21/19-66_V2

Valide du **29 janvier 2024**

au **31 janvier 2028**

Sur le procédé

BELIGHT ST

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

Titulaire(s) : Société VOLTINOV

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
V2	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/19-66_V1. La version V2 est une révision à l'identique en tenant compte : • de la mise à jour de la jurisprudence du Groupe Spécialisé, • de la forme de l'Avis Technique selon l'Art. 4 du Règlement intérieur de la CCFAT d'octobre 2020. Le Groupe Spécialisé n° 21 a examiné ce dossier le 30 novembre 2023.	LE BELLAC David	RAFFALLI Franc

Descripteur :

Procédé photovoltaïque avec modules : BE-LIGHT-XXX de 110 à 120 Wc de VOLTINOV.

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), de puissance comprise entre 110 et 120 Wc, muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium, dont les références sont indiquées ci-dessus,
- un système de montage incluant des bacs de sous-face en acier permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "paysage" avec une inclinaison de ceux-ci par rapport au plan de toiture.

Sa dénomination commerciale est "Belight-ST".

Les charges climatiques admissibles sont définies au § 1.1.1.

La toiture d'implantation doit présenter une pente de toiture comprise entre les valeurs définies au § 1.1.2.

Table des matières

1. Avis du Groupe Spécialisé 5
1.1. Domaine d'emploi accepté 5
1.1.1. Zone géographique 5
1.1.2. Ouvrages visés 5
1.2. Appréciation 6
1.2.1. Liminaire 6
1.2.2. Conformité normative des modules 6
1.2.3. Aptitude à l'emploi 6
1.2.4. Aspects sanitaires 8
1.2.5. Durabilité - Entretien 8
1.2.6. Impact environnemental 8
1.2.7. Fabrication et contrôle 8
1.2.8. Mise en œuvre 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. Approvisionnement des composants 10
2.1.4. Livraison 10
2.2. Description 11
2.2.1. Principe 11
2.2.2. Modules photovoltaïques 11
2.2.3. Système de montage 13
2.2.4. Autres éléments 16
2.3. Disposition de conception 17
2.3.1. Généralités 17
2.3.2. Caractéristiques dimensionnelles 18
2.3.3. Conception vis-à-vis de la condensation 18
2.3.4. Traitement des dilatations thermiques 19
2.3.5. Spécifications électriques 19
2.4. Disposition de mise en œuvre 20
2.4.1. Conditions préalables à la pose 20
2.4.2. Longueur maximale des rampants de toiture 20
2.4.3. Compétences des installateurs 20
2.4.4. Sécurité des intervenants 20
2.4.5. Mise en œuvre en toiture 20
2.5. Utilisation, entretien et réparation 23
2.5.1. Généralités 23
2.5.2. Maintenance du champ photovoltaïque 23
2.5.3. Maintenance électrique 24
2.5.4. Remplacement d'un module 24
2.6. Traitement en fin de vie 24
2.7. Fabrication et contrôles 24
2.7.1. Modules photovoltaïques 24
2.7.2. Bacs de sous-face 24
2.7.3. Rail, éclisse 24

2.7.4. Rehausses 25
2.7.5. Contrôles à réception 25
2.8. Conditionnement, étiquetage, stockage 25
2.8.1. Modules photovoltaïques 25
2.8.2. Autres constituants du procédé 25
2.8.3. Préparation des chantiers 25
2.9. Formation 25
2.10. Assistance technique 25
2.11. Mention des justificatifs 25
2.11.1. Résultats expérimentaux 25
2.11.2. Références 26
2.12. Annexe du Dossier Technique 27
3. Annexes graphiques 33

1. Avis du Groupe Spécialisé

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

1.1. Domaine d'emploi accepté

1.1.1. Zone géographique

- Utilisation en France métropolitaine sauf en climat de montagne caractérisé par une altitude supérieure à 900 m.
- Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
  - sur des toitures soumises à des charges climatiques explicitées dans le tableau ci-après, sous neige normale (selon les règles NV 65 modifiées) n'excédant pas 1 333 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4 ou Tableau 5 selon l'inclinaison des modules par rapport à la toiture,
  - sur des toitures soumises à des charges climatiques explicitées dans le tableau ci-après, sous vent normal (selon les règles NV 65 modifiées) n'excédant pas 1 333 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4 ou Tableau 5 selon l'inclinaison des modules par rapport à la toiture,
  - méthode de calcul des charges climatiques à appliquer :

	pour le système de montage et les modules photovoltaïques	pour les bacs de sous-face
Neige*	vérification selon le cahier du CSTB n°3803_V2 en considérant que l'angle α est celui de la pente des bacs de sous-face	calcul conforme au DTU 40.35 en prenant 2 x p_n sur toute la zone d'implantation du champ photovoltaïque
Vent descendant	vérification selon le cahier du CSTB n°3803_V2 à l'exception du tableau 9 du §5.2.2 qui doit être remplacé par $c_e - c_i = 1,46$ quelle que soit la zone de couverture	
Vent ascendant		calcul conforme au DTU 40.35
* : le fait de prendre 2 x p_n dispense de la vérification de la charge accidentelle		

- En fonction des matériaux constitutifs du procédé, lesTableau 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 12,30 m de hauteur (modules compris), 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 : conforme au DTU 40.35,
    - 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 : conforme au DTU 40.35,
    - 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 (voir le Tableau 3),
  - applicable, en respectant les dispositions du §2.3.3.2 ou §2.3.3.3, pour des toitures froides ventilées ou pour des toitures chaudes à l'exception des procédés d'isolation entre pannes. Dans le cas de l'utilisation

d'un feutre tendu sur panne, 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 (voir le §2.3.3.2).

- La toiture d'implantation doit présenter :
  - un entraxe entre pannes maximum de 2,30 m conformément aux indications portées dans les tableaux de charges (voir Tableau 4 et Tableau 5) en fonction des charges climatiques calculées selon les règles NV 65 modifiées,
  - une seule pente, imposée par la toiture (voir le 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 8,7 % (environ 5 °) dans le cas d'une toiture complète c'est-à-dire entièrement couverte des bacs de sous-face du procédé,
    - inférieure à 36 % (environ 20 °).
-
  -
    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 obligatoirement être installés :
  - en mode paysage,
  - avec une colonne de rail aluminium tous les 1,33 m ou 1,25 m (cf. §2.4.5.2.3), 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 de 230 mm maximum pour des entraxes entre pannes supérieurs ou égaux à 1,10 m,
    - avec un porte-à-faux de 120 mm maximum dans les autres cas,
  - sur des longueurs de rampants de toiture inférieures ou égales 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, et de 40 m maximum,
  - hors zones de toiture avec accumulation de neige au sens des NV 65 modifiées.

1.2. Appréciation

1.2.1. Liminaire

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

1.2.2. Conformité normative des modules

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

1.2.3. Aptitude à l'emploi

1.2.3.1. Fonction génie électrique

1.2.3.1.1. Sécurité électrique du champ photovoltaïque

- Conducteurs électriques.
  Le respect des prescriptions définies dans la norme NF C15-100 en vigueur, pour le dimensionnement et la pose, permet de s'assurer de la sécurité et du bon fonctionnement des conducteurs électriques.
  Les câbles électriques utilisés ont une tenue en température ambiante de - 40 °C à + 90 °C et peuvent être mis en œuvre jusqu'à une tension de 1 500 V en courant continu, 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 d'application A selon la norme NF EN 61730:2007/A1:2012/A11:2014, jusqu'à une tension maximum de 1 000 V DCet sont ainsi considérés comme répondant aux prescriptions de la classe II de sécurité électrique jusqu'à 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 ÉtatsMembres concernant la mise à disposition sur le marché du matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension.
  Les connecteurs électriques utilisés, ayant un indice de protection IP 68(1m,1h), sont des connecteurs avec système

de verrouillage 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 déporté de MECATRACTION pour la liaison des rails, de cosses faston avec rondelles bimétal 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.

1.2.3.1.2. Sécurité par rapport aux ombrages partiels

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

1.2.3.1.3. Puissance crête des modules utilisés

La puissance crête des modules, validées par les normes NF EN 61215:2005 et NF EN 61730:2007/A1:2012/A11:2014 est comprise entre 110 et 120 Wc.

1.2.3.2. Fonction Couverture

1.2.3.2.1. Stabilité

La stabilité du procédé est convenablement assurée sous réserve :

- d'un calcul (*selon les règles NV65 modifiées*) au cas par cas des charges climatiques appliquées sur la toiture, explicitées dans le tableau ci-après, 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 : 1 333 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4 et Tableau 5 selon l'inclinaison des modules par rapport à la toiture,
    - sous charge de vent normale : 1 333 Pa, en respectant les limitations données dans les Tableau 4 et Tableau 5 selon l'inclinaison des modules par rapport à la toiture.
    - méthode de calcul des charges climatiques à appliquer :

	pour le système de montage et les modules photovoltaïques	pour les bacs de sous-face
Neige*	vérification selon le cahier du CSTB n°3803_V2 en considérant que l'angle α est celui de la pente des bacs de sous-face	calcul conforme au DTU 40.35 en prenant 2 x p_n sur toute la zone d'implantation du champ photovoltaïque
Vent descendant	vérification selon le cahier du CSTB n°3803_V2 à l'exception du tableau 9 du §5.2.2 qui doit être remplacé par c_e - c_i = 1,46 quelle que soit la zone de couverture	
Vent ascendant		calcul conforme au DTU 40.35
* : le fait de prendre 2 x p_n dispense de la vérification de la charge accidentelle		

- 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 (voir Tableau 4 et Tableau 5) en fonction des charges climatiques calculées selon les règles NV 65 modifiées,
- d'une mise en œuvre du procédé respectant les dispositions suivantes :
    - chaque module doit être centré par rapport aux deux rails supports sur lesquels il est posé,
    - longueurs de rampants de toiture inférieures 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, et de 40 m maximum,
- 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 VOLTINOV ou DOME SOLAR sur le devis remis au Maître d'Ouvrage ou sur la notice de pose.

1.2.3.2.2. Sécurité en cas de séisme

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

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

1.2.3.2.3. 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.

1.2.3.2.4. 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 bac de sous-face du faîtage à l'égout*) permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

Le fait que la société VOLTINOV ou 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.

1.2.3.2.5. Risques 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 §2.3.3.

En toiture froide, les mises en œuvre, telles que décrites dans le Dossier Technique au §2.3.3.2, permettent de gérer les risques de condensation. Dans le cas d'un régulateur de condensation, il convient de prendre en compte le §2.3.3. Dans le cas de toitures chaudes avec isolation sur pannes par feutre tendu sous Avis Technique, il convient de se référer au DTU 40.35.

1.2.3.2.6. Sécurité au feu

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

1.2.3.2.7. Sécurité des usagers

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

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

1.2.4. Aspects sanitaires

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

1.2.5. Durabilité - Entretien

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

Dans les conditions de pose prévues par le domaine d'emploi accepté par l'Avis, en respectant le guide de choix des matériaux (voir 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.

1.2.6. Impact environnemental

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

Le procédé Belight ST ne fait pas l'objet d'une Déclaration Environnementale (DE). Il ne peut donc revendiquer aucune performance environnementale particulière.

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

1.2.7. Fabrication et contrôle

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

1.2.8. Mise en œuvre

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque effectuée par des installateurs agréés par la société VOLTINOV ou 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 professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques)* et systématiquement accompagnés par la société VOLTINOV ou 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 rails selon le pas d'onde des bacs de sous-face utilisés.

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. §2.3.3.2).

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que la méthode de vérification de la tenue aux charges climatiques à appliquer à la couverture diffère par rapport à celle utilisée pour les procédés photovoltaïques avec modules parallèles au plan de la couverture du fait que les modules ne sont pas parallèles au plan de la couverture.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que les bacs de sous-face 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. §2.2.3.2) des plaques nervurées livrées afin que le procédé soit couvert par le présent Avis Technique.

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.

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 :
VOLTINOV
8 avenue Jean Prêcheur
FR – 67120 MOLSHEIM
Tél. : 03 88 48 20 74 ou 03 88 49 43 03
E-mail : thomas.regrettier@voltinov.fr

Distributeur :
DOME SOLAR
3 rue Marie Anderson
FR – 44400 REZÉ
Tél. : 02 40 67 92 92
E-mail : 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. Approvisionnement des composants

Le titulaire assure la traçabilité jusqu'au chantier de l'ensemble des composants du procédé en commercialisant un système complet. L'approvisionnement des composants via un seul fournisseur permet de s'assurer d'une maîtrise des risques notamment électriques, suffisante pour éviter la fourniture de composants incompatibles.

2.1.4. 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 doit être fournie 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 (Figure 1) :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s), de puissance comprise entre 110 et 120 Wc, muni(s) d'un cadre en profils d'aluminium, dont les références sont indiquées au §2.2.2.1,
- un système de montage incluant des bacs de sous-face en acier permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "paysage" avec une inclinaison de ceux-ci par rapport au plan de toiture.

Sa dénomination commerciale est "Belight-ST".

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

2.2.2. Modules photovoltaïques

2.2.2.1. Généralités

Les modules photovoltaïques de dénomination commerciale BE-LIGHT-XXX (Figure 2) se déclinant en fonction de la puissance crête de 110 Wc à 120 Wc,

Les références de tous les composants suivants ont été fournies au secrétariat de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques.

2.2.2.2. Film polymère

- Composition : à base de PET (polyéthylène téréphtalate).
- Épaisseur : (0,218 ± 0,011) ou (0,290 ± 0,015) mm.
- Blanc ou transparent.

2.2.2.3. Cellules photovoltaïques

- Technologie des cellules : cellule ou demi-cellule monocristalline biface,
- Dimensions : (156,75 ± 0,25) mm x (156,75 ou 78,38 ± 0,25) mm.

Au nombre de 22 cellules ou 46 demi-cellules, celles-ci sont connectées en série et réparties en 2 colonnes de 11 cellules ou 23 demi-cellules selon la configuration suivante :

- distance minimale entre cellules: (3 ± 0,5) mm,
- distance minimale par rapport au bord du petit côté : (112 ± 1) mm ou (43 ± 1) mm,
- distance minimale par rapport au bord des grands côtés : (9,8 ± 2) mm.

2.2.2.4. Intercalaire encapsulant

Résine à base d'EVA (Ethyl Vinyl Acétate) de 0,45 ou 0,50 mm d'épaisseur permettant d'encapsuler les cellules entre le film polymère et le vitrage.

2.2.2.5. Vitrage

- Nature : verre imprimé à faible teneur en fer, durci thermiquement, avec couche antireflet,
- Épaisseur : (2,1 ± 0,2) mm,
- Dimensions : (1 972 ± 1) x (352 ± 1) mm.

2.2.2.6. Constituants électriques

2.2.2.6.1. Boîte de connexion

Deux boîtes de connexion du fabricant Zhejiang Renhe Photovoltaic, de dénomination commerciale FT501B sont collées avec du silicone en sous-face du module. Elles présentent les dimensions hors tout suivantes : (63,6 x 24 x 17,5) mm.

Ces boîtes de connexion sont fournies avec 1 diode bypass chacune et permettent le raccordement aux câbles qui réalisent la connexion des modules.

Elles possèdent les caractéristiques suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Indice de protection (connecté) : IP 68,
- Tension assignée : 1 500 V DC entre polarités,
- Courant assigné : 16 A,
- Plage de température : - 40 °C à + 85 °C.

- Certificat TÜV Rheinland n° R50415465 selon la norme EN 62790:2015.

2.2.2.6.2. Câbles électriques

Les modules sont équipés de deux câbles électriques de 0,20 m chacun, dont la section est de 4 mm2. Ces câbles se trouvent à l'arrière du module, en sortie de la boîte de connexion, et sont équipés de connecteurs adaptés.

Ces câbles ont notamment les spécifications suivantes :

- Classe II de sécurité électrique,
- Plage de température ambiante maximum : - 40 °C à + 90 °C,
- Tension assignée : 1 500 V,
- Double isolation,
- Certificat TÜV Rheinland n° R50318681 selon la norme EN 50618:2014.

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 de la société Zhejiang Renhe Photovoltaic avec système de verrouillage et préassemblés en usine aux câbles des modules. De marque ZJRH 05-8, ces connecteurs ont les caractéristiques suivantes :

- Indice de protection (connecté) : IP 68(1m, 1h),
- Classe II de sécurité électrique,
- Tension assignée de 1 500 V,
- Courant assigné de 30 A,
- Plage de température de - 40 °C à + 85 °C,
- Résistance de contact : 0,5 mΩ,
- Certificat TÜV Rheinland n° R50334688 selon la norme IEC 62852:2014.

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 EN AW-6063 T6 anodisé d'épaisseur 15 µm.

Le cadre des modules présente des profilés de section identique sur tous les côtés. Ces profilés présentent les moments d'inertie suivants :

- Iz = 0,2432 cm^4,
- Iy = 2,7103 cm^4.

Un adhésif double face est déposé de façon continue entre le cadre et le verre du module.

Le cadre est percé en usine afin de prévoir la connexion des câbles de liaison équipotentielle des masses.

Les profilés sont reliés entre eux grâce à des équerres serties.

2.2.2.8. Dimensions du module photovoltaïque

Caractéristiques dimensionnelles des modules photovoltaïques	
Dimensions hors tout (mm)	1 989,4 x 369,4 x 40
Dimensions du module sans cadre (mm)	1 972 x 352
Surface hors-tout (m²)	0,73
Masse (kg)	7,9
Masse spécifique (kg/m²)	11,1

2.2.2.9. Caractéristiques électriques

2.2.2.9.1. Conformité à la norme NF EN 61215

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la norme NF EN 61215:2005.

2.2.2.9.2. Sécurité électrique

Les modules cadrés ont été certifiés conformes à la Classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730:2007/A1:2012/A11:2014.

2.2.2.9.3. Performances électriques

La puissance électrique des modules, validée par les normes NF EN 61215:2005 et NF EN 61730:2007/A1:2012/A11:2014, est comprise entre 110 et 120 Wc.

Dans les tableaux suivants, 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)*.

Modules BE-LIGHT-XXX			
P_{mpp} (W)	110	115	120
U_{co} (V)	14,6	14,7	14,7
U_{mpp} (V)	12,5	12,6	12,6
I_{cc} (A)	9,24	9,61	10,0
I_{mpp} (A)	8,80	9,15	9,52
αT (P_{mpp}) [%/K]	-0,395		
αT (U_{co}) [%/K]	-0,293		
αT (I_{cc}) [%/K]	0,027		
Courant inverse maximum (A)	15		

Avec :

P_{mpp} : Puissance au point de puissance maximum.

U_{co} : Tension en circuit ouvert.

U_{mpp} : Tension nominale au point de puissance maximum.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

I_{mpp} : Courant nominal au point de puissance maximum.

αT (P_{mpp}) : Coefficient de température pour la puissance maximum.

αT (U_{co}) : Coefficient de température pour la tension en circuit ouvert.

αT (I_{cc}) : Coefficient de température pour l'intensité de court-circuit.

2.2.3. Système de montage

2.2.3.1. Fourniture

Les éléments de ce système de montage sont commercialisés par projet suite au dimensionnement de la société VOLTINOV ou DOME SOLAR.

Tous les éléments décrits dans ce paragraphe sont systématiquement fournis par la société VOLTINOV ou 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.

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

Les bacs 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 VOLTINOV ou 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 prélaquées sur leur face extérieure (voir le 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)	ARCELOR MITTAL Construction France	BACACIER
333	45	NERVESCO 3.45.1000 TS	COVEO 3.45
	39	HACIERCO 3.333.39 T	COVEO 3.39
	35	-	COVEO 3.35
250	40	-	COVEO 4.40
	35	HACIERCO 4.250.35 T	COVEO 4.35
Caractéristiques		**Fabricant**	
Pas d'onde (en mm)	Hauteur d'onde (en mm)	TATA STEEL	PROFIL C
333	45	COBACIER 1003	Couverture 3.333.45
	39	-	-
250	40	COBACIER 1004	-
	35	-	-

L'épaisseur de ces bacs de sous-face suit d'abord les préconisations du fabricant puis celles de VOLTINOV ou 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.

2.2.3.3. 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 bacs 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 de sous-face dans la panne de la charpente par une vis VBS (voir §2.2.3.8).
  Elle est munie de joints mousse JOS et JRH (non pré-percés) de 5 mm, collés en usine, sous la rehausse (au niveau du sommet d'onde du bac de sous-face) et sous les deux ailes au niveau des appuis sur le bac de sous-face.
  De plus, pour les bacs 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 JRS 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 JRB (non pré-percés) 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 JRH (non pré-percé) de 5 mm, collé en usine, sous la rehausse au contact avec la faîtière.

- Cale intercalaire d'onde ("CIO") – Figure 19
  La cale intercalaire d'onde est utilisée entre le bac 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 Belight ST. De plus, un joint mousse (non prépercé) de 5 mm est collé en usine sous la cale, au niveau de l'appui avec le bac de sous-face. Un seul type de cale est fourni sur le chantier selon le type de bac de sous-face utilisé.

2.2.3.4. Joints

Tous les joints adhésifs sont en polyéthylène à cellules fermées ou mousse de polyéthylène réticulée (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 de sous-face ayant une largeur d'embase inférieure à 65 mm (voir Figure 19). 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.

2.2.3.5. Rail (rail série S « RSS ») et insert (série S « ISS »)

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 bacs 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. De section (56 x 50) mm, ils présentent un moment d'inertie égal à Iy = 6,95 cm4.

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.

2.2.3.6. Éclisse (série S « ESS »)

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.

Elle possède les caractéristiques suivantes : (300 x 63 x 39,75) mm et Iy = 4,67 cm4.

2.2.3.7. Fixation du module

- Attache-cadre basse et haute (Figure 11)
  Les attache-cadres sont destinées à supporter les cadres de modules photovoltaïques. Elles sont en aluminium EN AW-6063 T6 d'épaisseur 2 mm. Elles sont en crochet pour maintenir le cadre du module et avec deux lèvres pour recevoir les vis autoperceuses qui les fixent dans la gorge des rails.
  Il existe une attache-cadre basse et une attache-cadre haute.
- Contrefiche et attache de contrefiche (Figure 12)
  Destinées à maintenir le module photovoltaïque en partie supérieure, elles se glissent dans le rail. La contrefiche a la même section que le rail (§2.2.3.5). L'attache contrefiche est destinée à se glisser dans la gorge de ces deux profilés.
  Elles sont en aluminium EN AW-6106 T6 pour la contrefiche et EN AW-6063 T6 pour l'attache.
- Visserie "VAC"
  Les attaches décrite précédemment sont fixées à l'aide de vis autoperceuses de la société ETANCO en inox A4 de longueur 25 mm et diamètre 6,3 mm. Elles sont fournies avec des rondelles d'étanchéité de diamètre extérieur 16 mm.

2.2.3.8. 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

2.2.4.1. Liminaire

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

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

2.2.4.2. Cavalier, 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.

2.2.4.3. Abergements

2.2.4.3.1. Abergements latéraux

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

Ces abergements (Figure 13) 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.

2.2.4.3.2. Abergements aux extrémités de toiture

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

2.2.4.4. Feutre tendu

Dans le cas d'une installation sur une toiture chaude, une isolation sur pannes par feutre tendu est autorisée avec ce procédé.

Il convient donc de choisir un procédé d'isolation par feutre tendu bénéficiant d'un Avis Technique en cours de validité.

Celui-ci doit être fourni en rouleaux de la longueur du versant plus 400 mm (pour permettre les débords au 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.

2.2.4.5. Closoirs pour toitures chaudes

Ces pièces sont utilisées uniquement pour le traitement des toitures chaudes avec isolation sur pannes avec feutre tendu sous Avis Technique, au 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.

2.2.4.6. Câbles et connecteurs de liaison équipotentielle des masses

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

Les liaisons équipotentielles des masses s'effectuent par l'intermédiaire de câbles de 6 mm² avec cosses, rondelles bimétal et vis inox.

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.

2.2.4.7. Câbles électriques

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

2.2.4.8. Colliers de fixation des câbles

Afin de ne pas faire circuler de câbles sur les 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. Disposition de conception

2.3.1. Généralités

Le procédé est livré avec sa notice de montage.

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.

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

- au maximum le respect du pas de 1 m du bac de sous-face (voir §2.4.5.2.2),
- le positionnement des rehausses, des rails, le choix de la visserie, des éléments de fixation et leur serrage,
- le positionnement et le choix de la fixation des attache-cadres et leur serrage,
- le cas échéant, la vérification de l'épaisseur de la cale et de sa pose effective.

La pose des bacs de sous-face, des rehausses inférieures et des cavaliers traditionnels doit se faire à l'avancement.

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 VOLTINOV ou DOME SOLAR sur le devis remis au Maître d'Ouvrage ou sur la notice de pose.

Le procédé photovoltaïque "BELIGHT ST" (voir la Figure 1) est l'association d'un module photovoltaïque cadré et d'un système de montage spécifique avec bacs de sous-face lui permettant une mise en œuvre en toiture.

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 de sensibiliser le maître d'ouvrage à la nécessité d'une reconnaissance préalable 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, 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 :

- sur existant, la reconnaissance préalable de la charpente support (voir plus haut) doit tenir compte des tolérances de charpente. Conformément aux prescriptions précédentes, en cas de structure porteuse en acier, les pannes minces ne sont pas admises en cas d'installation sur toiture existante,

- 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 plus haut (tolérances fonctionnelles de fabrication et de montage de classe 2 conformément à la norme NF EN 1090-2+A1).

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

Dans les zones de toiture avec accumulation de neige au sens des NV 65 modifiées, il faut être attentif à ce que la charge de neige ne dépasse pas la charge admissible du procédé.

Comme tous les procédés comprenant des plaques métalliques non structurales utilisées en toiture, les ancrages des lignes de vie ne doivent pas être effectués dans les plaques mais dans la structure porteuse. La traversée du plan d'étanchéité à l'eau est réalisée en respectant les prescriptions de traversées ponctuelles habituellement admises dans les DTU de la série 40.3.

2.3.2. Caractéristiques dimensionnelles

Leurs caractéristiques dimensionnelles sont les suivantes :

Caractéristiques des champs photovoltaïques	
Largeur du champ (mm)	2 000 x NbX
Hauteur de champ (mm)	NbY x E
Poids au m² de l'installation	voir

Avec :

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

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

E : espacement vertical des modules (cf. Figure 28).

2.3.3. Conception vis-à-vis de la condensation

2.3.3.1. Traitement des risques de condensation

Les applications du procédé en toitures froides ventilées avec isolation sous pannes requièrent une étude préalable à l'instigation du maître d'œuvre afin d'étudier la faisabilité de l'installation vis-à-vis des risques de condensation. À défaut d'étude, des conditions météorologiques particulières pourraient conduire à la saturation du régulateur de condensation, amenant des condensations inévitables.

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, soit une toiture chaude à l'exception des procédés d'isolation entre pannes.

2.3.3.2. Toitures froides (lame d'air ventilée)

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).

Dans ce cas :

- l'emploi d'un régulateur de condensation en sous-face du bac de sous-face est limitée au cas des bâtiments ouverts non isolés permettant d'office une ventilation de la sous-face des bacs de sous-face comportant un régulateur de condensation,
- en cas de bâtiment ouvert ou fermé :
    - l'emploi d'un procédé de feutre tendu sous Avis Technique est admis, avec ventilation en sous-face, conformément aux dispositions du DTU 40.35 P1 §6.6.3.1 et de l'Avis Technique du procédé de feutre tendu retenu,
    - 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),
- l'isolation thermique éventuelle est placée au-dessous de la lame d'air ventilée sur l'extérieur.

2.3.3.3. Toitures chaudes à l'exception des procédés d'isolation entre pannes

Il convient de se référer au DTU 40.35 et aux préconisations sur l'emploi d'un procédé de feutre tendu (cf §2.3.3.2) le cas échéant.

Des closoirs (non fournis, cf. §2.2.4.5) doivent être positionnés conformément au DTU 40.35.

L'utilisation de procédés d'isolation entre pannes n'est pas visée dans le présent Avis Technique.

2.3.4. 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. §2.4.5.2.7).

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 15 et Figure 16.

Les câbles électriques sont 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. §2.2.4.8). 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 (Figure 16),
  - 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 17).
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...).

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. Disposition de mise en œuvre

2.4.1. Conditions préalables à la pose

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.

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 au Dossier Technique et les dispositions mentionnées au §1.2.3.2.1 "Stabilité" doivent être respectées. Il est également nécessaire de noter que 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 VOLTINOV ou DOME SOLAR.

2.4.2. Longueur maximale des rampants de toiture

Le procédé peut être utilisé sur des longueurs de rampants de toiture inférieures ou égales 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), et de 40 m maximum.

2.4.3. 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 VOLTINOV ou 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 professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques

2.4.4. Sécurité des intervenants

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

2.4.5. Mise en œuvre en toiture

2.4.5.1. 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.

2.4.5.2. Pose en partie courante de toiture

2.4.5.2.1. 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 bacs de sous-face 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 bacs de sous-face 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.

2.4.5.2.2. Positionnement des bacs de sous-face

Les bacs de sous-face 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 de sous-face précédent. Le bac de sous-face à poser vient recouvrir le bac de sous-face 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 de sous-face 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.

Un recouvrement transversal entre les bacs de sous-face 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 à 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 de sous-face 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.

2.4.5.2.3. 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 18). 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 (Figure 19), puis de compléter la fixation des bacs de sous-face à l'aide des cavaliers traditionnels et vis de couture (non fournis, cf. §2.2.4.2) selon les règles du DTU 40.35. Les fixations sont placées en sommet de nervure. Les vis utilisées (fournies, voir §2.2.3.8) sont appelées "VBS" ("VBS-6 ou 12" ou VBS-Bois selon l'épaisseur et la nature de la panne).

- <u>Principe des rehausses inférieures</u>
  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.
- <u>Fixation des rehausses inférieures</u>
  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.
  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.
- <u>Fixation des rehausses inférieures avec les rehausses de blocage</u>
  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 20), c'est-à-dire que le nombre de vis, 1 ou 2 vis, dépend de la zone de toiture.
  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...).
- <u>Fixation des rehausses de faîtage</u>
  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 21). 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.
- <u>Pose de la cale intercalaire d'onde</u>
  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.

2.4.5.2.4. Pose des rehausses supérieures

En partie courante, la rehausse supérieure vient coulisser sur la rehausse inférieure qui lui sert de support (Figure 22) : 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.

2.4.5.2.5. Pose des rails

Les rails sont posés au droit des nervures des bacs de sous-face et fixés sur les rehausses supérieures ou de blocage (Figure 23) 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 sans porte-à-faux, au plus bas à l'aplomb de l'extrémité basse de la rehausse inférieure. Toutefois, pour des entraxes de pannes supérieurs ou égaux à 1,10 m, un porte-à-faux de 230 mm maximum est accepté, sinon il est de 120 mm maximum.

Les entraxes entre rails sont dépendants du pas d'onde des bacs de sous-face et de la longueur des modules : voir Figure 24. On appelle "step porteur" l'entraxe "standard" de deux rails qui permet de soutenir un module, cet espacement est d'environ 1,25 mm pour les bacs de sous-face avec un pas d'onde de 250 mm et 1,33 mm pour les bacs de sous-face avec un pas d'onde de 333 mm. Le "step d'espacement" est situé entre deux "steps porteurs" : il est d'environ 750 mm pour les bacs de sous-face avec un pas d'onde de 250 mm et il est d'environ 667 mm pour les bacs de sous-face avec un pas d'onde de 333 mm.

2.4.5.2.6. Éclissage

Pour mettre en place un éclissage entre deux rails (Figure 25), 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 26), 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 maximums de chaque élément.

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 des entraxes de pannes inférieurs ou égaux à 1,10 m, un porte-à-faux de 120 mm maximum des rails est accepté.

Au niveau des joints de dilatation, les modules ne doivent pas chevaucher l'éclissage (cf. §2.4.5.2.6).

2.4.5.2.7. Pose des modules

Poser la première attache-cadre basse dans la gorge du rail, à la distance prévue pour le début de pose. Fixer l'attache-cadre basse avec 2 vis VAC (fournies cf. §2.2.3.8) (Figure 27). Prendre la mesure pour positionner la contrefiche avec son attache au fond de la gorge du rail. Fixer l'attache-contrefiche (Figure 28). Passer à la deuxième attache-cadre basse, puis la contre-fiche suivante, et ainsi de suite jusqu'à la dernière contrefiche, vers le faîtage.

Les modules sont posés uniquement en mode paysage (Figure 29), avec leur plus grande longueur perpendiculaire à la ligne de pente de la toiture. Ils doivent être posés en partant du bas de pente vers le faîtage, le sens de progression horizontalement n'ayant pas d'importance.

Le calepinage est calculé de manière à limiter l'impact de l'ombrage porté les uns sur les autres. Les modules sont parallèlement distants de 630 mm pour la pente de versant la plus forte (36 %, 20 °) et jusqu'à 1 020 mm pour la pente de versant la plus faible (8,7 %, 5 °). Cet écart est calculé et fourni à l'installateur par la société VOLTINOV ou DOME SOLAR.

Les modules sont posés inclinés à 30 ° ou 45 ° par rapport au plan de toiture.

Le premier module doit être posé centré sur les premiers rails, l'entraxe de ceux-ci est d'environ 1,33 m ou 1,25 m suivant le pas d'onde du bac de sous-face : 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.

Les autres modules restent toujours centrés sur leurs rails porteurs quelles que soient les tolérances sur la largeur du bac de sous-face.

Au niveau des joints de dilatation, les attache-cadres basse et haute d'un même module ne doivent pas se trouver de part et d'autre de l'éclissage.

Pour poser un module, on le tient vertical, on engage sa lèvre basse extérieure dans les 2 attache-cadre basses, on met les attache-cadre hautes sur la partie haute du cadre, en prévision de leur insertion dans la gorge de la contrefiche, et on ramène le cadre en position inclinée, vers la contrefiche. Quand les attache-cadre hautes prennent leur place dans la gorge de la contrefiche, on sent que le cadre se clipse de force dans les attache-cadre basses. On fixe par deux vis VAC (fournies cf. §2.2.3.8) les attache-cadre hautes dans la contrefiche. On visse les mises à la terre sur le cadre et sur le rail parallèle à la toiture.

Enfin, sur les colonnes de modules gauche et droite du champ photovoltaïque, on cale les cadres des modules à l'aide d'une vis VAC fixée dans le cadre, contre l'attache haute du côté intérieur au champ photovoltaïque (Figure 30).

2.4.5.2.8. Pose des abergements latéraux

Les bavettes d'étanchéité latérales BEL (non fournies, cf. §2.2.4.3.1) permettent de traiter les jonctions latérales entre le champ photovoltaïque et les éléments de couverture autour (Figure 31). 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 de la BEL inférieure.

Les BEL sont fixées sur toutes les pannes, par-dessus l'onde du bac de sous-face, 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.

2.4.5.3. 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 32), la faîtière des plaques nervurées existantes vient rejoindre celle des bacs de sous-face 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. § 2.4.3).

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

VOLTINOV ou 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 vis VAC,
  - Dégager les corps étrangers pouvant se trouver emprisonnés entre les modules ou se coller sur le bac de sous-face (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 glissement latéral des modules par rapport aux attache-cadres,
    - 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 : déconnecter la liaison équipotentielle des masses du module.
- Étape 4 : dévisser les fixations des attaches-cadres hautes.
- Étape 5 : basculer le module pour le mette à la verticale, le sortir, le remplacer par un autre en faisant les étapes en sens inverse.
- Étape 6 : reconnecter la liaison équipotentielle des masses.
- Étape 7 : 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 8 : 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 9 : reconnecter le générateur photovoltaïque en fermant l'interrupteur sectionneur DC.
- Étape 10 : 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.

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

2.7. Fabrication et contrôles

2.7.1. Modules photovoltaïques

La fabrication des modules photovoltaïques et leur assemblage avec le cadre sont effectués sur le site de la société VOLTEC SOLAR à Dinsheim-sur-Bruche (67) en France.

Lors de la fabrication des modules photovoltaïques, les contrôles portent sur les éléments suivants :

- contrôle visuel des cellules pour éliminer les cellules ayant des défauts de type rayures, cassures,
- inspection visuelle de l'interconnexion des cellules et des bandes de cellules,
- test d'électroluminescence effectué à deux reprises sur les lignes de production : une fois avant la lamination du module et une fois avant le conditionnement,
- flash test de chaque module en fin de fabrication pour déterminer ses caractéristiques électriques. La tolérance sur la puissance maximum de sortie est de 0 à + 4,99 W,
- inspection visuelle de l'aspect global du module : absence de corps étrangers dans le laminé, absence de rayures sur le verre ou sur le cadre (hors micro-rayures), taches,
- contrôle dimensionnel sur le produit fini.

2.7.2. Bacs de sous-face

Les bacs de sous-face sont fabriqués par les sociétés ARCELOR MITTAL Construction France, BACACIER, TATA STEEL et PROFIL C.

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 VOLTINOV ou DOME SOLAR.

2.7.3. Rail, éclisse

Les rails et les éclisses 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 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 14 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 modules sont conditionnés par 10 niveaux de 3 modules posés à l'horizontal sur une palette, avec des espaceurs PE dans les coins, et cerclés dans les deux sens puis filmés. Les modules conditionnés ensemble sont obligatoirement de la même nature et de la même puissance : ils ont la même référence.

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

Sur chantier, ce matériel doit être stocké au sec, sous abri.

2.8.2. Autres constituants du procédé

Les petits composants du procédé (visserie, 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 VOLTINOV ou DOME SOLAR dans un endroit sec et aéré à l'abri de la pluie.

Les bacs de sous-face, 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 VOLTINOV ou 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 VOLTINOV ou DOME SOLAR. La société VOLTINOV ou 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 VOLTINOV ou 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 VOLTINOV ou DOME SOLAR pour sa première installation photovoltaïque.

La société VOLTINOV ou 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 cadrés BE-LIGHT-XXX ont été testés selon la norme NF EN 61215:2005 : qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques, par le laboratoire CERTISOLIS (rapport d'essais et certificat n° 20190616-001).

- Les modules photovoltaïques cadrés BE-LIGHT-XXX ont été testés selon la norme NF EN 61730:2007/A1:2012/A11:2014 et certifiés comme appartenant à la classe d'application A jusqu'à une tension maximum de 1 000 V DC par le laboratoire CERTISOLIS (rapport d'essais et certificat n° 20190616-001).
- 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 des vis VOS et VAC ont été effectués par la société ETANCO.
- Le procédé photovoltaïque a été testé par le CSTB selon la norme NF EN 12179 pour un essai de résistance à la pression du vent (rapport d'essais n° FaCeT 19-0218-26082948).
- La tenue au vent du procédé photovoltaïque a été étudiée en simulation numérique et essais en soufflerie Jules Verne par le CSTB (rapport d'essais n° EN CAPE 19.091 C – V1).
- Des essais de résistance à l'écrasement de nervure sous la rehausse de faîtage ont été effectués sous contrôle d'un huissier de justice.

2.11.2. Références

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis juin 2019.

Une seule installation a été réalisé aujourd'hui (démonstrateur). L'installation a été réalisée le 22 septembre 2020 au 1D rue du général de Gaulle, 67190, Dinsheim-sur-Bruche. Elle est constituée de 144 modules pour une surface de modules égale à 108m² occupant un espace d'environ 185m² sur la toiture. Disposés selon 12 lignes et 12 colonnes sur une toiture bac acier (HACIERCO 4.250.35 T / COVEO 4.35) de pente égale à 12°. Le système installé est le système 30°. Le productible annuel atteint 1356 kWh/kWc, avec une puissance crête de 17,2kWc sur l'installation.

2.12. Annexe du Dossier Technique

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

			Atmosphères extérieures							
Matériau	**Composant**	**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*	
Aluminium EN AW-6063 T6	Cadre des modules photovoltaïques	Anodisé 15 µm	●	●	□	●	●	□	□	□
Acier S320 GD	Bacs de sous-face	Z225 + 25 µm Polyuréthane de catégorie III	●	●	□	●	-	-	□	□
Acier S320 GD	Bacs de sous-face	Z225 + 35 µm Polyester de catégorie IV	●	●	□	●	●	-	□	□
Acier S235JR	Rehausses	Z350	●	□	-	□	-	-	-	□
Acier S235JR	Rehausses	Z350 + Peinture polyester ou polyuréthane 35 µm mini	●	●	□	●	●	□	□	□
Acier S235JR	Rehausses	Z350 + Peinture polyester ou polyuréthane 80 µm mini	●	●	□	●	●	□	□	□
Aluminium EN AW-6106 T6 ou 6060 T66 ou 6060 T6 ou 6063 T6	Rail, éclisse, cale , attache-cadre, contrefiche, attache-contrefiche	Brut	●	●	□	●	●	□	□	□
Aluminium EN AW-6106 T6 ou 6060 T66	Rail, éclisse	Peinture polyester ou polyuréthane 35 µm mini	●	●	□	●	●	□	□	□
Aluminium EN AW-6106 T6 ou 6060 T66	Rail, éclisse	Peinture polyester ou polyuréthane 60 µm mini ou anodisation incolore 20 µm	●	●	□	●	●	□	□	□
Visserie et fixations										
Acier cémenté zingué	VBS	Supracoat 2C	●	●	□	●	●	□	□	□
Inox 1.4404	VOS	-	●	●	□	●	●	□	□	□
Inox A4	VAC	-	●	●	□	●	●	□	□	□

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 titulaire de l'Avis Technique*

- : Non adapté à l'exposition

** : à l'exception du front de mer*

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

	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 de catégorie VI	●	●	□	●	●	●	□	□
HAIREXCEL simple face de catégorie VI	●	●	□	●	●	●	□	□
SINEA simple face de catégorie VI	●	●	□	●	●	●	□	□

● : Matériau adapté à l'exposition

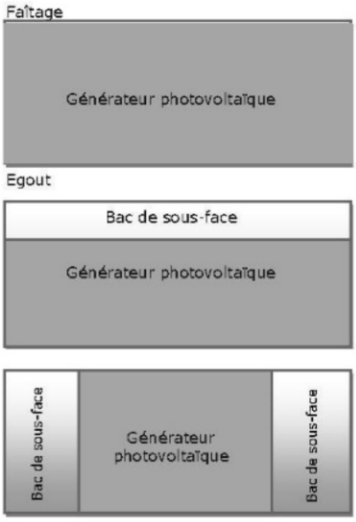
□ : Matériau dont le choix définitif ainsi que les caractéristiques particulières doivent être arrêtés après consultation et accord de la société ARCELORMITTAL Construction France

- : Non adapté à l'exposition

* : à l'exception du front de mer

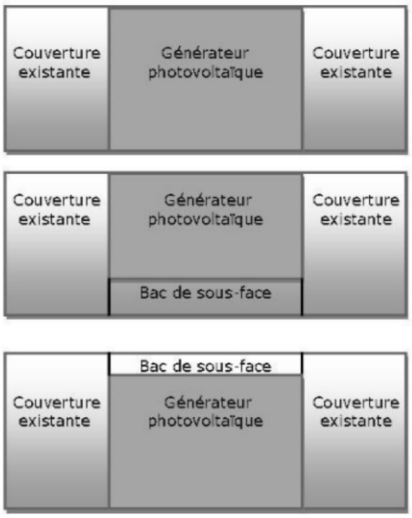
Tableau 2 - Revêtements des bacs de sous-face de la société ARCELORMITTAL CONSTRUCTION FRANCE(conformément aux préconisations de la société ArcelorMittal Construction France)

Cas 1 : Procédé en toiture complète :



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°	36.5% Rail série S	20° Rail série S
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°	36.5% Rail série S	20° Rail série S
Plaque profilée de fibres-ciment	21%	12°		

NOTA : 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.

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

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

voltinov

Configuration à 30°

ESPACEMENT MAXI DES PANNES en mètre

LA POSE EST TOUJOURS CENTRÉE , EN MODE PAYSAGE

Il permet la répartition uniforme des charges Neige et Vent sur toutes les pannes aussi bien dans le sens Y que dans le sens Z.
La flèche maximale des pannes est le 1/200 de leur portée.

N V fév. 2009	Zones VENT	1	1	2	2	3	3 *	4 *
Régions NEIGE	Altitude maxi en m	normal	exposé	normal	exposé	normal	exposé	normal
A1 ou A2	280	2,30	2,00	2,10	1,70	1,80	1,40	1,50
A1 ou A2	430	2,10	2,00	2,10	1,70	1,80	1,40	1,50
B1	330							
C1	230							
A1 ou A2	568	1,90	1,90	1,90	1,70	1,80	1,40	1,50
B1 ou B2	528							
C1 ou C2	470							
A1 ou A2	632	1,80	1,80	1,80	1,70	1,80	1,40	1,50
B1 ou B2	592							
C1 ou C2	552							
D	380							
A1 ou A2	710	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,40	1,50
B1 ou B2	670							
C1 ou C2	630							
D	530							
E	225							
A1 ou A2	810	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,40	1,50
B1 ou B2	770							
C1 ou C2	730							
D	630							
E	475							
A1 ou A2	900	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,40	1,50
B1 ou B2	900							
C1 ou C2	860							
D	760							
E	620							
A1 ou A2	900	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
B1 ou B2	900							
C1 ou C2	900							
D	778							
E	634							

REMARQUES

Les Modules ne peuvent pas être positionnés dans les zones propices aux accumulations de Neige.

* Pour les cas de Vent zone 3-exposé et zone 4, la pose des Modules en angle ne peut se faire qu'après vérification particulière que la pression du Vent, calculée suivant les caractéristiques du projet, ne dépasse pas les 1333 Pa.

PARTICULIERES

Cadre Module = Iy/v = 1243 mm3 ; σ = 17,5 daN/mm² | Rail = Iy/v = 2737 mm3 ; σ = 20 daN/mm²

Toitures 12,00 m de hauteur à la faîtière, avec pente maxi de 36,50%, Ce-Ci = 1,46, δ = 1,00.

Bacs de couverture : pas de 250 et 333 mm, et onde de 35 à 45 mm

Porte-à-faux maxi du RAIL, pour tous les cas : Faîtage = 0,43 m ; Égout = 0,23 m

Les flèches admissibles sont au 1/200 pour les travées et au 1/100 pour les porte-à-faux.

Voltinov - 8 avenue Jean Prêcheur 67129 MOLSHEIM CEDEX - contact@voltinov.fr | INDICE E | 15/11/2023

Tableau 4- Entraxe maximal des pannes en fonction des charges climatiques pour la pose des modules avec 30 ° d'inclinaison par rapport au plan de toiture

voltinov

Configuration à 45°

ESPACEMENT MAXI DES PANNES en mètre

LA POSE EST TOUJOURS CENTRÉE , EN MODE PAYSAGE

Il permet la répartition uniforme des charges Neige et Vent sur toutes les pannes aussi bien dans le sens Y que dans le sens Z.
La flèche maximale des pannes est le 1/200 de leur portée.

N V 65 modifiée	Zones VENT	1	1	2	2	3	3 *	4 *
Régions NEIGE	Altitude maxi en m	normal	exposé	normal	exposé	normal	exposé	normal
A1 ou A2	290	2,30	2,20	2,30	2,00	2,10	1,70	1,80
A1 ou A2	430	2,10	2,10	2,10	2,00	2,10	1,70	1,80
B1	330							
C1	230							
A1 ou A2	568	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,70	1,80
B1 ou B2	528							
C1 ou C2	470							
A1 ou A2	632	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,70	1,80
B1 ou B2	592							
C1 ou C2	552							
D	380							
A1 ou A2	710	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
B1 ou B2	670							
C1 ou C2	630							
D	530							
E	225							
A1 ou A2	810	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
B1 ou B2	770							
C1 ou C2	730							
D	630							
E	475							
A1 ou A2	900	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
B1 ou B2	900							
C1 ou C2	900							
D	778							
E	638							

REMARQUES PARTICULIERES

Les Modules ne peuvent pas être positionnés dans les zones propices aux accumulations de Neige.

* Pour les cas de Vent zone 3-exposé et zone 4, la pose des Modules en angle ne peut se faire qu'après vérification particulière que la pression du Vent, calculée suivant les caractéristiques du projet, ne dépasse pas les 1333 Pa.

Cadre Module = Iy/v = 1243 mm3 ; σ = 17,5 daN/mm² | Rail = Iy/v = 2737 mm3 ; σ = 20 daN/mm²

Toitures 12,00 m de hauteur à la faîtière, avec pente maxi de 36,50%, Ce-Ci = 1,46, δ = 1,00.

Bacs de couverture : pas de 250 et 333 mm, et onde de 35 à 45 mm

Porte-à-faux maxi du RAIL, pour tous les cas : Faîtage = 0,43 m ; Égout = 0,23 m

Les flèches admissibles sont au 1/200 pour les travées et au 1/100 pour les porte-à-faux.

Voltinov - 8 avenue Jean Prêcheur 67129 MOLSHEIM CEDEX - contact@voltinov.fr | INDICE E | 15/11/2023

Tableau 5- Entraxe maximal des pannes en fonction des charges climatiques pour la pose des modules avec 45 ° d'inclinaison par rapport au plan de toiture

Éléments	Poids	unité
Ossature secondaire et éclisse	1,35	kg/m²
Rehausses inférieures, supérieures et de blocage	0,94	kg/m²
Fixations	0,21	kg/m²
TOTAL	**2,50 ***	**kg/m²**
* : pour écart moyen entre pannes de 1,60 m		

Nota : il ne faut pas retrancher le poids du procédé dans le dimensionnement

Tableau 6 –Poids du système (sans le poids du module ni des bacs de sous-face : consulter la documentation technique des fabricants)

3. Annexes graphiques

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

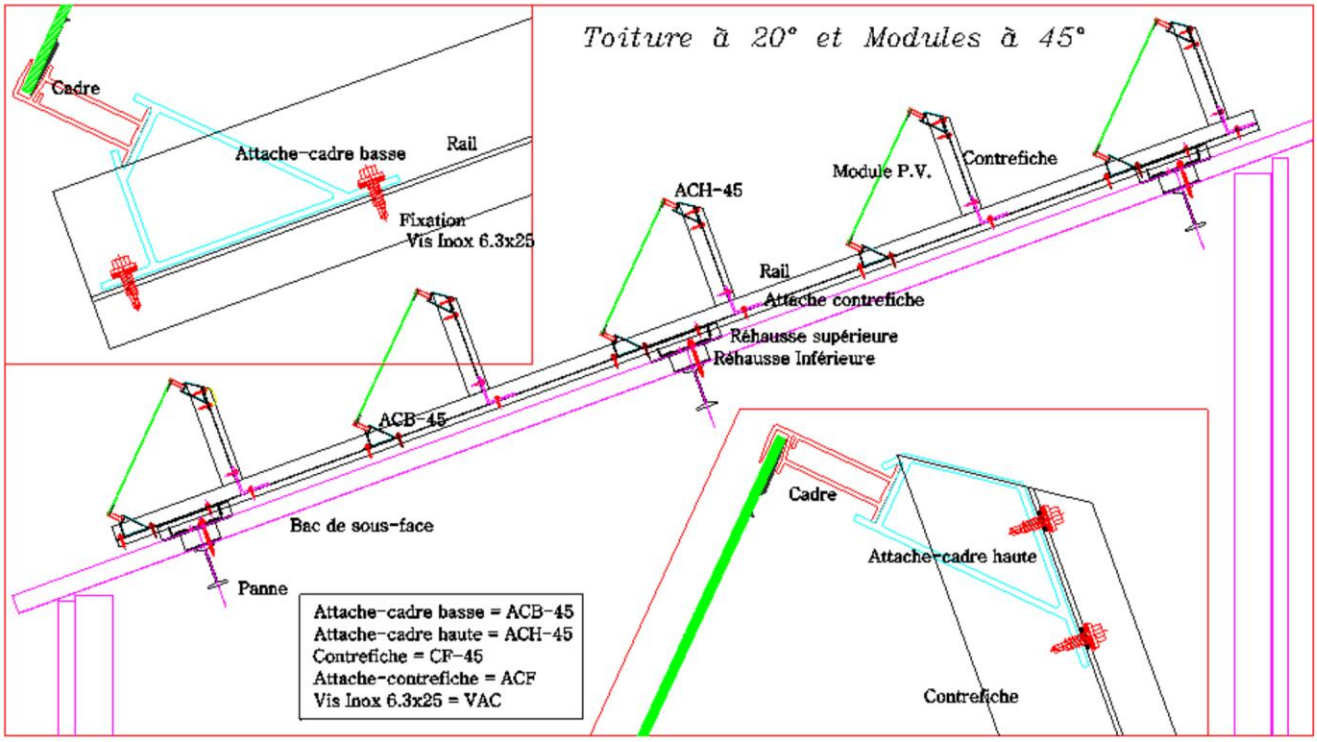


Figure 1 –Coupe générale du procédé

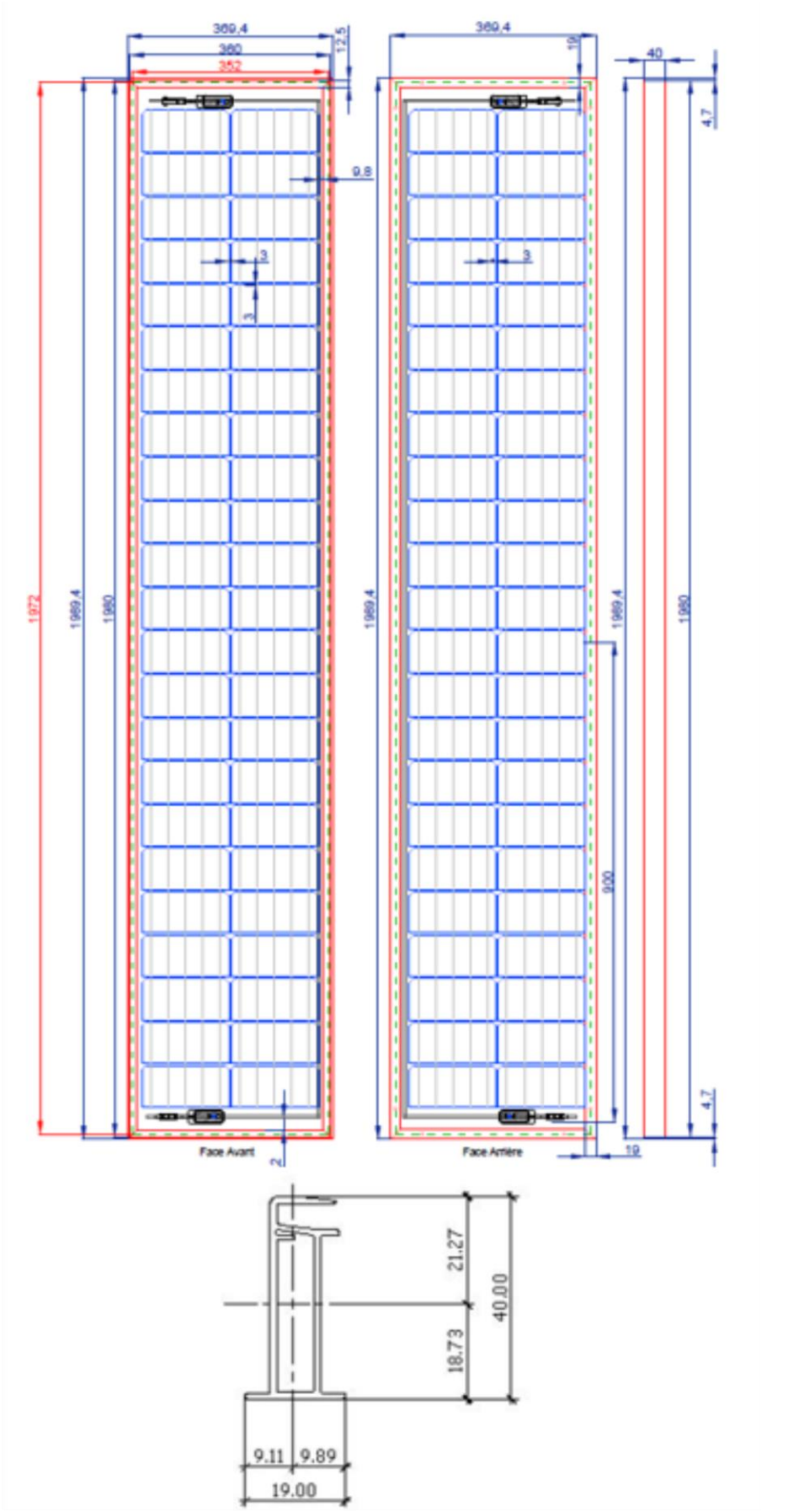


Figure 2 – Modules photovoltaïques (avec demi-cellules) et son cadre (vue en coupe)

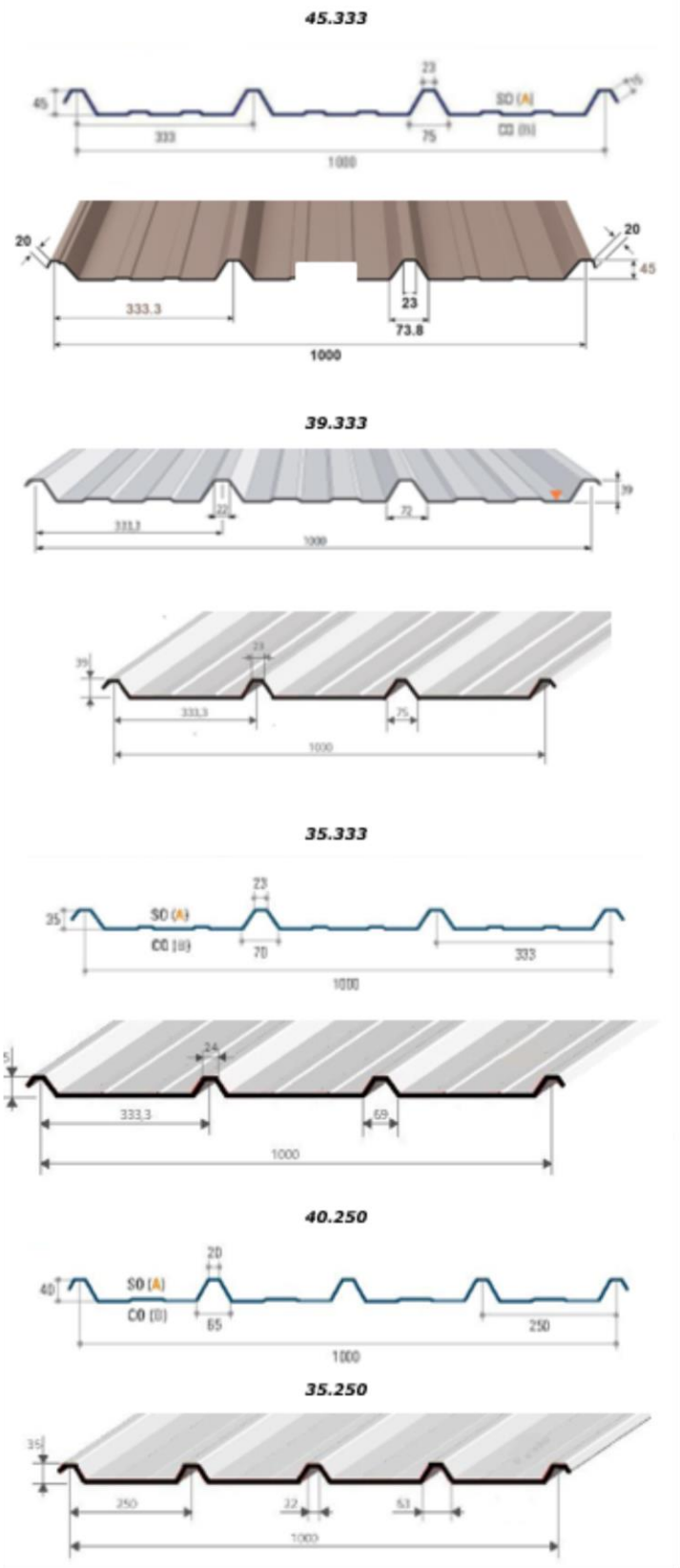


Figure 3 – Bacs de sous-face

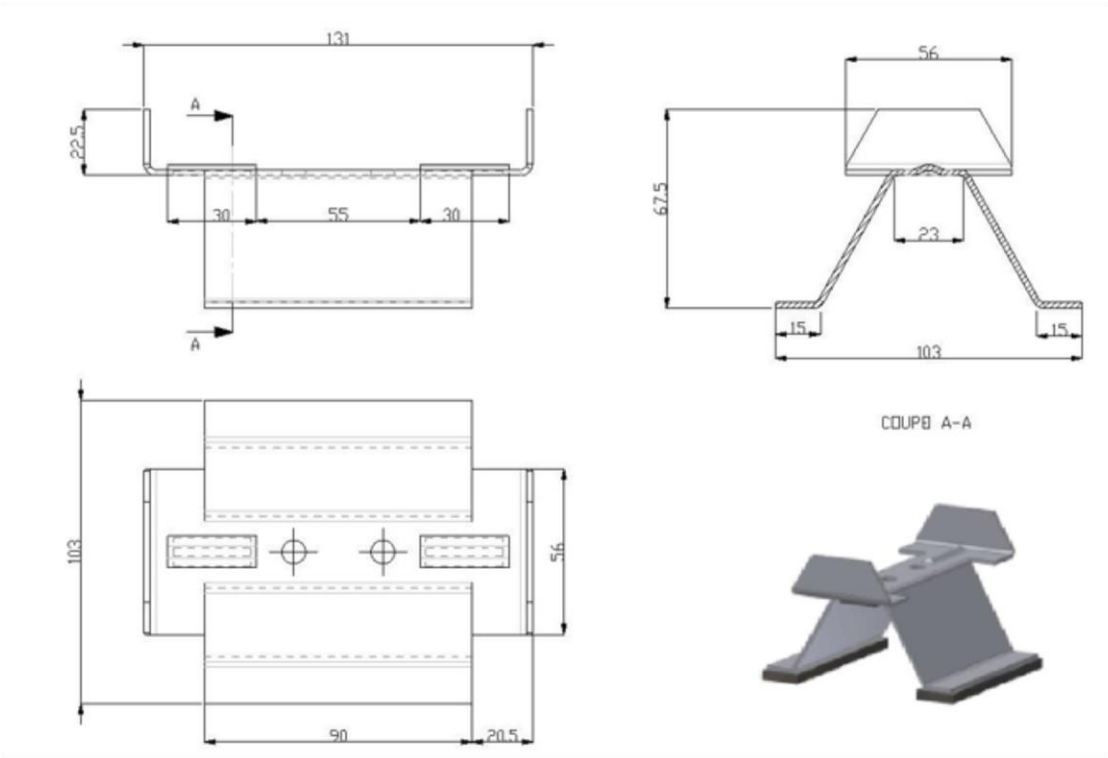


Figure 4 – Rehausse inférieure (Brevet FR1005097)

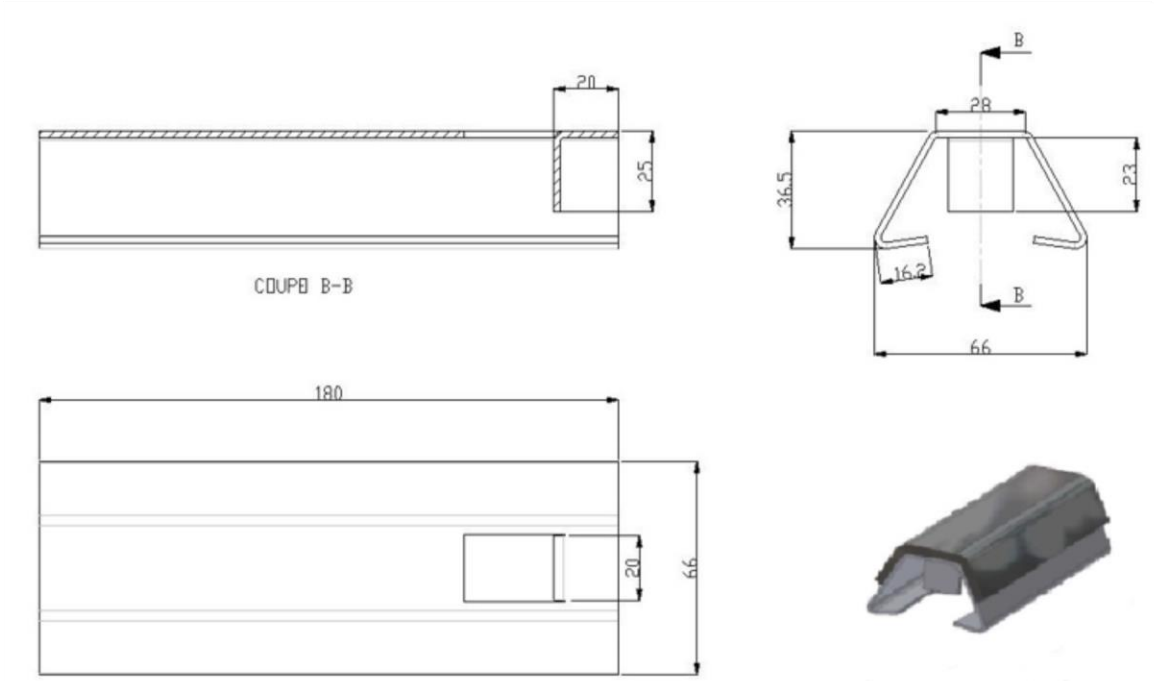


Figure 5 – Rehausse supérieure (Brevet FR1005097)

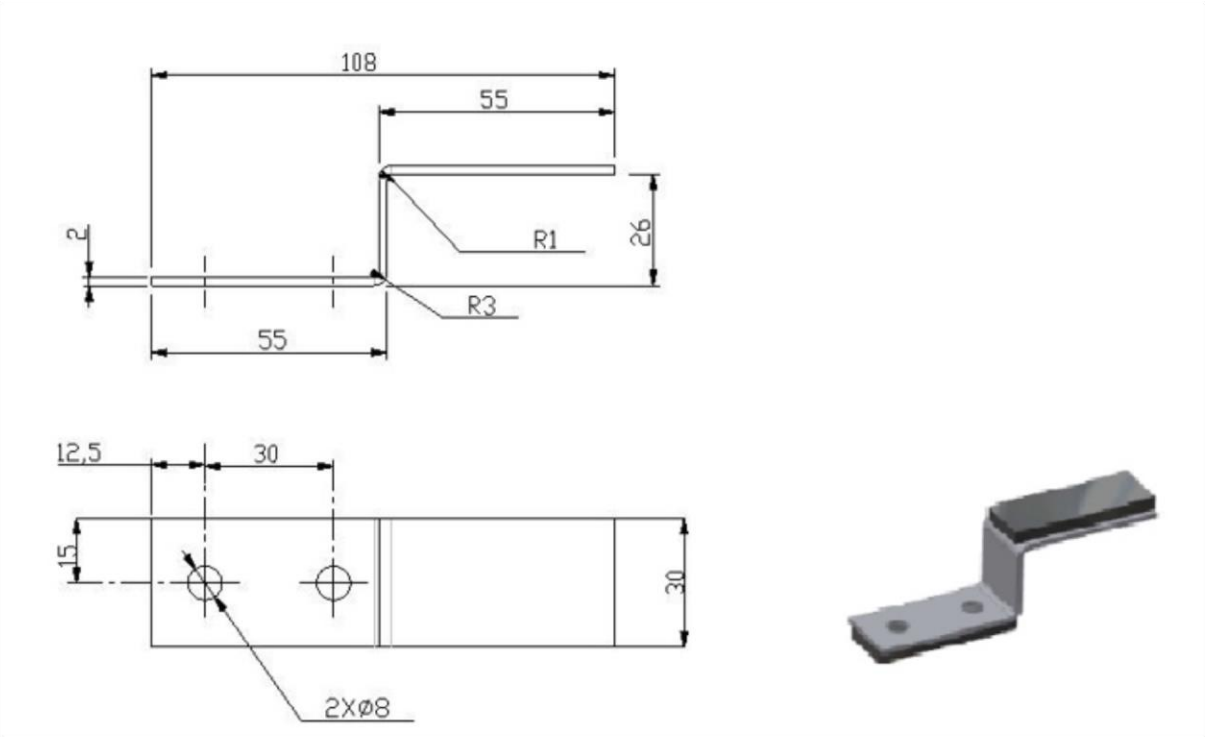


Figure 6 – Rehausse de blocage

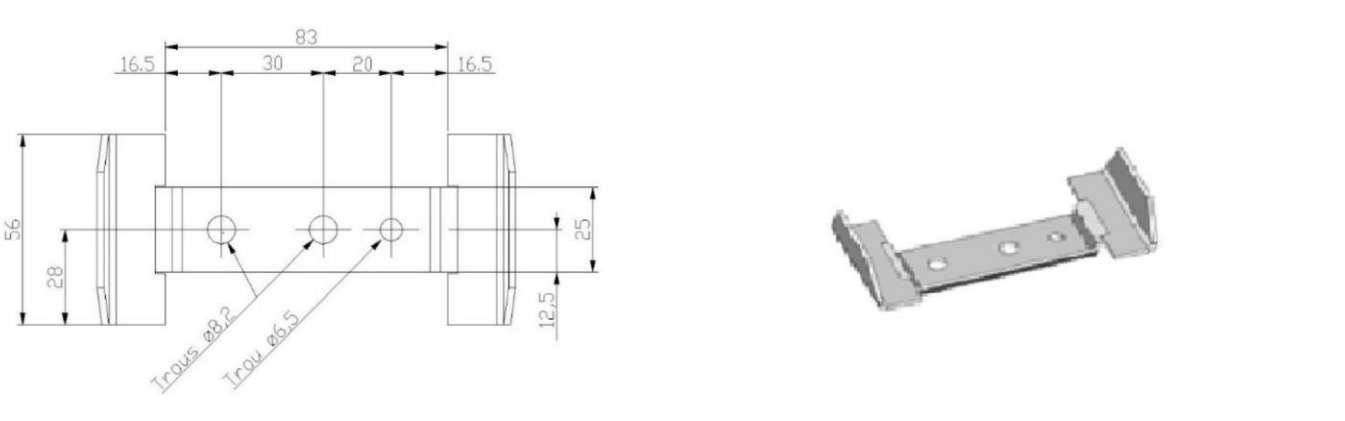


Figure 7 – Rehausse de faîtage

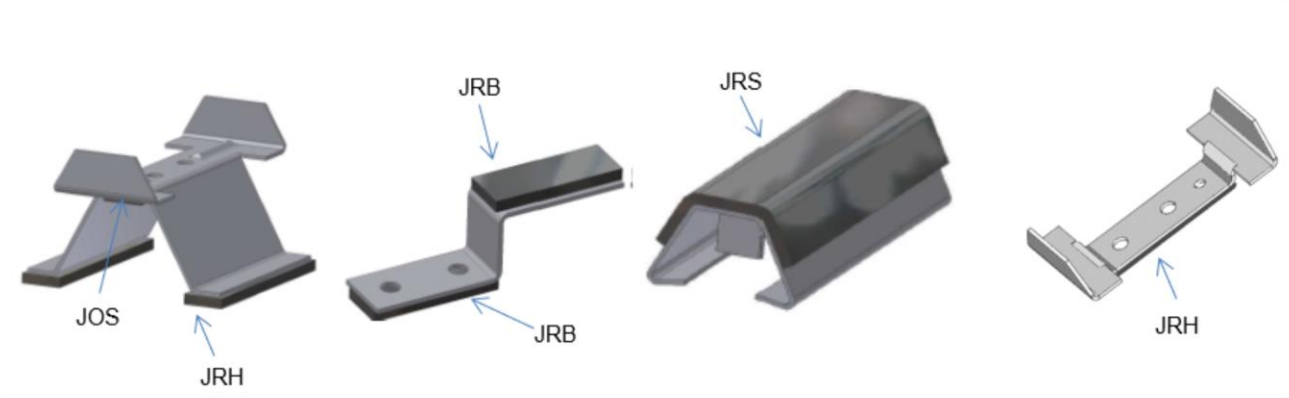


Figure 8 – Joints des rehausses

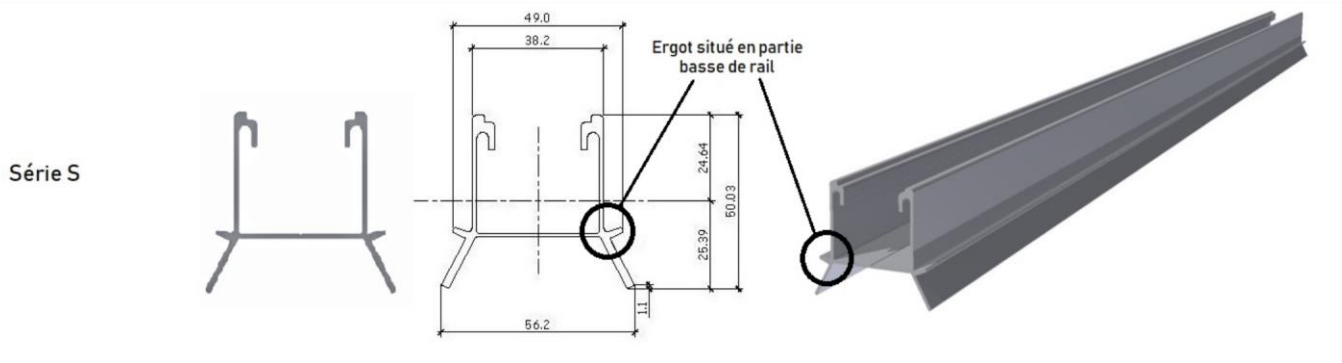


Figure 9 – Rails

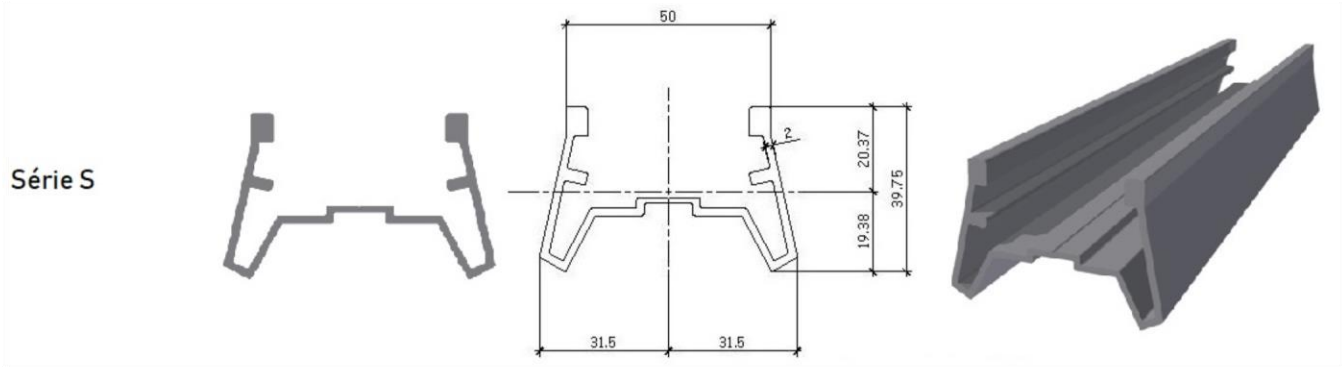


Figure 10 – Éclisses

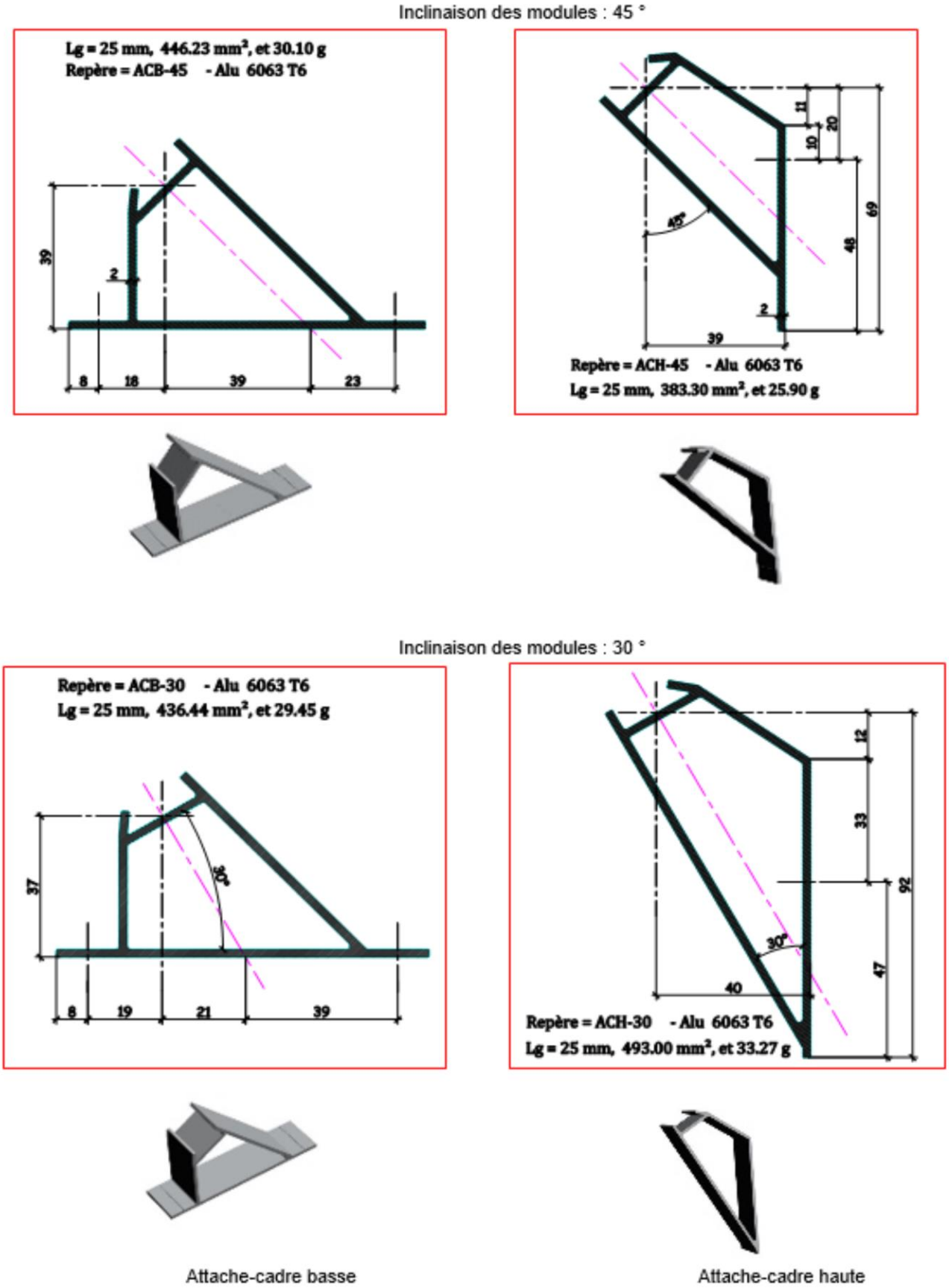


Figure 11 – Attache-cadre

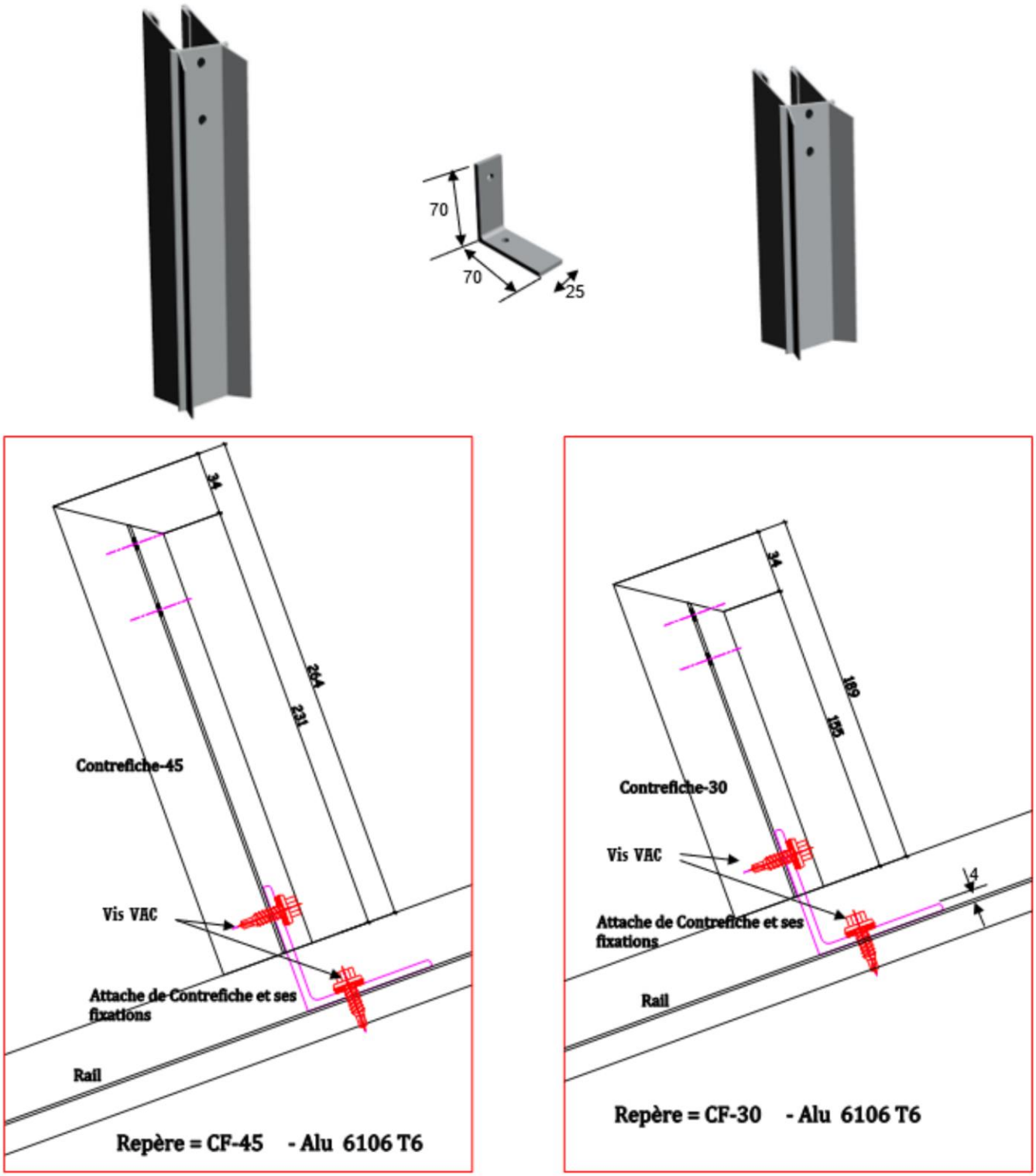


Figure 12 – Contrefiche et attache de contrefiche

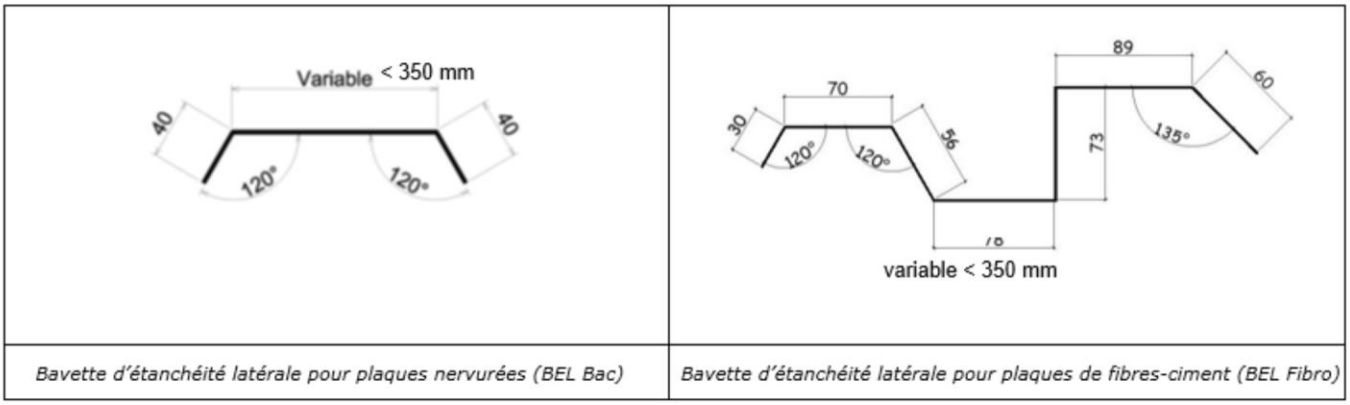


Figure 13 –Bavettes d'étanchéité latérales pour raccord aux éléments de couverture

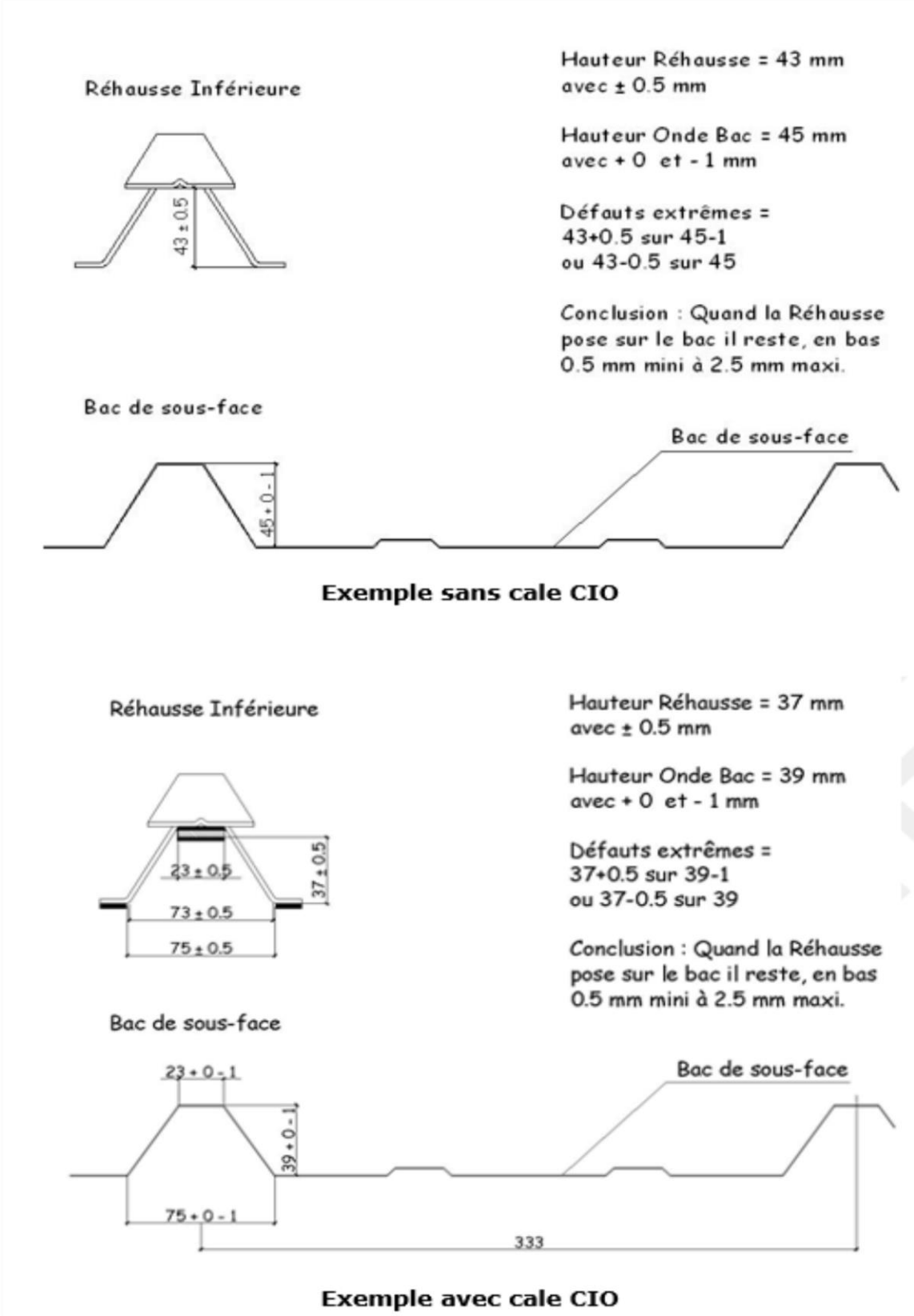


Figure 14 – Illustration des tolérances dimensionnelles entre rehausse / nervure de bac de sous-face / cale intercalaire d'onde

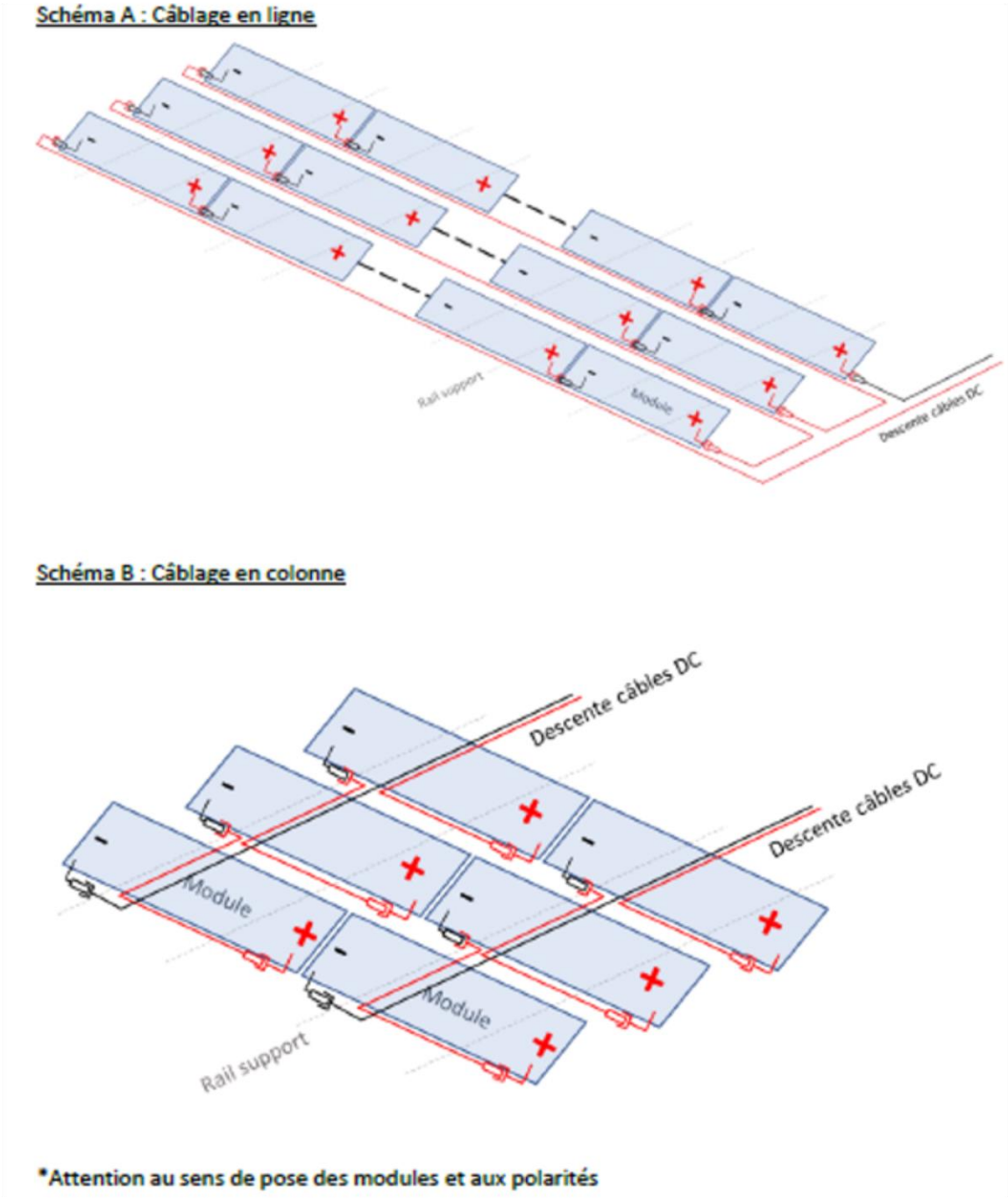


Figure 15 – Schéma de principe du câblage

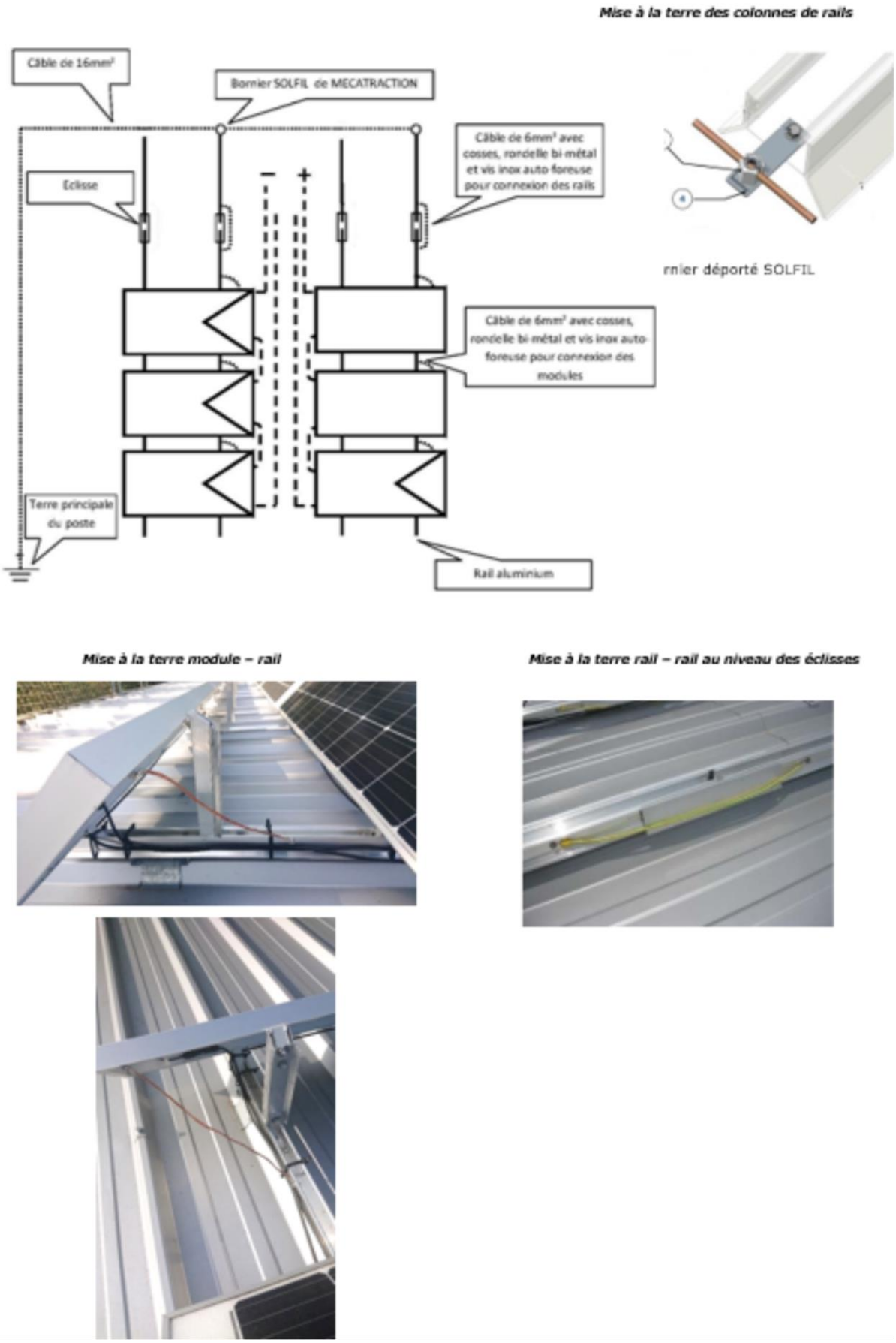
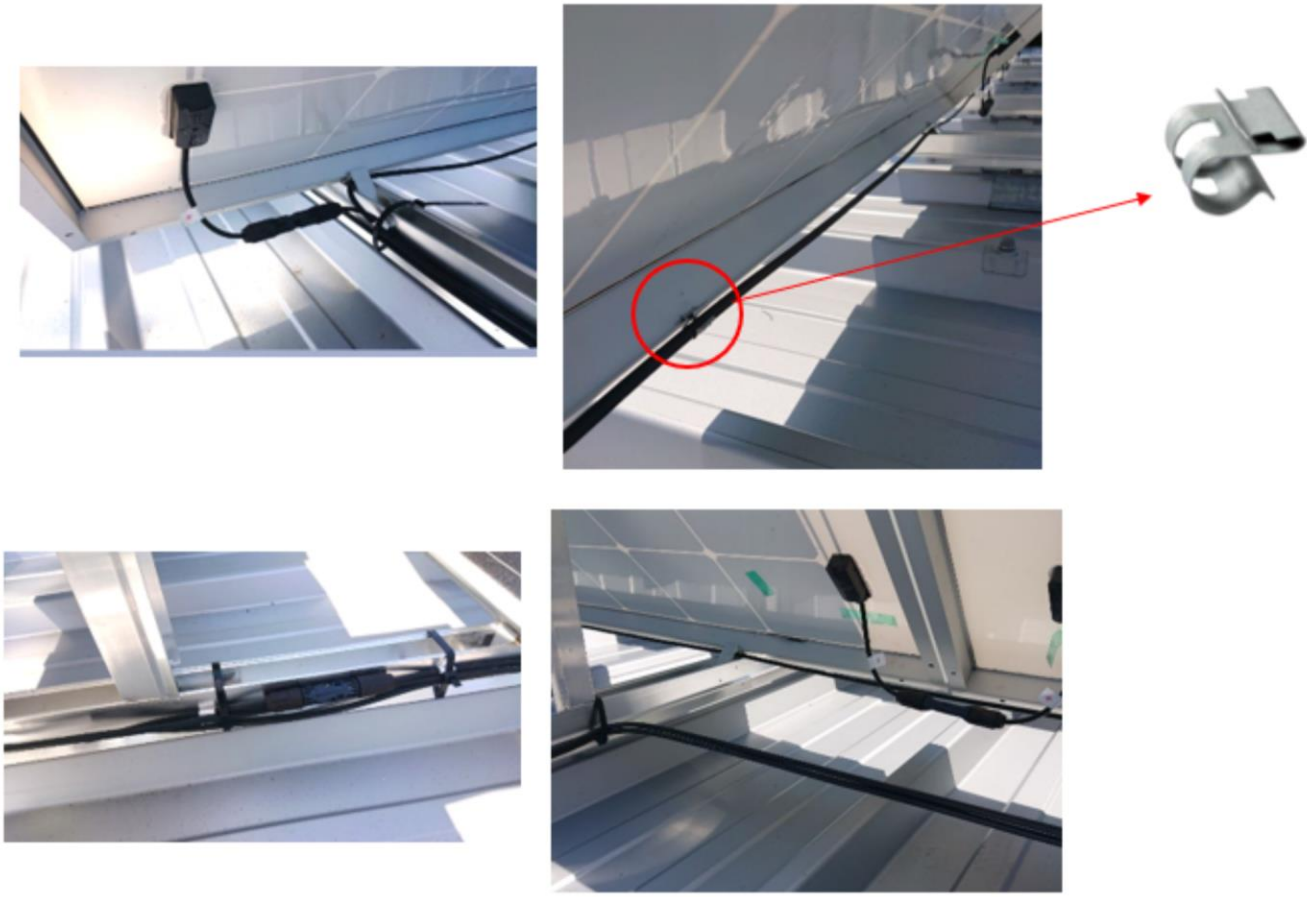


Figure 16 – Schéma de principe de la liaison équipotentielle des masses



Exemple de cheminement des câbles

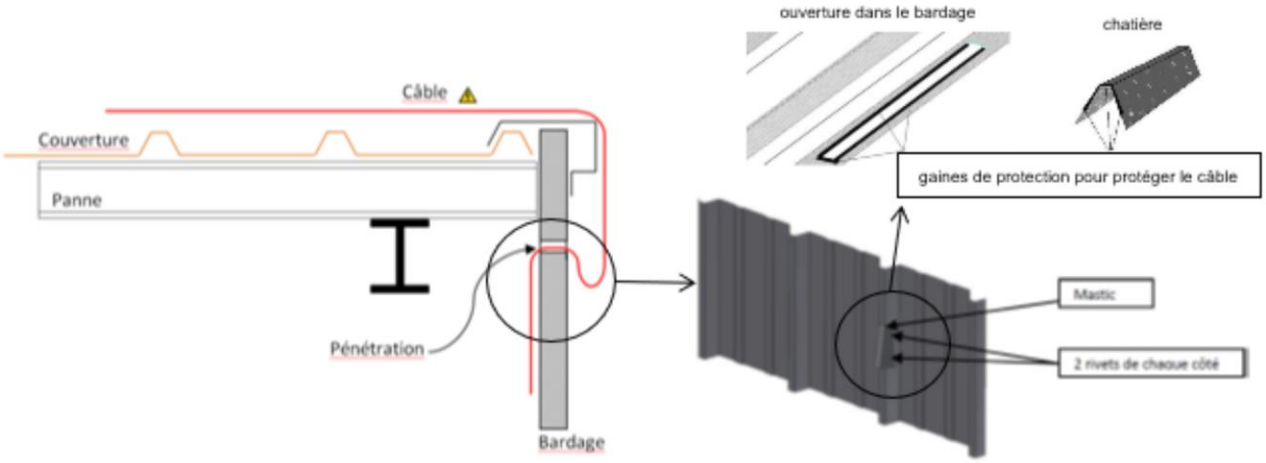
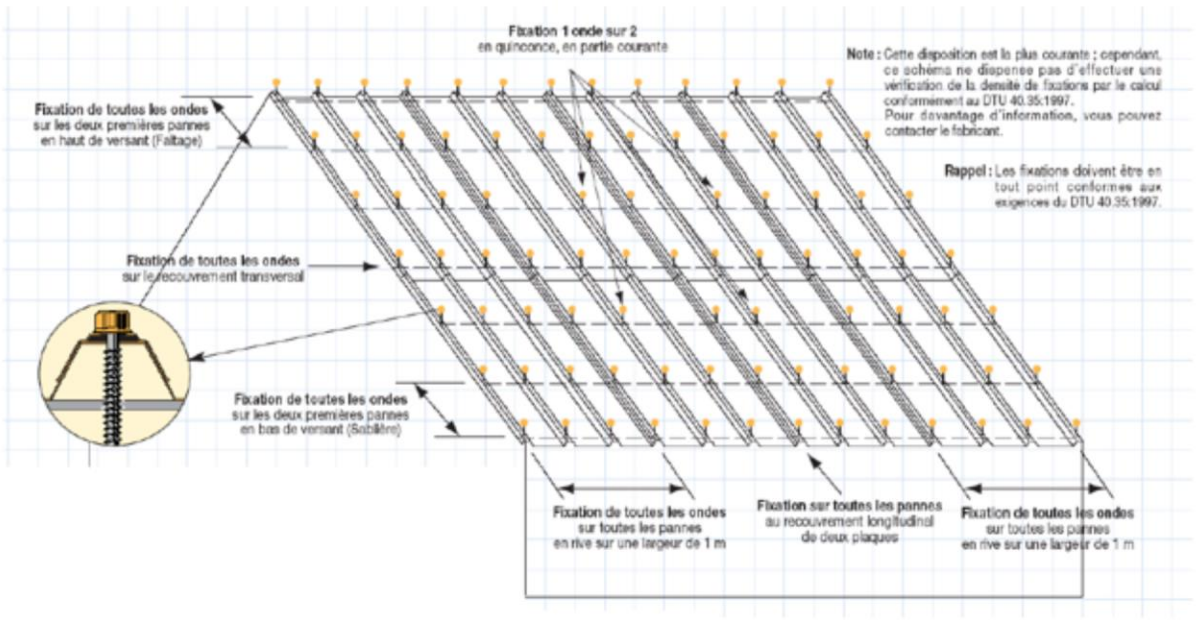
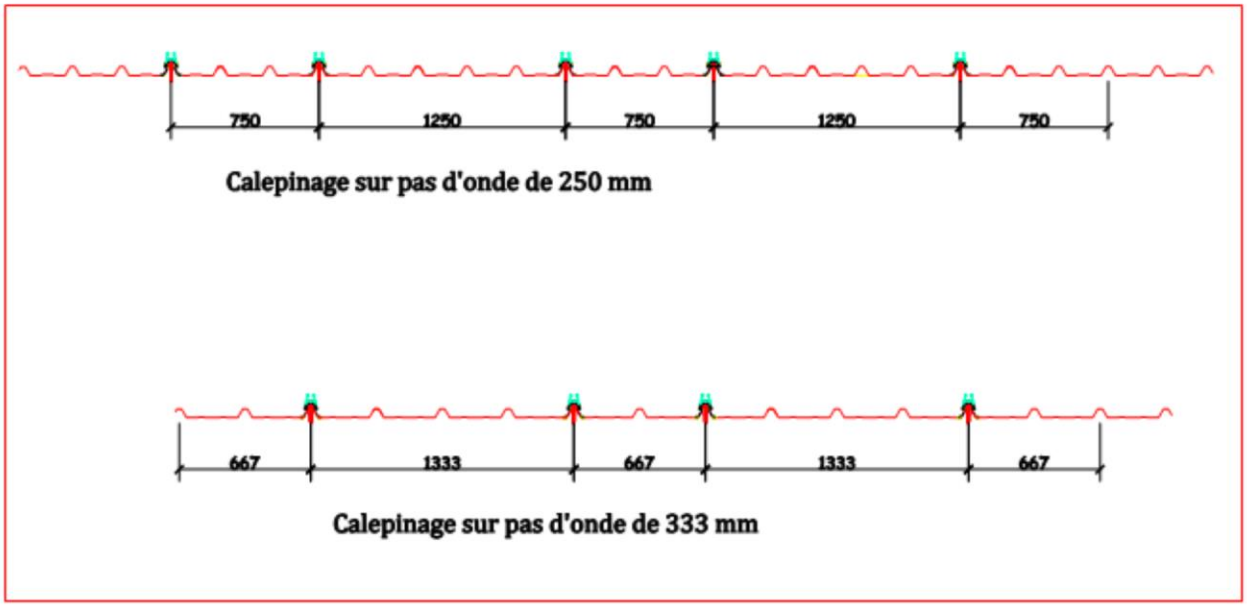


Figure 17 –Cheminement des câbles etexemple de passage des câbles à l'intérieur du bâtiment (Nota : les fixations ne sont pas représentées)



Répartition des cavaliers courants



Fixation des rehausses inférieures (les cavaliers courants ne sont pas représentés)

Figure 18 – Principe de répartition des fixations des bacs de sous-face

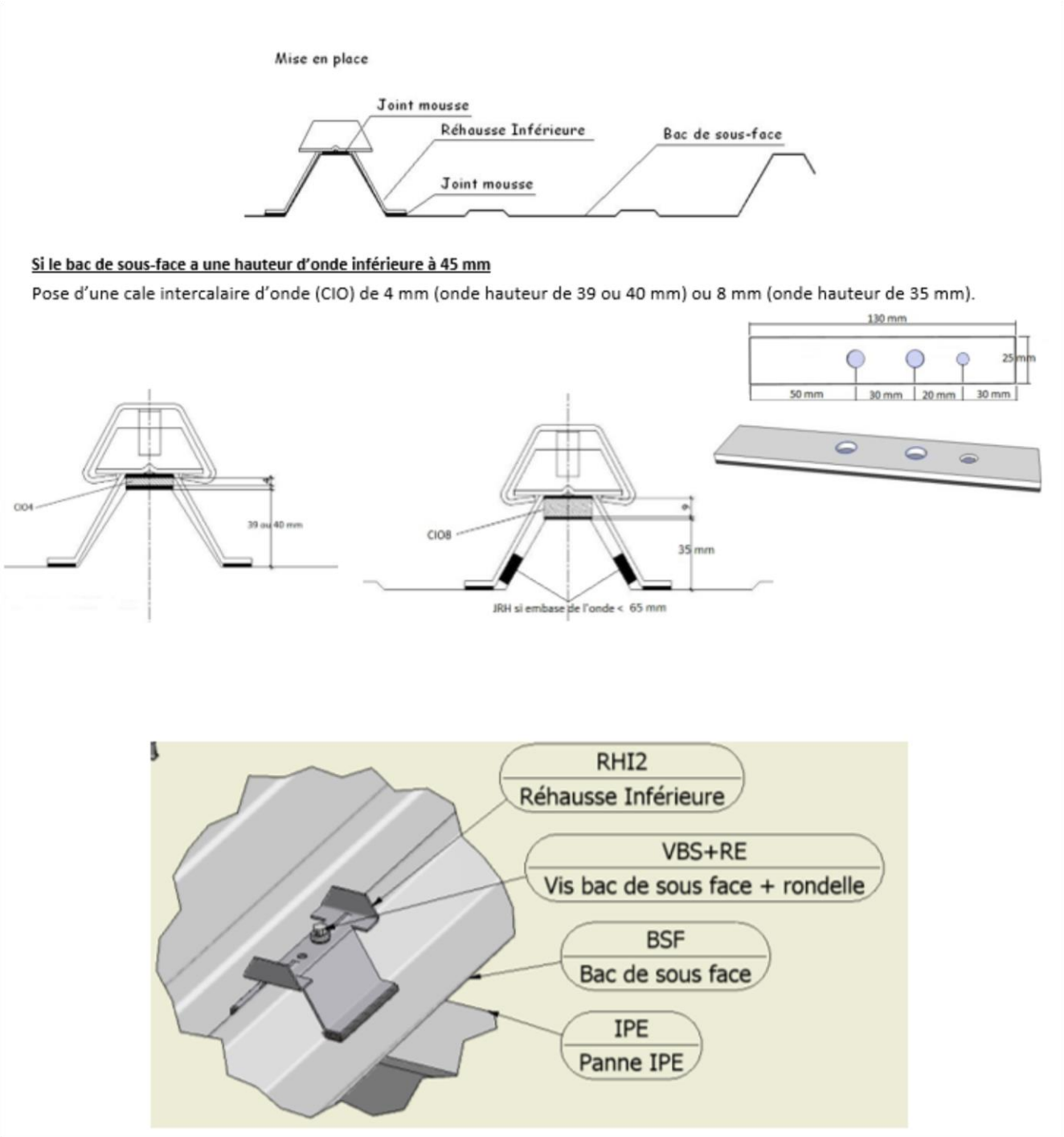


Figure 19 – Mise en place de la rehausse inférieure

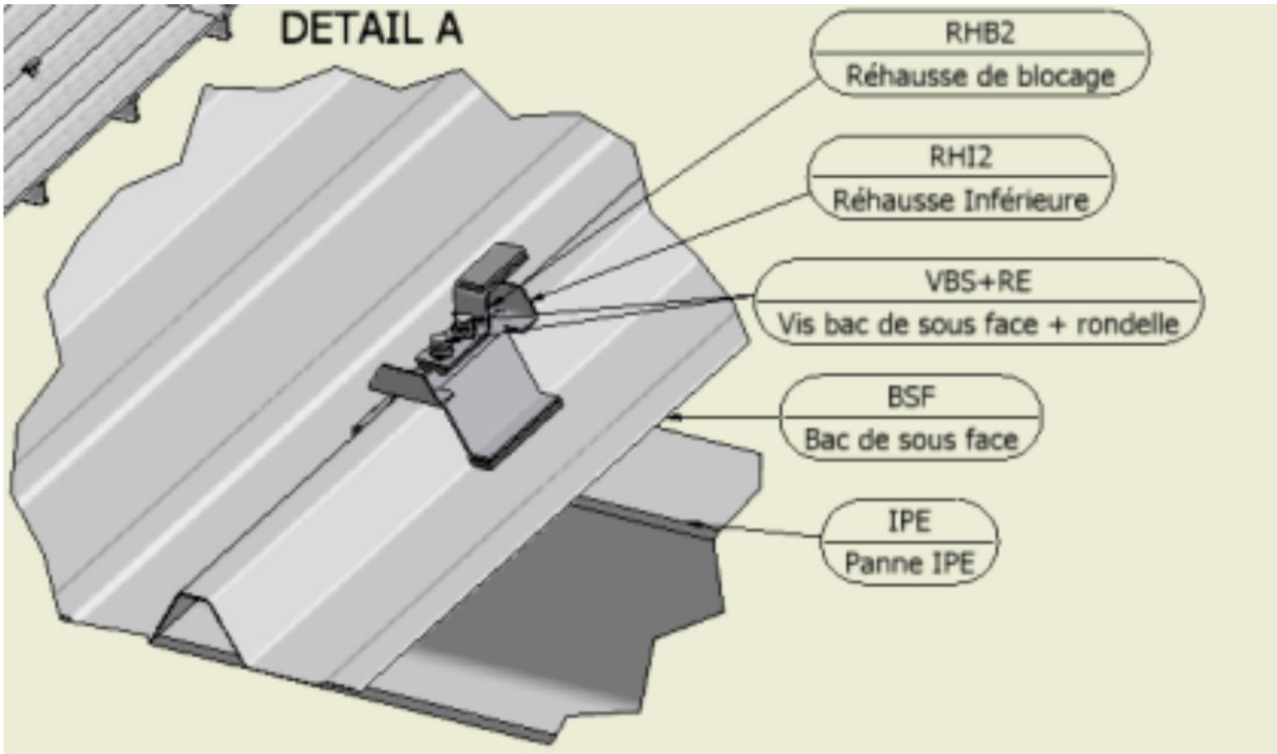


Figure 20 - Illustration de la fixation des bacs de sous-face à l'aide des rehausses inférieures avec la rehausse de blocage

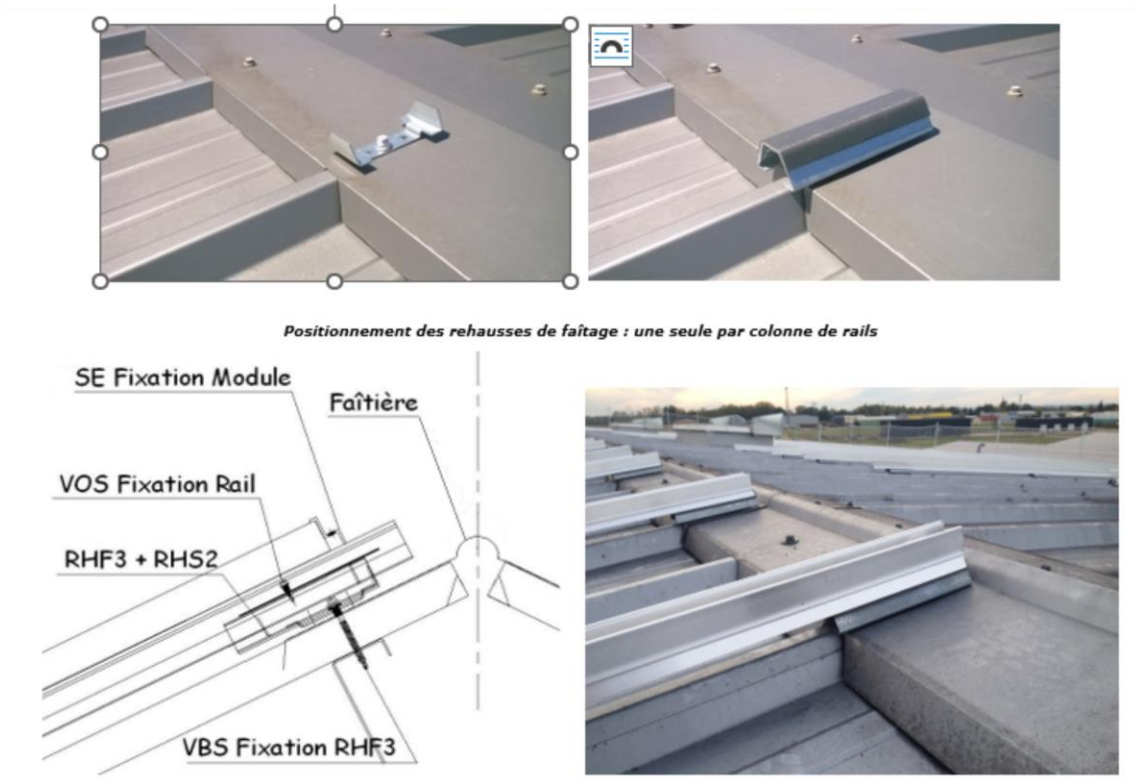


Figure 21 – Illustration de l'utilisation de la rehausse de faîtage

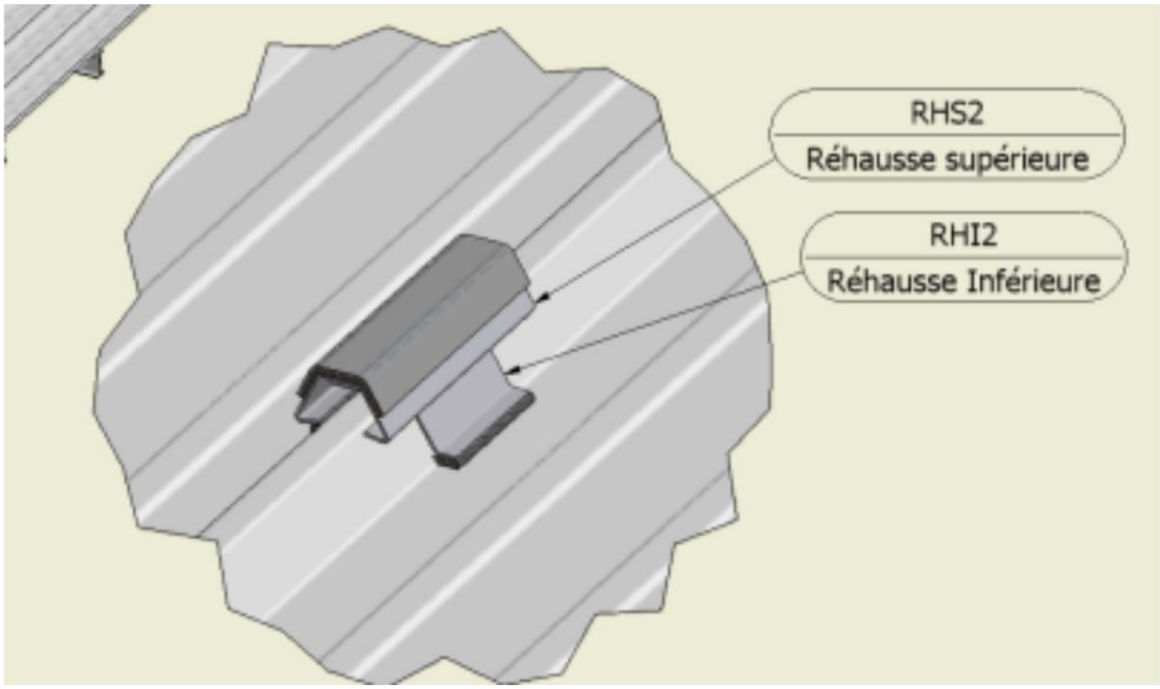
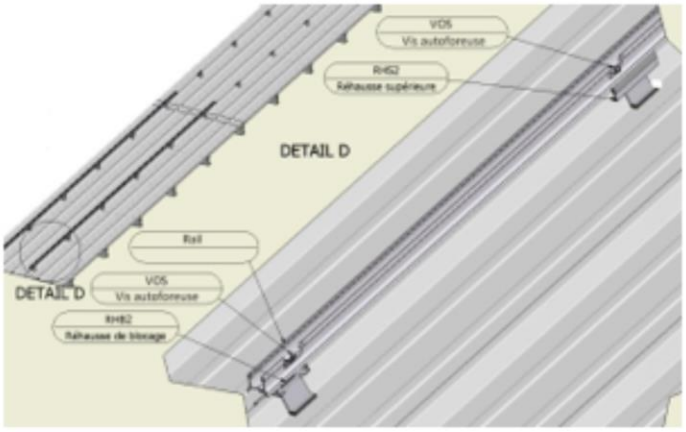
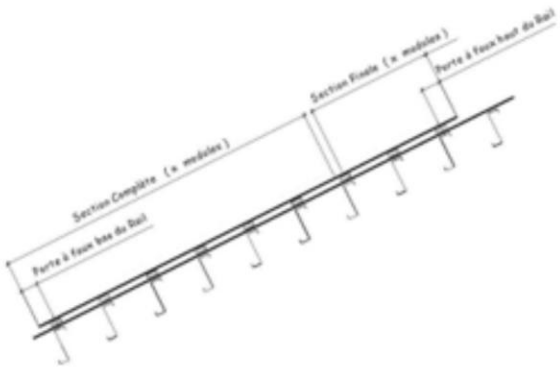
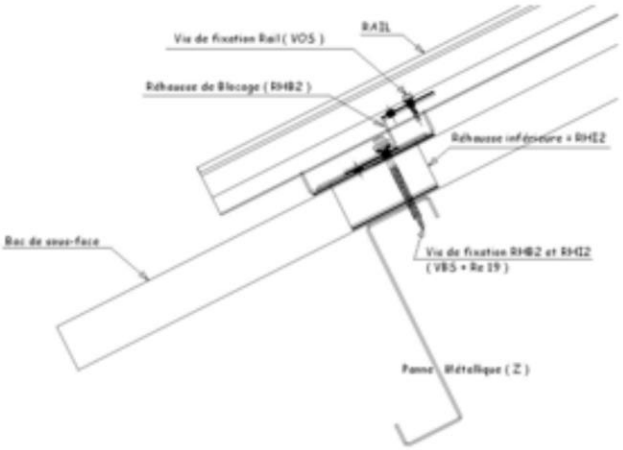
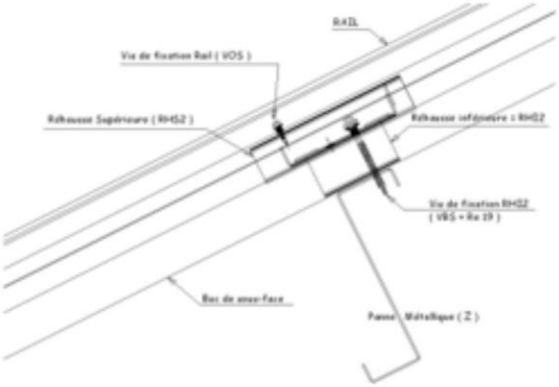


Figure 22 – Illustration de l'utilisation de la rehausse supérieure sur la rehausse inférieure

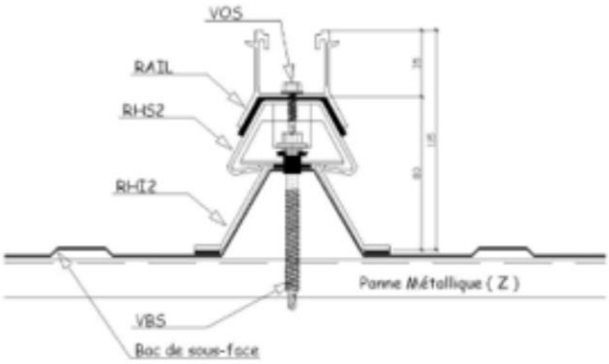








Nota : les pannes Z telles que figurées ici comme exemple ne sont admises qu'en pannes neuves (cf. § 8.1)



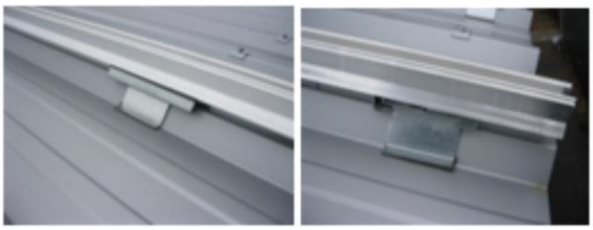
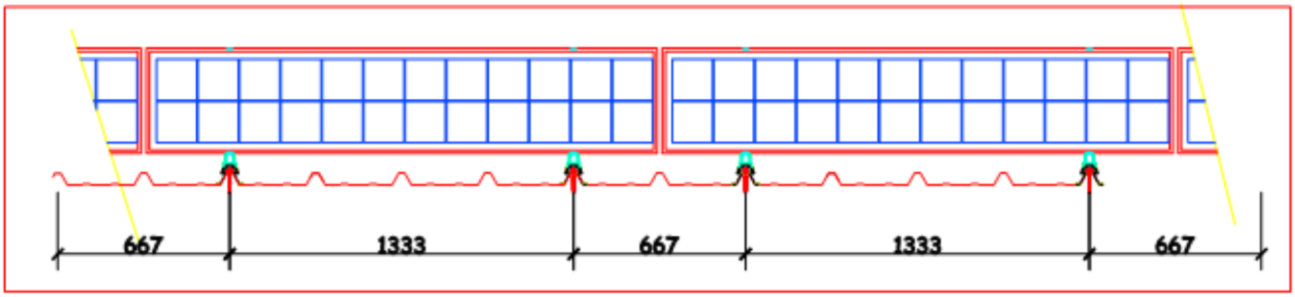
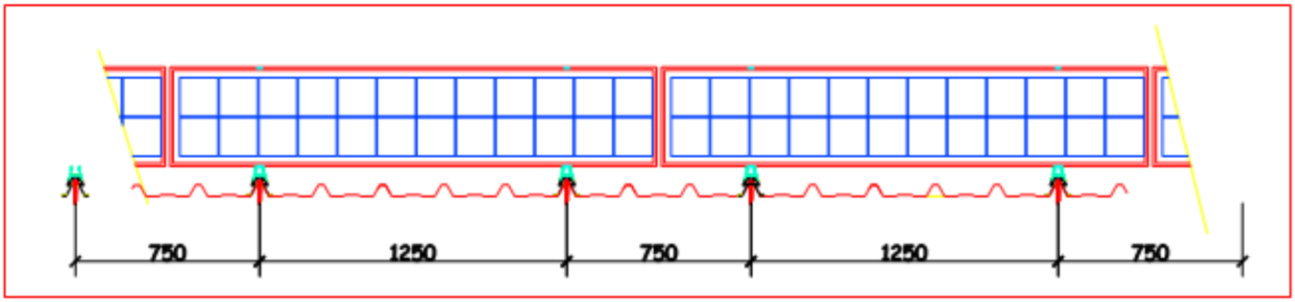


Figure 23 - Fixation du rail sur la rehausse de blocage ou la rehausse supérieure

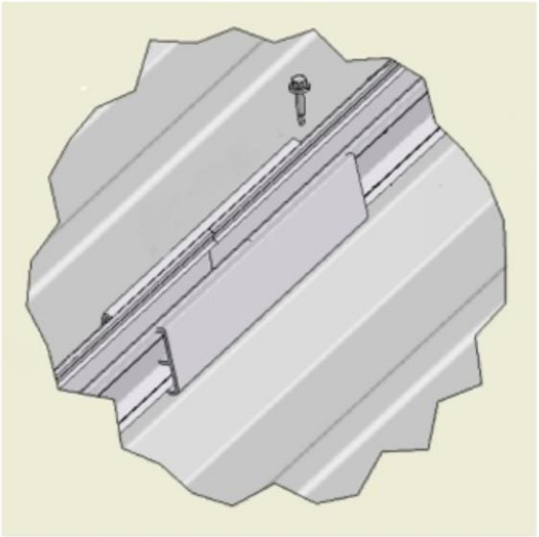


Avec bac de sous-face pas d'onde 333 mm



Avec bac de sous-face pas d'onde 250 mm

Figure 24 – Calepinage des rails et modules photovoltaïques



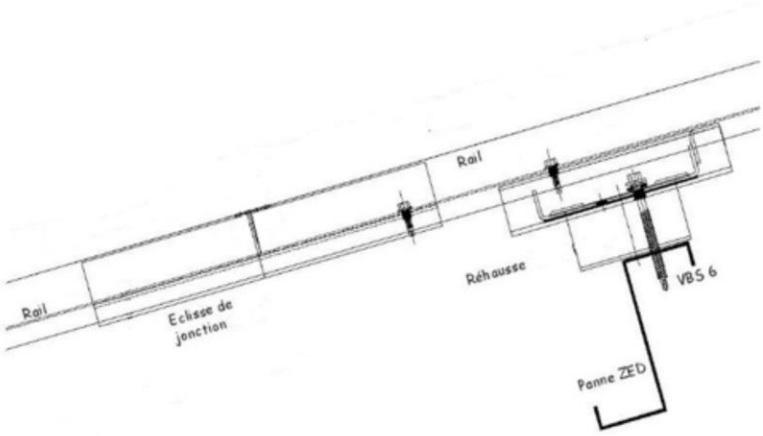
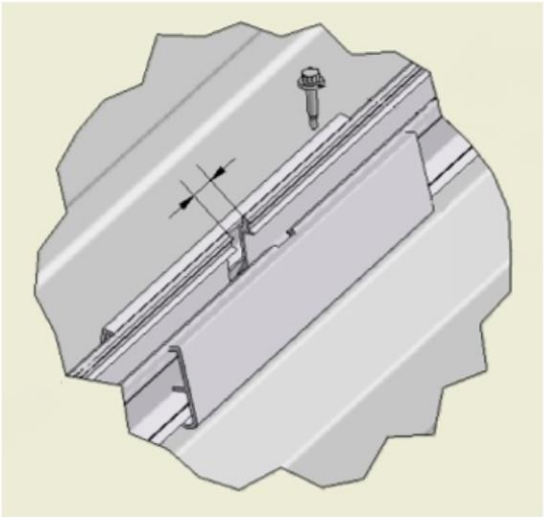


Figure 25 – Éclissage à la jonction de deux rails



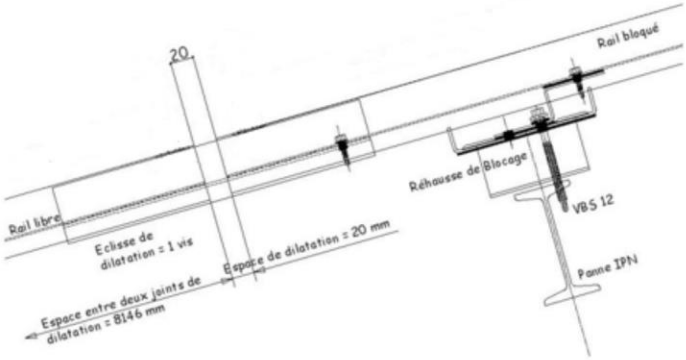
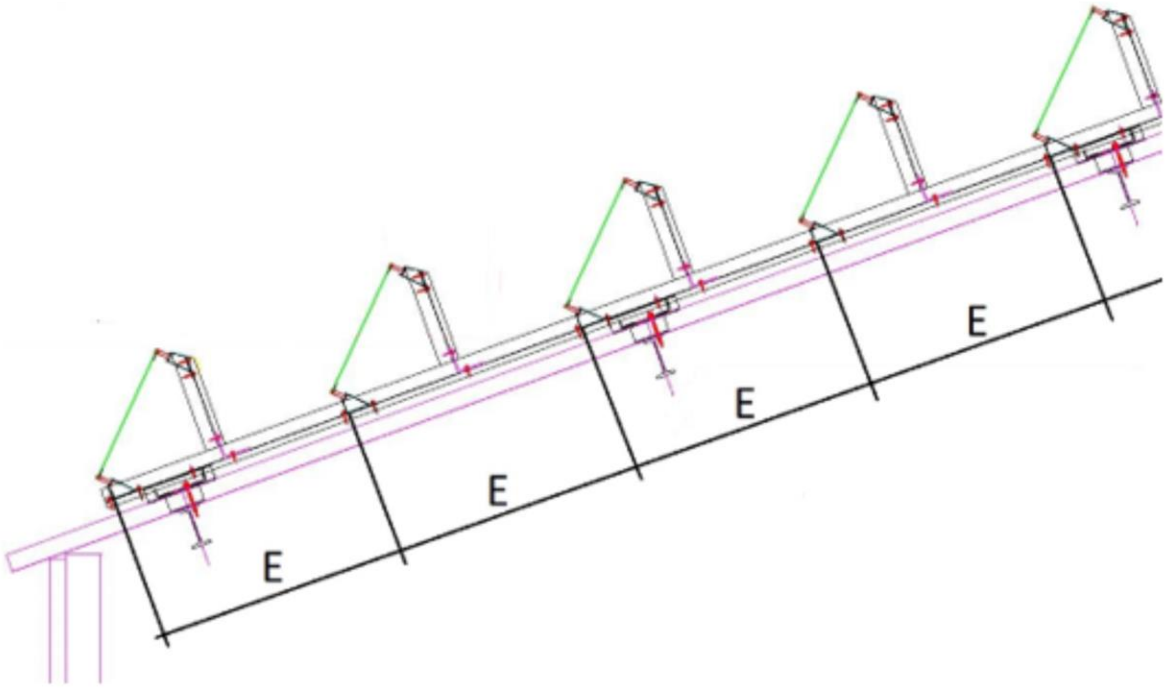
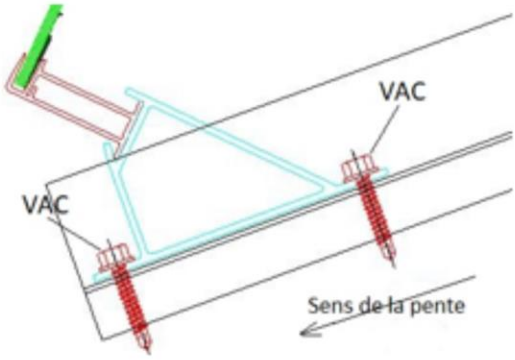
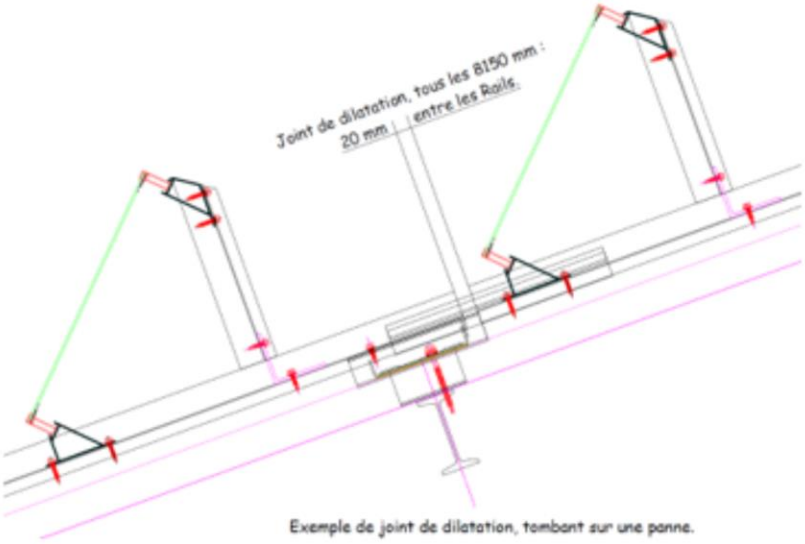


Figure 26 – Éclissage au joint de dilatation



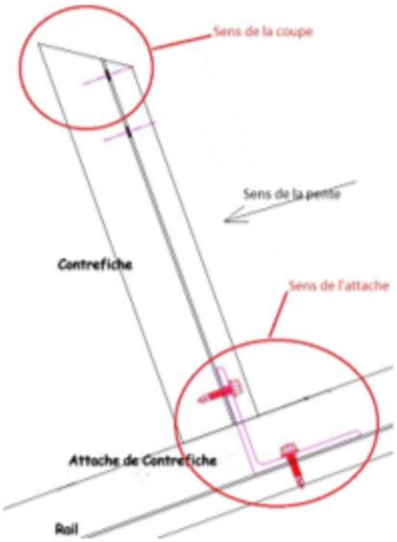
Côte E = Espacement entre module - Jamais inférieur à 600 mm

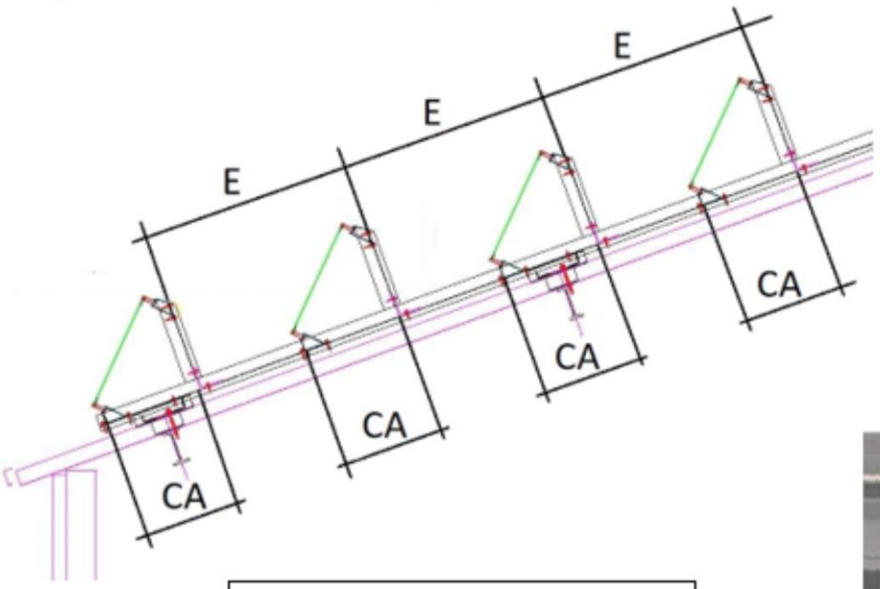




Jamais de module à cheval d'un joint de dilatation

Figure 27 – Mise en place des Attaches Cadre Basses





Cote CA (Cote d'Angle) :

CA = 357 mm pour angle de pose à 30 degrés

CA = 299 mm pour angle de pose à 45 degrés

Figure 28 – Mise en place des contrefiches

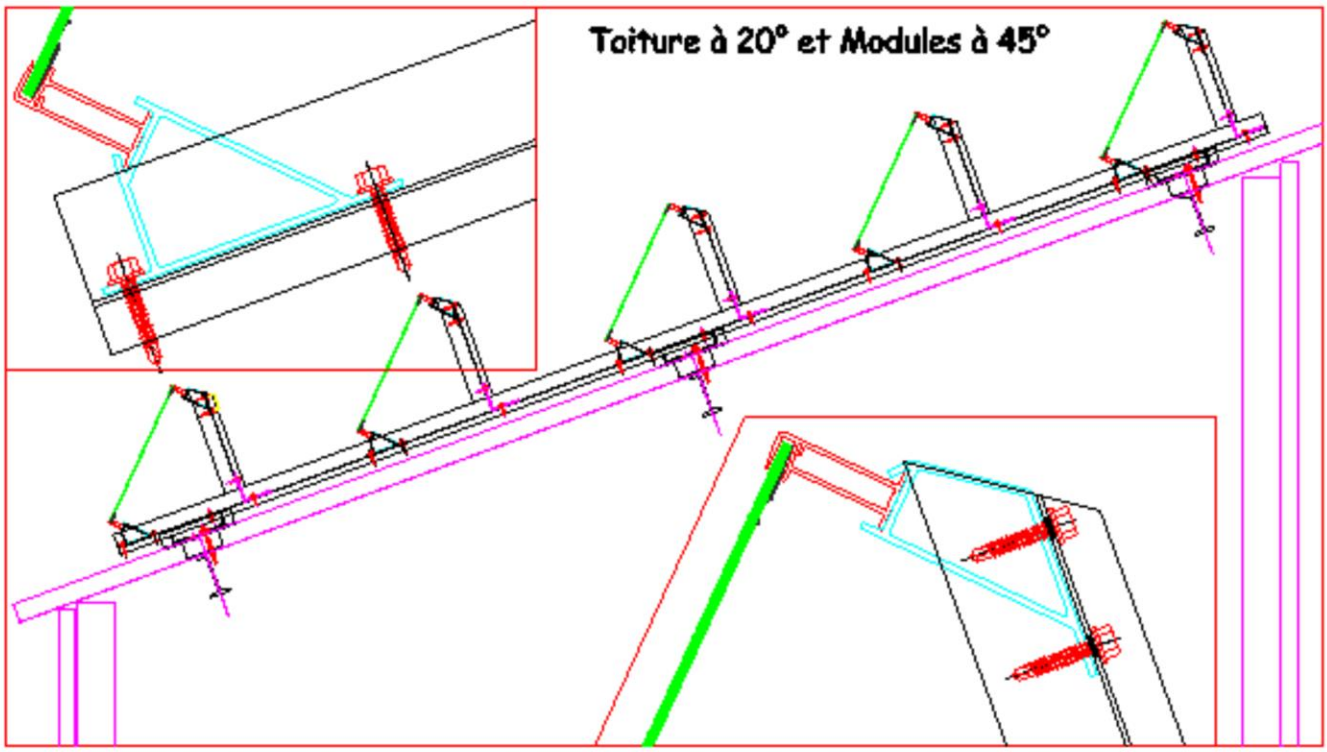


Figure 29 – Mise en place des modules et des Attaches Cadre Hautes

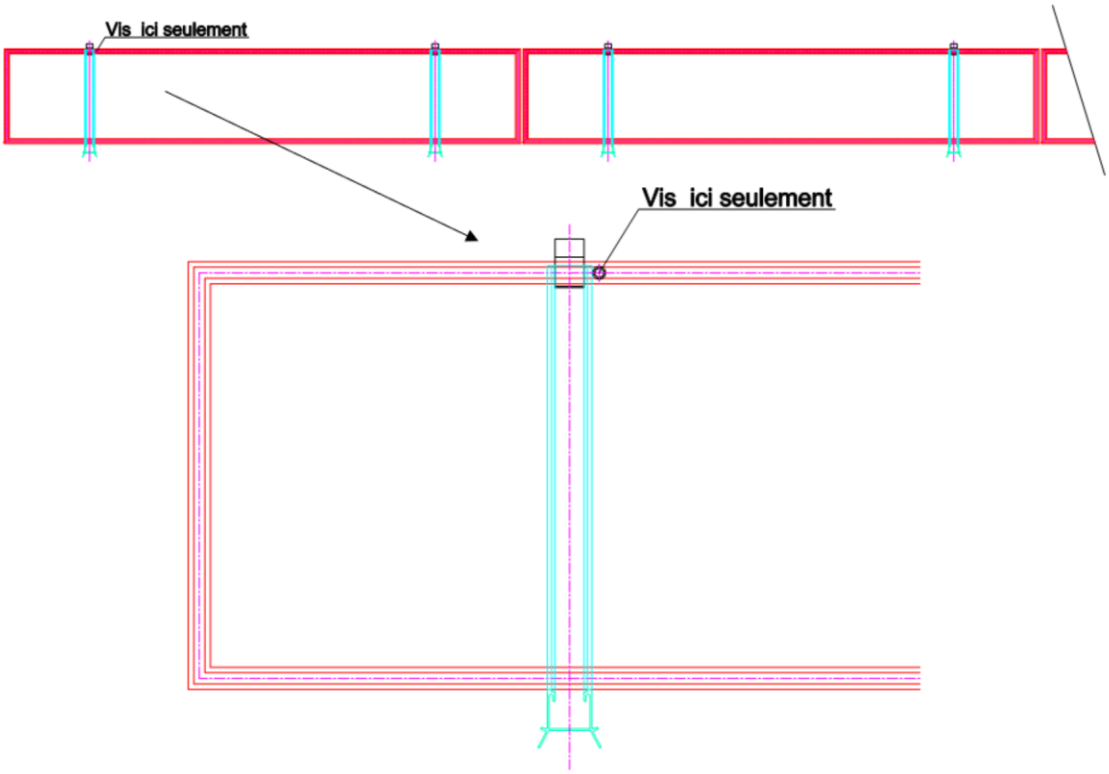


Figure 30 – Fixation sur les Attaches Cadre Hautes des cadres des modules latéraux du champ photovoltaïque

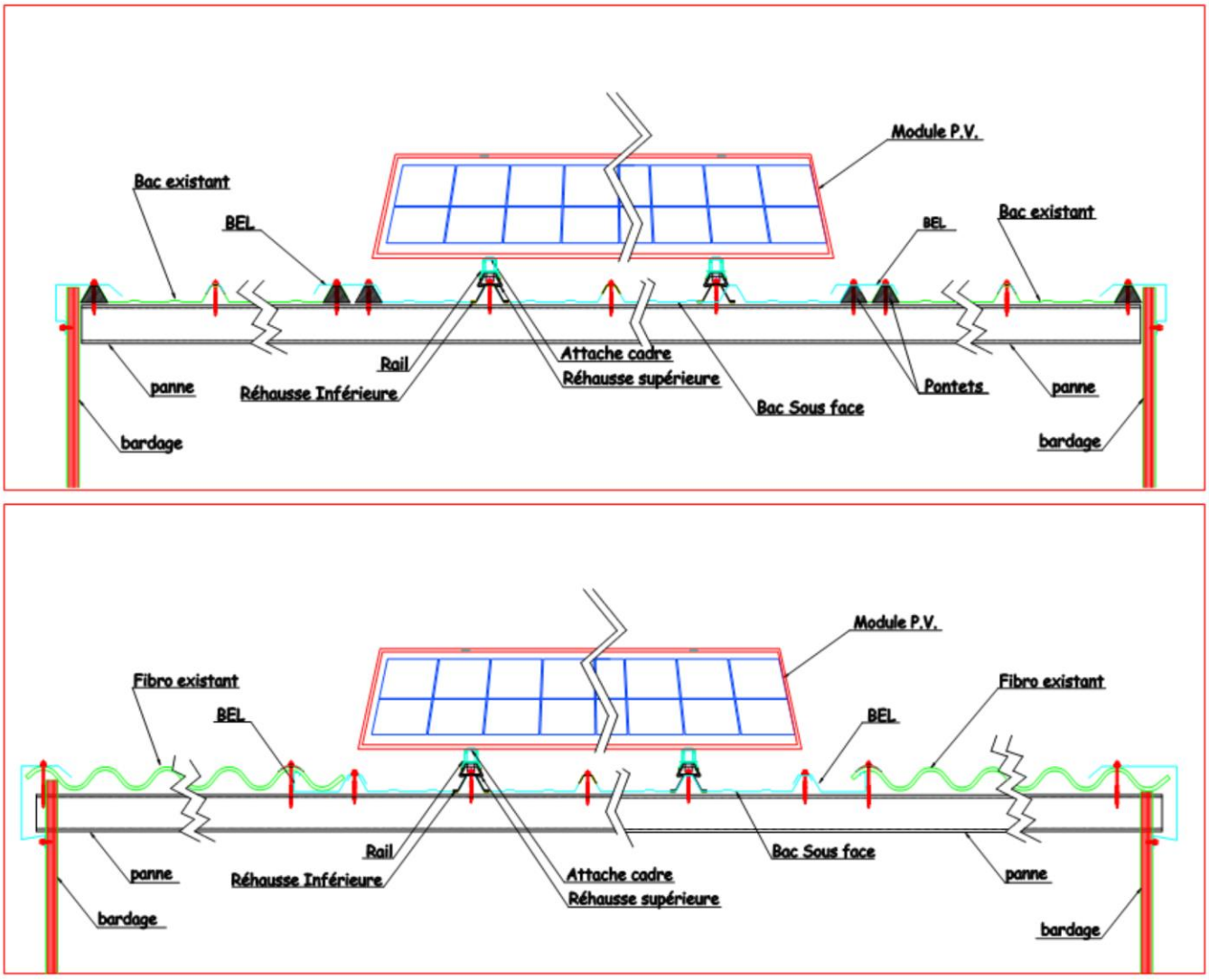
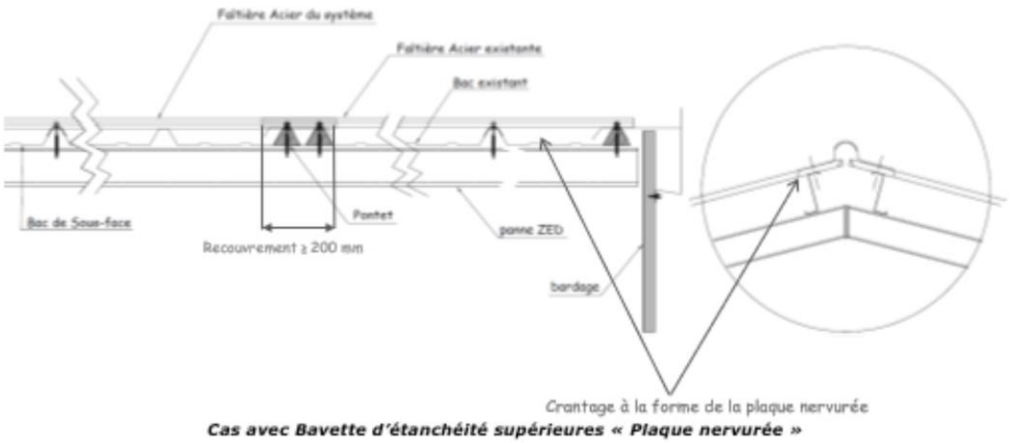
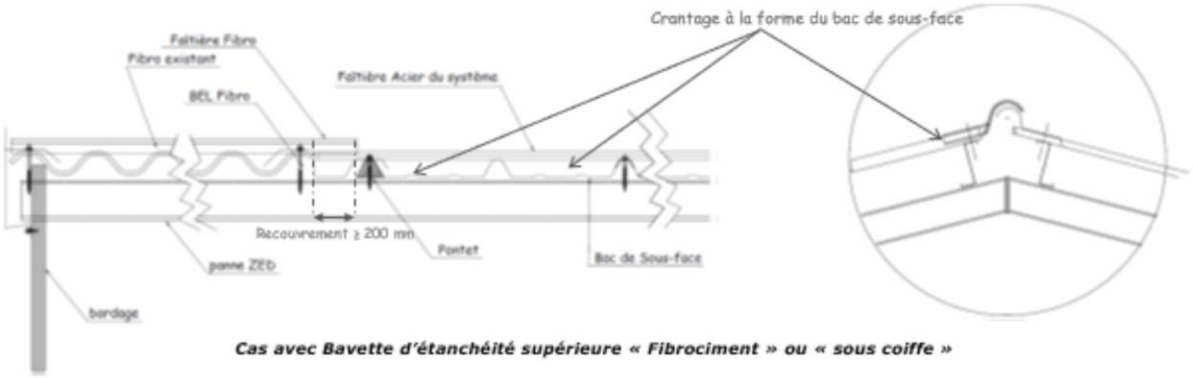


Figure 31 – Illustration du traitement des parties latérales du champ photovoltaïque



Cas avec Bavette d'étanchéité supérieures « Plaque nervurée »



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

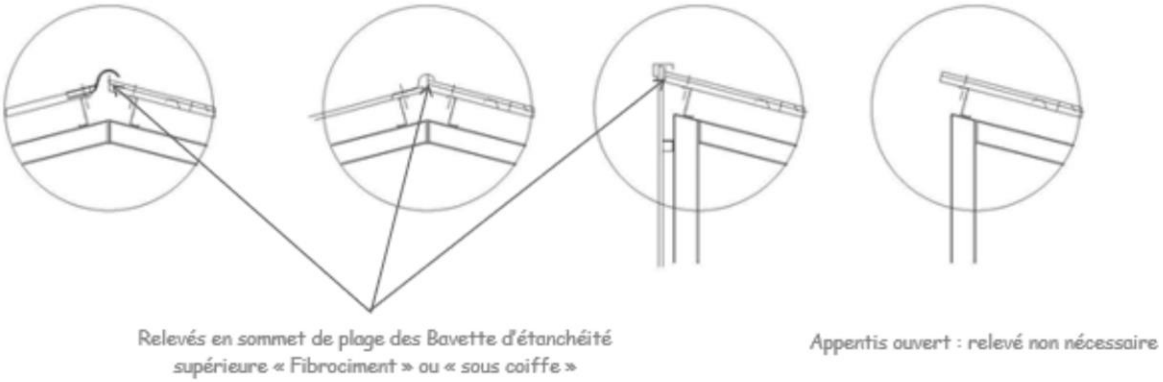


Figure 32 – Mise en œuvre au faîtage en toiture partielle