure et comprenant deux trous de diamètre de 8 mm pour le passage des vis de fixation et une aile supérieure pour recevoir les vis VOS fixant les rails.

  Elle est munie de joints mousse (*non prépercés*) de 5 mm sous l'aile de la rehausse de blocage au niveau de la rehausse inférieure, et sur l'aile supérieure au contact du rail.

- Rehausses de faîtage (*"RHF3"*) - Figure 7

  La rehausse de faîtage (123 x 56 x 32,5 mm) est uniquement utilisée au faîtage, en lieu et place de la rehausse inférieure, au droit de la panne haute de la couverture, afin de s'adapter à la présence de la plage de la faîtière venant se fixer à cette panne. Sa géométrie reprend la géométrie de la partie supérieure de la rehausse inférieure.

  Elle est munie de trois trous et d'un joint mousse (*non prépercé*) de 5 mm, collé en usine, sous la rehausse au contact avec la faîtière.

- Cale intercalaire d'onde (*"CIO"*) - Figure 17

  La cale intercalaire d'onde est utilisée entre l'élément de sous-face et la rehausse inférieure 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 (130 x 25) mm avec trois trous pour le passage des vis VBS dont 1 trou inutilisé dans le procédé Kogysun +. De plus, un joint mousse (*non prépercé*) de 5 mm 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.

2.2.3.3. Joints

Tous les joints adhésifs sont en polyéthylène à cellules fermées ou mousse de polyéthylène réticulée (cf. Figure 8).

- Joint "JOS"

Il est positionné sous la partie centrale de la rehausse inférieure au niveau du sommet d'onde du bac de sous-face ou sous la cale intercalaire d'onde (CIO). Il est découpé aux dimensions (*L x l x ép.*) (130 x 25 x 5) mm.

- Joint "JRH"

  Il est positionné sous les deux ailes de la rehausse inférieure ou de la rehausse de faîtage au niveau des appuis sur le bac de sous-face. Il peut servir de cale de centrage en étant collé en usine de part et d'autre de la RHI dans le cas d'onde de bac acier ayant une largeur d'embase inférieure à 65 mm (cf. Figure 17). Il est découpé aux dimensions (L x l x ép.) 93 x 20 x 5 mm.

- Joint "JRB"

  Le premier est positionné sous l'aile de la rehausse de blocage au niveau de la rehausse inférieure, et le second sur l'aile supérieure au contact du rail. Il est découpé aux dimensions (*L x l x ép.*) 55 x 20 x 5 mm.

- Joint "JRS"

  Il est positionné sur la partie centrale de la rehausse supérieure sur toute la longueur de la pièce au niveau du contact du rail. Il est découpé aux dimensions (*L x l x ép.*) 180 x 75 x 3 mm.

2.2.3.4. Rail (rail série S « RSS » ou rail série M « RSM ») et insert (série S « ISS » et série M «ISM »)

Positionnés sur les rehausses et fixés à ces dernières par des vis VOS dans leur gorge centrale, les rails (Figure 9) constituent le support des modules photovoltaïques sur les éléments de sous-face. Ils sont en aluminium EN AW-6106 T6, de résistance élastique 20 daN/mm² et de longueur comprise entre 1,30 m et 4,075 m.

Il existe deux géométries de rails (*avec néanmoins un seul type de rail autorisé par installation*) dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Série S : (56 x 50) mm, Iy = 6,95 cm^4,
- Série M : (58 x 51,4) mm, Iy = 8,86 cm^4.

Lorsqu'il est nécessaire de rallonger la longueur de la section de rail, des inserts de rails sont utilisés ; il s'agit de tronçons de rails de 70 mm de longueur.

2.2.3.5. Éclisse (série S « ESS », série M « ESM »)

En aluminium EN AW-6106 T6, les éclisses (Figure 10) permettent de relier deux rails entre eux. Elle est fixée au rail amont uniquement, au départ d'une nouvelle colonne de rail.

Selon le rail utilisé, elle possède les caractéristiques suivantes :

- Série S : (300 x 63 x 39,75) mm, Iy = 4,67 cm^4,
- Série M : (280 x 71,6 x 55,4) mm, Iy = 10,73 cm^4.

2.2.3.6. Serreurs

Les serreurs (Figure 11) sont les pièces de fixation des modules sur les rails. En aluminium EN AW-6060 T66, il en existe de deux géométries différentes, permettant une prise en feuillure des cadres sur 8 mm :

- les serreurs intermédiaires "SI" qui permettent de fixer deux modules adjacents,
- les serreurs d'extrémité "SE" qui ne viennent fixer qu'un seul module.

D'épaisseur 3 mm, ces pièces sont débitées en longueur de 65 mm et sont dotées d'un trou central de diamètre 9 mm pour la fixation aux rails. Les serreurs intermédiaires présentent une hauteur de 27 mm et une largeur de 37,1 mm. Les serreurs d'extrémité présentent une hauteur 35 mm et une largeur de 28 mm.

Chaque serreur est fourni avec une vis CHC, crantée sous tête, à six pans creux en acier inoxydable A2-70 de diamètre 8 mm et de longueur 40 ou 45 mm associée à un écrou prisonnier (*de 2 types possibles dont les références ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques*) qui est positionné dans la rainure des rails avec denture partielle en acier inoxydable A2-70, M8.

2.2.3.7. Visserie

- Visserie "VBS"

  Il s'agit de vis autoperceuses de la société ETANCO en acier cémenté zingué traité "SUPRACOAT 2C" (*15 cycles KESTERNICH selon NF EN 3231*) avec tête hexagonale 6 pans.

  Elles sont utilisées pour la fixation dans les pannes :

  - des rehausses inférieures,
  - des rehausses de blocage,
  - des rehausses de faîtage.

Elles sont fournies avec des rondelles d'étanchéité bi-matière "RE" en acier inoxydable A2 et EPDM vulcanisé de diamètre extérieur 19 mm et de diamètre intérieur de 6,5 mm.

Ces vis présentent les caractéristiques suivantes :

VBS – Bois	**VBS-6**	**VBS-12**
Dénomination commerciale ZACROVIS Bois TH12/2C	Dénomination commerciale ZACROVIS 6 TH12/2C	Dénomination commerciale ZACROVIS 12 TH12/2C
Diamètre 6,5 mm	Diamètre 6,3 mm	Diamètre 6 mm
Longueur 130 mm	Longueur 85 mm	Longueur 105 mm
Utilisées pour les pannes bois de 60 mm de largeur et 80 mm de hauteur	Utilisées pour les pannes acier de 1,5 à 5 mm d'épaisseur et pour les profils métalliques incorporés et ancrés dans le béton ou la maçonnerie.	Utilisées pour les pannes acier de 5 à 12 mm d'épaisseur
Résistance à l'arrachement Pk 568 daN pour des supports bois sapin de 450 kg/m3	Résistance à l'arrachement Pk 274 daN pour des aciers de nuance S320GD de 1,5 mm	Résistance à l'arrachement Pk 1000 daN pour des aciers de nuance S235 de 6 mm
Résistance au cisaillement 1185 daN	Résistance au cisaillement 1358 daN	Résistance au cisaillement 1095 daN
Résistance à la flexion 314 daN	Résistance à la flexion 358 daN	Résistance à la flexion 143 daN

- Visserie "VOS"

  Ces vis sont utilisées pour la fixation des rails dans les rehausses ou pour la fixation de l'éclisse. Il s'agit de vis DRILLNOX 3 TH8 de diamètre 6,3 mm de la société ETANCO.

  Il s'agit de vis autoperceuses bimétal en acier inoxydable austénitique 1.4404 (*30 cycles KESTERNICH selon NF EN 3231*) avec tête à pointe forêt en acier cémenté, hexagonale 6 pans de 8 mm à collerette, et de longueur 25 mm.

2.2.4. Autres éléments

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

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

2.2.4.1. Cavalier et vis de fixation et vis de couture courants

Les cavaliers complets avec visserie viennent en complément des rehausses pour la fixation des bacs de 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 rehausses.

Les vis de couture doivent être conformes au DTU 40.35.

2.2.4.2. Abergements

2.2.4.2.1. Abergements latéraux

Les bavettes d'étanchéité latérales suivantes ne sont pas fournies dans le procédé. Elles doivent toutefois présenter les mêmes caractéristiques que préconisées ci-dessous. La société DOME SOLAR conseille systématiquement et fournit sur demande aux installateurs les préconisations et les plans de principe de ces tôles.

Ces abergements (*Figure 12*) 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 latérales 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.

2.2.4.2.2. 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.

2.2.4.3. 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 faîtage 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.

2.2.4.4. 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 faîtage 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 bacs de sous-face.

2.2.4.5. 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 avec cosses, rondelles bimétal et vis inox, ou bien par l'intermédiaire de griffes Terragrif™ K2SZ en inox 1.4310.

L'ensemble est relié à un câble principal de terre de 16 mm² par l'intermédiaire d'un bornier déporté de type SOLFIL de Mecatraction.

2.2.4.6. 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.

2.2.4.7. Colliers de fixation des câbles

Afin de ne pas faire circuler de câbles sur les bacs 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 avec sa notice de montage et un « rapport d'aide à la pose » spécifique au chantier déterminé par le logiciel de dimensionnement utilisé par la société DOME SOLAR.

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.

La société DOME SOLAR utilise le logiciel de dimensionnement qui, en fonction des données d'entrées concernant le bâtiment et sa charpente, les modules et les éléments de sous-face utilisés, permet de déterminer le positionnement des rehausses, des rails, des éclisses, des inserts, des modules et le nombre de fixations à mettre en place. Ce logiciel est utilisé par DOME SOLAR. Il permet de fournir ensuite aux installateurs un "rapport d'aide à la pose" avec l'ensemble des informations pertinentes pour le calepinage du procédé et sa mise en œuvre sur chantier.

Lors de la mise en œuvre, des autocontrôles doivent être appliqués pour respecter :

- au maximum le respect du pas préconisé de 1 m de l'élément de sous-face (cf. § 2.4.4.4.2),
- le positionnement des rehausses, des rails, de la visserie, des éléments de fixation et leur serrage,
- le positionnement et la fixation des serreurs et leur serrage,
- le cas échéant, la vérification de l'épaisseur de la cale et de sa pose effective.

Dans le cas de pannes métalliques, les tolérances fonctionnelles de fabrication et de montage doivent être de classe 2 conformément à la norme NF EN 1090-2+A1. En cas d'installation sur toiture existante, les pannes minces, formées à froid, ne sont pas admises.

De plus, le charpentier doit être informé par le Maître d'Ouvrage ou le Maître d'œuvre que le procédé génère une surcharge due aux continuités d'appuis. Il est à noter que, du fait de la conception du procédé, les descentes de charges parallèlement et perpendiculairement à la toiture sont réparties uniformément sur toutes les pannes par l'intermédiaire des rehausses. Ces descentes de charges verticales et horizontales sont données par la société DOME SOLAR sur le devis remis au Maître d'Ouvrage ou sur la notice de pose.

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, que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé et que les critères de largeurs d'appui minimales des pannes conformément aux préconisations du § 1.1.1, sont réunis.

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. De plus, en travaux neufs, les DPM doivent prescrire au lot charpente les tolérances fonctionnelles demandées au § 2.3.1 *(tolérances fonctionnelles de fabrication et de montage de classe 2 conformément à la norme NF EN 1090-2+A1*). Sur pannes existantes, la reconnaissance préalable de la charpente support (*cf. plus haut*) doit tenir compte de ces tolérances de charpente. Conformément au Dossier Technique (§ 2.3.1), les pannes minces ne sont pas admises en cas d'installation sur toiture existante.

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.

2.3.2. Caractéristiques dimensionnelles

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

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

Les caractéristiques dimensionnelles des champs photovoltaïques sont données dans le "rapport d'aide à la pose" (cf. § 2.3.1). Le poids du système est donné au Tableau 8.

2.3.3. Caractéristiques électriques

2.3.3.1. Conformité à la norme NF EN 61215

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

2.3.3.2. Sécurité électrique

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

2.3.3.3. Performances électriques

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

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

2.3.4. Conception vis-à-vis de la condensation

Les applications du procédé en toitures froides ventilées 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.

L'emploi du procédé est applicable :

- dans le cas d'une installation en toiture partielle (en association avec des éléments de couverture en plaques profilées en fibres-ciment ou plaques nervurées en acier ou aluminium), exclusivement dans le cadre d'une toiture froide ventilée non isolée,
- dans le cas d'une installation en toiture complète, la toiture peut être soit une toiture froide ventilée non isolée, soit une toiture chaude avec isolation sur pannes par feutre tendu bénéficiant d'un Avis Technique.

2.3.4.1. Toitures froides ventilées non isolées

Dans le cadre d'une toiture froide ventilée non isolée, l'emploi du régulateur de condensation en sous-face du bac étanche est systématique.

La toiture est ventilée, c'est-à-dire qu'une ventilation doit circuler sous les bacs de sous-face grâce à des ouvertures à l'égout et au faîtage (*à moins que le bâtiment ne soit ouvert et permette ainsi d'office une ventilation des bacs de sous-face*).

2.3.4.2. Toitures chaudes avec isolation sur pannes par feutre tendu sous Avis Technique

Pour traiter ce type de toiture, il convient de se référer à l'Avis Technique du feutre tendu pour valider l'adéquation du feutre avec le chantier concerné et respecter les consignes de mise en œuvre. Néanmoins, il convient de suivre les spécifications suivantes :

- le feutre tendu est toujours posé sur un grillage tendu (*posé sur pannes*), et ceci quel que soit l'écartement des pannes,
- il convient de respecter un débord du grillage comme du feutre tendu de 200 mm à l'égout et au faîtage, qui sont repliés proprement ensuite,
- les rouleaux de grillage, comme du feutre tendu, doivent être fixés aux pannes faîtières et sablières à l'aide de deux vis "VBS" (*"VBS-6 ou 12" ou VBS-Bois selon l'épaisseur de la panne et la nature de la panne*),
- si la longueur des rouleaux de feutre tendu est plus faible que la longueur du rampant de toiture, il convient de respecter les dispositions de l'Avis Technique pour la jonction transversale des lés (*généralement, cette jonction doit se faire au-dessus d'une panne*).

La pose des bacs de sous-face (*cf. § 2.4.4.4.2*) doit se faire au fur et à mesure de la pose du feutre tendu pour éviter d'endommager l'isolation et permettre de garder visible la ligne des pannes.

Dans le même temps et afin de constituer une toiture chaude, des closoirs (*non fournis, cf. § 2.2.4.4*) doivent être positionnés pour empêcher toute circulation d'air sous les bacs de sous-face. Ces closoirs doivent être utilisés :

- à l'égout : un closoir "profil" doit être positionné et compressé au plus bas, entre les bacs de sous-face de l'installation et le premier élément de charpente (*panne*),
- au faîtage : un closoir "contre-profil" doit être, quant à lui, positionné entre le bac de sous-face et la bavette d'étanchéité supérieure.

2.3.5. Spécifications électriques

2.3.5.1. Généralités

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

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

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

Tous les travaux touchant à l'installation électrique doivent être confiés à des électriciens habilités (cf. *§ 2.9*).

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 V *(liée à la classe II de sécurité électrique)*.

2.3.5.2. Connexion des câbles électriques

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

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

- Liaison intermodules et module/onduleur

  La connexion des modules se fait au fur et à mesure de la pose (*du bas vers le haut*) avant leur fixation : les câbles doivent être attachés en partie inférieure des rails par des colliers de fixation (*non fournis, cf. § 2.2.4.7*). Un autocontrôle de la connexion de chaque module doit être effectué par l'installateur à l'avancement.

Si besoin, la liaison entre les câbles électriques des modules et les câbles électriques supplémentaires (*pour le cheminement d'une rangée à une autre ou pour la liaison des séries de modules au circuit électrique*) doit toujours se faire au travers de connecteurs mâles et femelles du même fabricant, de la même marque et du même type. Pour ce faire, il peut être éventuellement nécessaire de confectionner, grâce à des sertisseuses spécifiques, des rallonges disposant de deux connecteurs de type différents.

- Câbles de liaison équipotentielle des masses

  La mise à la terre du champ photovoltaïque s'effectue en peigne en récupérant, au fur et à mesure de la pose des composants :

  - les masses métalliques des cadres des modules par l'intermédiaire d'un câble de 6 mm² avec cosses faston, rondelles bimétal et vis inox, ou bien de griffes Terragrif™ K2SZ (Figure 14),
  - les masses métalliques de tous les rails :
    - par l'intermédiaire de borniers déportés SOLFIL de la société Mecatraction,
    - lors d'un éclissage, par l'intermédiaire de câbles 6 mm² avec cosses faston, rondelles bimétal et vis inox pour relier les deux rails entre eux.

Cette colonne de rails aluminium sur lesquels sont reliés les modules photovoltaïques est elle-même reliée à un câble principal de terre de 16 mm² par l'intermédiaire d'un bornier déporté de type SOLFIL de Mecatraction.

Ce dispositif s'applique uniquement sur une des deux colonnes de rail qui supportent une colonne de modules.

- Passage des câbles à l'intérieur du bâtiment

  Le passage des câbles vers l'intérieur du bâtiment ne doit jamais être réalisé au travers de la couverture. Ils peuvent éventuellement circuler derrière le bardage *(Figure 15*).

  L'ensemble des câbles doit ensuite être acheminé dans des goulottes repérées et prévues à cet effet conformément aux prescriptions des documents en vigueur suivants : norme NF C 15-100 et guides UTE C 15-712 (*limitation des boucles induites, cheminements spécifiques et distincts…).* Les câbles de liaison équipotentielle des masses jaune-vert ne doivent pas être exposés au soleil.

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 bacs de sous-face du procédé sont eux, obligatoirement mis en place du faîtage à l'égout*).

Les règles de mise en œuvre décrites dans le Dossier Technique et la notice de pose, et les dispositions mentionnées au § 1.2.2.2.1 "Stabilité" doivent être respectées.

Il est également nécessaire de noter que :

- la mise en œuvre requiert un strict respect du "rapport d'aide à la pose" (*positionnement et entraxe de chaque pièce, densité de fixation, etc*.), 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 d'entretien, de maintenance et de réparation du procédé photovoltaïque doivent être assurées par des installateurs agréés par la société DOME SOLAR.

Sur le devis estimatif, les descentes de charges verticales et horizontales sont indiquées au Maître d'Ouvrage.

Chaque mise en œuvre fait l'objet d'une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée, en tenant compte des actions locales (*au sens des NV65 modifiées*), au regard des contraintes maximales admissibles du procédé.

Il est impératif de s'assurer que les toitures, ou partie de toiture, concernées par l'installation du procédé répondent aux DTU en vigueur.

2.4.2. Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé 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 de trois types :

- Compétences en couverture : mise en œuvre en toiture.
- Compétences électriques avec les habilitations électriques adéquates (*"BP" pour le raccordement des modules*) conformément à la norme UTE NF C18-510.
- Qualification et/ou certification pour la pose de procédés photovoltaïques

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, ...*). Les éventuelles lignes de vie doivent être assurées dans la charpente et non dans les bacs de sous-face.

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. Longueur maximale des rampants de toiture

Le procédé peut être utilisé sur des longueurs de rampants de toiture de 40 m maximum. Cette longueur maximale doit être de toute façon inférieure ou égale 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 (*cf. les DTU 40.35, 40.36 et DTU 40.37)*.

2.4.4.2. Traitement des dilatations thermiques

La dilatation des rails est assurée par la rehausse supérieure qui coulisse sur la rehausse inférieure.

Un point fixe pour chaque colonne de rails est toujours positionné en bas du rampant de la toiture grâce à la rehausse de blocage. D'autres points fixes intermédiaires sont positionnés sur la longueur de rampant tous les 2 rails maximum (*soit environ tous les 8 m*). Les rehausses de blocage sont situées en bas de rail.

Les modules ne se trouvent jamais à cheval entre 2 rails au joint de dilatation (*cf. § 2.4.4.4.7*).

2.4.4.3. Préparation de la toiture

Dans le cas d'une pose sur un bâtiment existant couvert, il convient de déposer la couverture existante sur l'emprise du champ photovoltaïque. La surface qui doit être ménagée pour l'implantation du procédé photovoltaïque doit posséder les dimensions indiquées dans le § 2.3.2.

Les lots couverture et installation du système de montage doivent faire partie d'un même projet unique.

2.4.4.4. Pose en partie courante de toiture

2.4.4.4.1. Dispositions pour les bacs de sous-face

Lors de la manutention, il est nécessaire de ne pas griffer ou choquer le revêtement sur la face extérieure des bacs de sous-face, pour éviter la mise à nu du métal, ni le régulateur de condensation sur la face intérieure ou entraîner des déformations des bords et des nervures rendant les profils inaptes à la bonne exécution des travaux.

Tous les dix mètres environ, vérifier l'alignement des plaques suivant le versant et horizontalement et vérifier la distance pour ne pas s'écarter du plan de calepinage en fin de pose.

Dans le cas d'une découpe des plaques nervurées sur le chantier, pour une petite adaptation à une géométrie non prévue de la toiture, seul l'emploi d'une cisaille à tôle ou une grignoteuse est autorisé (*ne jamais utiliser de disque à tronçonner*). De plus, il convient de respecter les dispositions suivantes :

- Faire la coupe au sol, non sur le toit,
- Protéger le revêtement (par bâchage) pour éviter toute dégradation des parties adjacentes,
- Éliminer les bavures,
- Protéger les tranches pendant le stockage et la manipulation,
- Prendre toutes les précautions nécessaires pour éviter rayures ou marquage. Ces dégradations constitueraient des amorces de corrosion dans le temps.

2.4.4.4.2. Positionnement des bacs de sous-face

Les bacs sont toujours utilisés du faîtage à l'égout.

Ils doivent être posés 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 bacs de sous-face est donné par l'emboîtement de la nervure de rive "emboîtante" sur la nervure de rive "emboitée" du bac précédent. Le bac à poser vient recouvrir le bac précédemment posé dans le sens opposé aux vents de pluie dominants.

Une tolérance de -0 mm et + 8 mm sur le pas réel en largeur du bac posé est acceptable, à condition que l'installateur ait préalablement contrôlé que le champ photovoltaïque peut être mis en place sur la toiture puisque cela induit une augmentation de l'écart entre les modules. L'installateur doit mesurer le pas réel du bac de sous-face posé, transmettre cette mesure à la société DOME SOLAR qui refait le calcul des écarts entre modules, et qui renvoie les nouveaux écarts à l'installateur, afin que le calepinage s'accorde avec le vrai pas du bac de sous-face posé. Le rapport d'aide à la pose (*issu du logiciel de dimensionnement de DOME SOLAR*) génère automatiquement les écarts appropriés entre les modules et les modalités de pose des steps porteurs.

Un recouvrement transversal entre les bacs est nécessaire : il est 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 a minima le DTU 40.35 en fonction de la zone climatique et selon la pose avec ou sans complément d'étanchéité.

Sur le dernier bac en haut de pente, il est nécessaire de relever la plage des bacs avec une pince à relever, afin de limiter toute infiltration d'eau.

2.4.4.4.3. Fixation des bacs de sous-face

Les bacs de sous-face doivent être fixés aux pannes de la toiture par l'intermédiaire des rehausses inférieures et des cavaliers traditionnels (Figure 16). Les rehausses inférieures servent non seulement à la fixation du bac de sous-face mais également à celle du rail, tandis que les cavaliers ne servent qu'à la fixation des bacs de sous-face. La pose de ces éléments doit se faire à l'avancement.

Ainsi, il convient de mettre en place en premier lieu les rehausses inférieures (cf. Figure 17), puis de compléter la fixation des bacs de sous-face à l'aide des cavaliers traditionnels et vis de couture (*non fournis, cf. § 2.2.4.1*) selon les règles du DTU 40.35. Les fixations sont placées en sommet de nervure. Les vis utilisées (*fournies, cf. § 2.2.3.7*) sont appelées "VBS" *("VBS-6 ou 12" ou VBS-Bois selon l'épaisseur et la nature de la panne*).

- Principe des rehausses inférieures

  Les rehausses inférieures (RHI2) permettent la mise en place :

  - soit, d'une rehausse supérieure (RHS2) qui coulisse sur la rehausse inférieure (*permettant ainsi la dilatation des rails*),
  - soit, d'une rehausse de blocage (RHB2) qui est fixée en même temps que la rehausse inférieure.

- Fixation des rehausses inférieures

  La fixation des rehausses inférieures (*avec ou sans rehausse de blocage*) est effectuée à travers le bac de sous-face, dans la panne de la charpente :

  - par une vis VBS-6 ou VBS-12 ou VBS-bois en partie courante,
  - par deux vis VBS-6 ou VBS-12 ou VBS-bois en rive du bâtiment sur une largeur de 1,20 m en cas de vent Zone 3 site exposé ou Zone 4 (*cf. "rapport d'aide à la pose" pour nature, longueur et nombre de vis*).

Les vis VBS-Bois ont un ancrage de 50 mm minimum dans les pannes bois.

La position de la première colonne de rehausses est la 2ème onde du bac de sous-face par rapport au début du champ photovoltaïque.

- Fixation des rehausses inférieures avec les rehausses de blocage

Les rehausses de blocage sont utilisées pour supporter tout le poids d'une colonne de rails (*et les efforts associés*) : elles servent donc de butée pour éviter le glissement de l'installation. En conséquence, elles sont nécessaires en bas de l'installation (*sur chaque colonne de rails*), et à chaque rupture de colonne tous les 8 m environ.

Leur fixation est identique à la fixation des rehausses inférieures (Figure 18), c'est-à-dire que le nombre de vis, 1 ou 2 vis, dépend de la zone de toiture.

Répartition des rehausses : elle est indiquée dans le logiciel de dimensionnement.

Répartition des rehausses pour diminuer le porte-à-faux du module final : sur le dernier step porteur, si le porte-à-faux du module est supérieur à 500 mm, une colonne de rails est rajoutée.

Au fur et à mesure de la pose du système, les limailles de perçage doivent être éliminées. Il faut procéder à un nettoyage complet avant la pose des rails (*nettoyage à la brosse nylon et à l'eau claire, sans détergent ou par soufflerie…*).

- Fixation des rehausses de faîtage

Pour la panne de faîtage recouverte par la plage de la faîtière et ne permettant pas la mise en place de la rehausse inférieure, la rehausse de faîtage remplace la rehausse inférieure (Figure 19). La rehausse de faîtage n'est utilisée au faîtage qu'une seule fois par colonne de rails. Son mode de fixation est identique à celui de la rehausse inférieure.

- Pose de la cale intercalaire d'onde

Si le bac de sous-face a une hauteur d'onde 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 sous la partie inférieure de la rehausse inférieure en alignant les deux trous qui vont permettre le passage des VBS.

2.4.4.4.4. Pose des rehausses supérieures

En partie courante, la rehausse supérieure vient coulisser sur la rehausse inférieure qui lui sert de support (Figure 20) : elle se met en place en glissant du haut vers le bas, jusqu'à l'ergot qui fait butée. La rehausse supérieure ainsi enclenchée autour de la rehausse inférieure vient supporter et empêcher le soulèvement du rail qui y est fixé. Ce système coulissant permet la dilatation du rail.

2.4.4.4.5. Pose des rails

Les rails sont posés au droit des nervures des éléments de sous-face et fixés sur les rehausses supérieures ou de blocage (Figure 21) avec une ou deux vis VOS. Le nombre de ces vis VOS est défini par le logiciel de dimensionnement et indiqué dans le "rapport d'aide à la pose" pour la configuration du chantier (*entraxe de panne, charges climatiques et situation sur la toiture*).

Le premier rail est posé et fixé en bas de pente avec un porte-à-faux maximum de 200 mm (série S) ou 230 mm (série M) par rapport à l'axe de la rehausse inférieure et au minimum à l'aplomb de l'extrémité basse de la rehausse inférieure. Toutefois, pour des entraxes de pannes inférieurs ou égaux à 1,10 m, un porte-à-faux de 120 mm maximum des rails série S est accepté.

Les entraxes entre rails sont dépendants du pas d'onde des éléments de sous-face et de la longueur des modules : des exemples de configurations sont fournis Figure 22. On appelle "step porteur" l'entraxe "standard" de deux rails qui permet de soutenir un module, cet espacement est d'environ 1 m. Le "step d'espacement" est situé entre deux "steps porteurs" : il est d'environ 667 mm pour les éléments de sous-face avec un pas d'onde de 333 mm et il est d'environ 750 mm pour les éléments de sous-face avec un pas d'onde de 250 mm. Le "step de séquence" est un step intermédiaire qui permet, quand arrive un décalage, de retrouver le "step porteur" et d'éviter que le porte-à-faux des modules ne dépasse 0,5 m.

En rive, les modules doivent toujours avoir des débords inférieurs ou égaux à ceux d'un module centré sur les rails : en conséquence, il est parfois nécessaire d'utiliser un troisième rail supportant les modules (cf. Figure 23). Dans ce cas, le module est maintenu par 3 paires de serreurs.

2.4.4.4.6. Éclissage

Pour mettre en place un éclissage entre deux rails (Figure 24), il suffit de faire glisser l'éclisse dans les rainures extérieures des rails pour que la jonction se fasse au milieu de l'éclisse. Le rail supérieur est fixé à l'éclisse par une VOS au travers de la gorge centrale du rail. S'il est nécessaire de mettre en place un point fixe, c'est-à-dire tous les 8 m de rails (Figure 25), l'éclisse n'est fixée que sur le rail supérieur en laissant un joint de dilatation de 20 mm minimum entre les deux rails.

Au besoin, un insert (*ou deux*) de rail de 70 mm est ajouté au centre de l'éclisse pour ajuster la longueur de la section afin de respecter les porte-à-faux maximum de chaque élément (*c'est le logiciel de dimensionnement qui le détermine*).

Le dernier rail au faîtage doit être coupé au minimum à 90 mm après l'axe de la rehausse ou 30 mm après le dernier module si celui-ci est en porte-à-faux.

Au faîtage, le porte-à-faux du rail ne peut pas dépasser 390 mm pour la série S et 430 mm pour la série M. Toutefois, pour des entraxes de pannes inférieurs ou égaux à 1,10 m, un porte-à-faux de 120 mm maximum des rails série S est accepté.

Au niveau des joints de dilatation, les modules ne doivent pas chevaucher l'éclissage (cf. § 2.4.4.4.7).

2.4.4.4.7. Pose des modules

Les modules sont posés uniquement en mode paysage (Figure 26), avec leur plus grande longueur perpendiculaire à la ligne de pente de la toiture. Ils doivent être posés de droite à gauche et de bas en haut. Le premier module doit être posé centré sur les premiers rails, cet entraxe est d'environ 1 m : on appelle cela le premier "step porteur". Dans le sens du rampant, il doit être posé à 40 mm minimum de l'extrémité basse du rail.

Par la suite, selon leur longueur, les modules sont, soit toujours centrés, soit décalés par rapport aux rails au fur et à mesure de la pose (cf. Tableau 4 à Tableau 7). 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, au regard du logiciel de dimensionnement de la société DOME SOLAR. 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.

Au niveau des joints de dilatation, les modules ne doivent pas chevaucher l'éclissage et doivent donc être maintenus par des serreurs d'extrémité de part et d'autre de l'éclissage de dilatation.

Selon leur positionnement dans le champ photovoltaïque, les modules sont fixés par des serreurs intermédiaires (*chaque serreur reprend deux modules*) ou par des serreurs d'extrémité (*chaque serreur ne reprend qu'un seul module en périphérie du champ ou au joint de dilatation*). Ainsi les serreurs d'extrémité sont utilisés en périphérie du champ ou au niveau des joints de dilatation du champ. Pour la fixation de ces serreurs, l'écrou prisonnier est inséré dans le rail en le tournant de 90°, puis le tout est serré par la vis V8 dans le serreur et l'écrou.

Le cadre du module doit être positionné contre la partie verticale du serreur sans laisser de jeu. Dans le sens de l'égout, l'écartement à respecter entre chaque colonne de modules est de 10 mm.

2.4.4.4.8. Pose des abergements latéraux

Les bavettes d'étanchéité latérales BEL (*non fournies*, *cf. § 2.2.4.2.1*) permettent de traiter les jonctions latérales entre le champ photovoltaïque et les éléments de couverture autour (cf. *Figure 27*). Elles sont conçues de façon à avoir une marge pour absorber les tolérances de réglage ou d'alignement ou de mesures.

Chaque BEL a une longueur standard de 3,20 m. Le dernier tronçon vers le faîtage complète en longueur le rampant, sans jamais être plus court que 1,00 m.

Le recouvrement entre BEL doit être conforme au DTU 40.35. De bas en haut, la rive basse de la BEL à poser vient recouvrir la rive haute de la BEL inférieure déjà posée. La pose d'un complément d'étanchéité est obligatoire au niveau de chaque recouvrement transversal. Il se place à 150 mm de la rive haute du bac inférieur.

Les BEL sont fixées sur toutes les pannes, par-dessus l'onde du bac, avec une VBS (*VBS-6, VBS-12 ou VBS-Bois selon les pannes*) munie d'une rondelle d'étanchéité prémontée.

Pour les plaques nervurées, la bavette d'étanchéité latérale doit être utilisée en association avec des pontets pour soutenir les ondes des plaques.

2.4.4.5. Pose aux abords des extrémités de toiture.

Les raccordements des bacs de sous-face à l'égout, aux rives et au faîtage doivent être traités conformément au DTU 40.35.

Dans le cas d'une mise en œuvre en toiture partielle en association avec des plaques nervurées ou profilées (Figure 28), la faîtière des plaques existantes vient rejoindre celle des plaques nervurées du procédé au milieu de la partie plane des bavettes d'étanchéité latérales (BEL) avec un recouvrement minimum de 200 mm. Un redécoupage du crantage de la faîtière existante avec une cisaille est exécuté sur chantier pour permettre l'emboîtement avec la BEL. La plage en extrémité haute de la BEL Fibro (*cas de plaques profilées existantes*) doit être relevée de façon à faire une aile verticale, sauf dans le cas d'un appentis dont la couverture déborde simplement en faîtage.

2.5. Utilisation, entretien et réparation

2.5.1. Généralités

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

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

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

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

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

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

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

Pour tout entretien ultérieur, accès, contrôle et réparation, l'utilisation de matériels adaptés (*par exemple nacelles*) est obligatoire. Ne négliger aucune mesure de sécurité.

2.5.2. Maintenance du champ photovoltaïque

DOME SOLAR recommande la mise en place d'un contrat de maintenance entre son client installateur et le client final. Une bonne maintenance du système permet d'assurer des performances optimales. Cette maintenance périodique (*au minimum annuelle*) consiste :

- Pour le procédé :
  - Contrôler le niveau de serrage des serreurs maintenant les modules,
  - Dégager les corps étrangers pouvant se trouver emprisonnés entre les modules ou se coller sur le bac (*feuilles, ...*)
  - Opérer un contrôle visuel qui consiste à détecter certaines anomalies telles que :
    - Une vis de fixation desserrée,
    - Un joint d'étanchéité déplacé,
    - Une partie détériorée,
    - Etc.
- Pour les modules :
  - Nettoyer la surface vitrée avec de l'eau et une éponge douce. En complément, un agent nettoyant doux et non corrosif peut être utilisé,
  - Opérer un contrôle visuel qui consiste à détecter certaines anomalies telles que :
    - Un verre cassé,
    - Une oxydation des circuits internes et des points de soudage aux cellules,
    - Un connecteur débranché,
    - Un vieillissement anormal des câbles électriques,
    - Etc.

2.5.3. Maintenance électrique

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

2.5.4. Remplacement d'un module

En cas de bris de glace d'un module ou d'endommagement d'un module photovoltaïque, il convient de le faire remplacer en respectant la procédure suivante :

- Étape 1 : déconnecter l'onduleur du réseau en ouvrant le disjoncteur AC placé entre ce dernier et le compteur de production.
- Étape 2 : déconnecter le générateur photovoltaïque en ouvrant l'interrupteur sectionneur DC placé entre les modules photovoltaïques et l'onduleur.
- Étape 3 : démonter les pièces d'attache SI ou SE du module concerné.
- Étape 4 : afin de maintenir en place les modules adjacents, insérer des serreurs SE sur les deux modules adjacents en haut et en bas.
- Étape 5 : soulever légèrement le module du côté de la mise à la terre. Dévisser le cordon de la mise à la terre se trouvant sur le module.
- Étape 6 : déconnecter le module.
- Étape 7 : retirer le module.
- Étape 8 : veiller à ne pas mettre les connecteurs débrochés en contact entre eux ou des pièces métalliques du système (*cadre de module, rail de fixation, bac de sous-face...*).
- Étape 9 : si le module n'est pas remplacé immédiatement, utiliser les serreurs d'extrémité SE pour refixer les modules adjacents haut et bas.
- Étape 10 : installer le nouveau module dans le sens inverse de la procédure du démontage tout en connectant les polarités et la liaison équipotentielle des masses.
- Étape 11 : vérifier le bon fonctionnement de la série de modules concernés (*mesurer sa plage de tension en circuit ouvert et vérifier son adéquation avec la plage d'entrée de l'onduleur*).
- Étape 12 : reconnecter le générateur photovoltaïque en fermant l'interrupteur sectionneur DC.
- Étape 13 : reconnecter 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.

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. Bacs de sous-face

Les bacs de sous-face sont fabriqués par les sociétés ARCELOR MITTAL, BACACIER, JORISIDE et MONOPANEL.

Ces dernières disposent, pour chaque livraison, d'un numéro de lot en rapport avec la bobine d'acier utilisée.

Les tolérances de fabrication sont identiques à celles portées dans la norme NF P 34-401.

Les bacs de sous-face ne sont pas forcément fournis par la société DOME SOLAR.

2.7.3. Rail, éclisse et serreurs

Les rails, les éclisses et les serreurs sont réceptionnés et contrôlés sur le site de la société DOME SOLAR à Rezé en France, certifié ISO 9001:2015.

2.7.4. Rehausses

Les rehausses et entretoises sont réceptionnées et contrôlées sur le site de la société DOME SOLAR à Rezé en France, certifié ISO 9001:2015.. Les rehausses ont une tolérance sur la hauteur de ± 0,5 m. La Figure 13 donne des exemples de chaînes de cotes.

2.7.5. Contrôles à réception

Au sein des sociétés distribuant les composants du système, divers contrôles sont opérés à la réception de ceux-ci. Il s'agit d'abord de contrôles visuels et d'autre part, de contrôles dimensionnels qui sont effectués avec des outils spécifiques (*mètre, pied à coulisse, palmer…*). Ces contrôles sont menés sur un échantillonnage d'environ 5 % au hasard de la livraison.

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. Autres constituants du procédé

Les petits composants du procédé (v*isserie, serreurs, éclisses, rehausses etc.*) sont conditionnés soit dans des poches, soit dans des cartons. Sur chaque emballage, une étiquette indique la référence du produit ainsi que le nombre. Ces pièces et composants sont stockés chez la société DOME SOLAR dans un endroit sec et aéré à l'abri de la pluie.

Les plaques nervurées, faisant partie de la fourniture du procédé, peuvent être livrées directement par le fabricant. Il convient de respecter les préconisations mentionnées par ce dernier (*transport dans des conditions qui préservent les produits de l'humidité, stockage sous abri ventilé, plaques inclinées dans le sens des nervures*).

2.8.3. Préparation des chantiers

Un préparateur de commande dispose des nomenclatures de ces chantiers, sur lesquelles sont indiquées les références des pièces et leur quantité.

2.9. Formation

La société DOME SOLAR dispense dans ses locaux ou sur site une formation théorique et pratique (*sur maquette*) sur le procédé ainsi que sur le dimensionnement de ses éléments.

La formation est dispensée à chaque nouvel installateur par DOME SOLAR. La société DOME SOLAR tient à jour une liste d'entreprises agréées par ses soins.

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.

Chaque client reçoit systématiquement une assistance technique de la part de la société DOME SOLAR pour sa première installation photovoltaïque.

La société DOME SOLAR assure ensuite l'assistance technique des installateurs par téléphone ou sur site selon la difficulté rencontrée.

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

2.11. Mention des justificatifs

2.11.1. Résultats expérimentaux

- Les modules photovoltaïques ont été vérifiés par le CSTB selon les critères d'acceptation du présent Avis Technique. La liste des références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT sur la page de la fiche détaillée de l'Avis Technique 21/18-63_V3 (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 MQT 16 ont été réalisés doit être au moins égale à 5 400 Pa (charge d'essai).
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61730 et certifiés comme appartenant à la classe II de sécurité électrique jusqu'à une tension maximum de 1 000 V DC
- Le procédé photovoltaïque a été testé par le CSTB selon la norme NF EN 12179 pour des essais de résistance à la pression du vent avec les modules de la grille de vérification.
- Les serreurs d'extrémité et les serreurs intermédiaires ont été testés en résistance à l'arrachement (*traction*) et en traction latérale sur le serreur d'extrémité par le laboratoire ELTEC.
- Les rehausses inférieures assemblées aux rehausses supérieures ont été testées en résistance à la traction et à la compression par le laboratoire ELTEC.
- Des essais de résistance de l'ergot des rehausses supérieures ont été effectués par le laboratoire ELTEC pour déterminer sa limite élastique.
- Des essais de flexion/cisaillement ont été conduits sur une colonne de quatre rehausses inférieures dans les trois configurations suivantes : fixation à l'aide d'une vis VBS-6 sur des pannes Z de 2 mm d'épaisseur ou à l'aide d'une vis VBS-12 sur des pannes IPE de 8 mm d'épaisseur ou à l'aide d'une vis VBS-Bois sur des pannes bois.
- Des essais de cisaillement sur les vis VBS-6, VBS-12 et VBS-Bois ont été effectués par la société ETANCO.
- Des essais d'arrachement et de cisaillement de la vis VOS ont été effectués par la société ETANCO.
- Des essais de résistance à l'écrasement de nervure sous la rehausse de faîtage ont été effectués sous contrôle d'un huissier de justice.
- Des essais de durabilité de la liaison équipotentielle des masses à l'aide des griffes Terragrif™ K2SZ en association avec le procédé Kogysun + ont été effectués par le LCIE (*rapports n° 150501-713997 et 153578-716029*).

2.11.2. Références chantiers

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis octobre 2014.

Environ 650 000 m^2 ont été commercialisés en France à ce jour dont environ 20 % en version non centrée.

Depuis 2019 et la repise du procédé par la société DOME SOLAR, 13 800 m² ont été installés.

2.12. Annexe du Dossier Technique

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

Sommaire des tableaux

Tableau 1 - Guide de choix des matériaux selon l'exposition atmosphérique 26
Tableau 2 - Revêtements des bacs de sous-face de la société ARCELORMITTAL CONSTRUCTION FRANCE..... 27
Tableau 3 – Illustration des configurations possibles du procédé (toiture partielle ou complète) avec les pentes associées.... 28
Tableau 4- Charges admissibles pour la série S avec modules posés "centrés" sur leurs appuis et ceci sur toute la toiture.... 29
Tableau 5- Charges admissibles pour la série S avec modules posés "non centrés" sur leurs appuis..... 30
Tableau 6- Charges admissibles pour la série M avec modules posés "centrés" sur leurs appuis et ceci sur toute la toiture ... 31
Tableau 7- Charges admissibles pour la série M avec modules posés "non centrés" sur leurs appuis 32
Tableau 8 –Poids du système (sans le poids du module)..... 33

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

Composant	**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* (< 3 km)*	*Mixte*	
Revêtements standards										
Cadre des modules photovoltaïques	Aluminium de série supérieure à 6000	anodisation 10 µm minimum	●	●	□	●	●	□	□	□
Bacs de sous-face	Acier S320 GD	Z225 + 25 µm Polyuréthane de catégorie III	●	●	□	●	□	□	□	□
		Z225 + 25 µm Polyester RC3 – RUV4 de catégorie III	●	●	□	●	□	□	□	□
Rehausses	Acier S235JR	Z350	●	□	-	□	-	-	-	□
Rail, éclisse, serreurs, cale	Aluminium EN AW- 6106 T6 ou 6060 T66 ou 6060 T6	Brut	●	●	□	●	●	□	□	□
Revêtements optionnels										
Bacs de sous-face	Acier S320 GD	Z225 + 35 µm Polyester RC4 – RUV4 de catégorie IV	●	●	□	●	●	□	□	□
Rehausses	Acier S235JR	Z350 + Peinture polyester ou polyuréthane 35 µm mini	●	●	□	●	●	□	□	□
		Z350 + Peinture polyester ou polyuréthane 80 µm mini	●	●	□	●	●	□	□	□
Rail, éclisse, serreurs	Aluminium EN AW-6106 T6 ou 6060 T66	Peinture polyester ou polyuréthane 35 µm mini	●	●	□	●	●	□	□	□
		Peinture polyester ou polyuréthane 60 µm mini ou anodisation incolore 20 µm	●	●	□	●	●	□	□	□
Visserie et fixations										
VBS	Acier cémenté zingué	Supracoat 2C	●	●	□	●	●	□	□	□
vis serreur	Inox 1.4301	-	●	●	□	●	●	□	□	□
VOS	Inox 1.4404	-	●	●	□	●	●	□	□	□
griffes K2SZ	Inox 1.4310	-	●	●	□	●	-	-	-	-

Les expositions atmosphériques sont définies dans les annexes des normes NF P 34-301, NF P 24-351, DTU 40.36 et DTU 40.41

● : Matériau adapté à l'exposition

□ : Matériau dont le choix définitif ainsi que les caractéristiques particulières doivent être arrêtés après consultation et accord du fabricant

- : Non adapté à l'exposition

** : à l'exception du front de mer*

Tableau 2 - Revêtements des bacs de sous-face de la société ARCELORMITTAL CONSTRUCTION FRANCE

(conformément aux préconisations de la société ArcelorMittal Construction France)

	Atmosphères extérieures							
Revêtement de finition sur la face exposée	**Rurale Non pollué**	**Industrielle ou urbaine**		**Marine**				**Spéciale**
		Normale	Sévère	20 km à 10 km	10 km à 3 km	Bord de mer* (< 3 km)	Mixte	
HAIRULTRA simple face	●	●	□	●	●	□	-	-
HAIREXCEL simple face	●	●	□	●	●	□	□	□
SINEA simple face	●	●	□	●	●	□	□	□

● : Matériau adapté à l'exposition

□ : Matériau dont le choix définitif ainsi que les caractéristiques particulières doivent être arrêtés après consultation et accord de la société ARCELORMITTAL Construction France

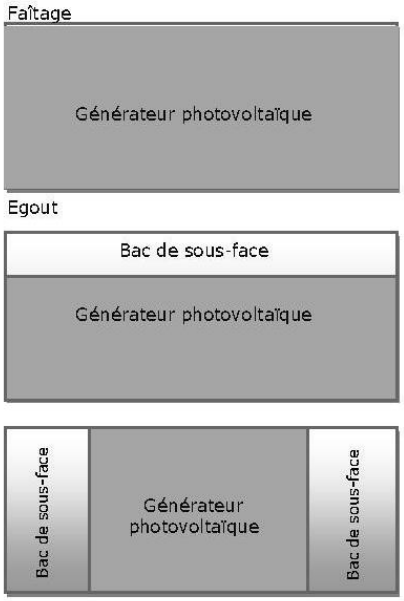
- : Non adapté à l'exposition

* : à l'exception du front de mer

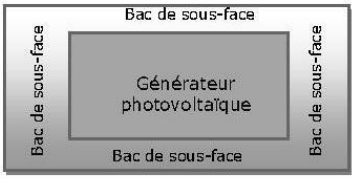
Tableau 3 – Illustration des configurations possibles du procédé (toiture partielle ou complète) avec les pentes associées

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

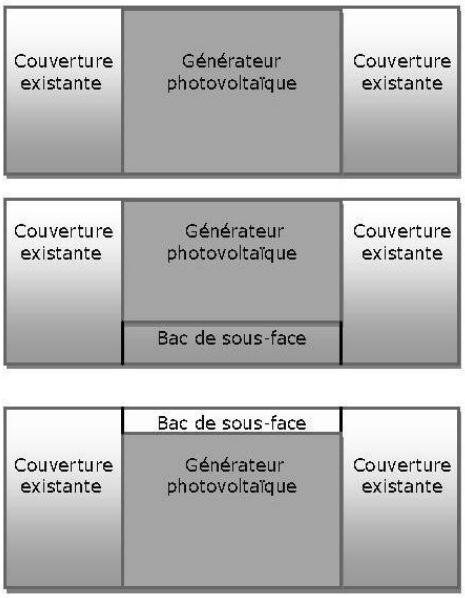
Cas 1 : <u>Procédé en toiture complète</u> :



Conditions	Pente minimale en %	Angle minimal en degré	Pente maximale en %	Angle maximal en degré
Bac de sous-face de longueur égale à celle du rampant. Pas de pénétration dans le bac de sous-face	5%	3°	30% rail série S 50% rail série M	17° rail série S 27° rail série M
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°	30% rail série S	17° rail série S
Plaque profilée de fibres-ciment	21%	12°	50% rail série M	27° rail série M

<u>NOTA</u> : Dans tous les cas (1 et 2), les parties de toiture se trouvant en aval ou en amont du générateur PV, seront traitées avec du bac de sous-face seul.

Tableau 4- Charges admissibles pour la série S avec modules posés "centrés" sur leurs appuis et ceci sur toute la toiture

RAIL S - MODULES CENTRÉS			
Groupe de modules	Entraxe de pannes (m)	Neige normale selon NV 65 modifiées* (Pa)	Vent normal selon NV 65 modifiées* (Pa)
A	2,00	515	665
	1,90	723	798
	1,80	1 011	798
	1,70	1 050	1 037
	1,60	1 347	1 246
	1,40	1 684	1 246
	1,32	1 800	1 246
	1,10	1 800	1 311
B	2,00	442	571
	1,90	621	685
	1,80	868	685
	1,70	902	891
	1,60	1 157	1 070
	1,40	1 446	1 070
	1,32	1 642	1 070
	1,10	1 800	1 125
C	2,00	412	532
	1,90	579	638
	1,80	809	638
	1,70	841	830
	1,60	1 079	998
	1,40	1 348	998
	1,32	1 531	998
	1,10	1 689	1 049

* : vérification selon le cahier du CSTB n°3803 (un calcul plus précis est possible selon les règles NV 65 modifiées)

Tableau 5- Charges admissibles pour la série S avec modules posés "non centrés" sur leurs appuis

RAIL S - MODULES NON CENTRÉS			
Groupe de modules	Entraxe de pannes (m)	Neige normale selon NV 65 modifiées* (Pa)	Vent normal selon NV 65 modifiées* (Pa)
A	1,9	535	798
	1,8	723	798
	1,7	783	997
	1,6	1 011	1 037
	1,4	1 268	1 038
	1,32	1 437	1 038
	1,1	1 585	1 038
B	1,9	459	685
	1,8	621	685
	1,7	672	856
	1,6	868	890
	1,4	1 089	891
	1,32	1 233	891
	1,1	1 361	891
C	1,9	428	638
	1,8	579	638
	1,7	627	798
	1,6	809	830
	1,4	1 015	831
	1,32	1 150	831
	1,1	1 269	831

* : vérification selon le cahier du CSTB n°3803 (un calcul plus précis est possible selon les règles NV 65 modifiées)

Tableau 6- Charges admissibles pour la série M avec modules posés "centrés" sur leurs appuis et ceci sur toute la toiture

RAIL M - MODULES CENTRÉS			
Groupe de modules	Entraxe de pannes (m)	Neige normale selon NV 65 modifiées* (Pa)	Vent normal selon NV 65 modifiées* (Pa)
A	2,30	476	665
	2,20	476	665
	2,10	659	665
	2,00	659	798
	1,90	971	798
	1,80	1 318	1 037
	1,60	1 556	1 196
	1,40	1 800	1 246
	1,32	1 800	1 333
B	2,30	408	571
	2,20	408	571
	2,10	566	571
	2,00	566	685
	1,90	834	685
	1,80	1 131	890
	1,60	1 335	1 027
	1,40	1 582	1 070
	1,32	1 710	1 232
C	2,30	381	532
	2,20	381	532
	2,10	527	532
	2,00	527	638
	1,90	777	638
	1,80	1 055	830
	1,60	1 245	958
	1,40	1 475	997
	1,32	1 594	1 149

* : vérification selon le cahier du CSTB n°3803 (un calcul plus précis est possible selon les règles NV 65 modifiées)

Tableau 7- Charges admissibles pour la série M avec modules posés "non centrés" sur leurs appuis

RAIL M - MODULES NON CENTRÉS			
Groupe de modules	Entraxe de pannes (m)	Neige normale selon NV 65 modifiées* (Pa)	Vent normal selon NV 65 modifiées* (Pa)
A	2,10	476	665
	2,00	476	798
	1,90	733	798
	1,80	941	1 037
	1,60	1 149	1 037
	1,40	1 357	1 246
	1,32	1 476	1 246
B	2,10	408	571
	2,00	408	685
	1,90	629	685
	1,80	808	890
	1,60	987	890
	1,40	1 165	1 070
	1,32	1 267	1 070
C	2,10	381	532
	2,00	381	638
	1,90	587	638
	1,80	753	830
	1,60	920	830
	1,40	1 086	997
	1,32	1 182	997

* : vérification selon le cahier du CSTB n°3803 (un calcul plus précis est possible selon les règles NV 65 modifiées)

Tableau 8 –Poids du système (sans le poids du module)

BAC DE SOUS-FACE EN 63/100							BAC DE SOUS-FACE EN 75/100						
COMPOSANT avec un écartement moyen de pannes de 1,50 m	**POIDS version non isolée**	**Poids version isolée feutre tendu avec grillage**				**UNITE**	**COMPOSANT avec un écartement moyen de pannes de 1,50 m**	**POIDS version non isolée**	**Poids version isolée feutre tendu avec grillage**				**UNITE**
Epaisseur isolant (mm)	0	60	80	100	120		Epaisseur isolant (mm)	0	60	80	100	120	
Bac de sous-face 63/100	6,03					kg/m²	Bac de sous-face 75/100	7,18					kg/m²
Régulateur de condensation	0,12	-	-	-	-	kg/m²	Régulateur de condensation	0,12	-	-	-	-	kg/m²
Feutre tendu + grillage	-	0,90	1,14	1,36	1,58	kg/m²	Feutre tendu + grillage	-	0,90	1,14	1,36	1,58	kg/m²
Ossature secondaire et éclisse	1,30					kg/m²	Ossature secondaire et éclisse	1,30					kg/m²
Réhausses inférieures, supérieures et de blocage	1,17					kg/m²	Réhausses inférieures, supérieures et de blocage	1,17					kg/m²
Fixations	0,15					kg/m²	Fixations	0,15					kg/m²
TOTAL	**8,77**	**9,55**	**9,75**	**10,01**	**10,23**	**kg/m²**	**TOTAL**	**9,92**	**10,70**	**10,94**	**11,16**	**11,38**	**kg/m²**

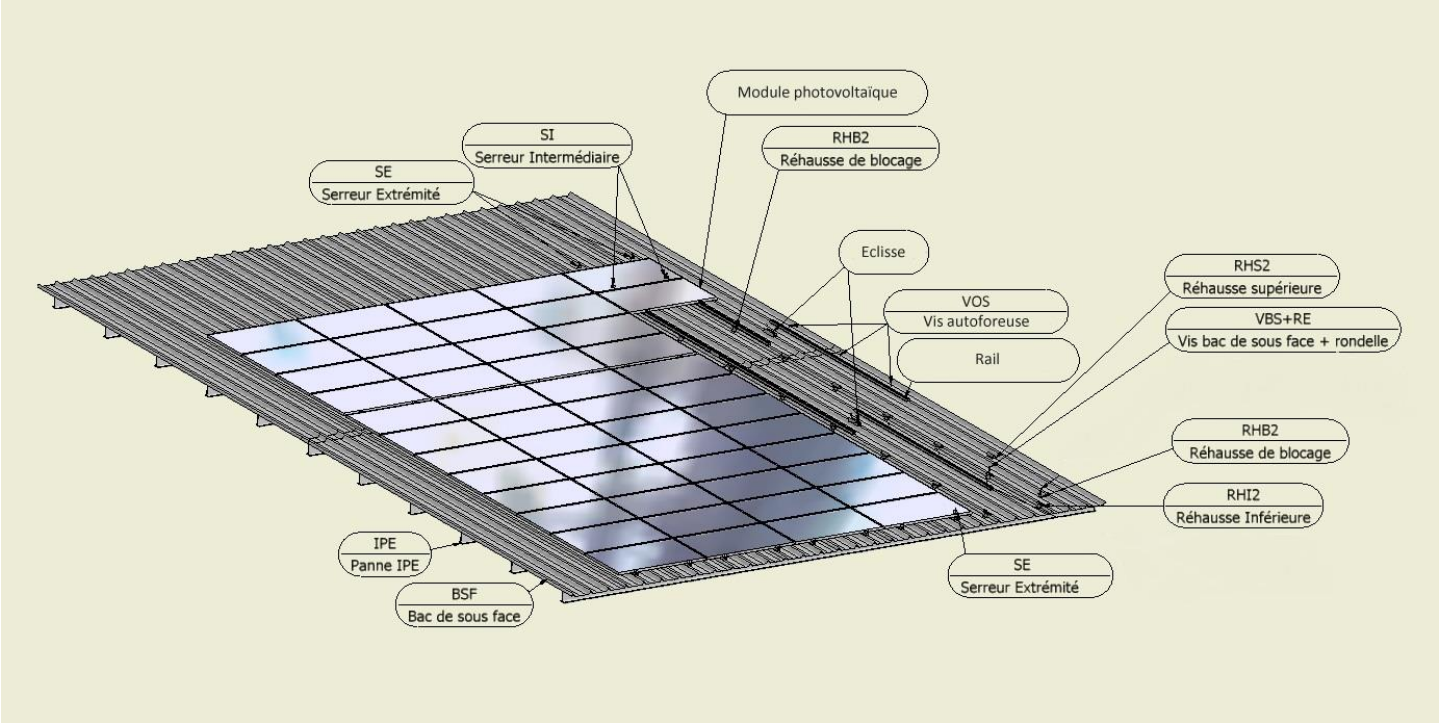
3. Annexes graphiques

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

Sommaire de figures

Figure 1 – Schémas éclaté et coupe générale du procédé 35
Figure 2 – Définition de pose des modules (a) "centrés" et (b) "non centrés" 36
Figure 3 – Bacs de sous-face 37
Figure 4 – Rehausse inférieure (Brevet FR1005097) 38
Figure 5 – Rehausse supérieure (Brevet FR1005097) 38
Figure 6 – Rehausse de blocage 39
Figure 7 – Rehausse de faîtage 39
Figure 8 – Joints des rehausses 39
Figure 9 – Rails 40
Figure 10 – Éclisses 40
Figure 11 – Serreurs 41
Figure 12 –Bavettes d'étanchéité latérales pour raccord aux éléments de couverture 42
Figure 13 – Illustration des tolérances dimensionnelles entre rehausse / nervure de bac / cale intercalaire d'onde 42
Figure 14 – Schéma de principe du câblage et de la liaison équipotentielle des masses 43
Figure 15 – Cheminement des câbles et exemple de passage des câbles à l'intérieur du bâtiment 44
Figure 16 – Principe de répartition des fixations des bacs de sous-face 45
Figure 17 – Mise en place de la rehausse inférieure 46
Figure 18 - Illustration de la fixation des bacs de sous-face à l'aide des rehausses inférieures avec la rehausse de blocage 47
Figure 19 – Illustration de l'utilisation de la rehausse de faîtage 47
Figure 20 – Illustration de l'utilisation de la rehausse supérieure sur la rehausse inférieure 48
Figure 21 - Fixation du rail sur la rehausse de blocage ou la rehausse supérieure 49
Figure 22 – Calepinage des rails 50
Figure 23 – Répartition des rehausses pour diminuer le porte-à-faux du module final 51
Figure 24 – Éclissage à la jonction de deux rails 52
Figure 25 – Éclissage au joint de dilatation 52
Figure 26 – Mise en place des modules avec les serreurs intermédiaires (SI) ou d'extrémité (SE) 53
Figure 27 – Illustration du traitement des parties latérales du champ photovoltaïque 54
Figure 28 – Mise en œuvre au faîtage en toiture partielle 55

Figure 1 – Schémas éclaté et coupe générale du procédé



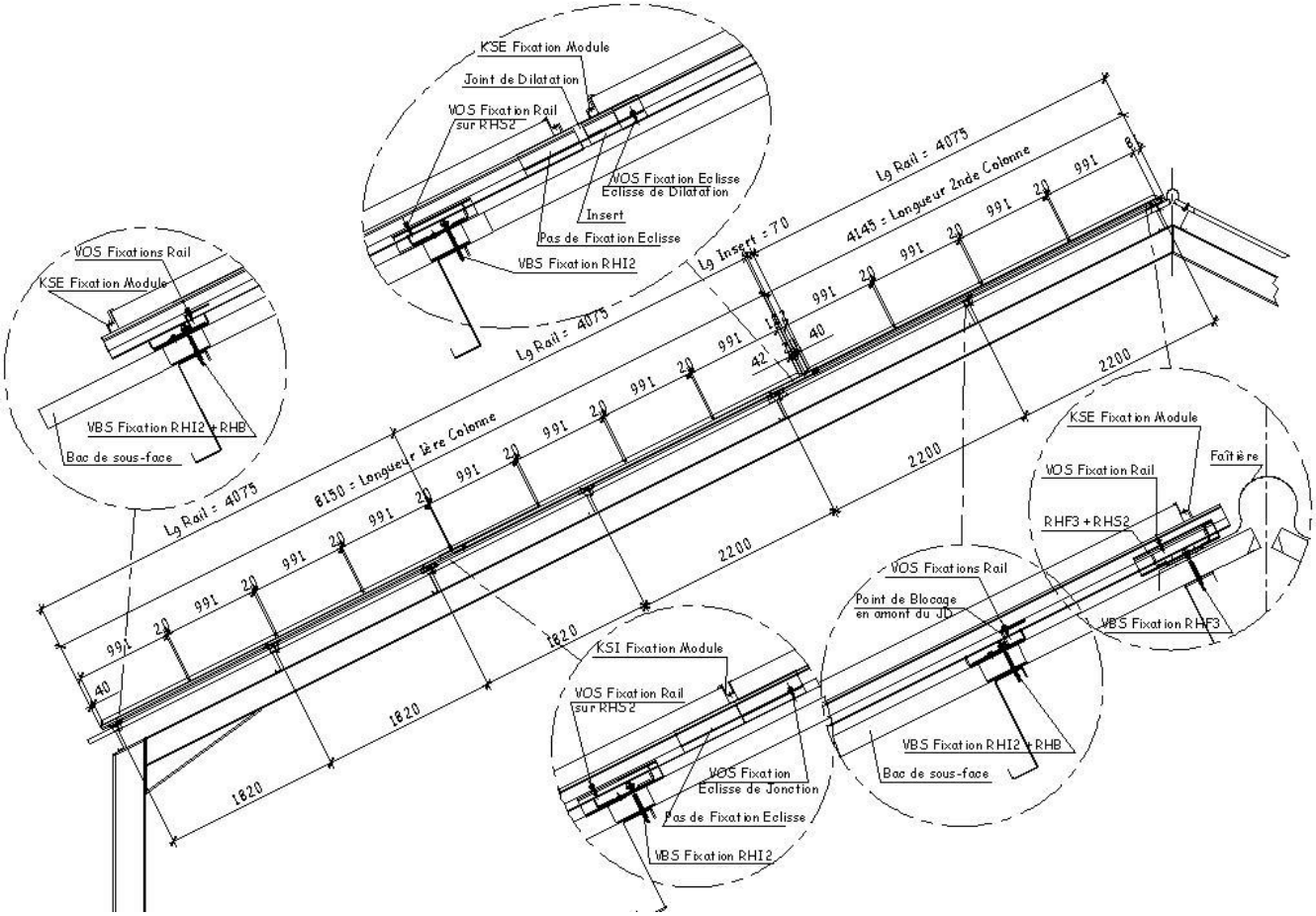


Figure 2 – Définition de pose des modules (a) "centrés" et (b) "non centrés"

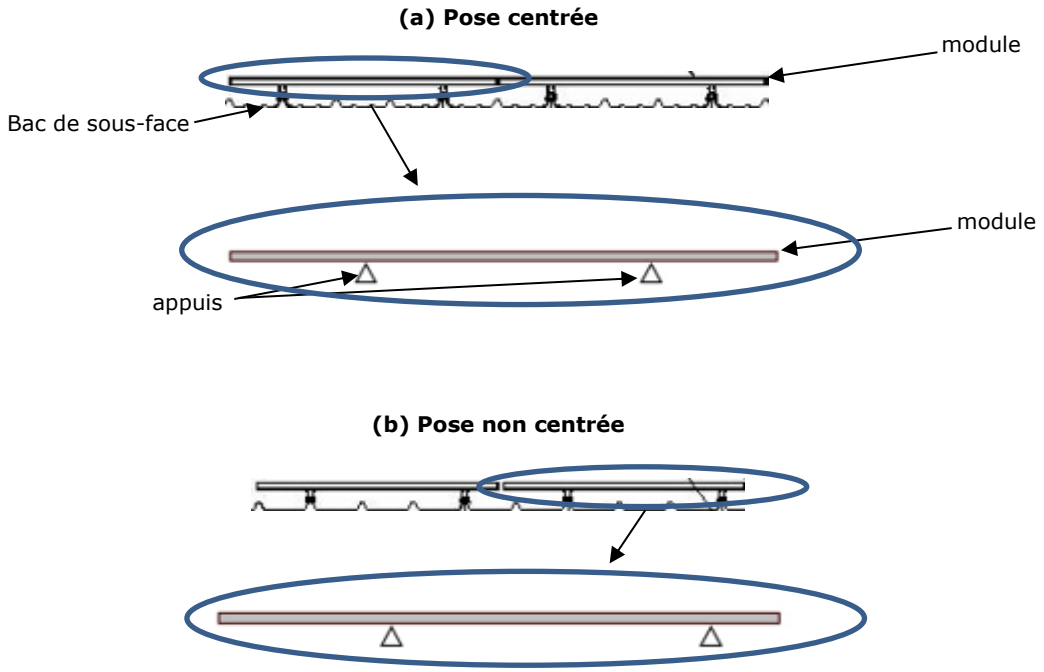
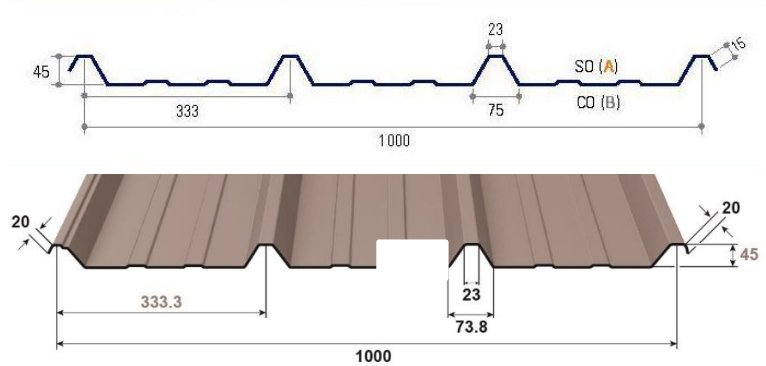
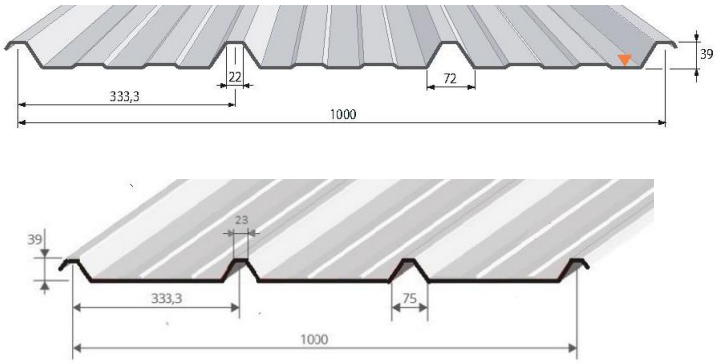


Figure 3 – Bacs de sous-face

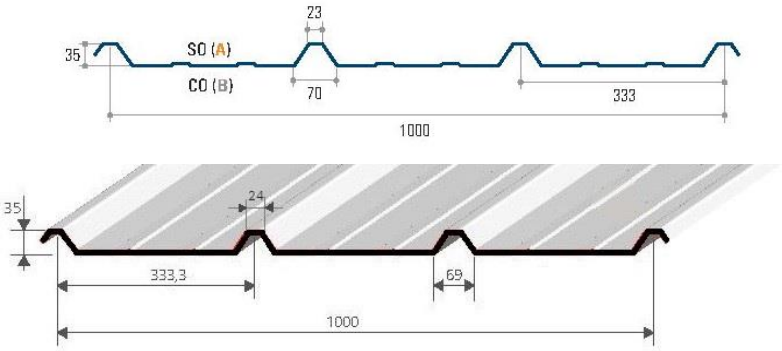
45.333



39.333



35.333



40.250

35.250

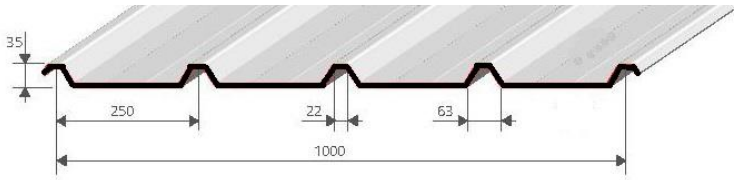


Figure 4 – Rehausse inférieure (Brevet FR1005097)

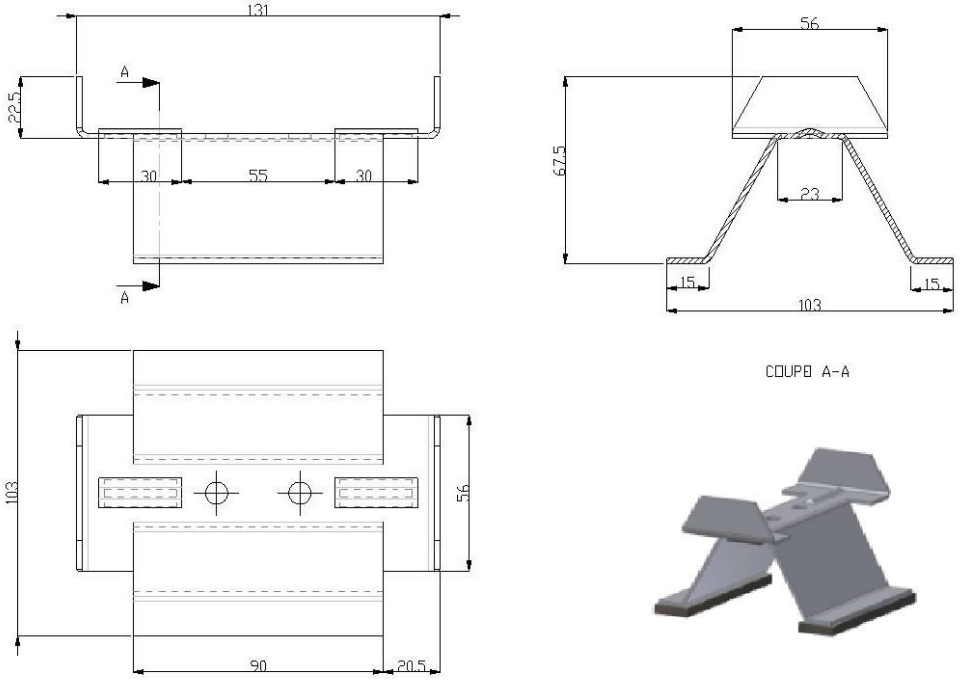


Figure 5 – Rehausse supérieure (Brevet FR1005097)

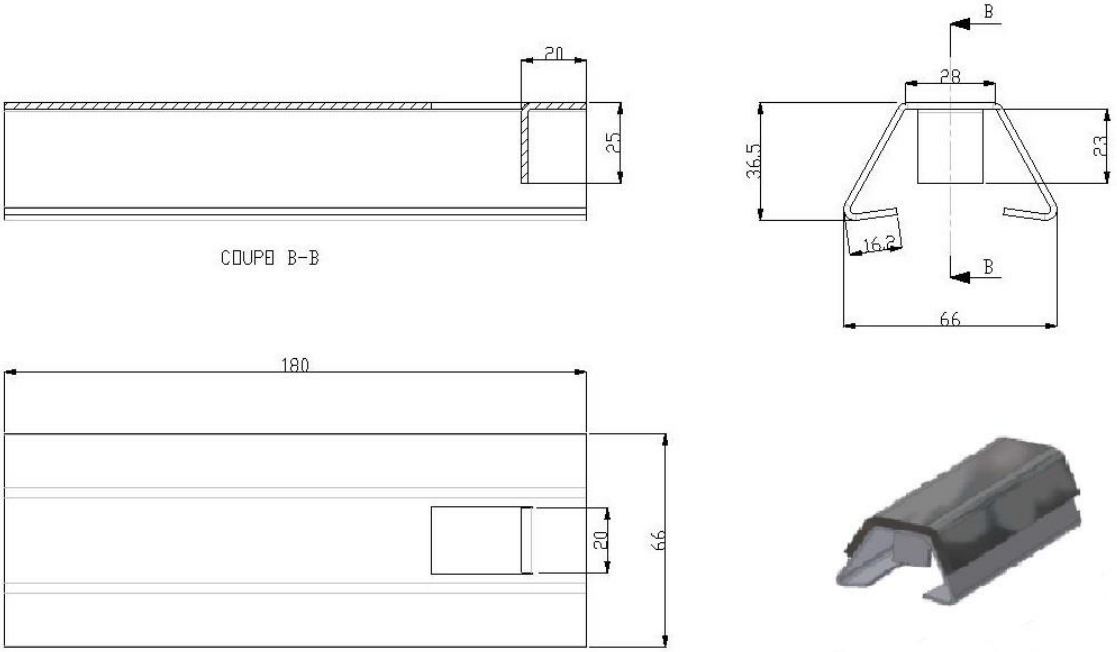


Figure 6 – Rehausse de blocage

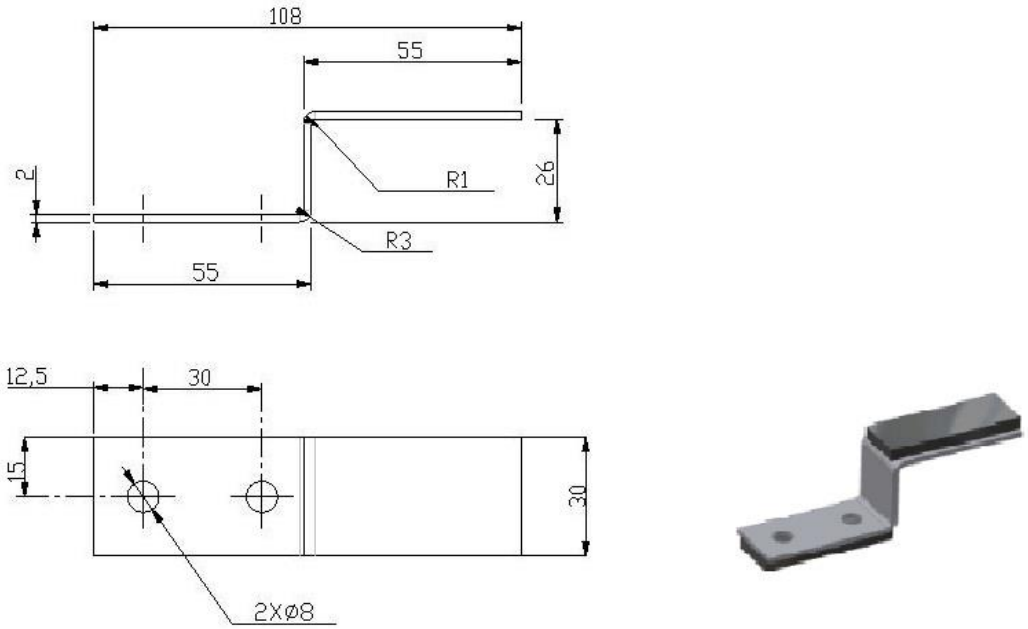


Figure 7 – Rehausse de faîtage

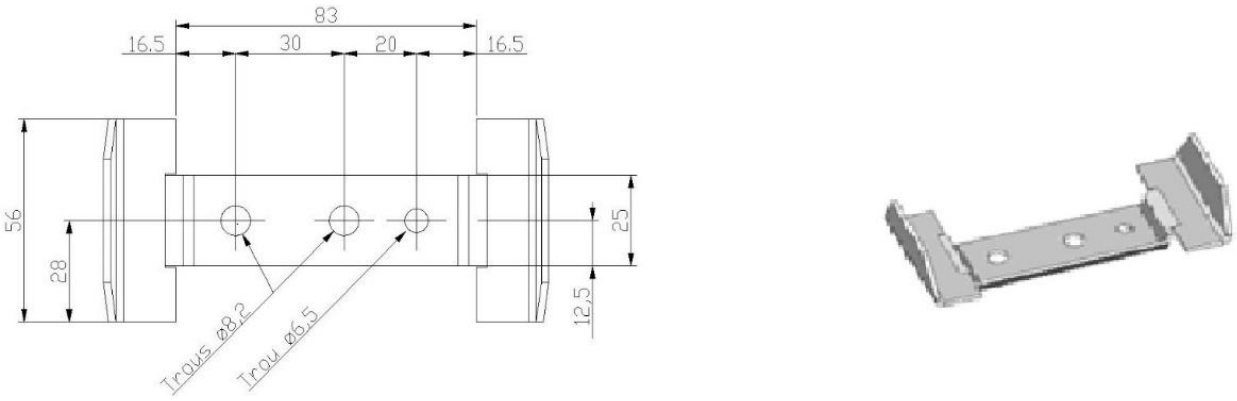


Figure 8 – Joints des rehausses

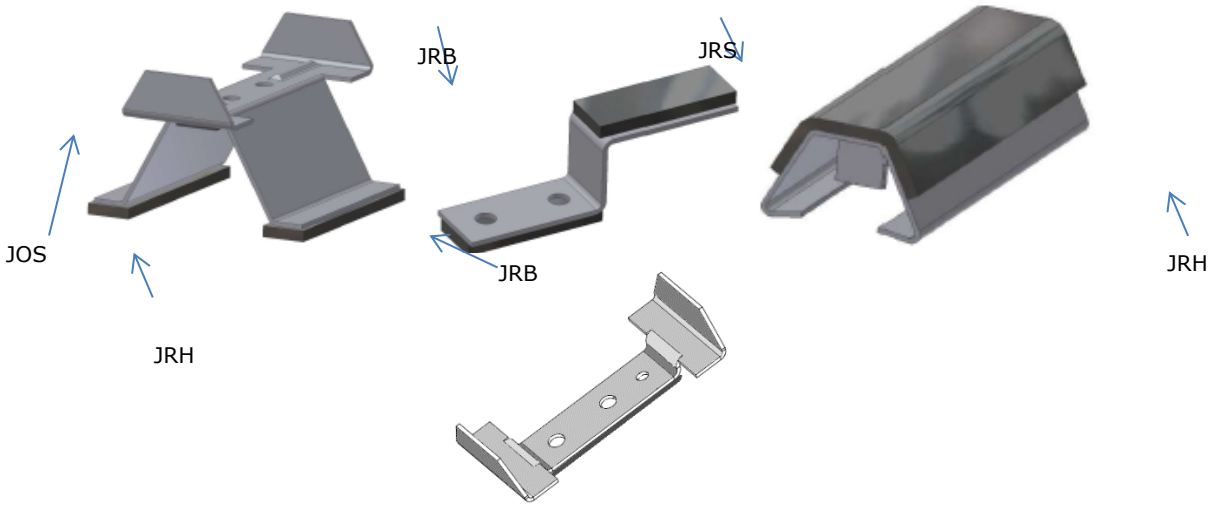
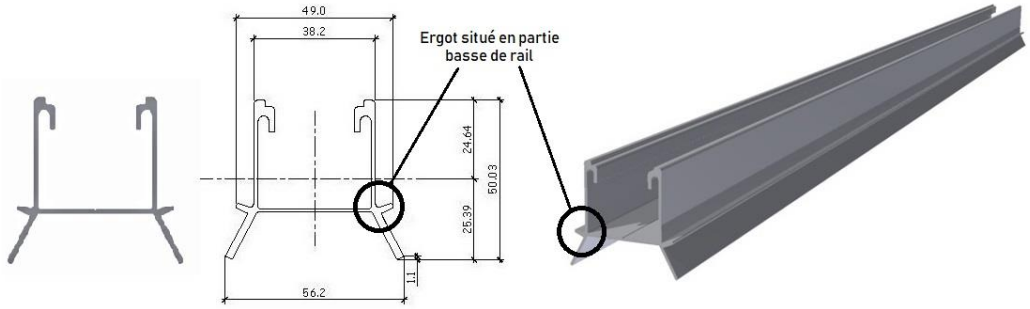


Figure 9 – Rails

Série S



Série M

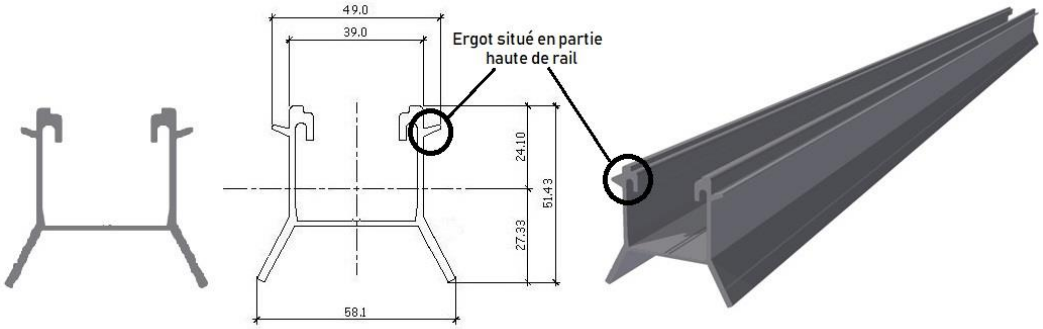
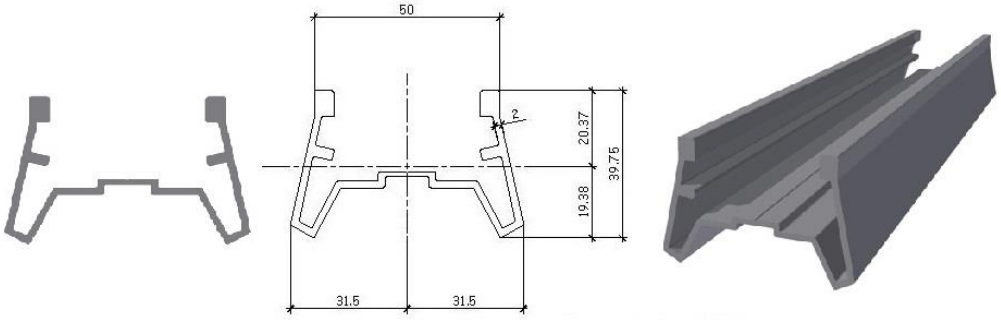


Figure 10 – Éclisses

Série S



Série M

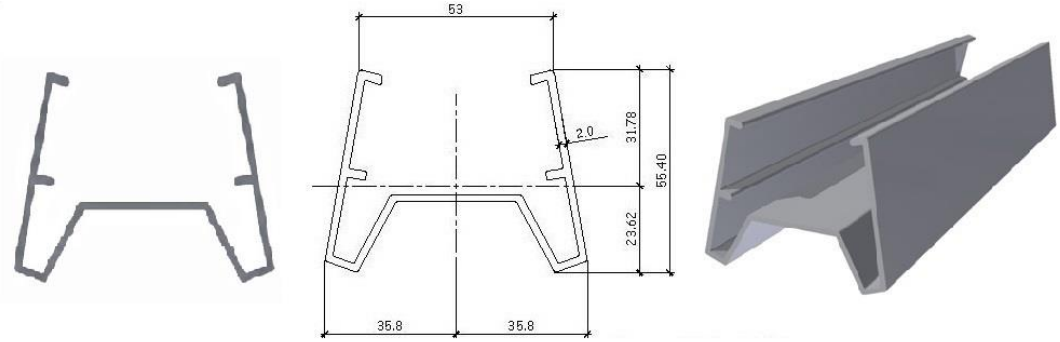
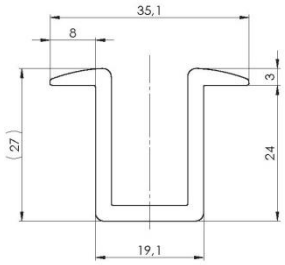
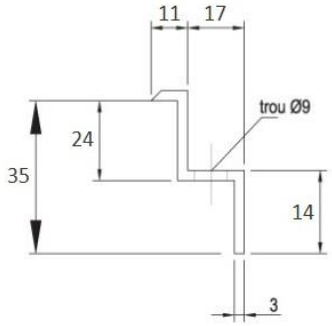
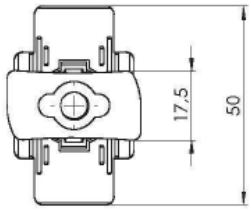
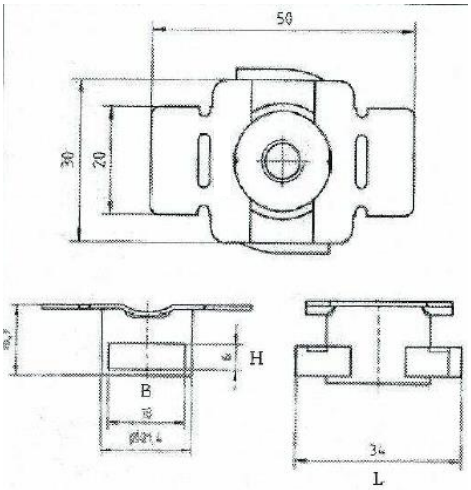


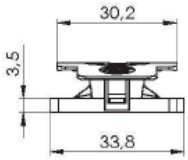
Figure 11 – Serreurs

Désignation	Référence	Dessin
Kit-Serreur intermédiaire	SI	
Kit-Serreur d'extrémité	SE	

Écrous prisonniers







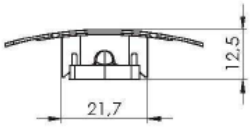


Figure 12 –Bavettes d'étanchéité latérales pour raccord aux éléments de couverture

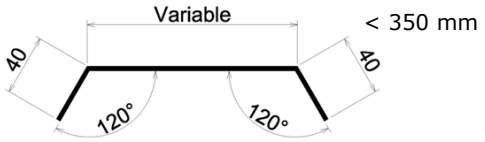
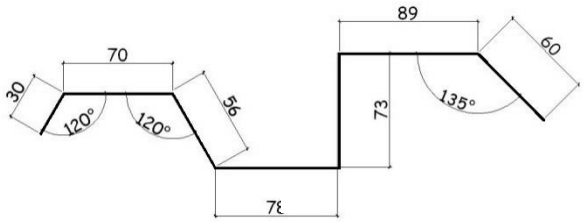
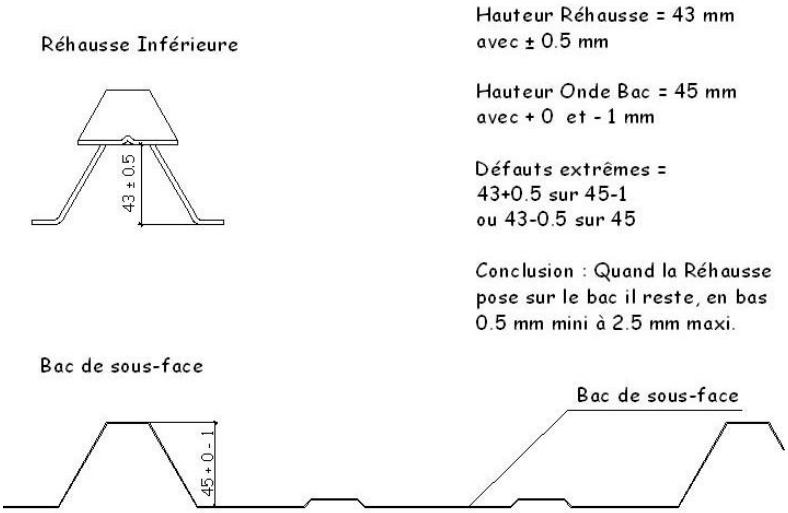
Bavette d'étanchéité latérale pour plaques nervurées (BEL Bac)	***Bavette d'étanchéité latérale pour plaques de fibres-ciment (BEL Fibro)***
	

Figure 13 – Illustration des tolérances dimensionnelles entre rehausse / nervure de bac / cale intercalaire d'onde

Exemple sans cale CIO



Exemple avec cale CIO

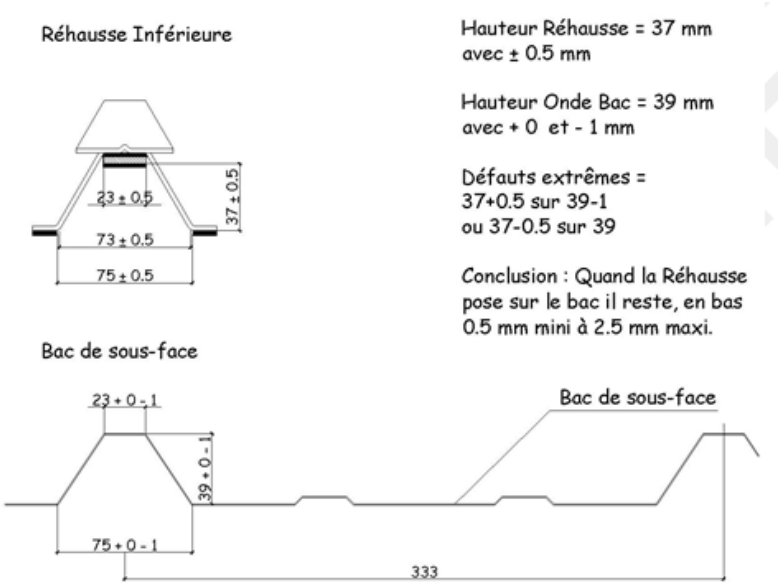
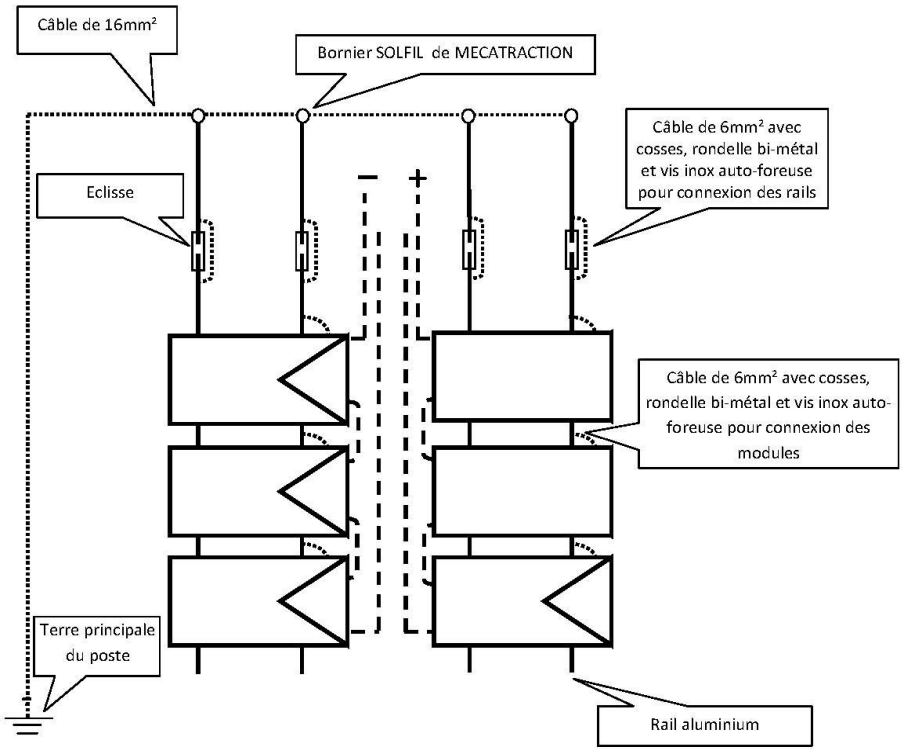
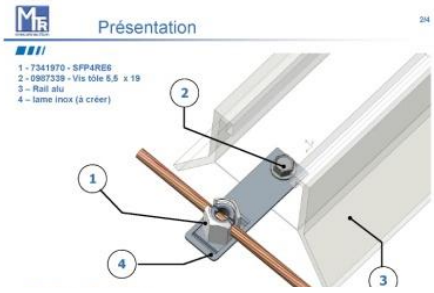
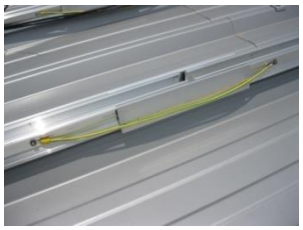


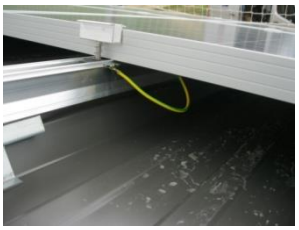
Figure 14 – Schéma de principe du câblage et de la liaison équipotentielle des masses





Bornier déporté SOLFIL





Cas de l'utilisation des griffes Terragrif™ K2SZ

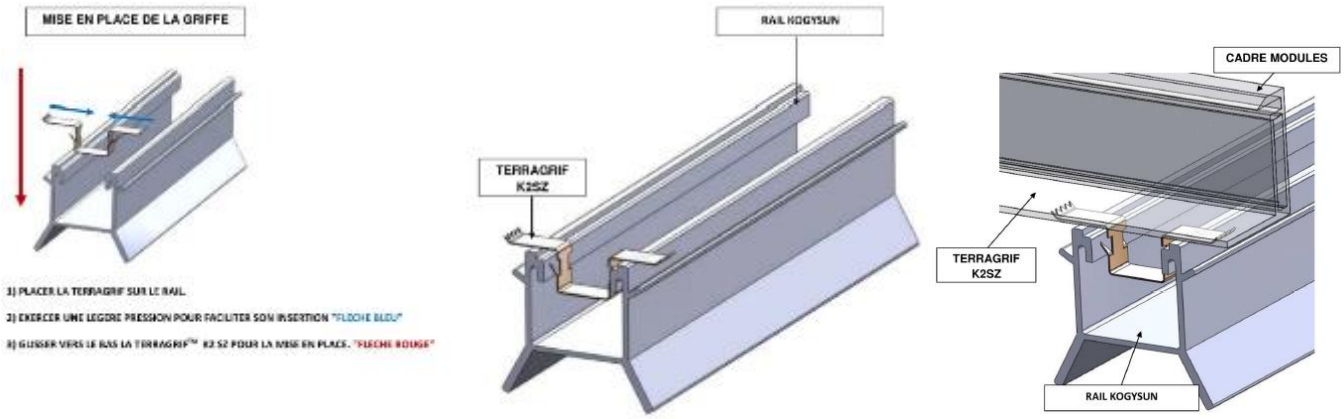


Figure 15 – Cheminement des câbles et exemple de passage des câbles à l'intérieur du bâtiment

(Nota : les fixations ne sont pas représentées)

Exemple de cheminement des câbles

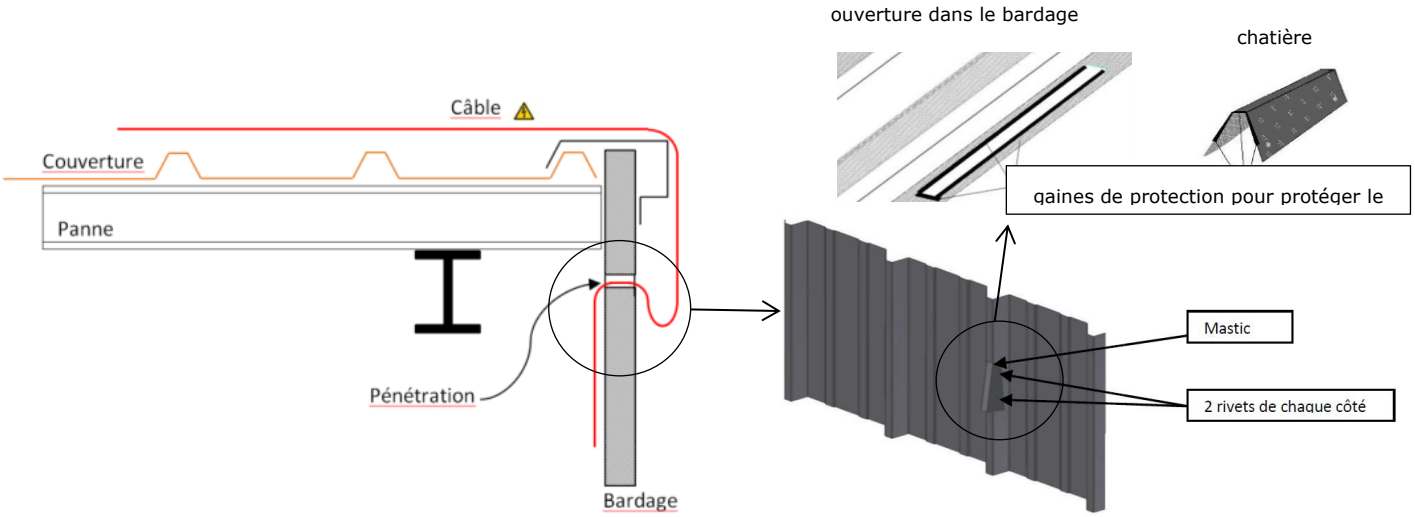
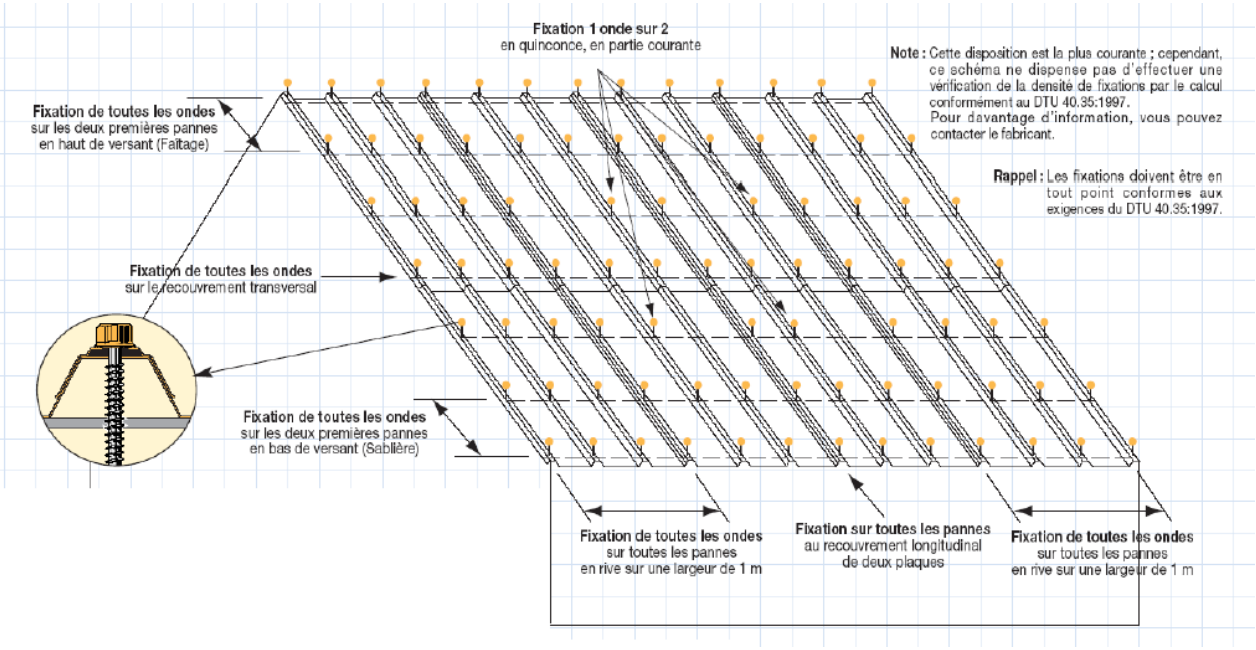
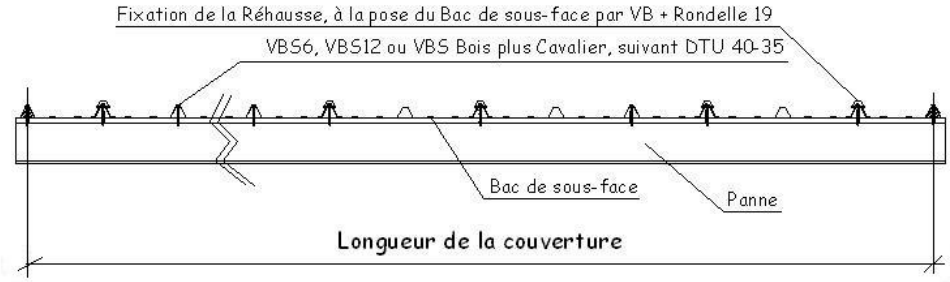


Figure 16 – Principe de répartition des fixations des bacs de sous-face



Fixations 1 onde sur 2



Fixations à toutes les ondes

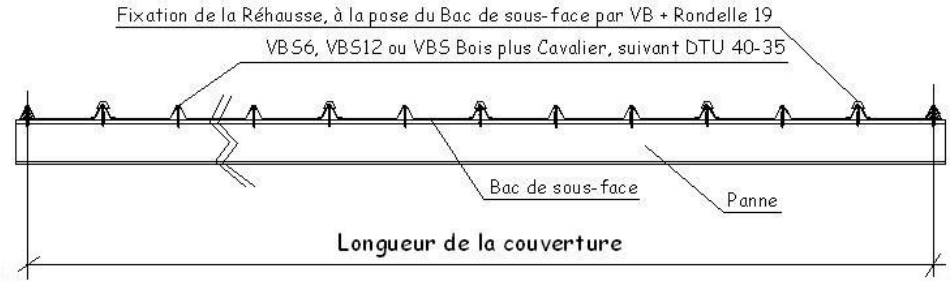
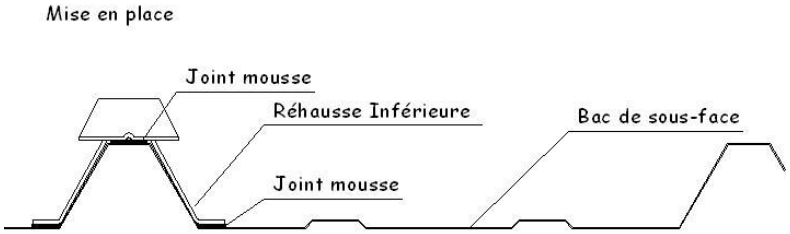
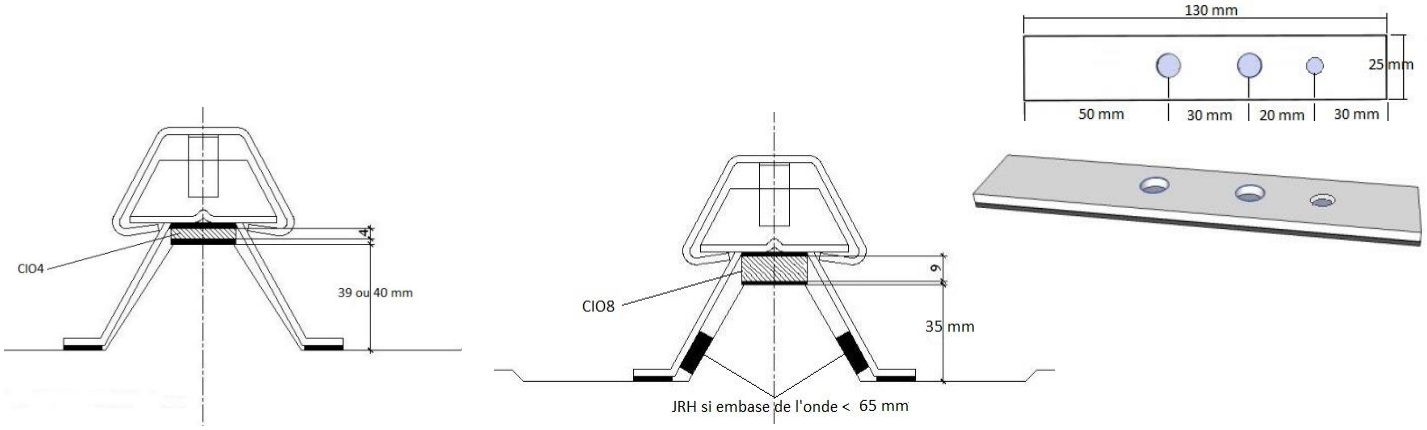


Figure 17 – Mise en place de la rehausse inférieure



Si le bac de sous-face a une hauteur d'onde inférieure à 45 mm

Pose d'une cale intercalaire d'onde (CIO) de 4 mm (onde hauteur de 39 ou 40 mm) ou 8 mm (onde hauteur de 35 mm).



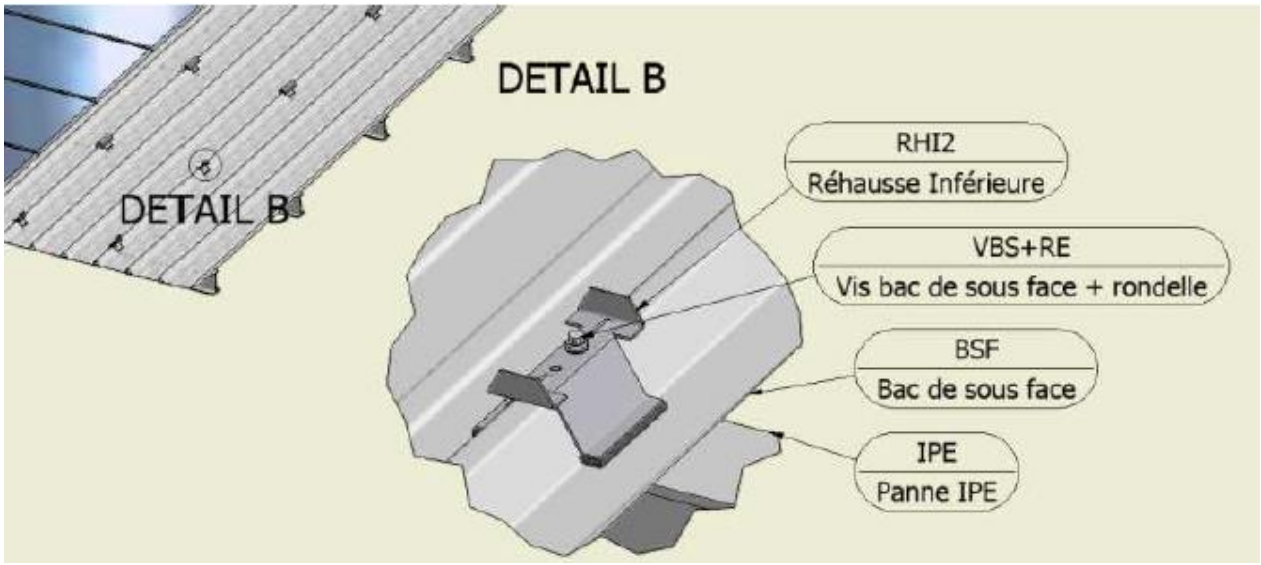


Figure 18 - Illustration de la fixation des bacs de sous-face à l'aide des rehausses inférieures avec la rehausse de blocage

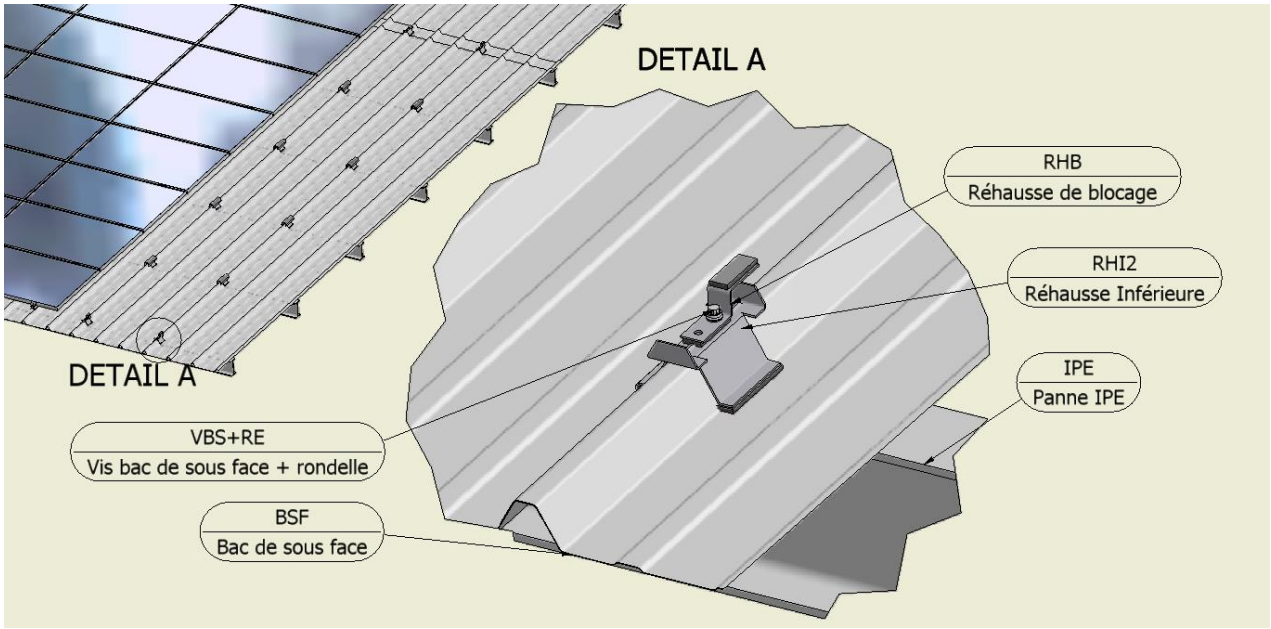
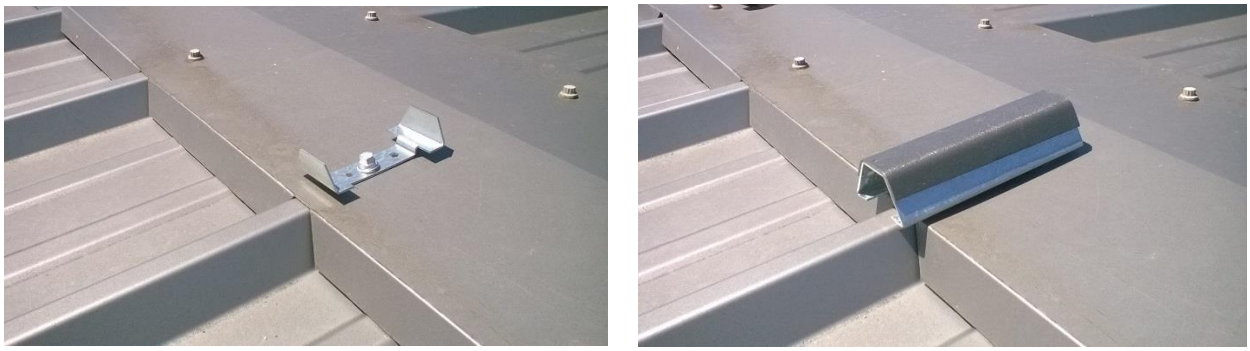


Figure 19 – Illustration de l'utilisation de la rehausse de faîtage



Positionnement des rehausses de faîtage : une seule par colonne de rails

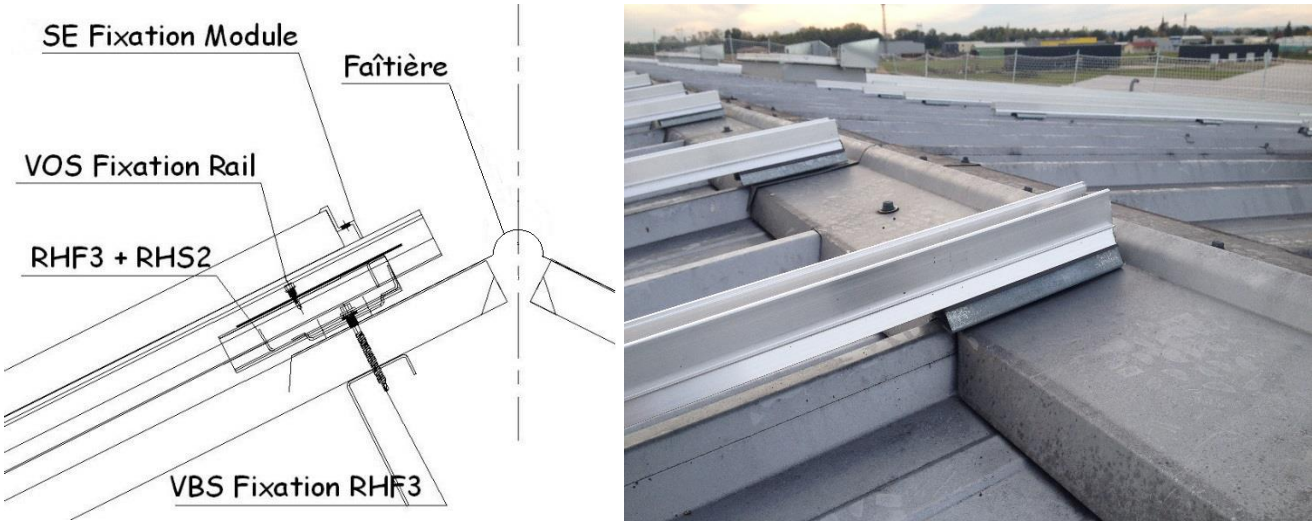


Figure 20 – Illustration de l'utilisation de la rehausse supérieure sur la rehausse inférieure

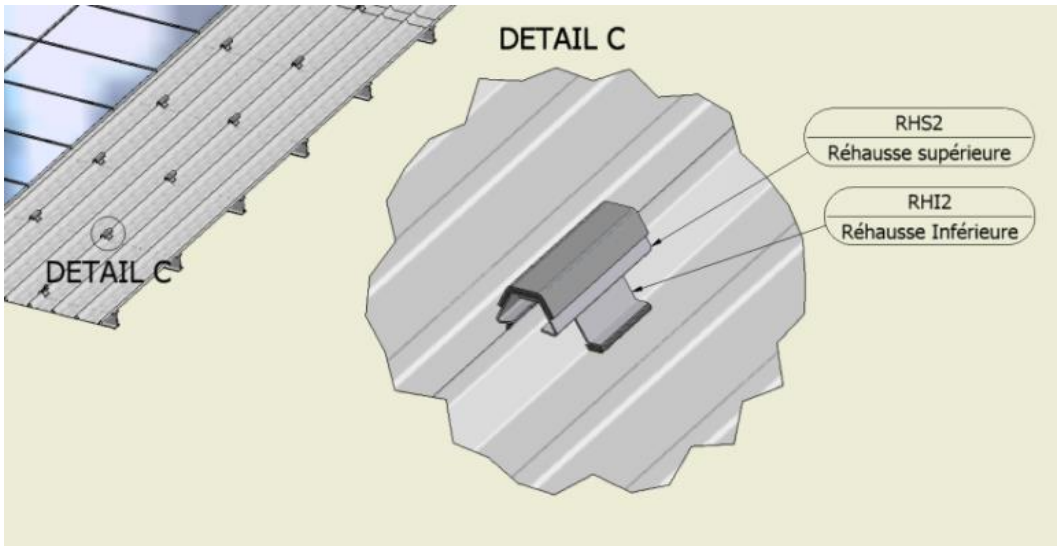
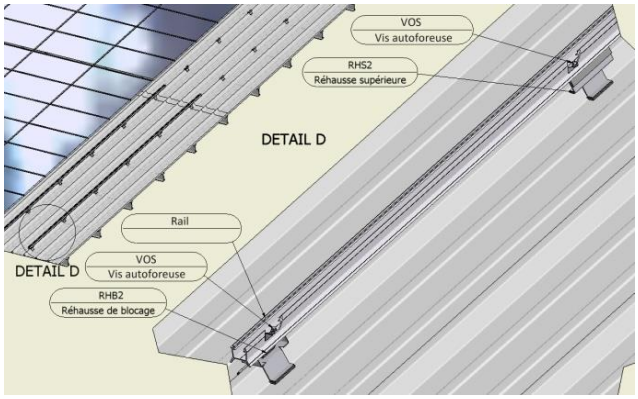
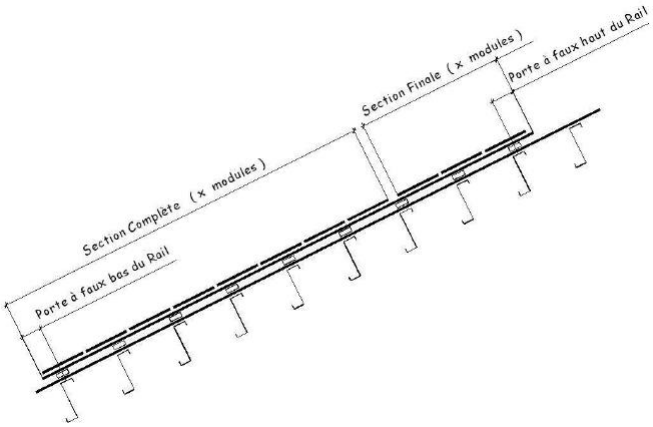


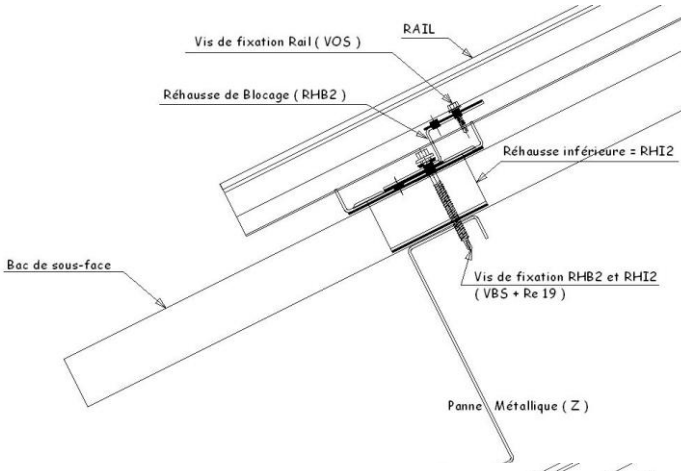
Figure 21 - Fixation du rail sur la rehausse de blocage ou la rehausse supérieure

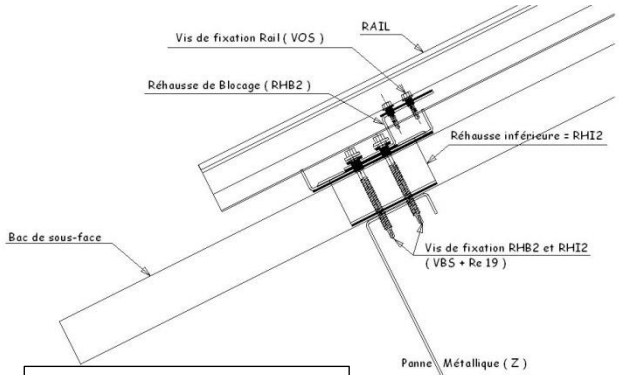




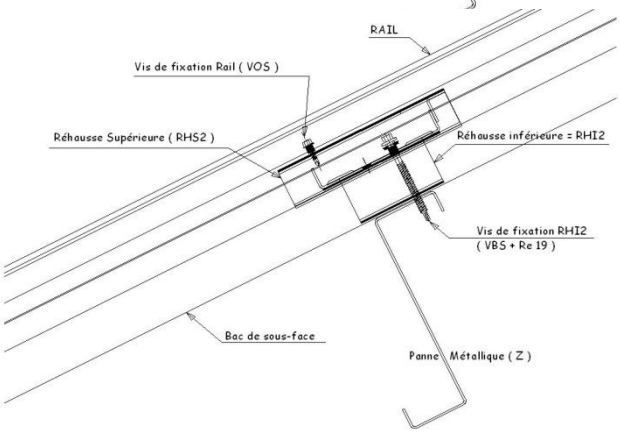
Cas de fixation avec 1 vis VBS et 1 vis VOS

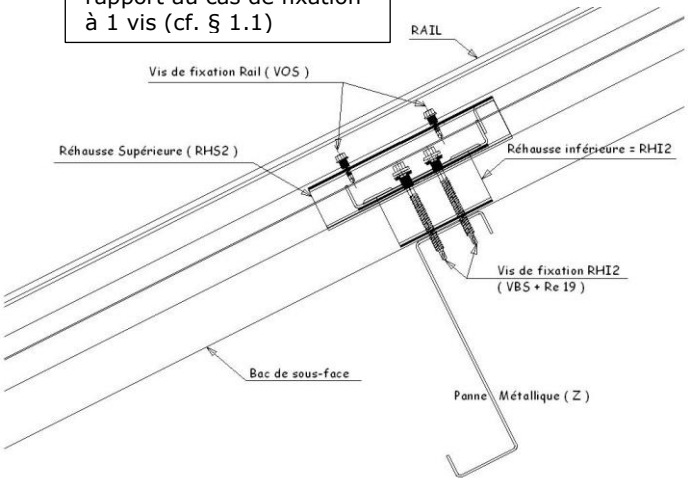
Cas de fixation avec 2 vis VBS et 2 vis VOS





NB : largeur d'appui des pannes augmentée par rapport au cas de fixation à 1 vis (cf. § 1.1)





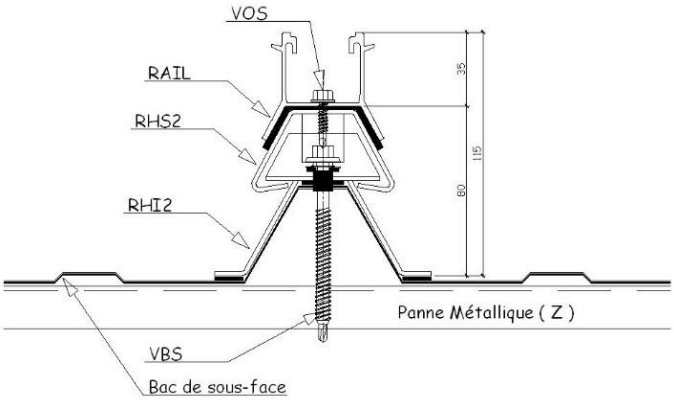
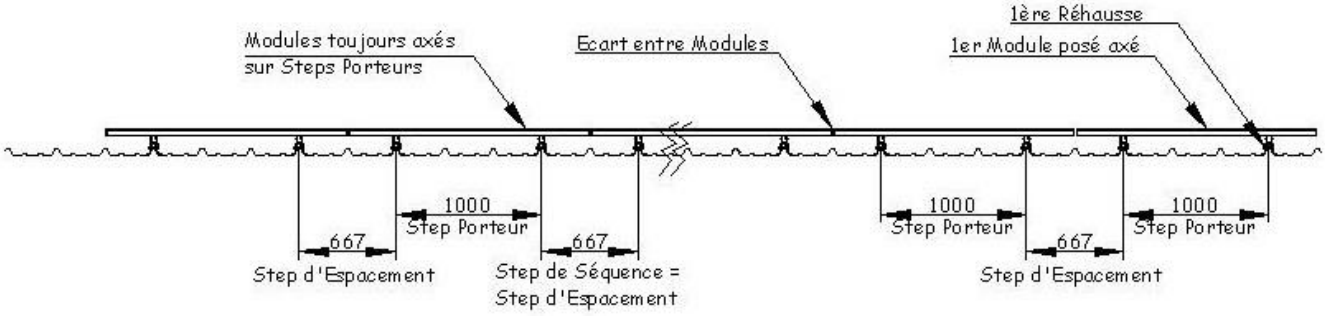
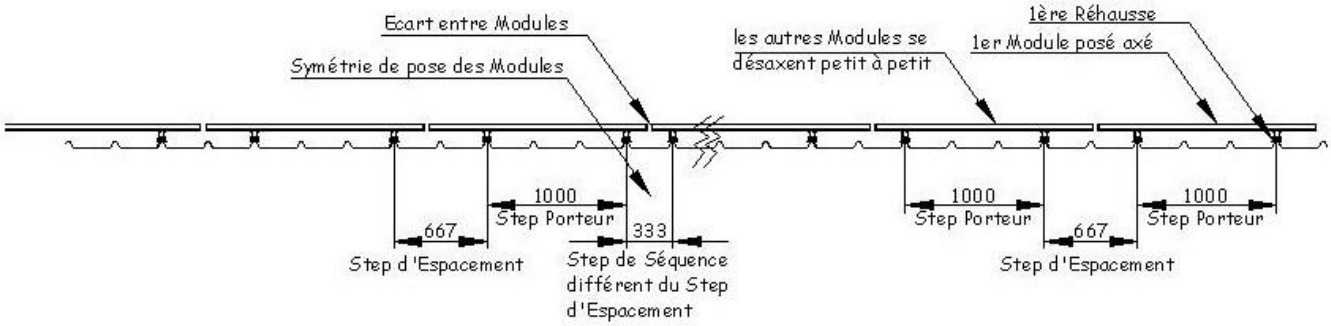


Figure 22 – Calepinage des rails

Bac pas d'onde de 333 mm
Modules toujours centrés



Bac pas d'onde de 333 mm
1er Module centré, les autres non centrés



Bac pas d'onde de 250 mm
1er Module centré, les suivants non centrés

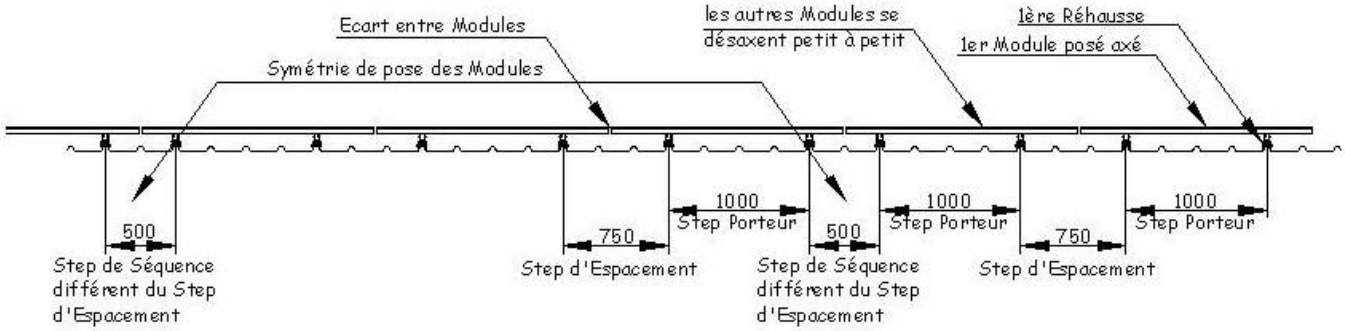
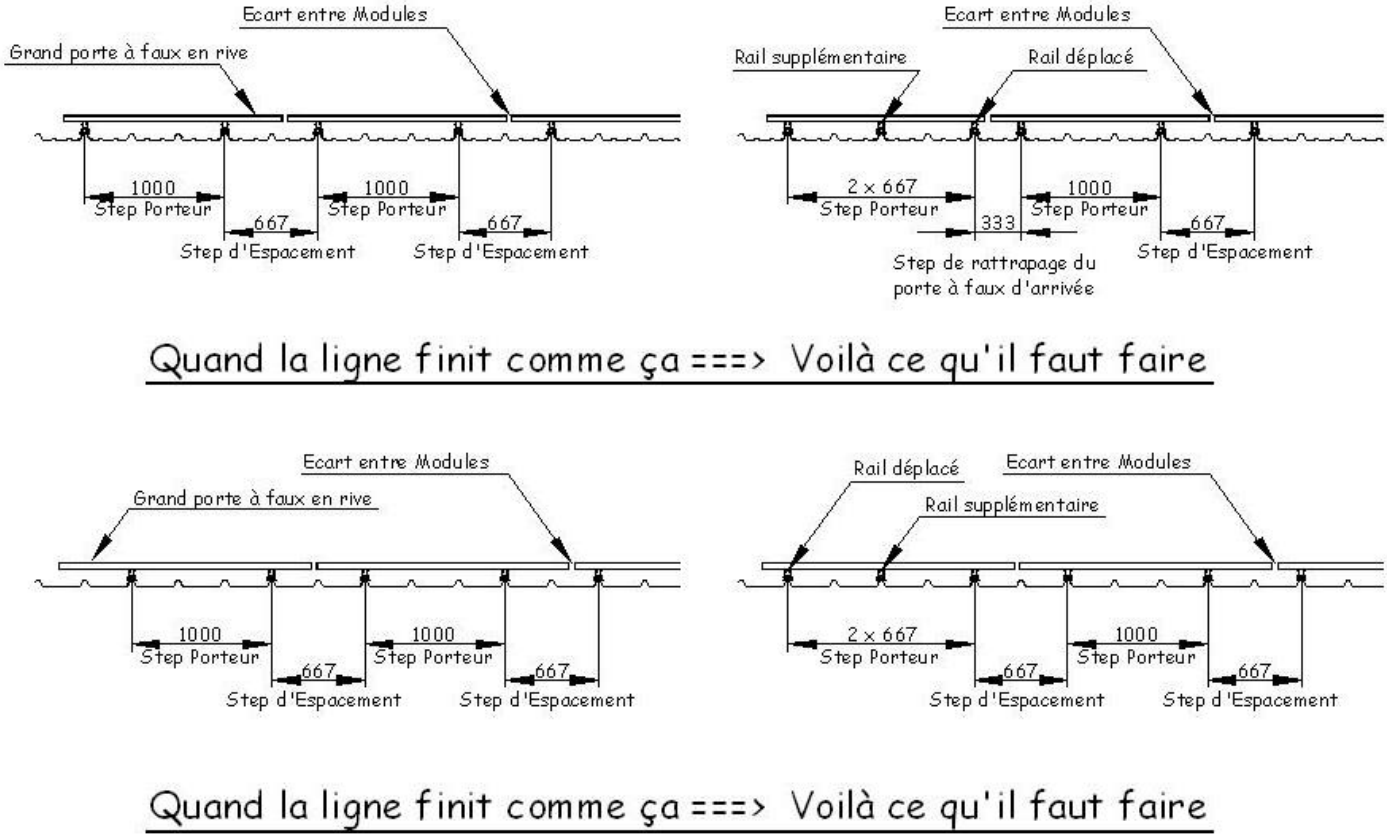


Figure 23 – Répartition des rehausses pour diminuer le porte-à-faux du module final

PRINCIPE DE PORTE-A-FAUX FINAL

Bac en 333 :



Bacs en 250 :

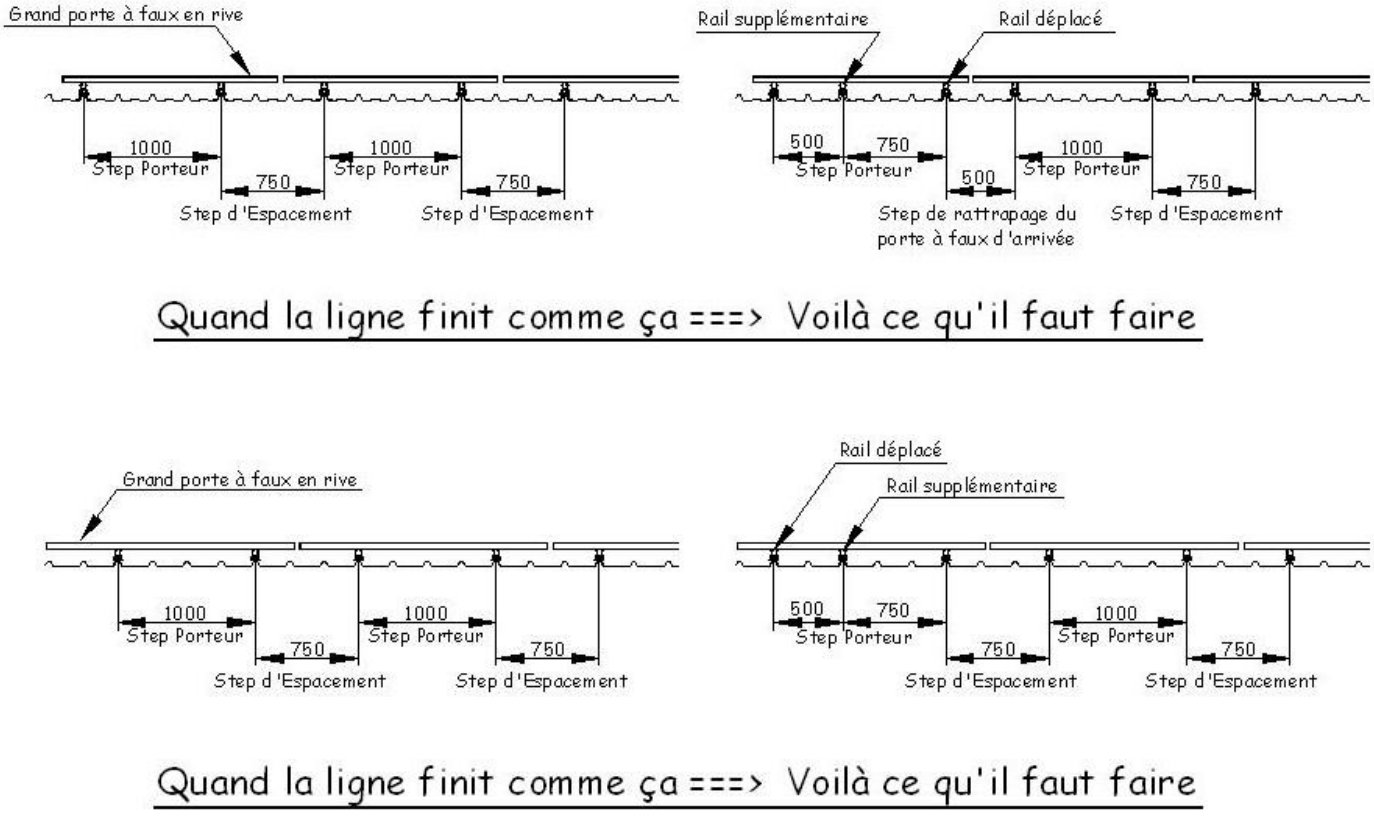


Figure 24 – Éclissage à la jonction de deux rails

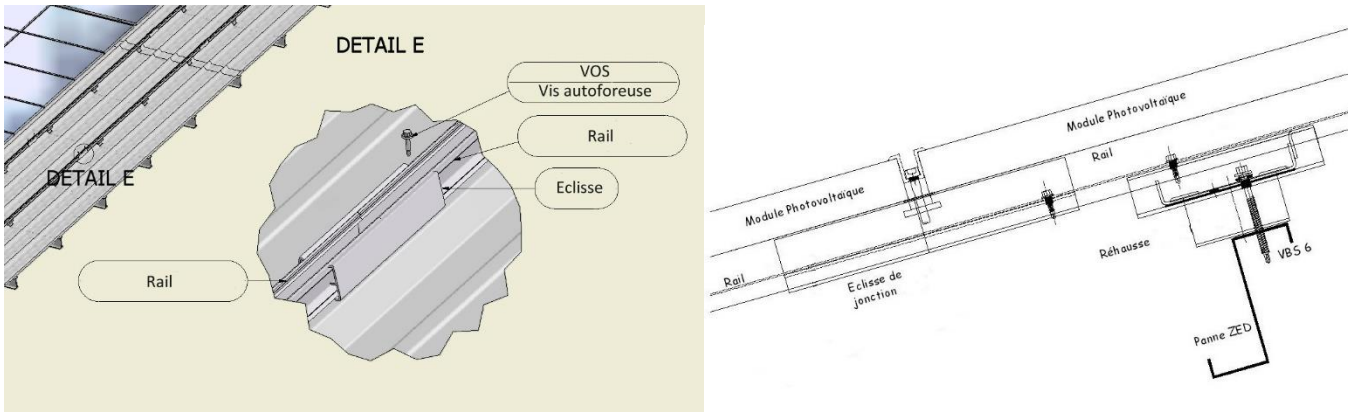


Figure 25 – Éclissage au joint de dilatation

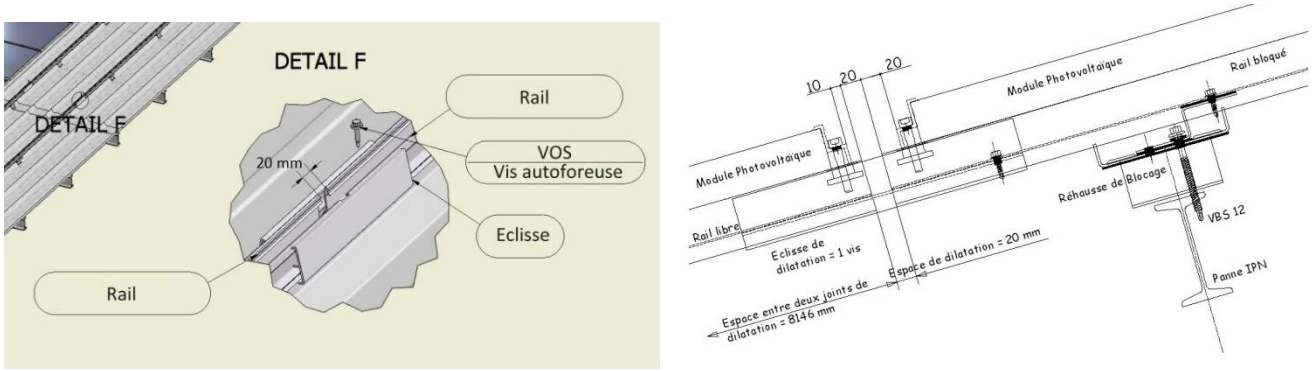
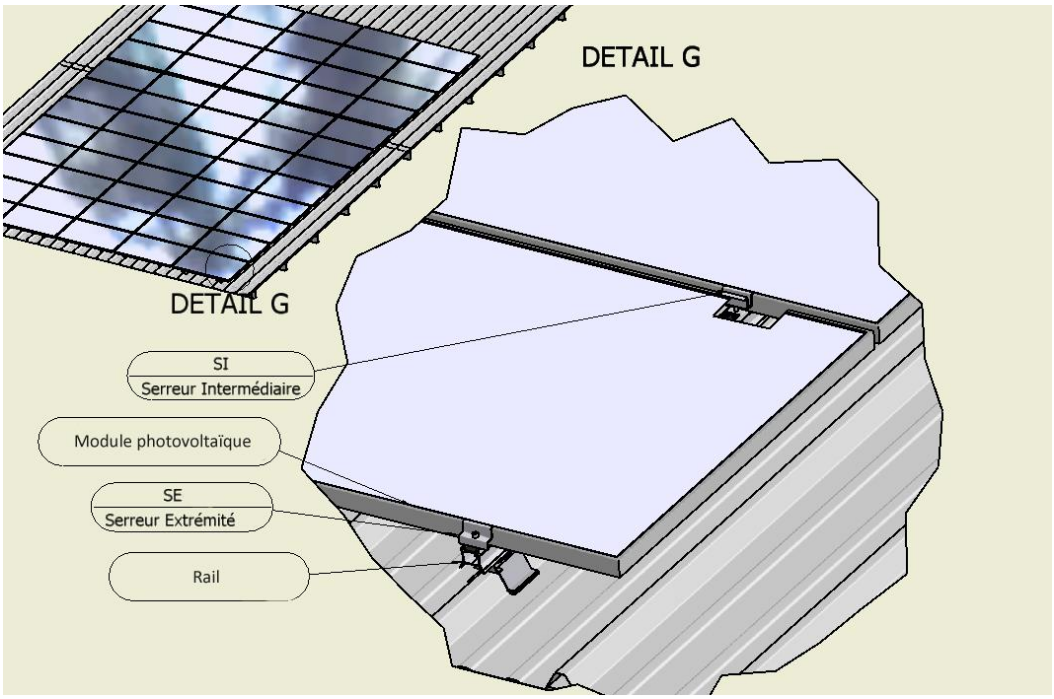
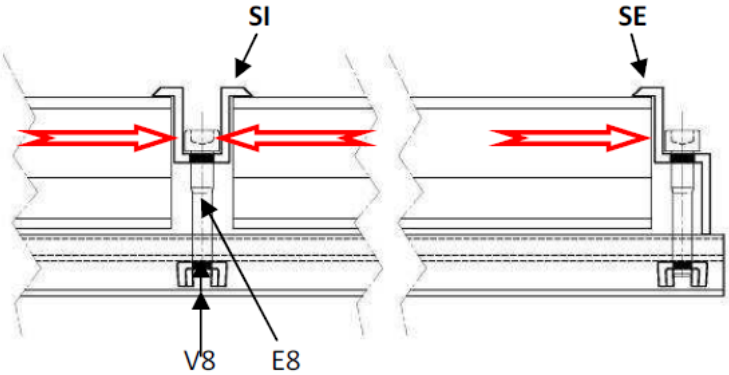


Figure 26 – Mise en place des modules avec les serreurs intermédiaires (SI) ou d'extrémité (SE)



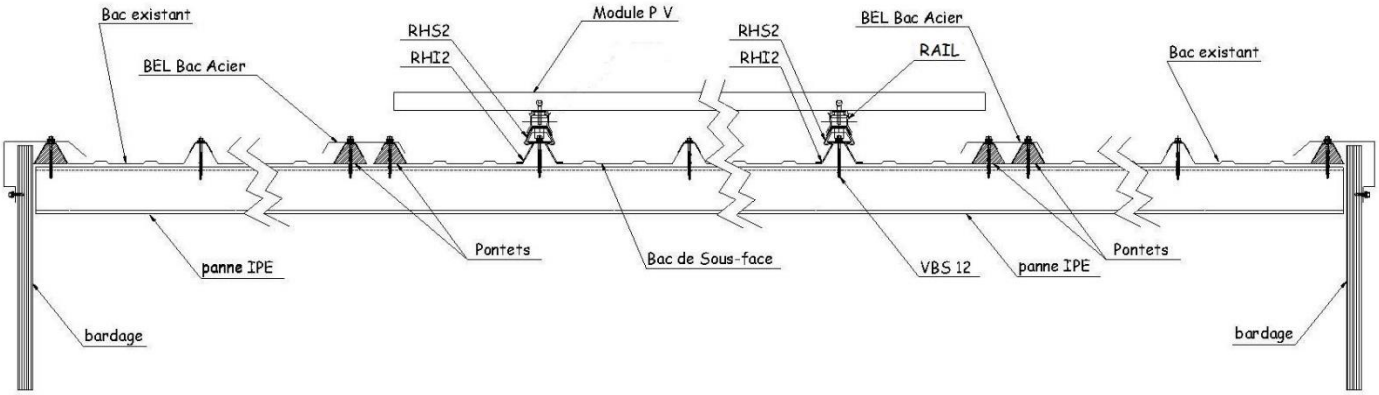


Début ou fin de champ PV

Milieu du champ PV entre modules

Au joint de dilatation

Figure 27 – Illustration du traitement des parties latérales du champ photovoltaïque



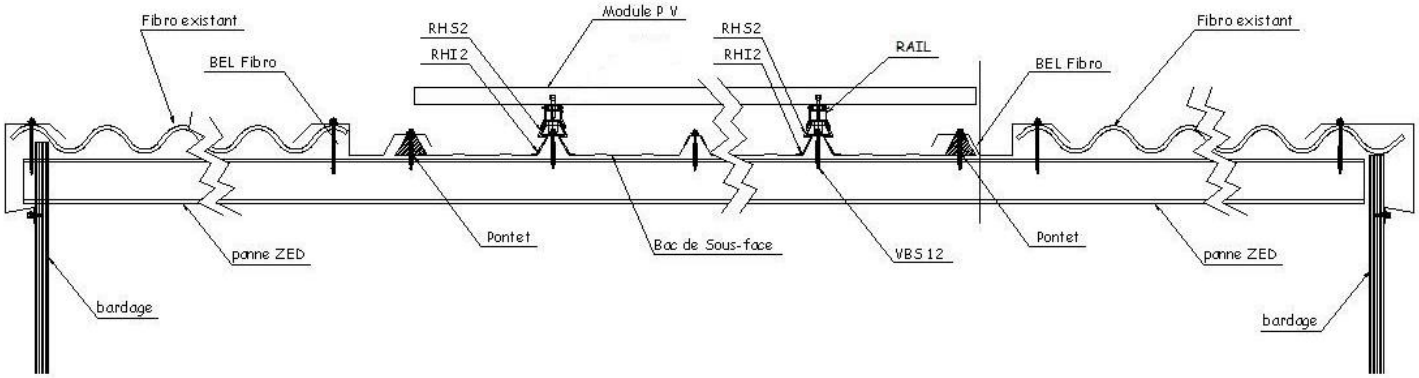
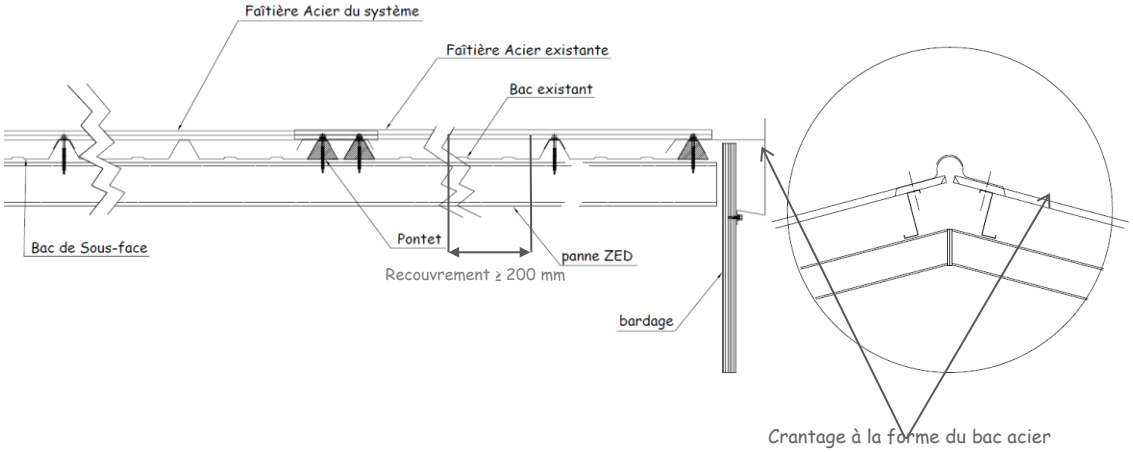
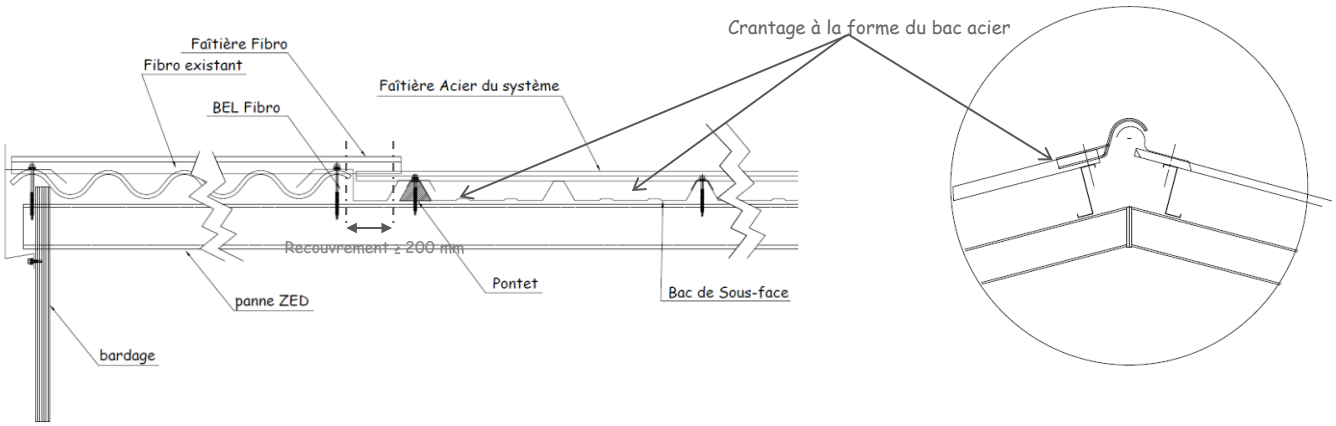
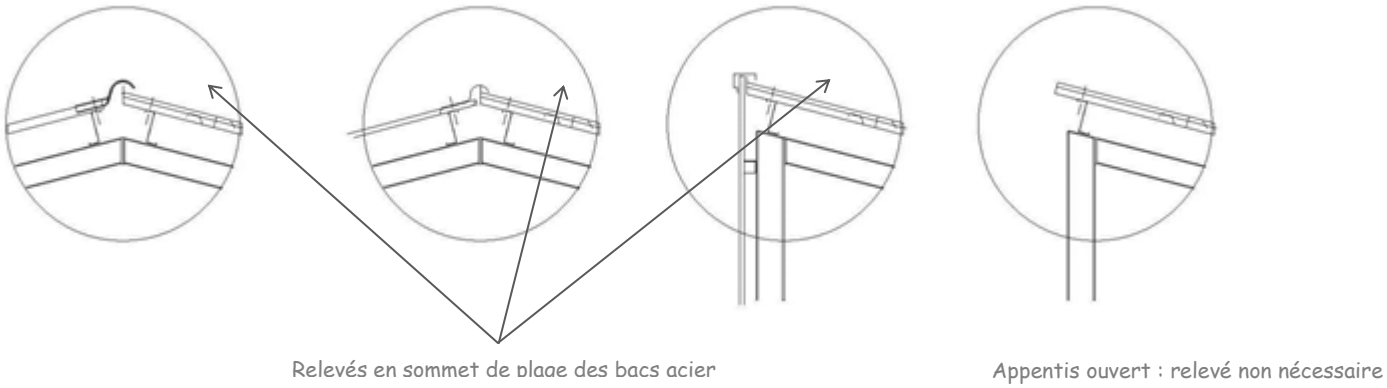


Figure 28 – Mise en œuvre au faîtage en toiture partielle



Cas avec Bavette d'étanchéité supérieures «Bac acier»



Cas avec Bavette d'étanchéité supérieure « Fibrociment » ou « sous coiffe »