21/15-51_V6

Valide du **04 mars 2022**

au **30 juin 2024**

Sur le procédé

SOLTERRE Premium PV3-1 S, N et TP/Ardoise

Titulaire : **Société TERREAL**

Internet : www.terreal.com

Descripteur :

Procédé photovoltaïque avec gammes de modules en cours de validité dans la grille téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de l'Avis Technique publié

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, sur charpentes bois ou fermette industrielle, en remplacement de petits éléments de couverture (tuiles bénéficiant des marques NF « Tuiles de terre cuite » ou NF « Tuiles en béton » suivantes : tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief, tuiles canal, tuiles de terre cuite à emboîtement à pureau plat, tuiles planes en béton à glissement et à emboîtement longitudinal, ardoises et tuiles plates de terre cuite ou en béton).

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

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s), dont les références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de l'Avis Technique publié,
- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "portrait" sur 4 lignes pour les kits PV3-1 S et TP/Ardoise et sur 2 lignes pour le kit PV3-1 N.

La mise en œuvre est associée à un écran souple de sous-toiture.

Groupe Spécialisé n° 21 - Procédés photovoltaïques

Famille de produit/Procédé : Module photovoltaïque rigide intégré en couverture sans écran métallique en sous-face

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)

AVANT-PROPOS

Les Avis Techniques et les Documents Techniques d'Application sont destinés à mettre à disposition des acteurs de la construction des éléments d'appréciation sur la façon de concevoir et de construire des ouvrages au moyen de produits ou procédés de construction dont la constitution ou l'emploi ne relèvent pas des savoir-faire et pratiques traditionnels.
Au terme d'une évaluation collective, l'avis technique de la commission se prononce sur l'aptitude à l'emploi des produits ou procédés relativement aux exigences réglementaires et d'usage auxquelles l'ouvrage à construire doit normalement satisfaire.

Versions du document

Version	Description	Rapporteur	Président
-	Nouvel Avis Technique	Coralie NGUYEN	Georges CHAMBE
*V2 *V1	Ces versions annulent et remplacent l'Avis Technique n° 21/15-51. Il est à noter que les versions consolidées précédentes tenaient compte de : • l'introduction de modules photovoltaïques verre/polymère du fabricant AU Optronics avec les dénominations commerciales et puissances suivantes : - modules de dénomination SunPrimo PM060PWx avec x=1 ou 3, de puissance allant de 250 à 270 Wc par pas de 5 Wc, - modules de dénomination SunVivo PM060MX2 avec X=W ou B, de puissance allant de 275 à 310 Wc par pas de 5 Wc. • l'introduction d'un kit de dénomination PV3-1 N pour l'ensemble "abergements" destiné à la mise en œuvre en association avec des tuiles à emboîtement à pureau plat et des tuiles planes en béton à glissement et à emboîtement longitudinal, et caractérisé par la mise en œuvre de couloirs latéraux en décaissé, • la modification de la dénomination commerciale du procédé photovoltaïque afin de prendre en compte ce kit, • la modification du domaine d'emploi afin de prendre en compte la mise en œuvre précédente, • la modification du conditionnement des kits du procédé photovoltaïque.	Céline MEHL	Georges CHAMBE
V3	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/15-51*V2. La version consolidée V3 tient compte : • de l'introduction de mises en œuvre de champs photovoltaïques de 4 lignes de modules pour les kits PV3-1 S et TP/Ardoise et de 2 lignes de modules pour le kit PV3-1 N, • la limitation à un maximum de 3 m de rampant projeté au-dessus du champ photovoltaïque au lieu de 1 m, • de l'introduction d'un kit de dénomination PV3-1 TP/Ardoise pour l'ensemble "abergements" destiné à la mise en œuvre en association avec des ardoises et tuiles plates, et caractérisé par la mise en œuvre de noquets, • de la modification de la dénomination commerciale du procédé photovoltaïque afin de prendre en compte ce kit, • de la modification du domaine d'emploi afin de prendre en compte la mise en œuvre précédente, • de l'introduction d'un autre revêtement pour les tôles d'abergement, • du retrait des modules ReneSola.	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI

V4	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/15-51_V3. La version V4 fait suite à une révision d'office modifiant le § 1.2.3.2.1.	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI
V5	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/15-51_V4. La révision V5 tient compte : • du changement de dénomination commerciale qui passe de "Terreal Solution PV3-1 S, N et TP/Ardoise" à "SOLTERRE Premium PV3-1 S, N et TP/Ardoise", • de l'introduction de modules photovoltaïques de dénominations commerciales JAP60S09/SC, JAM60S09/PR et JAM60S12/PR de la société JA SOLAR et de puissances allant de 270 à 330 Wc, • de la rédaction de l'Avis Technique avec une description générique des modules en association avec une grille de vérification des modules rattachée à l'Avis Technique, • de l'introduction dans le domaine d'emploi de la pose sur fermette industrielle, uniquement en charpente neuve, • du choix des kits en fonction de la classe de tuile selon le cahier du CSTB n° 3785, • de l'introduction de capots arrières différents selon la pente de toiture pour le kit PV3-1 S.	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI
V6	Cette version annule et remplace l'Avis Technique n° 21/15-51_V5. Il s'agit d'une révision d'office afin de rendre homogène la rédaction prévoyant la possibilité pour certains modules de fonctionnement jusqu'à 1 500 V DC, entre grille de modules et corps de l'Avis Technique.	David LE BELLAC	Franc RAFFALLI

Table des matières

1. Avis du Groupe Spécialisé 6
1.1. Définition succincte 6
1.1.1. Description succincte 6
1.1.2. Identification 6
1.2. AVIS 6
1.2.1. Domaine d'emploi accepté 6
1.2.2. Appréciation sur le procédé 6
1.2.3. Prescriptions Techniques 8
1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé 10
2. Dossier Technique 11
2.1. Données commerciales 11
2.1.1. Coordonnées 11
2.2. Description 11
2.3. Domaine d'emploi 11
2.4. Éléments constitutifs 12
2.4.1. Généralités 12
2.4.2. Modules photovoltaïques 13
2.4.3. Système de montage 14
2.5. Autres éléments 16
2.5.1. Lattes de bois supplémentaires 16
2.5.2. Planches en contreplaqué 16
2.5.3. Visserie et fixations 16
2.5.4. Écran souple de sous-toiture 17
2.5.5. Bande mousse triangulaire 17
2.6. Conditionnement, étiquetage, stockage 17
2.6.1. Modules photovoltaïques 17
2.6.2. Système de montage 17
2.7. Caractéristiques dimensionnelles 17
2.8. Caractéristiques électriques 17
2.8.1. Conformité à la norme NF EN 61215 17
2.8.2. Sécurité électrique 17
2.8.3. Performances électriques 17
2.9. Fabrication et contrôles 18
2.9.1. Modules photovoltaïques 18
2.9.2. Composants du système de montage 18
2.10. Mise en œuvre 18
2.10.1. Généralités 18
2.10.2. Compétences des installateurs 18
2.10.3. Sécurité des intervenants 19
2.10.4. Spécifications électriques 19
2.10.5. Mise en œuvre en toiture 19
2.11. Formation 22
2.12. Assistance technique 22
2.13. Utilisation, entretien et réparation 22
2.13.1. Généralités 22
2.13.2. Maintenance du champ photovoltaïque 23
2.13.3. Maintenance électrique 23
2.13.4. Remplacement d'un module 23

2.14. Résultats expérimentaux 23
2.15. Références 23
2.15.1. Données Environnementales et sanitaires 23
2.15.2. Autres références 24
2.16. Annexes du Dossier Technique 25
3. Annexes graphiques 26

1. Avis du Groupe Spécialisé

Le Groupe Spécialisé n° 21 - Procédés photovoltaïques de la Commission chargée de formuler les Avis Techniques a examiné, le 12 MAI 2020, le procédé SOLTERRE Premium PV3-1 S, N et TP/Ardoise, présenté par la Société TERREAL. Il a formulé, sur ce procédé, l'Avis Technique ci-après. L'avis a été formulé pour les utilisations en France métropolitaine.

1.1. Définition succincte

1.1.1. Description succincte

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, sur charpentes bois ou fermette industrielle, en remplacement de petits éléments de couverture (tuiles bénéficiant des marques NF « Tuiles de terre cuite » ou NF « Tuiles en béton » suivantes : tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief, tuiles canal, tuiles de terre cuite à emboîtement à pureau plat, tuiles planes en béton à glissement et à emboîtement longitudinal, ardoises et tuiles plates de terre cuite ou en béton).

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

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s), dont les références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de l'Avis Technique publié,
- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "portrait" sur 4 lignes pour les kits PV3-1 S et TP/Ardoise et sur 2 lignes pour le kit PV3-1 N.

La mise en œuvre est associée à un écran souple de sous-toiture.

1.1.2. 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.

1.2. AVIS

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

1.2.1. Domaine d'emploi accepté

Domaine d'emploi proposé au *§ 2.3*, restreint à des longueurs de rampant projetées au-dessus des abergements hauts égales à 3 m maximum, en association avec les gammes de modules indiquées dans la grille de vérification la plus récente qui est publiée avec cet Avis Technique, et dont le n° doit comporter le n° de version du présent document.

1.2.2. Appréciation sur le procédé

1.2.2.1. Conformité normative des modules

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

1.2.2.2. Aptitude à l'emploi

1.2.2.2.1. Fonction génie électrique

Sécurité électrique du champ photovoltaïque

- Conducteurs électriques

  Le respect des prescriptions définies dans la norme NF C 15-100 en vigueur, pour le dimensionnement et la pose, permet de s'assurer de la sécurité et du bon fonctionnement des conducteurs électriques.

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

- Protection des personnes contre les chocs électriques

  Les modules photovoltaïques cadrés sont certifiés d'une classe II de sécurité électrique selon la norme NF EN 61730, jusqu'à une tension maximum de 1 000 à 1 500 V DC (cf. grille de vérification des modules).

  À ce titre, ils sont marqués CE selon la Directive 2014/35/UE (*dite « Directive Basse Tension »*) du Parlement Européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à l'harmonisation des législations des États Membres concernant la mise à disposition sur le marché du matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension.

Les connecteurs électriques utilisés sont des connecteurs avec système de verrouillage, conformes à la norme IEC 62852 permettant un bon contact électrique entre chacune des polarités et assurant également une protection de l'installateur contre les risques de chocs électriques.

L'utilisation de rallonges électriques (*pour les connexions éventuelles entre modules, entre séries de modules et vers l'onduleur, ...*) équipées de connecteurs de même fabricant, même type et même marque, permet d'assurer la fiabilité du contact électrique entre les connecteurs.

La réalisation de l'installation photovoltaïque conformément aux guides UTE C 15-712 en vigueur permet d'assurer la protection des biens et des personnes.

L'utilisation de cosses en cuivre étamé pour la liaison aux couloirs intermédiaires et avec rondelle inox pour la liaison des cadres 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.

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.

Puissance crête des modules utilisés

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

1.2.2.2.2. Fonction couverture

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, pour vérifier que celles-ci n'excèdent pas les valeurs définies dans le tableau ci-dessous :

Charge maximum sous neige normale et vent normal (selon NV 65 modifiées)		Kits admis selon les cas		
		PV3-1 S	PV3-1 N	PV3-1 TP/Ardoise
Entraxe maximum entre chevrons / fermettes	600 mm	1 080 Pa	750 Pa	
	900 mm	750 Pa	Non applicable	

- 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 les caractéristiques suivantes :
  - entraxe maximum entre chevrons ou fermettes conformément au tableau précédent,
  - dans le cas de fermette industrielle, uniquement en charpente neuve, en respectant le dimensionnement décrit au § 2.3,
  - épaisseur de liteaux de couverture : 27 mm minimum pour le kit PV3-1 S, comprise entre 25 et 32 mm pour le kit PV3-1 N, et de 15 mm minimum pour le kit TP/Ardoise,
- de la fixation de l'installation photovoltaïque uniquement sur des lattes neuves répondant aux préconisations du Dossier Technique.

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 Européenne. 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.

Étanchéité à l'eau

La conception globale du procédé, ses conditions de pose prévues par le Dossier Technique *(avec notamment la limitation à 4 lignes de modules pour les kits PV3-1 S et TP/Ardoise et 2 lignes de modules pour le kit PV3-1 N)* et les retours d'expérience sur ce procédé permettent de considérer une étanchéité à l'eau satisfaisante.

Risques de condensation

Les mises en œuvre, telles que décrites dans le Dossier Technique, permettent de gérer les risques de condensation de façon satisfaisante grâce à l'utilisation d'un écran souple de sous-toiture mis en œuvre jusqu'à l'égout soit sur tout le pan de toiture accueillant le champ photovoltaïque, soit conformément à un Avis Technique prévu pour cet usage.

Ventilation de la toiture

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque telle que décrite dans le Dossier Technique et dans la notice de pose ne vient pas perturber la ventilation naturelle de la toiture qui doit être conforme au(x) DTU concerné(s).

Sécurité au feu

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

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

Sécurité des usagers

La sécurité des usagers au bris de glace des modules est assurée grâce à un domaine d'emploi limité à la mise en œuvre du procédé sur toiture isolée ou au-dessus de combles perdus.

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

1.2.2.2.3. Données environnementales et sanitaires

Aspects environnementaux

La grille de vérification associée à cet Avis Technique indique en fonction des gammes de module indiquées s'il existe, pour le procédé « SOLTERRE Premium PV3-1 S, N et TP/Ardoise » entier associé à chaque gamme de module, ou pour chaque gamme de modules isolément, une Déclaration Environnementale (DE) vérifiée par tierce partie indépendante.

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

Il est rappelé que cette DE n'entre pas dans le champ d'examen d'aptitude à l'emploi du procédé.

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.

1.2.2.3. Durabilité - Entretien

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

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

1.2.2.4. 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.

Cet avis ne vaut que pour les fabrications pour lesquelles les autocontrôles et les modes de vérifications, décrits dans le dossier technique établi par le demandeur sont effectifs (*cf. § 2.9*).

1.2.2.5. 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.

1.2.2.6. Mise en œuvre

La mise en œuvre du procédé photovoltaïque effectuée par des entreprises averties des particularités de pose de ce procédé *(ayant reçu une formation de la société Terreal à l'issue de laquelle une attestation nominative leur a été délivrée, disposant de compétences en couverture pour la pose du procédé en toiture et de compétences électriques pour la connexion de l'installation photovoltaïque, complétées par une qualification et/ou certification pour la pose de procédés photovoltaïques)* et systématiquement accompagnés par la société Terreal lors de leur premier chantier permet d'assurer une bonne réalisation des installations.

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

1.2.3. Prescriptions Techniques

1.2.3.1. Prescriptions communes

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.

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

Avant chaque projet, le devoir de conseil de l'installateur lui impose 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, la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture et que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé.

Chaque mise en œuvre requiert une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée au regard des contraintes maximales admissibles du procédé.

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

- soit 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,
- soit conformément au DTU 31.3 et au § 2.3 dans le cas d'une mise en œuvre sur fermettes industrielles.

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.

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 ne doivent pas reposer dans les zones d'écoulement ou de rétention d'eau.

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 recommandera de réaliser l'entretien et la maintenance en s'inspirant de la norme NF EN 62446-1:2017/A1:2018.

1.2.3.2. Prescriptions techniques particulières

1.2.3.2.1. Livraison

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 au bon de commande.
- A la réception des fournitures, un autocontrôle du choix des fixations lors de la pose.

Le système de traçabilité du titulaire permet 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.

1.2.3.2.2. Installation électrique

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

1.2.3.2.3. Mise en œuvre

Les règles de mise en œuvre décrites au Dossier Technique et les dispositions mentionnées au *§ 1.2.2.2.2* "Stabilité" doivent être respectées.

Le montage doit impérativement être réalisé au-dessus d'un écran souple de sous-toiture : si cet écran n'est pas présent sur la toiture, il est obligatoire d'en ajouter un. Dans ce cas, cet écran souple de sous-toiture doit être sous certification conforme aux préconisations du Dossier Technique (*§ 2.5.4 : sous certification « QB 25 » avec un classement W1 avant et après vieillissement selon la norme NF EN 13859-1*). Il doit être mis en œuvre jusqu'à l'égout conformément aux dispositions définies au *§ 2.10.5.1*.

La mise en œuvre, ainsi que les opérations d'entretien, de maintenance et de réparation du procédé photovoltaïque doivent être assurées par des installateurs formés aux particularités du procédé et aux techniques de pose.

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.

1.2.3.2.4. Assistance technique

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

1.2.3.3. Modules photovoltaïques

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

La grille de vérification à utiliser doit être la version la plus récente se rapportant à cet Avis Technique. La grille porte alors un n° du type 21/Gn/15-51_V5 indiquant qu'il s'agit de la n^{ème} version de la grille. La version Gn la plus récente de la grille de vérification est celle publiée sur le site de la CCFAT.

Appréciation globale

L'utilisation du procédé dans le domaine d'emploi accepté (cf. paragraphe 1.2.1) est appréciée favorablement.

1.3. Remarques complémentaires du Groupe Spécialisé

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

Comme pour l'ensemble des procédés de ce domaine :

- il est recommandé d'installer les modules photovoltaïques en partie supérieure de la couverture, en complément des dispositions constructives déjà prises pour assurer l'étanchéité à l'eau entre les éléments de couverture et les modules photovoltaïques,
- chaque mise en œuvre requiert :
  - une vérification des charges climatiques appliquées sur la toiture considérée 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 et de la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture,
- une attention particulière doit être apportée à la mise en œuvre afin de ne pas perturber la ventilation naturelle de la toiture.

Comme tous les procédés de couverture, les ancrages des lignes de vie ne doivent pas être effectués ni dans les liteaux, ni dans le voligeage support, mais dans la structure porteuse. Néanmoins, l'ancrage dans les fermettes est interdit.

Le Groupe Spécialisé attire l'attention sur le fait que l'admissibilité de l'ancrage du procédé dans les fermettes de (36 x 110) mm nécessite une vérification particulière de celles-ci du fait des sollicitations ponctuelles qu'elles subissent.

Comme tous les procédés comportant des modules verriers/rigides, la pose des modules n'est pas prévue dans les zones de toiture avec accumulation de neige au sens des NV 65 modifiées.

Le Groupe Spécialisé souhaite préciser que le mode constructif et les dispositions de mise en œuvre du pourtour du champ photovoltaïque (cf. § 2.10.5.3.8) en haut de champ nécessitent d'apporter un soin particulier par l'installateur, notamment aux angles et dans la disposition des tuiles au-dessus du champ.

Le Groupe Spécialisé rappelle que le domaine d'emploi est limité à 4 lignes horizontales de modules pour les kits PV3-1 S et TP/Ardoise et à 2 lignes horizontales de modules pour le kit PV3-1 N, et à un maximum de 3 m de rampant projeté au-dessus du champ photovoltaïque : c'est la raison pour laquelle les tuiles relevant des DTU 40.211 et 40.241 ont été admises dans le cadre de cet Avis Technique.

Le Groupe Spécialisé souhaite préciser que le présent Avis Technique concerne uniquement le procédé se déclinant en 3 kits possibles, ayant chacun un domaine d'emploi spécifique, et ayant pour dénominations complètes respectives, à l'exclusion de toute autre :

- "SOLTERRE Premium PV3-1 S",
- "SOLTERRE Premium PV3-1 N",
- "SOLTERRE Premium PV3-1 TP/Ardoise".

Le Groupe Spécialisé attire l'attention, dans le cas d'une pose sur fermette industrielle, sur le dimensionnement de la charpente (cf. § 1.2.2.2.2 – Stabilité). La vérification doit passer par un calcul du fait de la répartition des charges différentes par rapport à une couverture traditionnelle.

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

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

2. Dossier Technique

Issu du dossier établi par le titulaire

2.1. Données commerciales

2.1.1. Coordonnées

Titulaire(s) :

Société TERREAL
15 rue Pages
FR – 92150 SURESNES
Tél. : 01 49 97 20 30
Email : terreal@contact.fr
Internet : www.terreal.com

2.2. Description

Procédé photovoltaïque, mis en œuvre en toiture partielle, sur charpentes bois ou fermette industrielle, en remplacement de petits éléments de couverture (*tuiles bénéficiant des marques NF « Tuiles de terre cuite » ou NF « Tuiles en béton » suivantes : tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief, tuiles canal, tuiles de terre cuite à emboîtement à pureau plat, tuiles planes en béton à glissement et à emboîtement longitudinal, ardoises et tuiles plates de terre cuite ou en béton*).

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

Il intègre :

- un (des) module(s) photovoltaïque(s), dont les références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT à la page de l'Avis Technique publié,
- un système de montage permettant une mise en œuvre en toiture des modules en mode "portrait" sur 4 lignes pour les kits PV3-1 S et TP/Ardoise et sur 2 lignes pour le kit PV3-1 N.

La mise en œuvre est associée à un écran souple de sous-toiture.

Sa dénomination commerciale se décline en 3 kits, selon la famille et la classe (*cahier du CSTB n° 3785*) d'élément de couverture avoisinant (Tableau 2), de dénominations :

- "SOLTERRE Premium PV3-1 S",
- "SOLTERRE Premium PV3-1 N",
- "SOLTERRE Premium PV3-1 TP/Ardoise".

Le présent Avis Technique concerne uniquement le procédé ayant l'une ou l'autre de ces dénominations complètes.

2.3. Domaine d'emploi

- Utilisation en France européenne :
  - sauf en climat de montagne caractérisé par une altitude supérieure à 900 m,
  - uniquement au-dessus de locaux à faible ou moyenne hygrométrie (*selon annexe B3 du DTU 40.36*).
- Mise en œuvre :
  - sur toitures inclinées de bâtiment neuf ou existant, ne présentant aucune pénétration (*cheminées, sorties de toiture, fenêtres de toit…*) sur la surface d'implantation des modules photovoltaïques,
  - sur toitures isolées ou au-dessus de combles perdus,
  - sur charpente bois (*chevrons bois et liteaux*) neuve ou existante, ou sur fermette industrielle en construction neuve uniquement,
  - en remplacement de petits éléments de couverture selon le Tableau 2 (*couvertures ardoises et tuiles devant être conformes, notamment pour la pente, la longueur de rampant et la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture, aux DTU 40.11, 40.13, 40.21, 40.211, 40.22, 40.23, 40.24, 40.241 et 40.25, ou aux « Règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief » ou à un procédé de tuile « à pente abaissée » ou à « à très faible pente » couvert par un Document Technique d'Application (DTA) favorable et valide)*.

    Les tuiles associées doivent bénéficier des marques NF « Tuiles de terre cuite » ou NF « Tuiles en béton »,
  - au-dessus d'un écran souple de sous-toiture.
- La toiture d'implantation doit présenter les caractéristiques suivantes :
  - des entraxes maximum entre chevrons ou fermettes conformément au tableau ci-après,
  - dans le cas de fermette industrielle, uniquement en charpente neuve, avec section minimale de (36 x 110) mm et calcul structural prenant en compte la surcharge du procédé (cf. § 2.7) et les charges climatiques pour la conception et le dimensionnement de la fermette,

    Dans le cas où la méthode de dimensionnement des fermettes ne prend pas en compte les charges ponctuelles générées par le procédé il y aura lieu de considérer les chargements linéiques suivants :

$$q = MAX\begin{cases} \left\| \frac{2F}{l}\left(\frac{2l_1 + l_2}{l} - 2\right)\right\| \\ \frac{2F}{l^2}(2l_1 + l_2) \\ \frac{8F}{l^2}\left[l_1 + d\left(1 - \frac{2l_1 + l_2}{l}\right)\right] \end{cases}$$

Avec :

□ q le chargement linéique [N/m] ;

□ F la charge ponctuelle générée au niveau d'un point de fixation [N]

Avec

$$F = \frac{Q_{STR} . S}{n_{appui}}$$

Avec :

Q_{STR} la combinaison fondamentale des actions aux ELU sur la surface du module photovoltaïque [kN/m²] (conformément aux normes NF EN 1990 et 1991-1-1) – attention, la méthode de vérification de la charpente aux Eurocodes diffère la méthode de vérification du procédé photovoltaïque aux NV 65 modifiées, les deux méthodes ne doivent pas être panachées ;

S la surface de panneaux photovoltaïque [m²] ;

n_{appui} le nombre d'appui du système.

□ l la longueur de l'arbalétrier [m] ;

□ l_1 la distance entre le premier appui de l'arbalétrier et le premier point de fixation [m] ;

□ l_2 la distance entre les deux points de fixation [m] ;

□ d doit être déterminé comme suit :

Si $l_1 < l_3$ alors $d = l_1 + l_2$ sinon $d = l_1$

Où l_3 est la distance entre le deuxième point de fixation et le dernier appui de l'arbalétrier [m] (Figure 1).

- une épaisseur des liteaux de couverture de 27 mm minimum pour le kit PV3-1 S, comprise entre 25 et 32 mm pour le kit PV3-1 N, et de 15 mm minimum pour le kit TP/Ardoise,
- une seule pente, imposée par la toiture (*dans la limite du respect des pentes minimales imposées par les DTU de la série 40.2 concerné(s) ou « Règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief » ou DTA favorable et valide concerné(e)*), comprise :
  □ entre 19 % (11 °) et 28 % (16 °) pour le kit PV3-1 S, avec capot arrière « Faible Pente » (cf. § 2.4.3.2),
  □ entre 28 % (16 °) et 173 % (60 °) pour le kit PV3-1 S, avec capot arrière « standard » (cf. § 2.4.3.2),
  □ entre 24 % (13,5 °) et 173 % (60 °) pour le kit PV3-1 N,
  □ entre 35 % (19 °) et 173 % (60 °) pour le kit PV3-1 TP/Ardoise.

• Les modules photovoltaïques doivent obligatoirement être installés :
  - en mode "portrait",
  - uniquement dans des champs photovoltaïques comportant au maximum 4 lignes de modules parallèlement à l'égout pour les kits PV3-1 S et TP/Ardoise et au maximum 2 lignes de modules parallèlement à l'égout pour le kit PV3-1 N,
  - uniquement dans des configurations d'installation photovoltaïque de forme rectangulaire *(sans angle rentrant)*,
  - en respectant la pose d'un seul champ photovoltaïque dans la longueur de rampant,
  - en partie courante de toiture et ce, sans jamais aller jusqu'aux rives latérales de la toiture sur la base d'un vent normal aux génératrices (*c'est-à-dire le long des bords de toiture à partir de la rive, sur une profondeur égale au 1/10ème de la hauteur du bâtiment (h) sans toutefois dépasser le 1/10ème de la largeur de ce même bâtiment (b/10)*),
  - sur des toitures soumises à des charges climatiques sous neige normale et sous vent normal (*selon les règles NV 65 modifiées*) n'excédant pas les valeurs conformément au tableau ci-dessous :

Charge maximum sous neige normale et vent normal (*selon NV 65 modifiées*)		kits admis selon les cas		
		PV3-1 S	PV3-1 N	PV3-1 TP/Ardoise
Entraxe maximum entre chevrons / fermettes	600 mm	1 080 Pa	750 Pa	
	900 mm	750 Pa	non applicable	

• En fonction des matériaux constitutifs du procédé, le *Tableau 1* précise les atmosphères extérieures permises.

2.4. Éléments constitutifs

2.4.1. Généralités

Le procédé photovoltaïque "PV3-1 S, PV3-1 N et PV3-1 TP/Ardoise" *(*voir les *Figure 2*, Figure 3 *et* Figure 4*)* est l'association d'un module photovoltaïque cadré et d'un système de montage spécifique lui permettant une mise en œuvre en toiture.

Tous les éléments décrits dans ce paragraphe font partie de la livraison du procédé assurée par la société Terreal.

2.4.2. Modules photovoltaïques

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

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

Les gammes de modules valides des différents groupes cités ici sont indiquées dans la grille de vérification associée à cet Avis Technique (voir § 1.2.3.3).

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

2.4.2.1. Caractéristiques dimensionnelles

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

- Longueur comprise entre 1 640 et 1 657 mm
- Largeur comprise entre 992 et 996 mm
- Hauteur du cadre compris entre 35 et 40 mm
- Masse spécifique comprise entre 11,1 et 11,7 kg/m²

2.4.2.2. Face arrière

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

2.4.2.3. Cellules photovoltaïques

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

2.4.2.4. Intercalaire encapsulant

Référence faisant partie de la BOM des modules validés.

2.4.2.5. Vitrage

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

2.4.2.6. Constituants électriques

2.4.2.6.1. Boîte de connexion

Une boîte de connexion est collée en sous-face du module. Elle présente les dimensions hors-tout maximales suivantes : (110 x 67 x 18) mm.

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

Elle possède les caractéristiques minimales suivantes :

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

2.4.2.6.2. Câbles électriques

Les modules sont équipés de deux câbles DC électriques de 0,90 m minimum chacun dont la section est de 4 mm^2. Ces câbles se trouvent à l'arrière du module, en sortie de la boîte de connexion, et sont équipés de connecteurs adaptés.

Ces câbles DC ont les spécifications minimales suivantes :

- Tension assignée : 1 000 à 1 500 V (cf. grille de vérification des modules),
- Certificat de conformité valide à la norme EN 50618:2014.
- La référence fait partie de la BOM des modules validés.

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

2.4.2.6.3. Connecteurs électriques

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

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

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

2.4.2.7. Cadre du module photovoltaïque

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

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

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

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

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

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

2.4.3. Système de montage

Les éléments de ce système de montage (*Figure 5*, Figure 6 *et* Figure 7) sont commercialisés par kits aux installateurs et distributeurs du procédé, suite au dimensionnement de la société Terreal.

Les dimensions de ces éléments dépendent des modules photovoltaïques associés au système de montage. Dans la suite du texte, L_M et l_M désignent les longueur et largeur des modules photovoltaïques.

2.4.3.1. Ensemble "support"

La structure support, destinée au maintien des modules et à l'étanchéité au centre de l'installation est constituée des éléments suivants (*pour les éléments peints, ils sont revêtus d'une peinture en poudre polyester de 60 µm*) :

- Couloirs intermédiaires (*Figure 8*)

  Ces couloirs sont destinés au guidage et au drainage des eaux sous les modules perpendiculairement à l'égout. De forme conique pour assurer leur emboîtement et de dimensions hors-tout (L_M + 102 x 195 x 20,5) mm, ils sont en acier S320 GD galvanisé Z275 peint (*voir ci-dessus*), d'épaisseur 0,75 mm. Les relevés latéraux sont de 20 mm de hauteur.

  Ils disposent de trous en sommet des relevés destinés à la liaison équipotentielle des masses et aux différents passages de vis lors de la mise en œuvre. Ils disposent de languettes de perçage (*soudées par point au couloir*) en partie basse pour la liaison à la bavette avant.

  Ils sont associés aux pattes de fixation ci-dessous.

- Pattes de fixation des couloirs intermédiaires (*Figure 9*)

  Ces pattes sont destinées à la fixation des couloirs intermédiaires sur les lattes. De largeur 40 mm, elles sont en acier inox 1.4307 peint (*voir ci-dessus*), d'épaisseur 2 mm. Pour leur positionnement, les pattes sont rivetées en usine sur les couloirs intermédiaires au sommet des relevés latéraux (*à 15,5 mm au-dessus de la base du couloir*). Elles disposent d'un écrou hexagonal en acier galvanisé destiné au vissage de la parclose.

- Couloirs transversaux (*Figure 10)*

  Ces couloirs sont destinés au guidage et au drainage des eaux sous les modules parallèlement à l'égout. De dimensions hors-tout
  (l_M – 82,7 x 125 x 51) mm, ils sont en acier S320 GD galvanisé Z275 peint (*voir ci-dessus*), d'épaisseur 0,75 mm. Le relevé bas est de 30 mm de hauteur.

  Ils sont de forme trapézoïdale et une butée est soudée par point sur le couloir pour servir d'appui aux modules photovoltaïques. Ils disposent d'une pièce de guidage de l'eau dans la retombée descendant dans le couloir intermédiaire.

- Écarteurs (*Figure 11*)

  Ces éléments sont destinés à maintenir le parallélisme des couloirs intermédiaires en partie haute du champ photovoltaïque. Ils sont en acier S320 GD galvanisé Z275 peint (*voir ci-dessus*), d'épaisseur 0,75 mm.

- Platines latérales (*Figure 12*)

  Les platines permettent la fixation des couloirs latéraux (voir *§ 2.4.3.2*) sur les lattes et la fixation des modules photovoltaïques en bord de champ. Ils sont en acier inox 1.4307 d'épaisseur 2 mm.

  Dans le cas d'une seule colonne de module(s), il existe une platine droite spéciale, et la platine standard est utilisée comme platine latérale gauche.

  Elles disposent d'un écrou hexagonal en acier galvanisé destiné à la pose des cornières latérales.

- Parcloses *(Figure 13)*

  Ces profilés sont destinés à maintenir les modules et les lier à la charpente. Ils sont en aluminium EN AW-6063 T5 avec anodisation de 20 µm d'épaisseur. Ces parcloses sont extrudées à chaud et équipées de joints en caoutchouc cellulaire EPDM à cellules fermées de marque Tremco-Illbruck, collés en usine sur les parcloses.

  De dimensions hors-tout (L_M +2,25 x 35 x 33) mm, elles disposent de 2 trous de fixation de 7 mm de diamètre espacés de 821,5 mm.

- Joint intermodule

  Sur la tranche supérieure des cadres de module, une bande mousse de polyuréthane à cellules ouvertes imprégnée Illmod 600, répondant à la norme NF P 85-570, de 20 mm de large et 3 mm d'épaisseur comprimée est collée sur chantier. Elle est destinée à apporter un complément d'étanchéité entre 2 lignes horizontales de modules.

2.4.3.2. Ensemble "abergements"

Les abergements sont d'épaisseur 0,75 mm en acier S320 GD galvanisé Z275 revêtu d'une peinture en poudre polyester de 60 µm, suivant 4 coloris (*rouge, rouge brun, sable ou ardoise*).

La composition des éléments constitutifs est la suivante :

- Bavettes avant

  Ces bavettes sont destinées à réaliser la jonction avec les éléments de couverture en bas du champ photovoltaïque.

Les bavettes sont de 3 types, pour le côté gauche, la partie centrale et le côté droit du champ photovoltaïque. Elles disposent de trous pour la fixation des couloirs intermédiaires et latéraux, pour la fixation sur la latte et pour la liaison entre bavettes. Elles disposent d'un système de chambre de décompression destiné à créer un espace au niveau des recouvrements entre elles. Dans cet espace, une bande mousse de polyuréthane à cellules ouvertes imprégnée de marque Illmod 600, collée en usine, est destinée à parfaire l'écartement entre tôles et à assurer un complément d'étanchéité. Elles disposent d'un pli à l'arrière de 10 mm de haut. De longueur (5 x l_M + 366) pour la plus grande, elles permettent un recouvrement entre elles de 150 mm.

Les bavettes gauche et droite disposent d'un détrompeur et d'une encoche destinés à positionner les éléments de couverture attenants.

Dans le cas de la pose d'une seule colonne de module(s), une bavette avant unique spéciale est utilisée. Sa géométrie aux extrémités correspond à la géométrie des bavettes gauche et droite pour une ligne de modules.

- Pour la bavette avant – kit PV3-1 S, voir Figure 14 : ces bavettes sont serties en partie basse avec de l'aluminium laqué et plissé d'épaisseur 0,15 mm et disposant d'un joint butyle en sous-face, destiné à recouvrir ou épouser le galbe des éléments de couverture attenant.
- Pour la bavette avant – kit PV3-1 N, voir la Figure 15 : ces bavettes sont serties en partie basse avec de l'aluminium laqué et plissé d'épaisseur 0,15 mm et disposant d'un joint butyle en sous-face, destiné à recouvrir ou épouser le galbe des éléments de couverture attenant. En bords de champ, la partie rigide présente un décroché oblique afin de maintenir la partie souple sur toute sa longueur qui dépasse de 100 mm le bord du couloir. Au-dessus de ce décroché oblique, un relevé est présent destiné à couvrir les pinces des couloirs latéraux. Une bande mousse de polyuréthane à cellules ouvertes imprégnée de marque Illmod 600, collée en biais, en usine, est destinée à parfaire l'écartement entre tôles et à assurer un complément d'étanchéité.
- Pour la bavette avant – kit PV3-1 TP/Ardoise, voir la Figure 16 : en bords de champ, elle présente un bord oblique afin de dépasser de 100 mm le bord du couloir. Une bande mousse de polyuréthane à cellules ouvertes imprégnée de marque Illmod 600, collée en biais, en usine, est destinée à parfaire l'écartement entre tôles et à assurer un complément d'étanchéité.

- Couloirs horizontaux avant (*Figure 17)*

  Ces éléments sont destinés à assurer un complément d'étanchéité en bas de champ. Ils disposent d'une bande mousse PVC de 10 mm d'épaisseur collée avec adhésif acrylique en sous-face, pour le contact avec la bavette avant.

- Couloirs latéraux

  Ces couloirs sont destinés à amener l'eau de la périphérie du champ vers le bas de la toiture et à faire la jonction avec les éléments de couverture avoisinant. Ils sont de forme conique pour assurer leur emboîtement.
  Il existe 2 types symétriques de couloirs pour les bords gauche et droit du champ photovoltaïque. Ils disposent d'encoches dans le retour du relevé intérieur (*côté modules*) afin de recevoir les platines latérales et d'un détrompeur pour reconnaître le sens de pose du couloir. Ils disposent de trous aux différents passages de vis lors de la mise en œuvre.

  - Couloirs latéraux – kit PV3-1 S (Figure 18)

    De dimensions hors-tout (L_M + 102 x 214 x 30) mm, le relevé côté tuile est de 30 mm et celui côté module est de 20 mm de hauteur.

    Ils disposent de languettes de perçage en partie basse pour la liaison à la bavette avant.

  - Couloirs latéraux – kit PV3-1 N (Figure 19)

    De dimensions hors-tout (L_M + 237 x 240 x 20) mm, ils disposent d'une pince de 20 mm de haut sur la partie extérieure, et d'une cornière centrale soudée par points de 76 mm de hauteur destinée à assurer un complément d'étanchéité le long de la tranche des éléments de couverture attenants.

  - Couloirs latéraux et noquets – kit PV3-1 TP/Ardoise (Figure 20)

    De dimensions hors-tout (L_M + 102 x 240 x 20) mm, les couloirs disposent d'un relevé de 62 mm de haut avec un pli sur la partie extérieure (*côté ardoises ou tuiles plates*), destiné à recevoir les noquets.

    Les noquets ont les dimensions d'un demi ardoise ou tuile plate, avec un relevé de 40 mm + 3 fois l'épaisseur de l'élément de couverture. Un noquet arrière est destiné à faire la jonction dans les coins supérieurs gauche et droit du champ photovoltaïque. À la demande de l'installateur, celui-ci peut réaliser lui-même les noquets et noquets arrière selon les règles de l'art et en respectant la base de conception et les cotes présentées dans le présent Avis Technique. La société Terreal fournit alors des plans cotés des éléments à réaliser.

- Cornières latérales – kit PV3-1 S (*Figure 21*)

  Ces cornières sont destinées à réaliser la finition sur les bords gauche et droit du champ photovoltaïque. Dans le cas de la pose d'un seul module, la cornière associée aux platines droites spéciales a également un rôle de maintien du module. Leur épaisseur est de 0,75 mm.

- Cornières latérales – kits PV3-1 N et TP/Ardoise (*Figure 22*)

  Identiques aux précédentes, seule leur hauteur diffère de la hauteur des cornières du kit "PV3-1 S".

- Pinces (*Figure 23*)

  Livrées en chapelet, ces pinces sont destinées à bloquer en position les couloirs latéraux sur les lattes. De dimensions individuelles hors-tout (58 x 30 x 27) mm, un pli est présent, d'une ouverture entre 1 et 5 mm.

- Capots arrière

  Ils sont destinés à réaliser la jonction avec les éléments de couverture en partie haute et guider l'eau provenant de la couverture sur la face supérieure du module.

  Ils sont de 3 types, pour le côté gauche, la partie centrale et le côté droit du champ photovoltaïque. Dans le cas de la pose d'une seule colonne de module(s), un capot arrière unique spécial est utilisé. Sa géométrie aux extrémités correspond à la géométrie des capots gauche et droit pour une ligne de modules.
  Ils disposent d'un renfort inférieur soudés par points pour l'appui sur la charpente (*sauf dans le cas du kit TP/Ardoise*) et de languettes pour leur fixation. Ils disposent d'un système de chambre de décompression destiné à créer un espace au niveau des recouvrements entre eux. Dans cet espace, une bande mousse de polyuréthane à cellules ouvertes imprégnée de marque

Illmod 600, collée en usine, est destinée à parfaire l'écartement entre tôles et à assurer un complément d'étanchéité. De longueur (5 x l_M + 256) pour le plus grand, ils permettent un recouvrement entre eux de 150 mm.

- Pour les capots arrière – kit PV3-1 S (Figure 24), ils disposent d'un pli à l'arrière de 22 mm de haut et présentent 2 variantes :
  - □ « standard » pour les pentes de toiture supérieures ou égales à 28%,
  - □ « Faible Pente » pour les pentes de toiture comprises entre 19 et 28%.
- Pour les capots arrière – kit PV3-1 N (Figure 25), ils disposent d'un pli à l'arrière de 15 mm de haut. Les capots arrière gauche et droit disposent de cornières centrales soudées par points dans l'axe des cornières des couloirs latéraux, avec encoches destinées à être rabattues sous les éléments de couverture en partie haute.
- Pour les capots arrière – kit PV3-1 TP/Ardoise (Figure 26), ils disposent d'un pli à l'arrière de 15 mm de haut.

2.4.3.3. Éléments de fixation

Les vis de fixation fournies dans le procédé sont de marque Emile Maurin ou Etanco. Elles sont en inox A2 et sont constituées des vis suivantes (Figure 27) :

- Vis 6 x 60 à tête cylindrique à six pans creux, destinées à la fixation des parcloses.
- Vis à bois 5 x 40 destinées à la fixation des pattes de fixation des couloirs intermédiaires, des pinces, des platines latérales et des borniers, de deux références possibles :
  - vis Emile Maurin à tête fraisée cruciforme de Pk de 212 daN selon la norme NF P 30-310 pour un ancrage de 27 mm,
  - vis Etanco VBU torx, de Pk de 326 daN selon la norme NF P 30-310 pour un ancrage de 27 mm.
- Vis autotaraudeuse de longueur 15,9 mm à tôle tête cylindrique bombée large cruciforme ou torx, de diamètre 5,5 mm destinées aux assemblages de tôle entre couloirs, bavettes et capots, et de diamètre 4,9 mm destinées à la liaison équipotentielle des masses sur les cadres aluminium des modules photovoltaïques.
- Vis 6 x 16 à tête cylindrique bombée à six pans creux, destinées à la fixation des cornières latérales.

Dans le cas d'une mise en œuvre sur fermettes, les vis pour la fixation des planches supports sous le champ photovoltaïque sont fournies. Il s'agit de vis à bois TCB 6 x 100 de la société Faynot (Figure 28), à tête cylindrique à six pans creux, en inox A2. Leur Pk selon la norme NF P30-310 avec une largeur d'ancrage de 36 mm, est de 471 daN pour un ancrage de 50 mm.

2.4.3.4. Liaison équipotentielle des masses

Le kit électrique destiné à assurer les liaisons équipotentielles des masses (*cadres des modules et ensemble "support"*) est composé des éléments suivants :

- Borniers en cuivre à 7 trous taraudés de dimensions (110 x 12 x 4) mm de la société Legrand,
- Vis inox M5 x 5 destinées au raccordement sur les borniers en cuivre,
- Câble vert-jaune de diamètre 6 mm²,
- Cosses en cuivre étamé de la société Klauke,
- Rondelles éventail en inox A2.

2.5. Autres éléments

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

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

2.5.1. Lattes de bois supplémentaires

Les lattes de bois supplémentaires doivent être en bois résineux de classe d'emploi 2 suivant le fascicule de documentation FD P20-651 et de classement visuel ST II suivant la norme NF B 52-001-1, et présenter une humidité < 20 %. Les lattes sous le champ photovoltaïque doivent être neuves et avoir une section (h x l) avec :

- kit PV3-1 S et TP/Ardoise : h = 27 mm ou épaisseur du liteau si celui-ci est de plus de 27 mm d'épaisseur,
- kit PV3-1 N : h = 27 mm,
- l ≥ 100 mm.

2.5.2. Planches en contreplaqué

Des planches en contreplaqué bénéficiant de la marque NF « Extérieur CTB-X » sont utilisées pour soutenir la bavette avant et pour réaliser la fonçure dans le cas du kit PV3-1 N.

2.5.3. Visserie et fixations

Pour la fixation des planches supports sous le champ photovoltaïque dans le cas d'une mise en œuvre sur chevrons (pour une mise en œuvre les fermettes, voir § 2.4.3.3 dernier alinéa) : vis à bois 6 x L (L ≥ 100 mm) à tête fraisée en inox A2 de Pk minimum de 156 daN pour l'ancrage dans le chevron sous les contre-lattes.

Pour la fixation de planches en contreplaqué en fonçure, vis à bois 4 x 40 pour des liteaux jusqu'à 27 mm d'épaisseur, ou 4 x 45 si les liteaux sont d'épaisseur supérieure à 27 mm.

Les crochets d'ardoise doivent être en acier galvanisé ou en acier inoxydable. Le choix de la protection contre la corrosion des crochets s'effectue conformément au tableau A.1 du NF DTU 40.13 P1-2/A1.

2.5.4. Écran souple de sous-toiture

Dans le cas où l'écran souple de sous-toiture doit être rajouté (*en neuf systématiquement et en existant s'il n'est pas présent*), il doit être sous certification « QB 25 » avec un classement W1 avant et après vieillissement selon la norme NF EN 13859-1.

2.5.5. Bande mousse triangulaire

Cette bande mousse est destinée à réaliser un complément d'étanchéité :

- sous les éléments de couverture recouvrant les capots arrière du haut de champ (*cas des kits PV3-1 S et N*), avec retours verticaux jusqu'aux couloirs latéraux,
- pour le kit PV3-1 N, également sous les éléments de couverture recouvrant les couloirs latéraux.

Cette bande mousse doit être en polyuréthane à cellules ouvertes et de hauteur 80 mm et largeur 20 mm, par exemple fournie par la société Terreal.

2.6. Conditionnement, étiquetage, stockage

2.6.1. Modules photovoltaïques

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

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

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

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

Les modules sont reconditionnés avec le système de montage avant livraison sur chantier (cf. § 2.6.2).

2.6.2. Système de montage

Les petits éléments (*visserie*, *platines*, *pinces*) du système de montage sont conditionnés en carton. Chaque carton a une étiquette précisant :

- le numéro d'article,
- la référence des pièces,
- le nombre de pièces,
- le nom du client.

Les cartons précédents, les grands éléments du système de montage et les modules photovoltaïques, regroupés en kits, sont conditionnés dans des caisses en bois de dimensions (2 130 x 1 130 x 500) mm.
Le stockage sur chantier doit s'effectuer à l'intérieur d'un bâtiment à l'abri des intempéries.

2.7. Caractéristiques dimensionnelles

Les caractéristiques dimensionnelles des modules sont données dans la grille de vérification des modules. Elles respectent les critères génériques du § 2.4.2.

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

Leurs caractéristiques dimensionnelles sont les suivantes :

Caractéristiques des champs photovoltaïques	
Largeur du champ (mm)	(NbX x 1 005) + 500
Hauteur de champ (mm)	(NbY x 1 638) + 500
Poids au m² de l'installation (kg/m²)	~ 15

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.

2.8. Caractéristiques électriques

2.8.1. Conformité à la norme NF EN 61215

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

2.8.2. Sécurité électrique

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

2.8.3. Performances électriques

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

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

2.9. Fabrication et contrôles

2.9.1. Modules photovoltaïques

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

2.9.2. Composants du système de montage

2.9.2.1. Mode de fabrication des tôles et abergements

Le système de montage est fabriqué sur le site de la société Lahera Productions, filiale de la société Terreal, à Mazamet en France.

Après la découpe au laser, les tôles d'acier galvanisé avec primaire soudable ou tôles inox sont pliées et soudées par point. Pour parfaire les endroits inaccessibles par la soudure par point, des joints d'étanchéité sont réalisés à l'aide du mastic Festix MS55 de la société Tremco-Illbruck (*notamment pour les capots arrière gauche et droit*).

Pour des questions esthétiques, les tôles sont ensuite peintes à la couleur demandée.

Des contrôles dimensionnels et de conformité matière sont effectués par échantillonnage à réception des matières premières. Des contrôles visuels sont effectués à chaque étape de fabrication et sur chaque pièce finie.

2.9.2.2. Mode de fabrication des parcloses

Les parcloses aluminium sont extrudées à chaud. Après extrusion à chaud du profilé à travers une filière, les parcloses sont coupées aux dimensions spécifiques pour pouvoir couvrir le pas d'un module. Elles sont ensuite usinées pour prévoir le passage des vis qui permettent de maintenir le module. Les joints EPDM sont collés en usine.

2.9.2.3. Contrôles qualité

Pour la phase de fabrication des abergements, Lahera Productions utilise des moyens de production automatisés et sous contrôles d'opérateurs qualifiés. Les étapes de découpe et de pliage sont calibrées à partir de pièces 3D issues de la conception. Pour les postes d'assemblage, des détrompeurs et des gabarits de fabrication sont utilisés pour assurer le bon positionnement des pièces les unes par rapport aux autres. Des dossiers d'assemblage ont été élaborés et sont disponibles au poste.

Un contrôle final est réalisé lors de la mise en carton du système global en suivant des procédures préétablies. Chaque installation qui part de l'usine est répertoriée dans un dossier de traçabilité.

Concernant l'expédition des systèmes, Lahera fait office de plateforme de distribution dans le sens où elle réceptionne les différents composants (*y compris les modules photovoltaïques*) avant de les renvoyer. Une traçabilité est assurée au niveau de cette activité avec numéro de série et contact client.

2.10. Mise en œuvre

2.10.1. Généralités

Le procédé est livré avec sa notice de montage.

Avant chaque projet, une reconnaissance préalable de la toiture doit être réalisée à l'instigation du maître d'ouvrage afin de vérifier la capacité de la charpente à accueillir le procédé photovoltaïque, la présence ou non d'un écran souple de sous-toiture et que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé.

Avant chaque projet, une fiche d'accompagnement doit être rempli par le maitre d'ouvrage pour fournir des informations afin de procéder à la bonne adéquation entre le procédé photovoltaïque et son implantation, notamment sur le type d'élément de couverture, sa classe de galbe, la pente de toit.

La mise en œuvre du procédé ne peut être réalisée que pour le domaine d'emploi défini au *§ 2.3*.

Elle doit impérativement être réalisée au-dessus d'un écran souple de sous-toiture (cf. *§ 2.10.5.1*).

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

2.10.2. Compétences des installateurs

La mise en œuvre du procédé doit être assurée par des installateurs ayant été formés par la société Terreal (cf. *§ 2.11*).

Les compétences requises sont les suivantes :

- Compétences en couverture : mise en œuvre en toiture.
- Compétences électriques :
  - pour le raccordement des modules en couverture : habilitation électrique BP, au sens de la norme NF C 18-510,
  - pour les connexions électriques :
    - □ compétences électriques pour la connexion et la mise en marche du champ photovoltaïque avec les organes de sécurité définis dans les guides UTE C 15 712 en vigueur,
    - □ habilitation BR au sens de la norme NF C 18-510.
- Qualification et/ou certification pour la pose de procédés photovoltaïques.

2.10.3. Sécurité des intervenants

L'emploi de dispositifs de sécurité *(protections collectives, nacelle, harnais, ceintures, dispositifs d'arrêt…)* est obligatoire afin de répondre aux exigences en matière de prévention des accidents. Lors de la pose, de l'entretien ou de la maintenance, il est notamment nécessaire de mettre en place des dispositifs pour empêcher les chutes depuis la toiture selon la réglementation en vigueur *(par exemple, un harnais de sécurité relié à une ligne de vie fixée à la charpente)* ainsi que des dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les modules (*échelle de couvreur, ...*).

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

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

2.10.4. Spécifications électriques

2.10.4.1. Généralités

L'installation doit être réalisée conformément aux documents en vigueur suivants : norme NF C 15-100 et guides UTE C 15-712.

Tous les travaux touchant à l'installation électrique doivent être confiés à des électriciens habilités (cf. *§.2.10.2*).

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

2.10.4.2. Connexion des câbles électriques

Le schéma de principe du câblage est décrit en *Figure 29.*

La connexion et le passage des câbles électriques s'effectuent sous le système de montage des modules : ils ne sont donc jamais exposés au rayonnement solaire. Tous les câbles doivent être fixés (*colliers de câblage*).

- Liaison intermodules et module/onduleur

  La connexion des modules se fait au fur et à mesure de la pose des modules *(de la gauche vers la droite)* avant leur fixation.

  Si besoin, la liaison entre les câbles électriques des modules et les câbles électriques supplémentaires (*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.

  Pour la connexion d'un module à l'autre, le passage des câbles se fait en passant sous les couloirs.

- Câbles de liaison équipotentielle des masses

  Le conducteur de liaison équipotentielle des masses est fixé d'abord sur le cadre du module photovoltaïque à l'emplacement prévu sur le cadre avec les vis autotaraudeuses 4,9 x 15,9 fournies et des rondelles éventail fournies *(voir Figure 30)*.

  Les borniers fournis (*cf. § 2.4.3.4*) sont fixés sous chaque module sur la latte supérieure par 2 vis inox à bois fournies. Un câble commun circule de bornier en bornier. Chaque bornier est ensuite relié en peigne à un module, un couloir intermédiaire (*sauf en bout de ligne*) et éventuellement un micro-onduleur à l'aide des câbles avec cosses. Les cosses reliées aux câbles sont fixées :

  - aux borniers à l'aide des vis inox M5 x 5 fournies,
  - aux cadres aluminium des modules à l'aide des vis autotaraudeuses 4,9 x 15,9 et des rondelles éventail fournies,
  - et aux couloirs intermédiaires à l'aide des vis autotaraudeuses 5,5 x 15,9 et des rondelles éventail fournies.

  Le tout est relié au câble principal de mise à la terre par le premier bornier.

- Passage des câbles à l'intérieur du bâtiment

  Le passage des câbles vers l'intérieur du bâtiment doit être réalisé sans rompre l'étanchéité.

  Il est réalisé entre deux lés d'écran souple de sous-toiture de manière à ne pas le percer. Dans ce cas, un recouvrement minimal de 100 mm à 200 mm doit être respecté en fonction de la pente de la toiture. Dans le cas où le passage entre deux lés est impossible, des entailles doivent être réalisées dans l'écran de manière à créer des passages de diamètre inférieur à celui des câbles. Après le passage des câbles, une bande adhésive (*compatible avec l'écran souple de sous-toiture considéré*) doit être posée autour des entailles. Dans tous les cas, il est nécessaire de se reporter au DTU 40.29 et à la certification relative à l'écran souple de sous-toiture considéré.

  L'ensemble des câbles doit ensuite être acheminé dans des gaines techniques 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, ...

2.10.5. Mise en œuvre en toiture

2.10.5.1. Conditions préalables à la pose

La mise en œuvre doit impérativement être réalisée au-dessus d'un écran souple de sous-toiture afin d'évacuer jusqu'à l'égout la condensation pouvant se créer sous les modules. Dans le cas d'une toiture neuve ou d'une toiture existante ne disposant pas d'écran souple de sous-toiture, cet écran souple de sous-toiture doit être mis en œuvre jusqu'à l'égout, soit sur tout le pan de toiture accueillant le champ photovoltaïque conformément aux dispositions définies dans le DTU 40.29, soit conformément à son Avis Technique prévu pour cet usage.

2.10.5.2. Détuilage en cas de toiture existante

Il convient en premier lieu de vérifier la répartition et les dimensions hors tout du procédé sur la toiture et de découvrir la zone d'implantation des éléments de couverture existants.

La surface qui doit être ménagée pour l'implantation du procédé photovoltaïque doit posséder les dimensions indiquées dans le *§ 2.7*.

Par ailleurs, afin de limiter les coupes des éléments de couverture, il convient de procéder à une étude préalable du plan de couverture et d'établir un calepinage en fonction du modèle d'éléments de couverture utilisé :

- Tuiles à emboîtement ou à glissement (*DTU 40.21 et 40.24*)

  Lorsque le calepinage ne permet pas de conserver les tuiles entières, elles peuvent être coupées comme suit :

  - Calepinage longitudinal :

    La partie inférieure des tuiles étant conçue pour rejeter l'eau, il est indispensable de ne pas la couper. Par conséquent, il convient de ne réaliser aucune découpe des tuiles en partie haute de l'installation. Suivant la ligne de plus grande pente, seules les tuiles situées au-dessous du procédé peuvent être coupées en tête. Les tuiles coupées doivent alors être fixées au liteau et la partie basse du procédé photovoltaïque doit comporter une étanchéité basse recouvrant d'au moins 150 mm ces tuiles afin d'assurer l'étanchéité de l'ouvrage.

  - Calepinage transversal :

    Pour les tuiles situées en partie latérale, il convient d'utiliser une des solutions suivantes :

    □ optimiser le positionnement du procédé photovoltaïque afin que le côté galbé de la tuile se situe toujours au-dessus du couloir latéral,

    □ recourir à des tuiles spéciales (*demi-tuiles ou doubles de rive par exemple*).

- Tuiles canal (*DTU 40.22*) :

  Pour les tuiles canal, seules les tuiles de couvert sont à couper. Tant sur la partie basse du procédé que sur la partie haute, la coupe se fait en tête de tuile.

- Tuiles de terre cuite à emboîtement à pureau plat et tuiles planes en béton à glissement et à emboîtement longitudinal (*DTU 40.211 et 40.241*) :

  Les extrémités de la bande souple d'étanchéité basse doivent se trouver à une distance de l'élément de couverture d'au moins un quart de sa largeur pour éviter d'être à l'aplomb de la jonction de deux tuiles (*cf. Figure 50*).

- Ardoises et tuiles plates (*DTU 40.11, 40.13, 40.23 et 40.25*) :

  Les coupes des éléments de couverture et l'utilisation d'éléments spéciaux doivent être réalisées en respectant les principes de mise en œuvre des DTU les concernant.

Il convient de reconstituer les orifices de ventilation dont les sections totales doivent être assurées selon les dispositions précisées dans les DTU concernés de la série 40.2. La lame d'air située au-dessous de la couverture doit avoir une épaisseur minimale de 20 mm et doit être continue de l'égout au faîtage. La section totale (*entrées et sorties*) des orifices de ventilation de cette lame d'air est définie dans les DTU concernés de la série 40.2.

2.10.5.3. Pose du procédé

2.10.5.3.1. Préparation de l'installation

Il convient de bien différencier les couloirs longitudinaux : droit, gauche, intermédiaire, à l'aide de la languette de perçage sur la partie basse à gauche ou à droite.

Pour le kit PV3-1 S, pour le positionnement initial de la bavette avant au mieux pour la répartition des tuiles, un marquage est effectué sur les bavettes pour déterminer l'emplacement de ces dernières par rapport aux éléments de couvertures attenants. On s'aide des détrompeurs de la bavette pour la positionner par rapport aux éléments de couverture. Un jeu de 140 mm est possible (*Figure 31)*.

Pour le kit PV3-1 N, le positionnement latéral s'effectue de telle sorte que les couloirs en décaissé se situent en dehors de la position des contrelattes.

Pour le kit PV3-1 TP/Ardoise, le positionnement latéral du champ photovoltaïque ne nécessite pas de précaution particulière. Il faut s'assurer que les couloirs latéraux se positionnent au ras des ardoises ou tuiles plates adjacentes avec une découpe des éléments de couverture selon les DTU concernés.

2.10.5.3.2. Pose du platelage sous le champ photovoltaïque

Les planches support du procédé doivent être des lattes neuves répondant aux préconisations les concernant (*planches non fournies de section minimale 27 x 100, voir § 2.5.1*). Elles sont fixées à chaque point d'intersection avec la contre-latte à l'aide d'1 vis à bois (*non fournies, voir § 2.5.2*).

Pour la fixation des planches support sur fermette, un guide d'aide à la mise en œuvre est livré avec le kit afin de bien positionner la vis dans la fermette. L'utilisation d'un gabarit (systématiquement fourni) permet de centrer le vissage des planches supports par-dessus les contre-lattes+ fermettes (voir Figure 32).

Les liteaux existant se trouvant à l'emplacement des planches supports doivent être retirés.

Pour le kit PV3-1 S, on pose un platelage conformément à la *Figure 33*. Les planches sont posées sous le champ photovoltaïque sans porte-à-faux. En bas de champ, on positionne et on visse un liteau à l'arrière des éléments de couverture. Puis on visse un demi-liteau, une planche de 160 mm de large et deux lattes 27 x 100 mm pour le support et l'accroche de la bavette avant.

Pour le kit PV3-1 N, on pose un platelage conformément à la *Figure* 34. En parties latérales du champ photovoltaïque, on réalise une fonçure à l'aide de planches en contreplaqué (*non fournies, cf. § 2.5.2*) de 410 mm de large et 10 mm d'épaisseur, vissées sous les liteaux à l'emplacement des couloirs latéraux pour leur permettre de s'enfoncer dans le plan des liteaux de couverture. Les liteaux sont coupés au-dessus de la planche sur la largeur nécessaire au support des couloirs latéraux (185 mm de largeur minimum).

Pour le kit PV3-1 TP/Ardoise, on pose un platelage conformément à la Figure 35. En parties latérales du champ photovoltaïque, les planches support s'arrêtent au droit des couloirs en faisant en sorte de ne pas surélever les ardoises ou tuiles plates en pourtour.

En bas de champ (*kits PV3-1 S et N*), on positionne et on visse un liteau à l'arrière des éléments de couverture. Puis on visse une planche de 160 mm minimum de large et deux lattes 27 x 100 mm pour le support et l'accroche de la bavette avant en veillant à conserver une pente de 3° (5 %) minimum (*pas de contre-pente*). Pour le kit PV3-1 TP/Ardoise, seule une latte 27 x 100 mm est positionnée pour l'accroche de la bavette avent.

Dans le cas de 2 lignes de modules et plus, le platelage est identique pour chaque ligne au-dessus du support de couloir transversal. L'entraxe entre ce support et la planche support d'accroche suivante est de 325 mm.

2.10.5.3.3. Pose des bavettes avant

Se référer aux *Figure 36, Figure 37 et* Figure 38.

On place la bavette avant gauche en appui sur la latte d'accroche. On retire la protection plastique de la bande mousse polyuréthanne afin qu'elle puisse s'expanser. Les bavettes avant s'emboîtent l'une dans l'autre à l'aide du système de chambre de décompression. On fixe les bavettes entre elles grâce aux 2 vis à tôle prévues à cet effet. On fixe l'ensemble de la bavette sur la latte par vissage central uniquement (*vis à bois 5 x 40 mm*). Les autres trous servent à fixer les couloirs.

Dans le cas d'une seule colonne de module(s), on utilise la bavette avant unique prévue à cet effet.

2.10.5.3.4. Équerrage et montage des couloirs

Se référer aux *Figure 39, Figure 40 et* Figure 41.

On positionne le couloir gauche sur la bavette et on visse dans le trou prévu à cet effet (*vis à bois 5 x 40 mm*). On positionne le couloir intermédiaire sur la bavette et on visse dans le trou prévu à cet effet (*vis à bois 5 x 40 mm*). On vérifie les longueurs des diagonales pour s'assurer de l'équerrage du système. Pour réaliser un équerrage de l'installation, il suffit de visser un couloir sur la bavette, puis de le visser en diagonale au couloir précédent. Un détrompeur avec le chiffre « 1 » permet de repérer l'endroit. On insère alors les platines dans le couloir gauche et on les visse sur la latte (*3 vis à bois 5 x 40 mm*). Ensuite, on bloque le couloir par les pinces (*livrées en chapelet*) : 2 platines + 2 pinces par module photovoltaïque (*platine à l'intérieur et pinces à l'extérieur*). Pour un couloir intermédiaire, on visse les pattes de fixation en inox sur les planches support (*4 vis à bois 5 x 40 mm*). Puis on dévisse la partie haute du couloir en diagonal. On visse le couloir transversal sur l'avant dernier trou du couloir latéral gauche (*vis à tôle*) et sur l'avant dernier trou des couloirs intermédiaires. Ceci garantit l'écartement. En partie haute des couloirs intermédiaires de la ligne la plus haute du champ photovoltaïque, on visse un écarteur (*vis tôle*). Et ainsi de suite, jusqu'au couloir latéral droit.

Dans le cas spécifique d'une pose d'une seule colonne de module(s), il faut utiliser les platines gauche et droite différenciées. La platine spéciale se fixe avec 4 vis à bois 5 x 40 mm.

2.10.5.3.5. Finition des ensembles « support » et « abergements »

Se référer à la *Figure 42*.

Pour le kit PV3-1 S, on replie l'extrémité des bavettes avant à 90° sur les deux couloirs latéraux à l'aide de l'amorce de pliage réalisée en usine sur les côtés de la bavette.

Pour les kits PV3-1 N et TP/Ardoise, on retire la protection plastique de la bande mousse polyuréthanne afin qu'elle puisse s'expanser. Le bas des couloirs latéraux s'insère dans le repli des bavettes avant et viennent en appui sur la bande mousse polyuréthane.

On positionne et on visse le couloir horizontal avant en partie basse (*vis à tôle*).

La *Figure 43* montre les recouvrements des abergements entre eux.

2.10.5.3.6. Mise en place des modules

On insère le 1er module (*à gauche*) dans les 2 platines latérales et on l'amène en butée. La boîte de connexion est positionnée du coté bas. Au fur et à mesure de la pose des modules, on met en place la parclose et on la visse grâce aux 2 vis à 6 pans (*6 x 60 mm*) pour maintenir les deux modules ensemble. On insère le dernier module dans les platines latérales.

La *Figure 44* montre des vues en coupe de l'assemblage des modules.

2.10.5.3.7. Pose des lignes de modules supérieures

Se référer à la Figure 45.

Pour les lignes de modules suivantes, au-dessus de la première ligne, le principe de l'équerrage et de montage des couloirs est identique pour la ligne supérieure. Les couloirs latéraux et couloir intermédiaires se recouvrent de 200 mm dans le sens de la pente.

Les joints intermodules (fournis, cf. § 2.4.3.1) sont collés sur la tranche supérieures du cadre du module inférieur à 3 mm de la surface du module. On positionne ensuite les modules supérieurs en les calant sur le couloir transversal en partie supérieure.

2.10.5.3.8. Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque

Se référer aux *Figure 46,* Figure 47 *et* Figure 48.

On pose le premier capotage haut sur le module et dans le couloir latéral gauche. Ce capotage s'emboîte sur le cadre du module. Il convient de bien s'assurer qu'il plaque bien au module. On retire la protection plastique de la bande mousse polyuréthanne afin qu'elle puisse s'expanser. Les capots arrière s'emboîtent l'un dans l'autre à l'aide du système de chambre de décompression. On insère le deuxième capotage droit et on visse les deux capotages hauts sur la latte positionnée à cet endroit (*vis à bois 5 x 40 mm*). On assemble les capotages avec les couloirs. Pour le kit PV3-1 N, on rabat les hauts de cornière des angles supérieurs au plus près du profil des tuiles.

Dans le cas spécifique d'une pose d'une seule colonne de module(s), le capot arrière spécifique doit être utilisé.

Puis, on fixe les cornières latérales (*à gauche et à droite*) grâce aux vis (*6 pans 6 x 16 mm*) et à la clé prévue à cet effet.

- **Cas du kit PV3-1 S :**

  On dispose la bande mousse triangulaire au-dessus de la pliure des capots, sous les tuiles, avec un retour vertical sans coupure de la bande mousse côtés gauche et droit jusqu'au recouvrement des capots sur les couloirs latéraux et à une distance de 80 mm minimum des bords. On place les tuiles dans le couloir gauche (*ou droit selon le sens d'emboîtement des tuiles*). Puis on rajoute le rang supérieur en veillant à ce que l'inclinaison des tuiles soit le même que celle des tuiles supérieures en repliant partiellement le relevé arrière, avec un recouvrement des tuiles sur le capot compris entre 120 et 145 mm. Il convient de bien aligner les zones d'écoulement d'eau des tuiles au-dessus des couloirs latéraux et de ne pas écraser l'angle supérieur des pièces d'angle vers l'intérieur sous ces zones d'écoulement. On termine par le côté droit (*ou gauche selon le sens d'emboîtement des tuiles*). Les tuiles des pourtours gauche, droit et supérieur du champ photovoltaïque doivent être fixées mécaniquement.

  En bas de champ, on forme la bavette avant sur les éléments de couvertures après nettoyage et dépoussiérage de ceux-ci au niveau du contact avec le joint butyle collant en sous-face de l'aluminium souple de la bavette. Le recouvrement de la bavette souple sur les tuiles est de 150 mm minimum.

  Les *Figure 49*, *Figure 52 et Figure 55* indiquent les recouvrements minimum à respecter.

- **Cas du kit PV3-1 N :**

  On dispose la bande mousse triangulaire au-dessus de la pliure des capots et dans les couloirs latéraux côtés gauche et droit entre la cornière et la pince extérieure et jusque sous les tuiles recouvrant la bavette souple, à une distance de 40 mm minimum des bords. On place les tuiles au-dessus du couloir gauche (*ou droit selon le sens d'emboîtement des tuiles*). Puis on rajoute le rang supérieur en veillant à ce que l'inclinaison des tuiles soit le même que celle des tuiles supérieures en repliant partiellement le relevé arrière, avec un recouvrement des tuiles sur le capot supérieur à 145 mm. On termine par le côté droit (*ou gauche selon le sens d'emboîtement des tuiles*). Les tuiles des pourtours gauche, droit et supérieur du champ photovoltaïque doivent être fixées, soit mécaniquement lorsqu'elles le peuvent, soit, en particulier pour les demi-tuiles, au mastic de collage conforme à la norme NF P85-610. Lorsque les tuiles sont collées entre elles, il convient de s'assurer auprès du fabricant de mastic de collage de l'adhérence de son produit avec la terre cuite par référence à la norme NF P85-611.

  En bas de champ, on plaque la bavette avant sur les éléments de couvertures après nettoyage et dépoussiérage de ceux-ci au niveau du contact avec le joint butyle collant en sous-face de l'aluminium souple de la bavette. Le recouvrement de la bavette souple sur les tuiles est de 150 mm minimum.

  Les Figure 50, *Figure 53 et Figure 56* indiquent les recouvrements minimum à respecter.

- **Cas du kit PV3-1 TP/Ardoise :**

  On place les noquets conformément aux DTU 40.11, 40.13, 40.23 ou 40.25. Ils s'insèrent sous la pliure du couloir latéral. Ils sont cloués aux liteaux de couverture. On réalise le remplissage latéral à l'aide des ardoises ou tuiles plates.

  Puis on rajoute le rang supérieur en veillant au recouvrement du capot arrière à l'aide d'un doublis selon les règles de l'art, et en veillant à l'inclinaison des tuiles ou ardoises en repliant le relevé arrière du capot. On replie la partie supérieure du noquet arrière sur le relevé du couloir latéral.

  Les Figure 51, Figure 54 et Figure 57 représentent les recouvrements à respecter.

Dans le cas d'éléments de couverture couverts par les « Règles professionnelles pour la pose à faible pente des tuiles de terre cuite à emboîtement ou à glissement à relief » ou bénéficiant d'un DTA favorable et valide, la mise en œuvre de ceux-ci doit se faire conformément aux dispositions particulières définies dans ces documents les concernant, tout en respectant la pente minimale spécifiée au *§ 2.3*.

2.11. Formation

Le Service Technique TERREAL assure auprès de chaque installateur la formation et l'assistance au démarrage sur chantier. Cette formation photovoltaïque théorique et pratique leur permet d'appréhender les procédés photovoltaïques en général ainsi que le montage de son procédé.

Cette formation consiste en :

- une présentation au sol du kit et un pré-assemblage,
- l'installation réelle sur la toiture.

À l'issue de cette formation, la société Terreal délivre une attestation de formation nominative.

2.12. Assistance technique

Chaque client reçoit systématiquement une assistance technique de la part de la société Terreal pour sa première installation photovoltaïque avec l'aide sur place d'un technicien pendant une journée.

La société assure ensuite sur demande une assistance technique téléphonique pour tous renseignements complémentaires.

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.

2.13. Utilisation, entretien et réparation

2.13.1. Généralités

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. § 2.13.4).

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. *§ 2.10.2*).

2.13.2. Maintenance du champ photovoltaïque

La maintenance doit être réalisée annuellement :

- Vérifier visuellement l'état d'encrassement des modules. Les modules photovoltaïques peuvent être nettoyés au jet d'eau (*haute pression et jet concentré interdits*) après l'hiver ou juste avant l'été pour permettre d'optimiser le rendement électrique ou selon les conditions environnementales du bâtiment d'implantation.
- Vérification de l'étanchéité : vérifier le bon état des différents éléments composant le système d'étanchéité, la libre circulation de l'eau dans les couloirs.
- Vérification du câblage.
- Vérification des fixations : vérifier la présence et la tenue de l'ensemble de la visserie.

2.13.3. 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.

2.13.4. Remplacement d'un module

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

- Avant d'intervenir sur le champ photovoltaïque concerné par le défaut, il est impératif de procéder à la déconnexion de l'onduleur du réseau en ouvrant le disjoncteur AC placé entre l'onduleur et le compteur de production et de procéder à la déconnexion du champ photovoltaïque en enclenchant le sectionneur DC placé entre le champ photovoltaïque et l'onduleur.
- Le démontage est réalisé en retirant le capot arrière puis les parcloses. Si les modules endommagés sont en bord de champ photovoltaïque, il convient de retirer les cornières latérales.
- Lors du démontage une attention particulière doit être portée à la qualité d'isolement des connecteurs débrochés afin d'éviter tout contact entre ceux-ci et les pièces métalliques de l'installation (*cadre module, couloirs…*).
- Le montage du module de remplacement est réalisé conformément à la notice de montage.
- Après avoir mesuré la tension de la série de modules concernée pour s'assurer de la bonne connexion de l'ensemble et que la tension délivrée est conforme à la plage d'entrée de l'onduleur, on procédera à la reconnexion du champ photovoltaïque en enclenchant de nouveau l'interrupteur/sectionneur DC et en reconnectant l'onduleur au réseau en fermant le disjoncteur AC.

2.14. Résultats expérimentaux

- Les modules photovoltaïques ont été vérifiés par le CSTB selon les critères d'acceptation du présent Avis Technique. La liste des références et les puissances sont indiquées dans la grille de vérification des modules en cours de validité, téléchargeable sur le site de la CCFAT sur la page de l'Avis Technique publié (voir § 1.2.3.3),
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61215 : qualification de la conception et homologation des modules photovoltaïques. La charge à laquelle les essais de charge mécanique MQT 16 ont été réalisés doit être au moins égale à : charge d'essai : 5 400 Pa, charge théorique : 3 600 Pa ou bien l'essai 10.16 doit avoir été effectué jusqu'à 5 400 Pa positif au dernier essai.
- Les modules photovoltaïques ont été testés selon la norme NF EN 61730 et certifiés comme appartenant à la classe II de sécurité électrique jusqu'à une tension maximum de 1 000 à 1 500 V DC (cf. grille de vérification des modules).
- Le procédé photovoltaïque, dans ses différentes versions, a été testé par le CSTB selon la norme NF EN 12179 pour des essais de résistance à la pression du vent (*rapports d'essais n° CLC 13-26051178, n° CLC 15-26060429, n° FaCeT 16-26063317 et FaCeT 19-0288-26084551/A*).
- Le montage du procédé photovoltaïque a été testé au CSTB pour chacun des kits *(rapports d'essais n° RE VAL 14-26050013, n° RE VAL 15-26059908 et n° RE SE2 17-26070146).*
- Le procédé photovoltaïque a été testé par le CSTB pour un essai d'étanchéité à la pluie en soufflerie climatique « Jules Verne » (*rapports d'essais n° EN-CAPE 15.095 C – V0 et n° EN-CAPE 17.073 C – V1*).
- Les justifications aux zones sismiques sont basées sur un rapport d'étude du CSTB (*rapport d'étude n° DCC/CLC-14-324*) ayant comparé les sollicitations agissantes suivant les Eurocodes 8-1, EN 1998-1 § 4.3.5, aux capacités résistantes des vis de fixation du procédé.

2.15. Références

2.15.1. Données Environnementales et sanitaires1

La grille de vérification associée à cet Avis Technique indique en fonction des gammes de module indiquées s'il existe, pour le procédé « SOLTERRE Premium PV3-1 S, N et TP/Ardoise » entier associé à chaque gamme de module, ou pour chaque gamme de modules isolément, une Déclaration Environnementale (DE) individuelle ou collective vérifiée par tierce partie indépendante.

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

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

[1] Non examiné par le Groupe Spécialisé dans le cadre de cet Avis.

2.15.2. Autres références

Le procédé photovoltaïque est fabriqué depuis juillet 2016. Plus de 10 000 installations ont été commercialisés en France à ce jour.

2.16. Annexes du Dossier Technique

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

Sommaire des Tableaux

Tableau 1- Guide de choix des matériaux selon l'exposition atmosphérique 25
Tableau 2- Choix du kit en fonction de la classe de tuile selon le cahier du CSTB n° 3785.....25

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

Matériau	**Revêtement de finition sur la face exposée**	**Éléments du procédé concernés**	**Atmosphères extérieures**							
			Rurale non polluée	**Industrielle ou urbaine**		**Marine**				**Spéciale**
				Normale	Sévère	20 km à 10 km	10 km à 3 km	Bord de mer* (<3km)	Mixte	
Aluminium EN AW-6063 T5	anodisation ≥10 µm	cadre de module	•	•	□	•	•	□	□	□
Aluminium EN AW-6063 T5	anodisation 20 µm	parcloses	•	•	□	•	•	□	□	□
Acier S320 GD	Z275 + peinture poudre polyester 60 µm	abergements, couloirs intermédiaires, couloirs transversaux, écarteurs, couloirs horizontaux avant, pinces	•	•	□	•	•	□	□	□
Inox 1.4307	-	platine	•	•	□	•	•	□	□	□
Inox 1.4307	peinture poudre polyester de 60 µm	pattes de fixation	•	•	□	•	•	□	□	□
Inox A2	-	visserie	•	•	□	•	•	□	□	□

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

• : Matériau adapté à l'exposition

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

- : Non adapté à l'exposition

* : à l'exception du front de mer

Tableau 2- Choix du kit en fonction de la classe de tuile selon le cahier du CSTB n° 3785

	version du kit		
famille d'élément de couverture, classe de tuiles	S ou "sud"	N ou "nord"	"TP/Ardoise"
ardoises / tuiles plates G0	na	na	ok
tuiles à emboitement G0	na	ok	na
G1	na	ok	na
G2	ok	na	na
G3	ok	na	na
na : non applicable			

3. Annexes graphiques

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

Sommaire des Figures

Figure 1 – Dimensionnement des fermettes en considérant des chargements linéiques : longueur l, distances l_1, l_2 et l_3 28
Figure 2 – Schéma éclaté du procédé – kit PV3-1 S 29
Figure 3 – Schéma éclaté du procédé – kit PV3-1 N 30
Figure 4 – Schéma éclaté du procédé – kit PV3-1 TP/Ardoise 31
Figure 5 – Système de montage fourni – kit PV3-1 S 32
Figure 6 – Système de montage fourni – kit PV3-1 N 33
Figure 7 – Système de montage fourni – kit PV3-1 TP/Ardoise 34
Figure 8 – Couloir intermédiaire 35
Figure 9 – Patte de fixation des couloirs intermédiaires 35
Figure 10 – Couloir transversal 36
Figure 11 – Écarteur 36
Figure 12 – Platine latérale 37
Figure 13 – Parclose 38
Figure 14 – Bavettes avant – kit PV3-1 S 39
Figure 15 – Bavettes avant – kit PV3-1 N 40
Figure 16 – Bavettes avant – kit PV3-1 TP/Ardoise 41
Figure 17 – Couloir horizontal avant 42
Figure 18 – Couloir latéral – kit PV3-1 S 43
Figure 19 – Couloir latéral – kit PV3-1 N 44
Figure 20 – Couloirs latéraux et noquets – kit PV3-1 TP/Ardoise 45
Figure 21 – Cornière latérale – kit PV3-1 S et TP/Ardoise 46
Figure 22 – Cornière latérale – kit PV3-1 N 46
Figure 23 – Pince (en chapelet) 47
Figure 24 – Capots arrières – kit PV3-1 S 48
Figure 25 – Capots arrières – kit PV3-1 N 49
Figure 26 – Capots arrières – kit PV3-1 TP/Ardoise 50
Figure 27 – Visserie 51
Figure 28 – Visserie pour fixation dans les fermettes (en neuf uniquement) 51
Figure 29 – Principe de câblage 52
Figure 30 – Principe de liaison équipotentielle des masses 53
Figure 31 – Positionnement des éléments de couverture latéraux par rapport aux bavettes avant – kit PV3-1 S 54
Figure 32 – Centrage du vissage des planches support dans le cas d'une mise en œuvre sur fermettes (en neuf uniquement) 54
Figure 33 – Plan de positionnement des lattes – kit PV3-1 S 55
Figure 34 – Plan de positionnement des lattes – kit PV3-1 N 56
Figure 35 – Plan de positionnement des lattes – kit PV3-1 TP/Ardoise 57
Figure 36 – Pose des bavettes avant – kit PV3-1 S 58
Figure 37 – Pose des bavettes avant – kit PV3-1 N 59
Figure 38 – Pose des bavettes avant – kit PV3-1 TP/Ardoise 60
Figure 39 – Équerrage et montage des couloirs – kit PV3-1 S 61
Figure 40 – Montage des couloirs – kit PV3-1 N 62
Figure 41 – Montage des couloirs – kit PV3-1 TP/Ardoise 62
Figure 42 – Finition des ensembles « support » et « abergements » 63
Figure 43 – Recouvrements 64
Figure 44 – Vues en coupe de l'assemblage des modules 65
Figure 45 – Pose des lignes de modules supérieures 66
Figure 46 – Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque – kit PV3-1 S 67
Figure 47 – Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque – kit PV3-1 N 68
Figure 48 – Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque – kit PV3-1 TP/Ardoise 68
Figure 49 – Recouvrements inférieurs – kit PV3-1 S 69

Figure 50 – Recouvrements inférieurs – kit PV3-1 N 70
Figure 51 – Recouvrements inférieurs – kit PV3-1 TP/Ardoise 71
Figure 52 – Positionnement des éléments de couverture – kit PV3-1 S 71
Figure 53 – Positionnement des éléments de couverture – kit PV3-1 N 72
Figure 54 – Positionnement des éléments de couverture – kit PV3-1 TP/Ardoise 73
Figure 55 – Recouvrement supérieur – kit PV3-1 S 74
Figure 56 – Recouvrement supérieur – kit PV3-1 N 75
Figure 57 – Recouvrement supérieur – kit PV3-1 TP/Ardoise 76

Figure 1 – Dimensionnement des fermettes en considérant des chargements linéiques : longueur l, distances l_1, l_2 et l_3

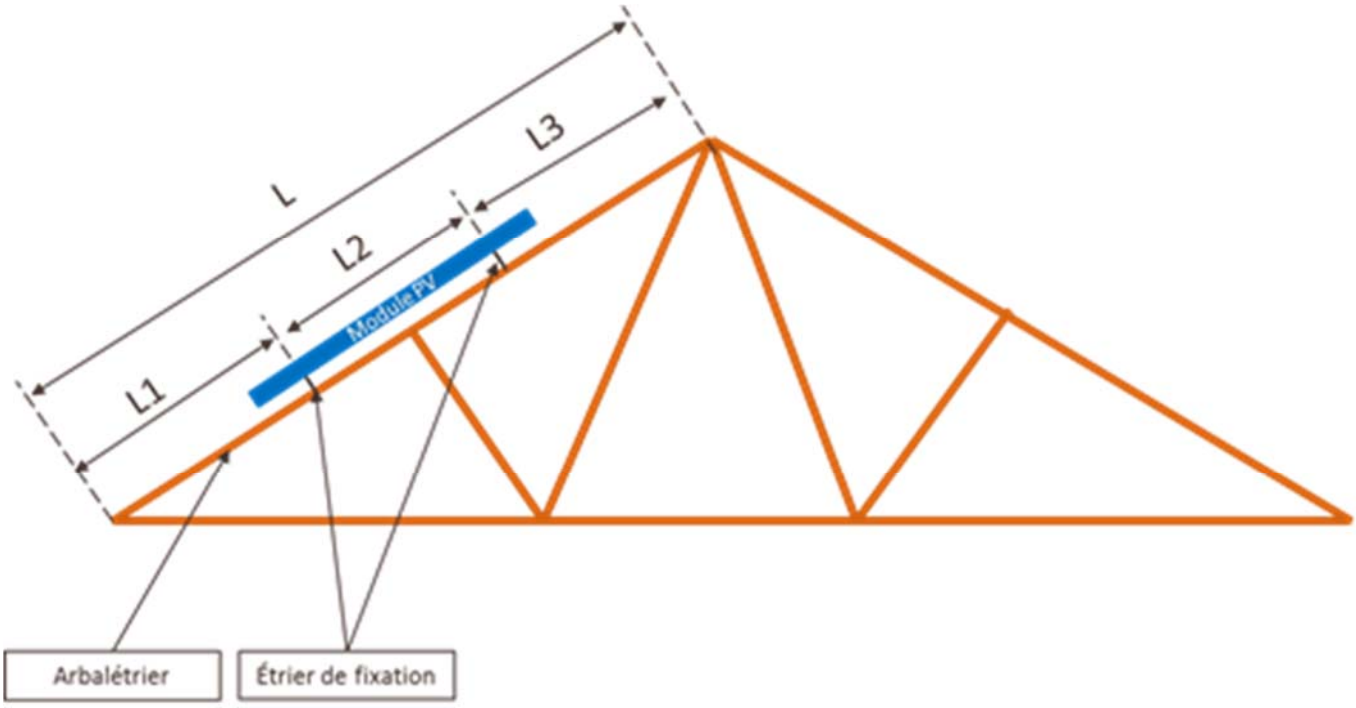


Figure 2 – Schéma éclaté du procédé – kit PV3-1 S

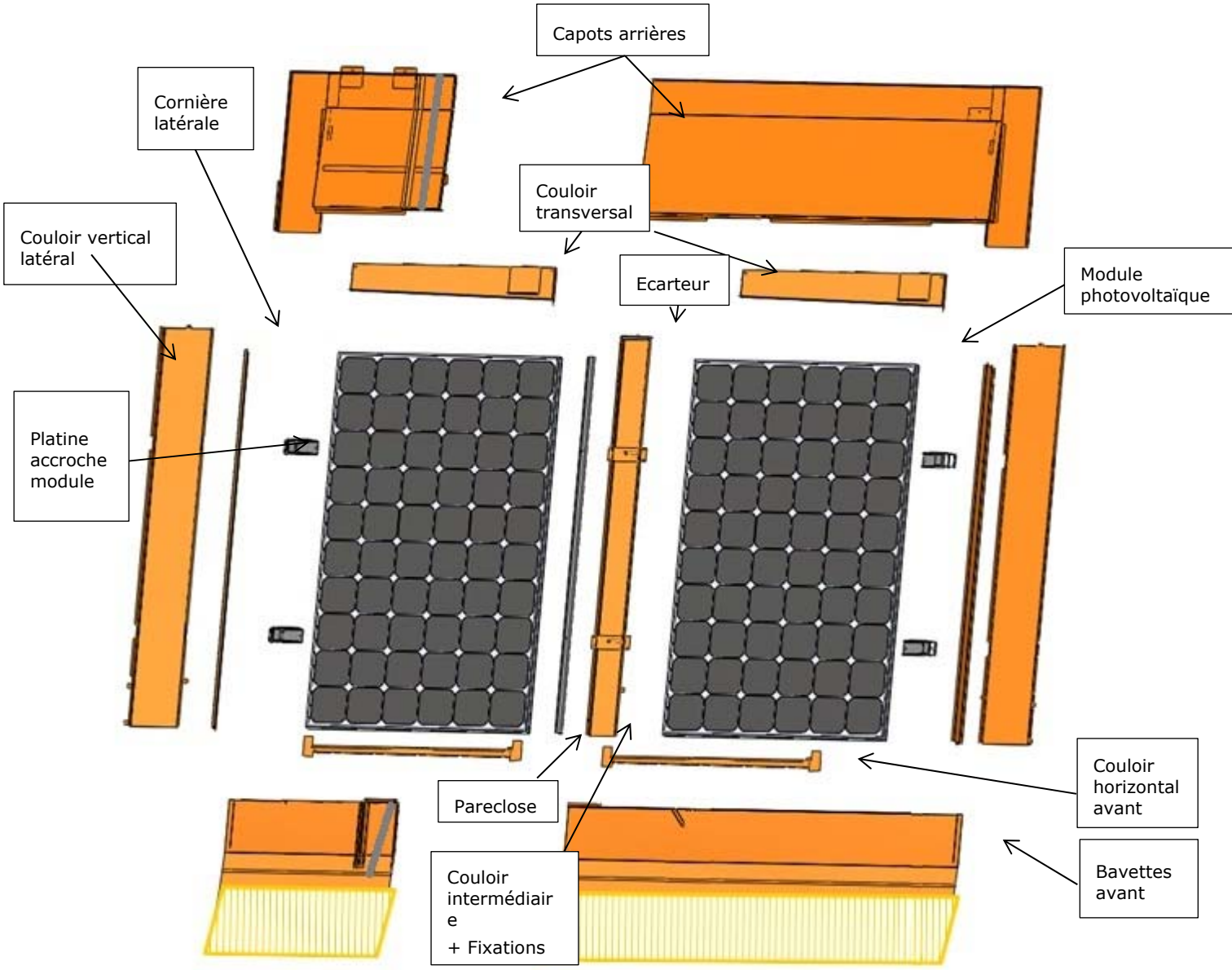


Figure 3 – Schéma éclaté du procédé – kit PV3-1 N

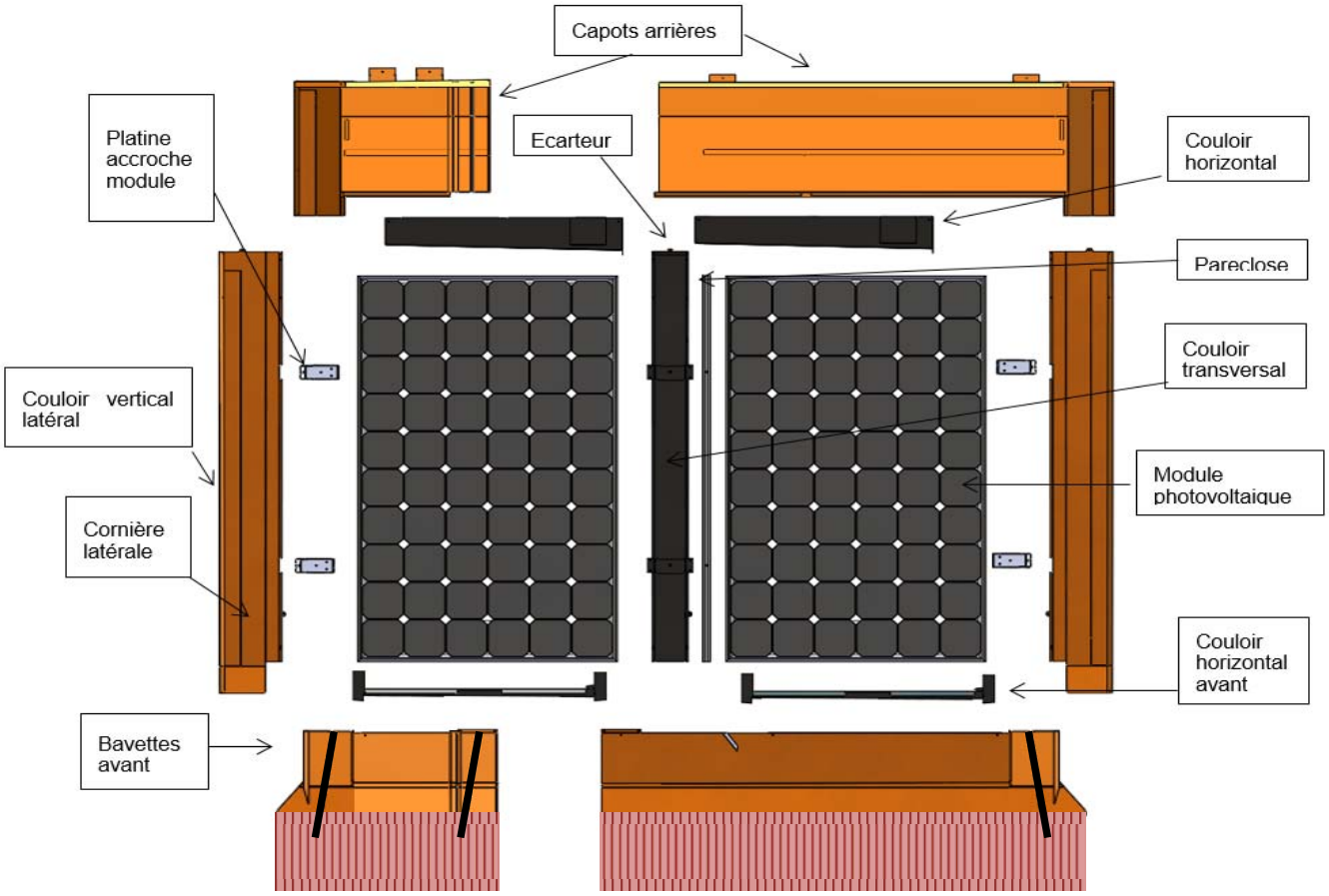


Figure 4 – Schéma éclaté du procédé – kit PV3-1 TP/Ardoise

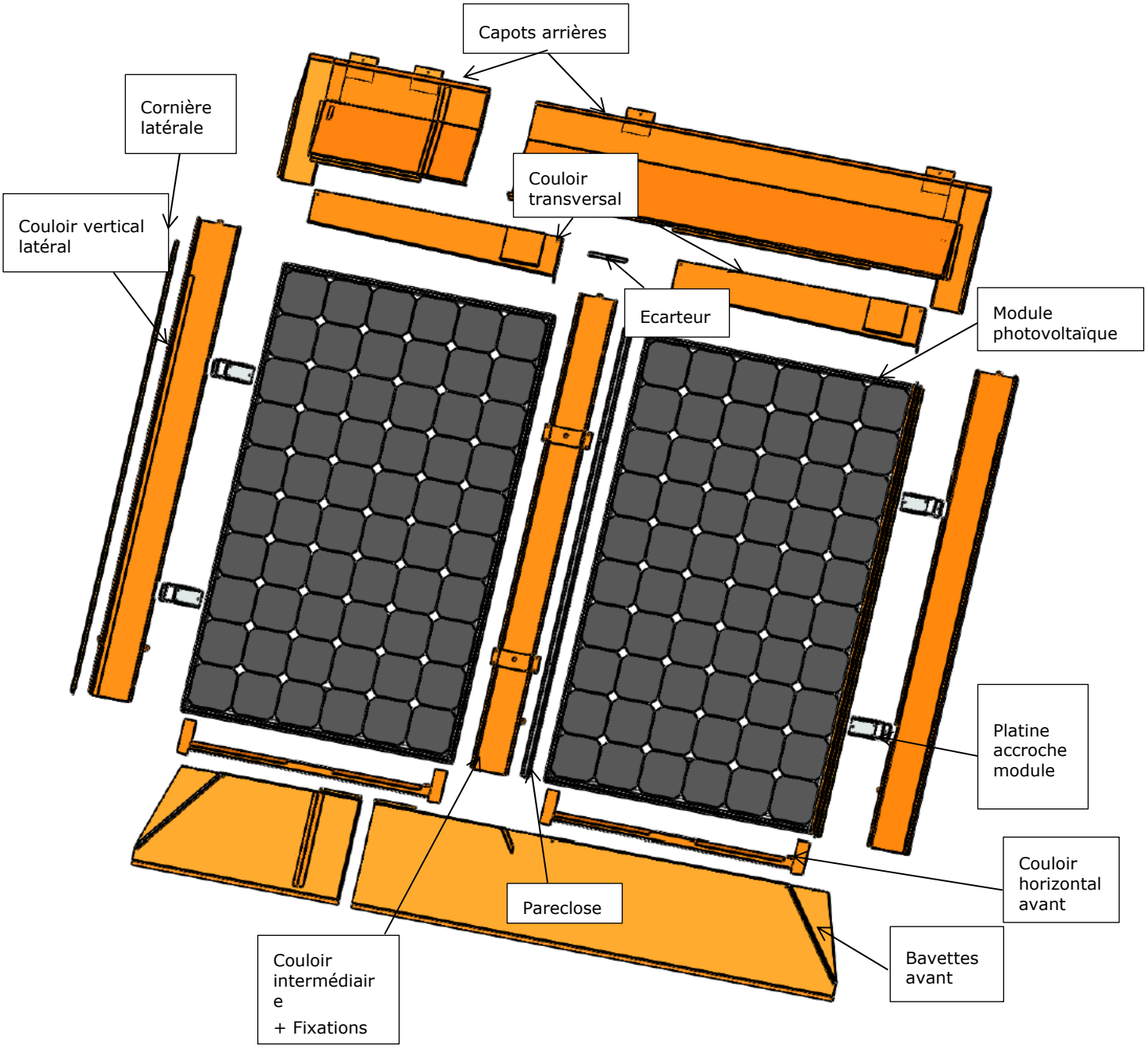
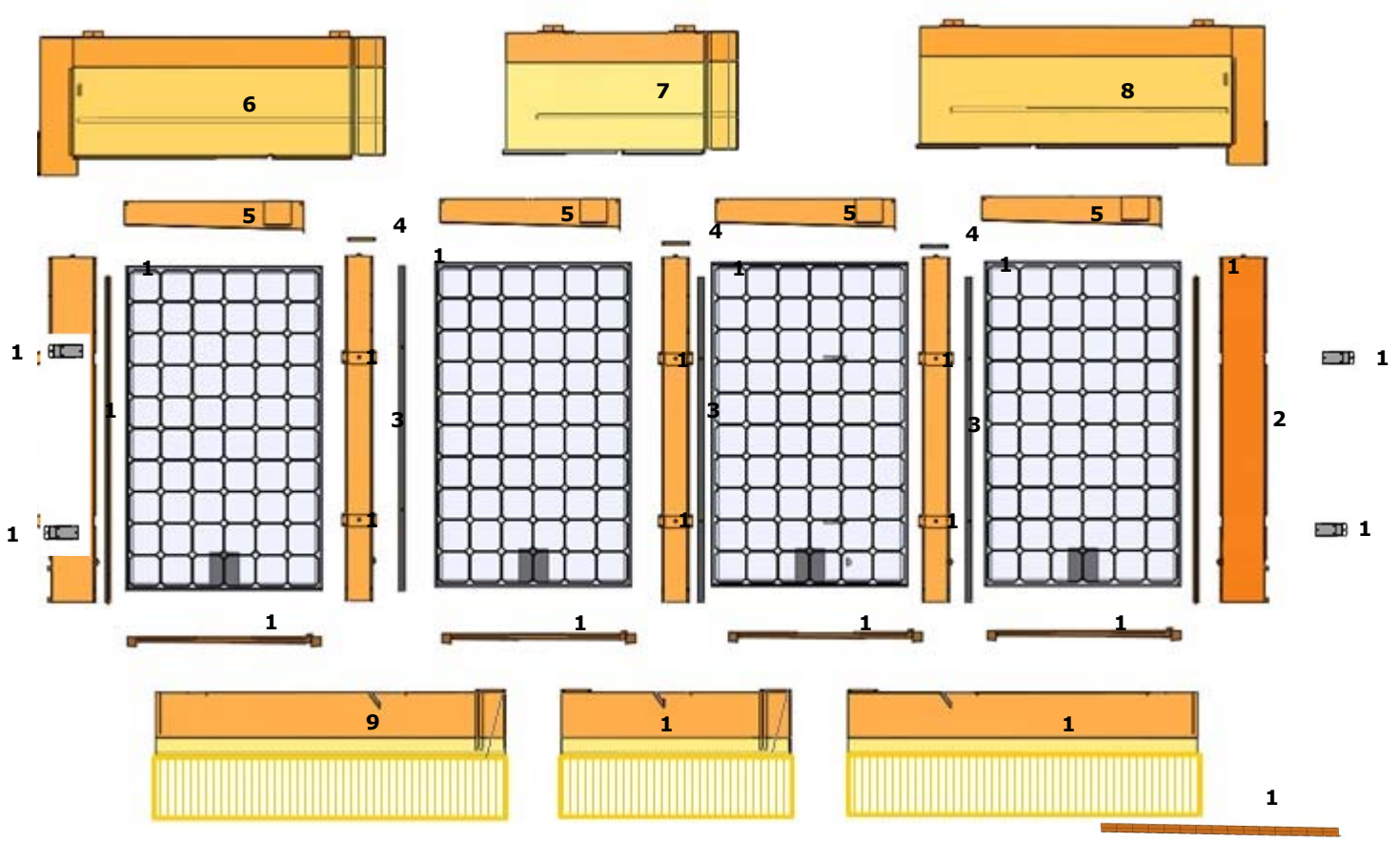
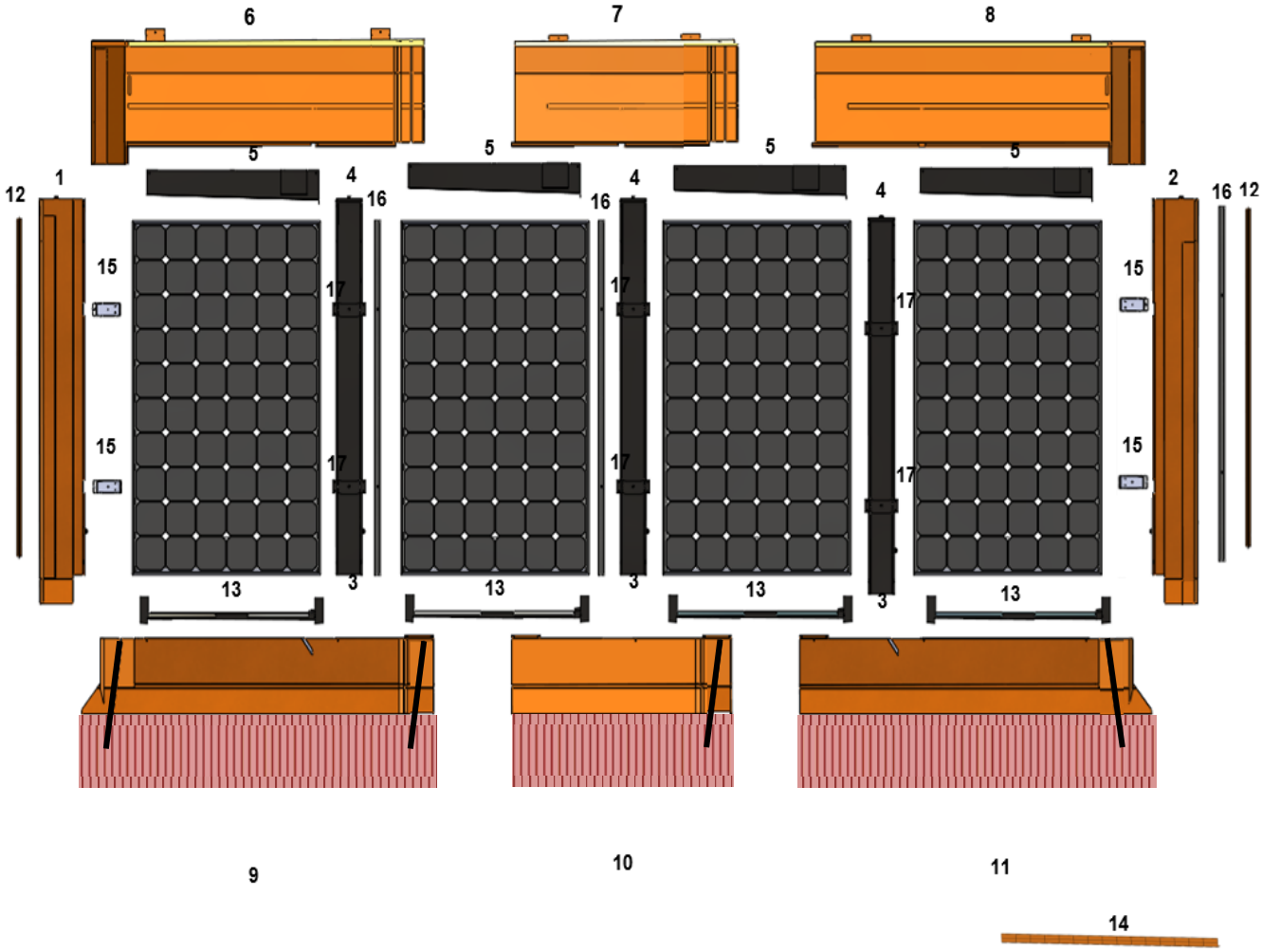


Figure 5 – Système de montage fourni – kit PV3-1 S



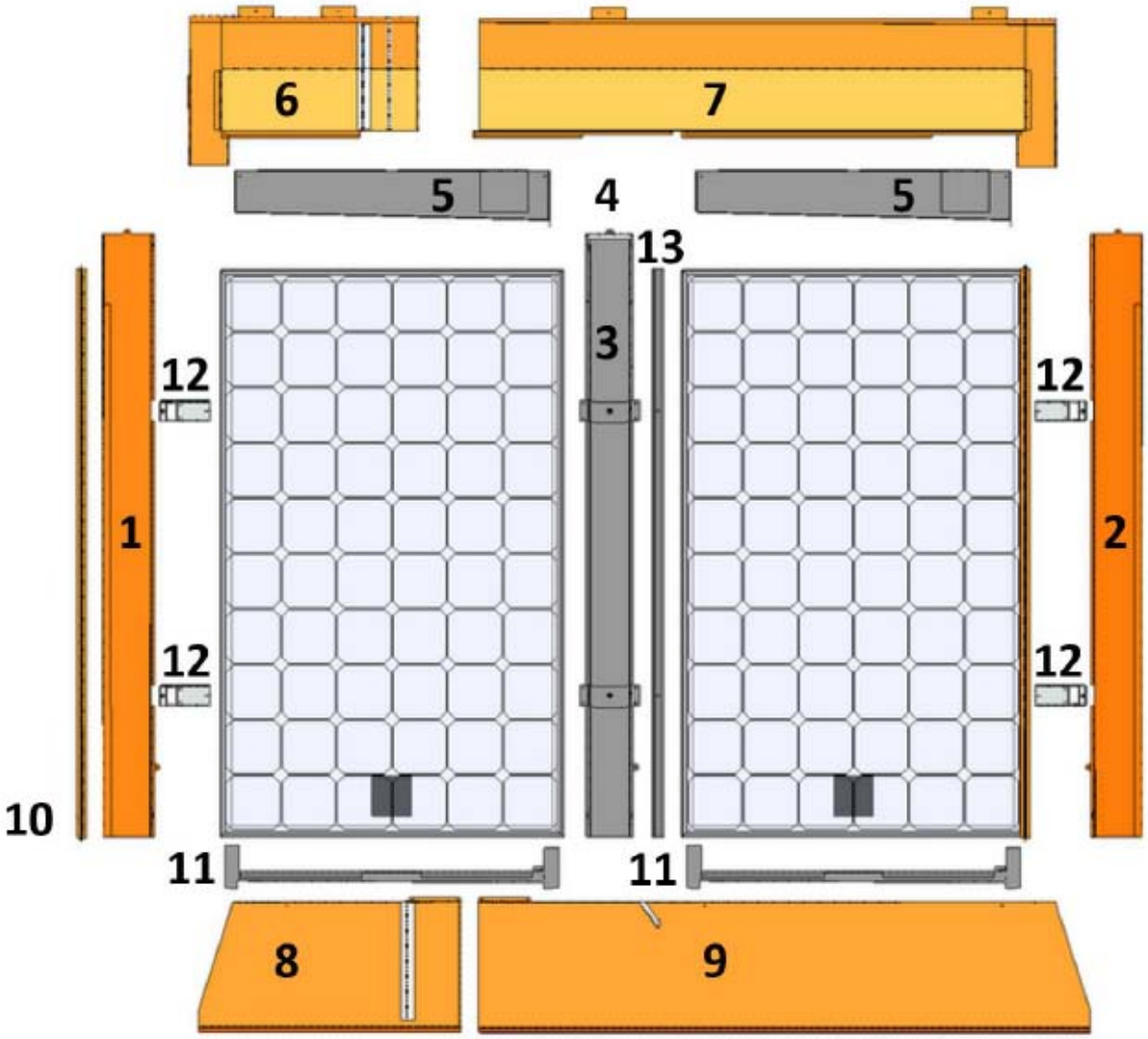
1	-	Couloir vertical latéral gauche	= 1
2	-	Couloir vertical latéral droit	= 1
3	-	Couloir intermédiaire	= Nb de colonnes de modules -1
4	-	Ecarteurs	= Nb de couloirs intermédiaires
5	-	Couloirs transversaux	= Nb de colonnes de modules
6	-	Capot arrière gauche	= 1
7	-	Capot arrière intermédiaire	= Nb de colonnes de modules -2
8	-	Capot arrière droit	= 1
9	-	Bavette avant gauche	= 1
10	-	Bavette avant intermédiaire	= Nb de colonnes de modules -1
11	-	Bavette avant droite	= 1
12	-	Cornière latérale	= 2
13	-	Couloir horizontal avant	= Nb de colonnes de modules
14	-	Pinces (en chapelet)	= 4
15	-	Platines	= 4
16	-	Parcloses	= Nb de colonnes de modules -1
17	-	Fixation couloir vertical	= Nb de couloirs intermédiaire x 2

Figure 6 – Système de montage fourni – kit PV3-1 N



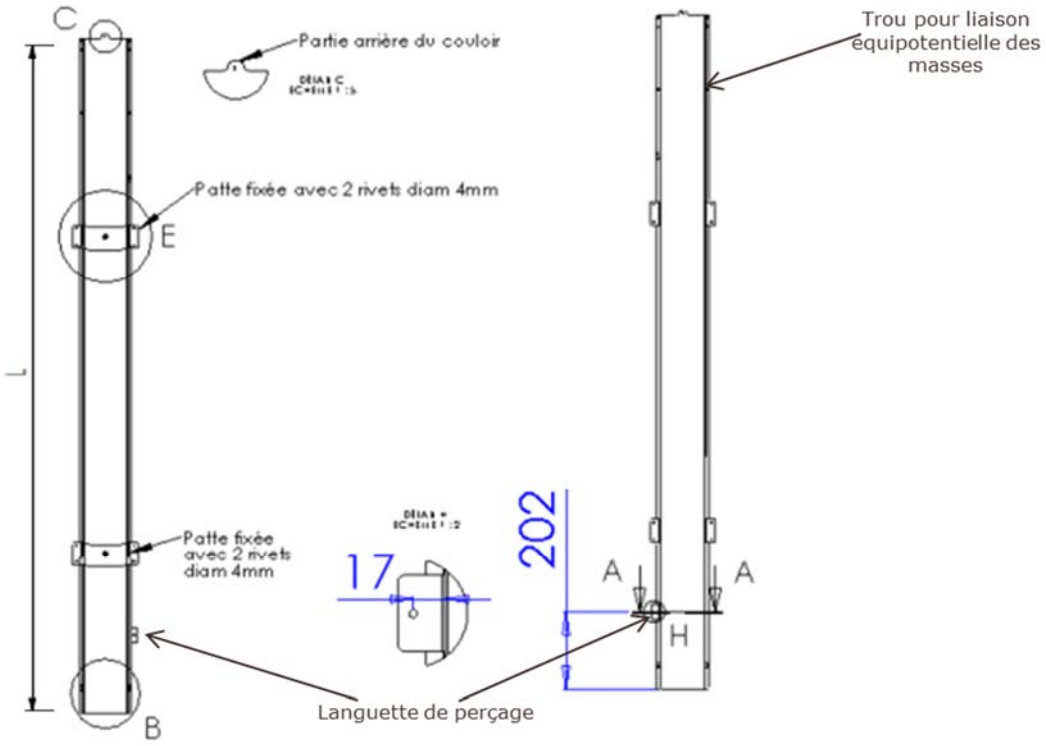
1	-	Couloir vertical latéral gauche	= 1
2	-	Couloir vertical latéral droit	= 1
3	-	Couloir intermédiaire	= Nb de colonnes de modules -1
4	-	Ecarteurs	= Nb de couloirs intermédiaires
5	-	Couloirs transversaux	= Nb de colonnes de modules
6	-	Capot arrière gauche	= 1
7	-	Capot arrière intermédiaire	= Nb de colonnes de modules -2
8	-	Capot arrière droit	= 1
9	-	Bavette avant gauche	= 1
10	-	Bavette avant intermédiaire	= Nb de colonnes de modules -1
11	-	Bavette avant droite	= 1
12	-	Cornière latérale	= 2
13	-	Couloir horizontal avant	= Nb de colonnes de modules
14	-	Pinces (en chapelet)	= 4
15	-	Platines	= 4
16	-	Parcloses	= Nb de colonnes de modules -1
17	-	Fixation couloir vertical	= Nb de couloirs intermédiaire x 2

Figure 7 – Système de montage fourni – kit PV3-1 TP/Ardoise



1 - Couloir gauche	= 1
2 - Couloir droit	= 1
3 - Couloir intermédiaire	= Nb de colonne de modules - 1
4 - Ecarteur	= Nb de couloirs intermédiaires
5 - Couloir transversal	= Nb de modules
6 - Arrière gauche	= 1
7 - Arrière droit	= 1
8 - Bavette gauche	= 1
9 - Bavette droite	= 1
10 - Cornière latérale	= 2
11 - Cache inter-couloirs	= Nb de colonne
12 - Platine	= 4
13 – Pareclose	= 1

Figure 8 – Couloir intermédiaire



Longueur du couloir : **L= Longeur du module + 102**

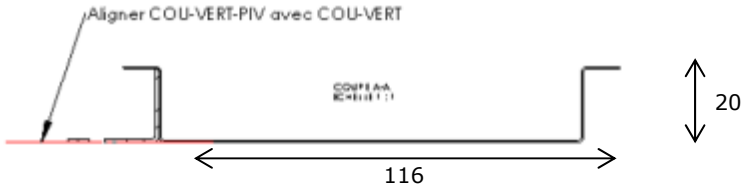


Figure 9 – Patte de fixation des couloirs intermédiaires

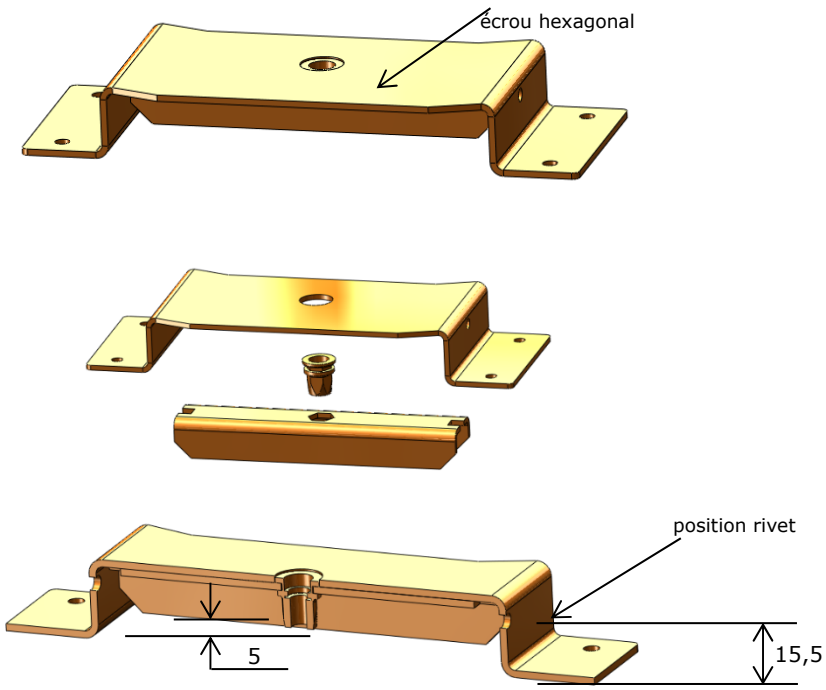
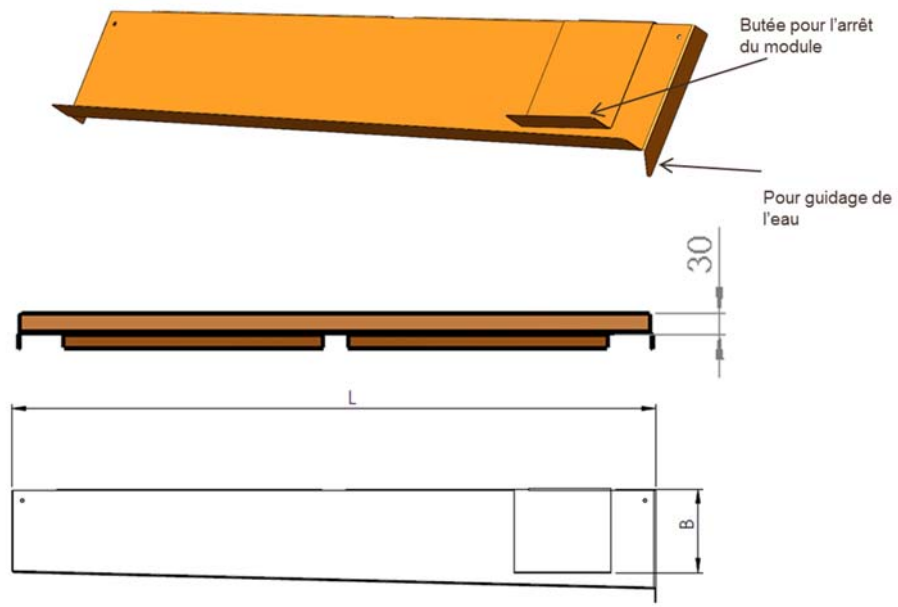


Figure 10 – Couloir transversal



Largeur du couloir : **L= Largeur du module - 82.7**

Longueur de la butée : **B = Retour du cadre + 80**

Figure 11 – Écarteur

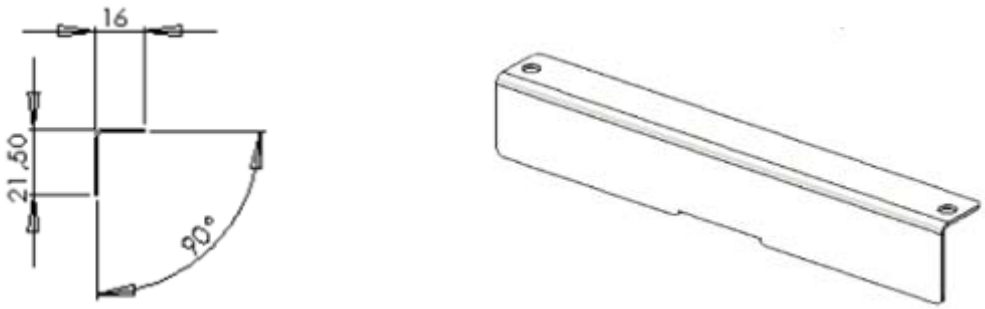
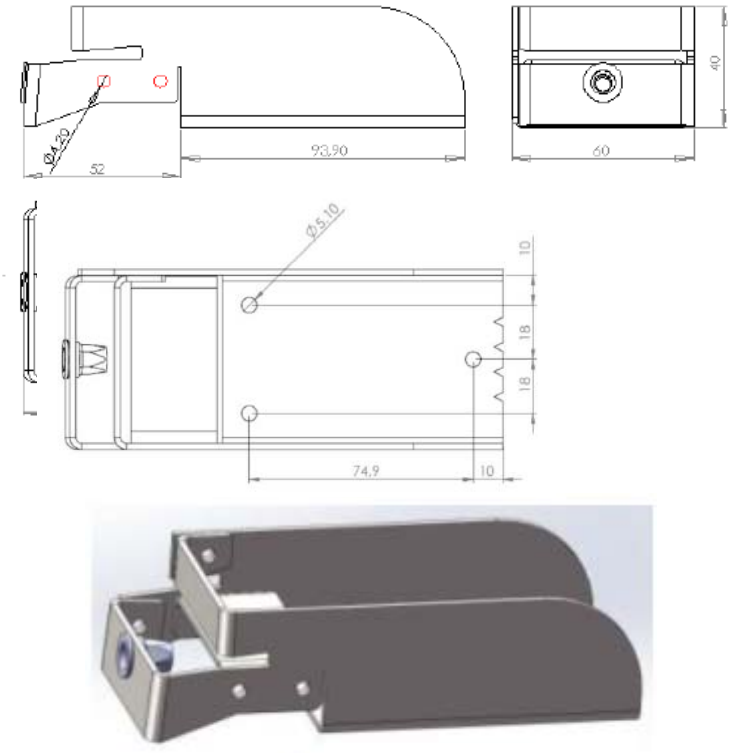
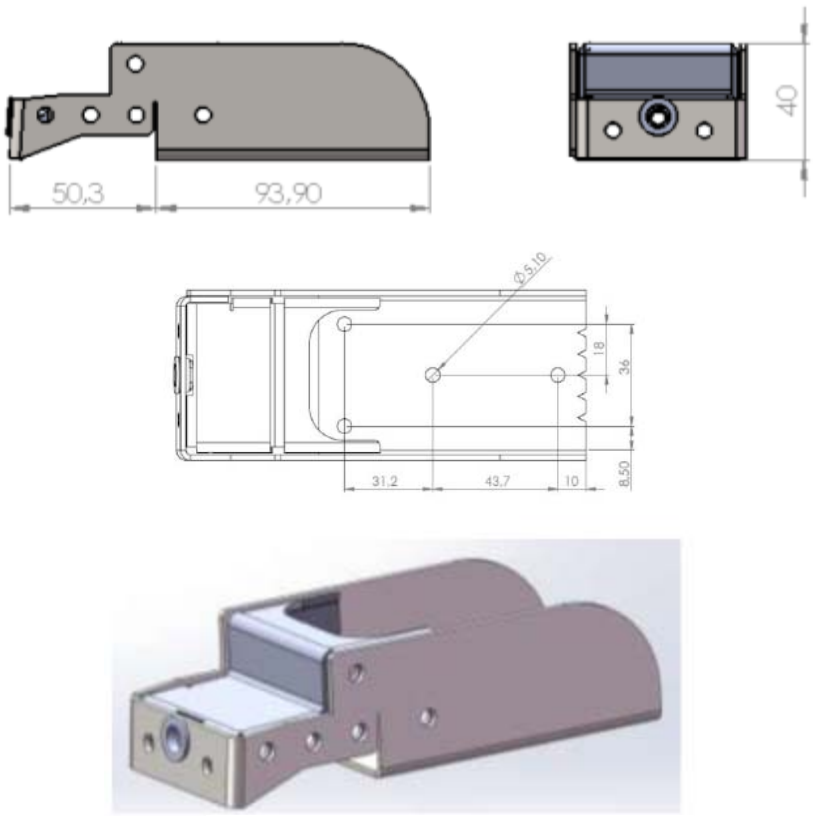


Figure 12 – Platine latérale

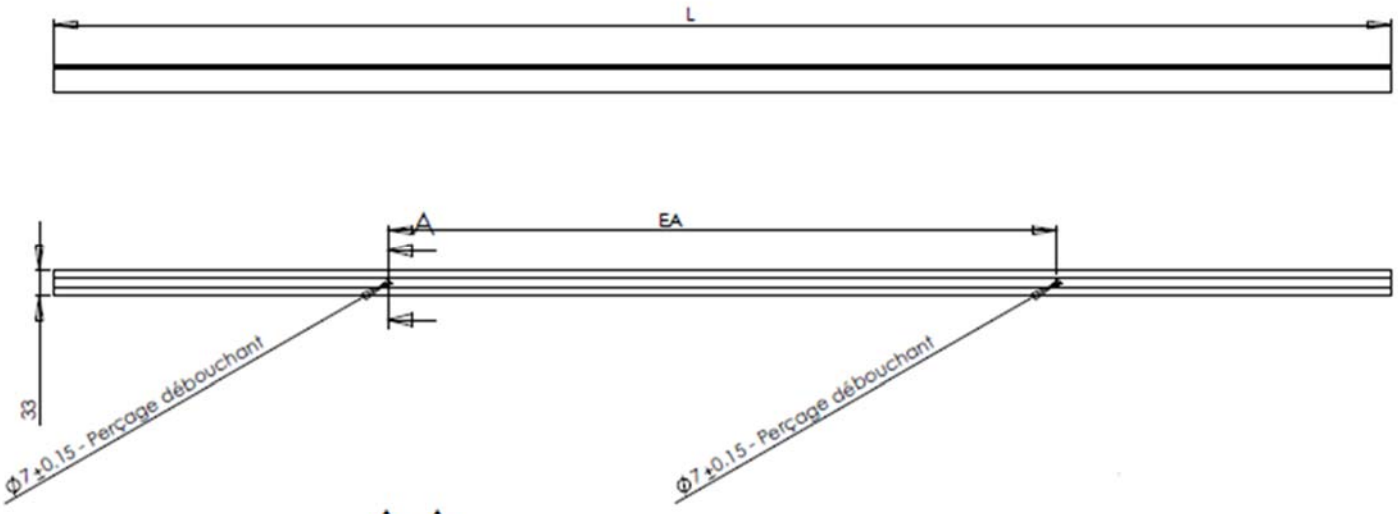


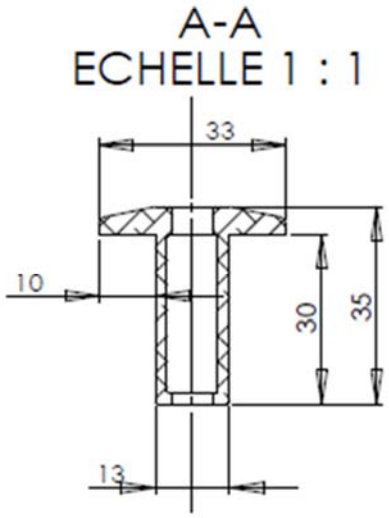
Platine standard



Platine spéciale pour pose un seul module

Figure 13 – Parclose

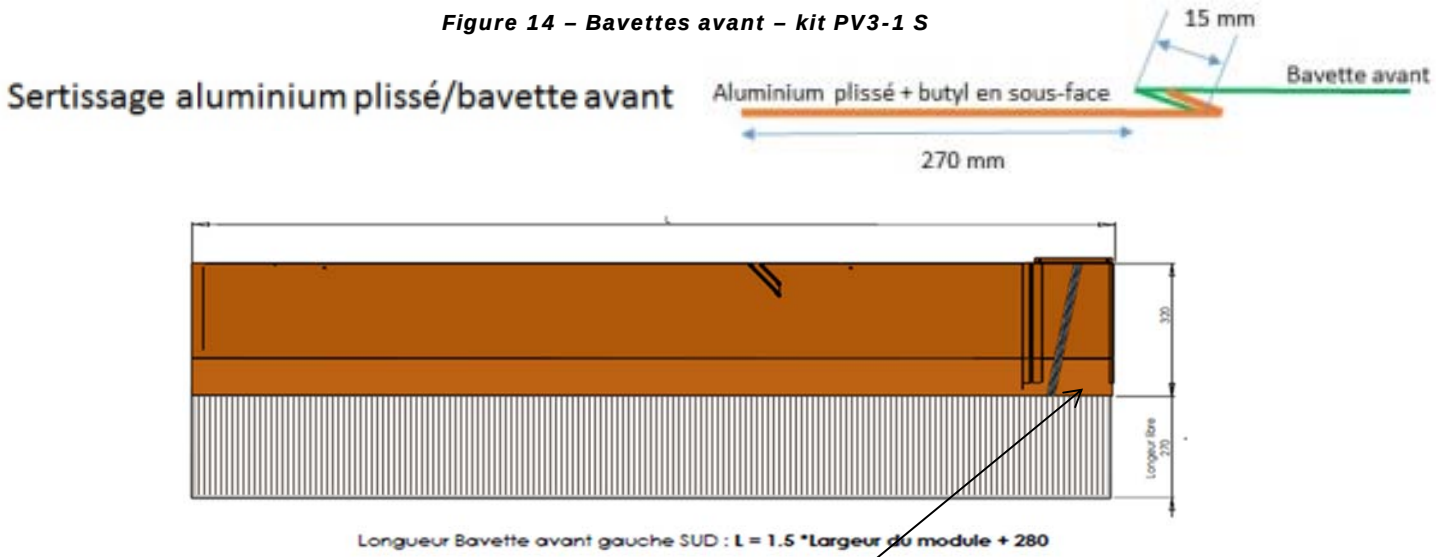




Longueur des parecloses : **L= Longueur du module + 2.25**

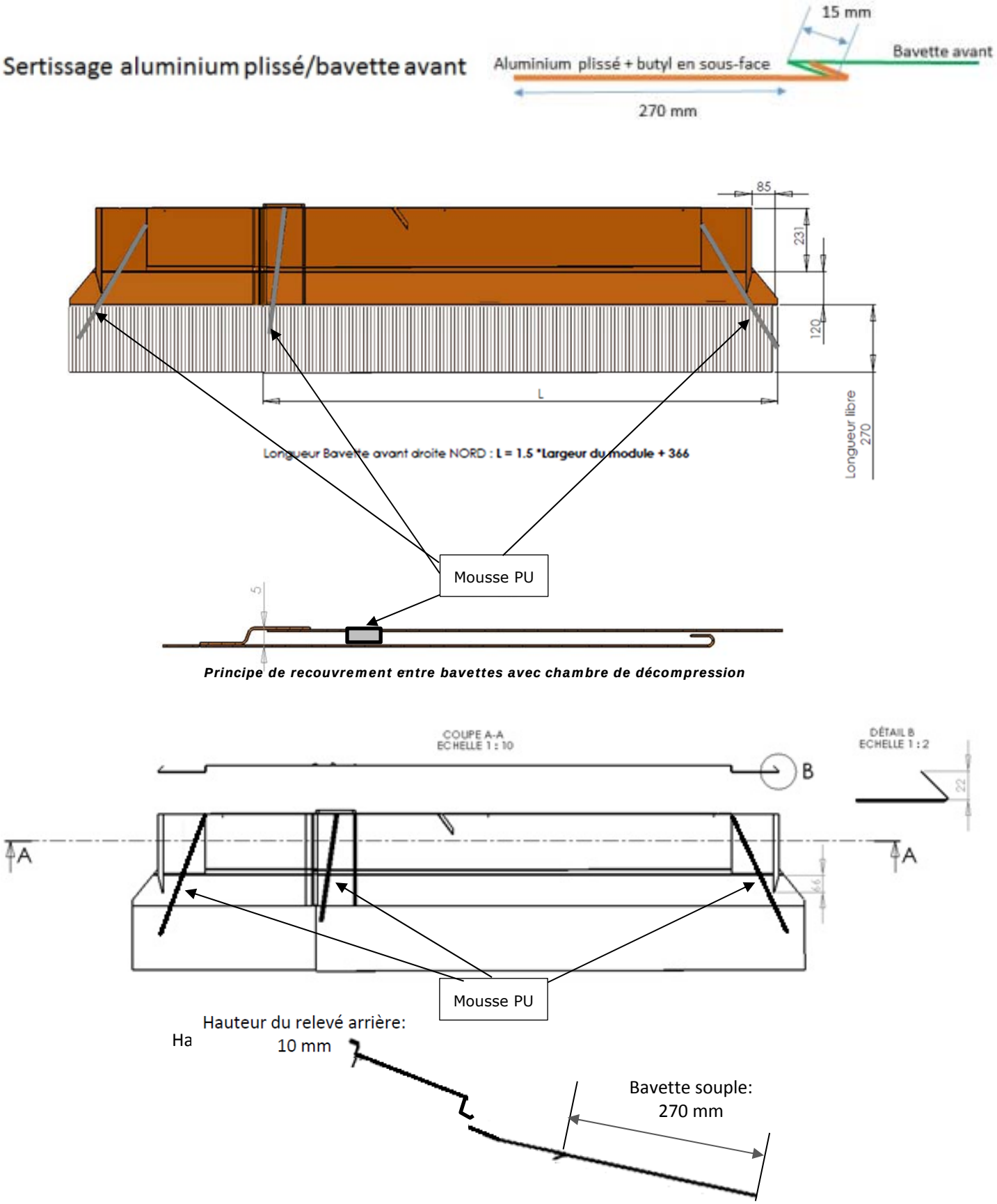
Entraxe : **EA= 0.5 * (Longueur du module + 3)**

Figure 14 – Bavettes avant – kit PV3-1 S



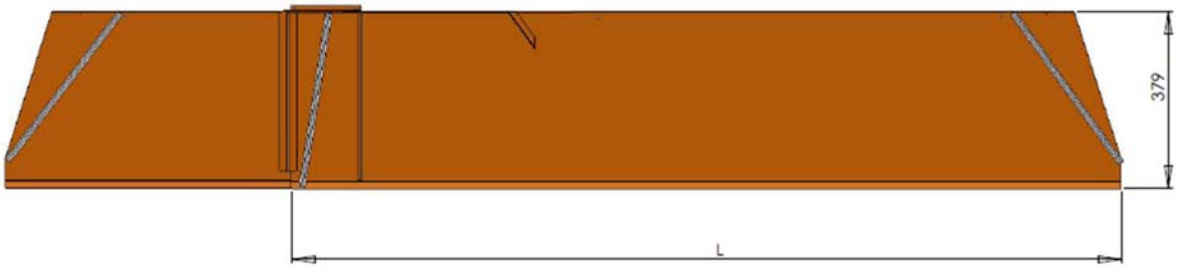
Principe de recouvrement entre bavettes avec chambre de décompression

Figure 15 – Bavettes avant – kit PV3-1 N



Principe de recouvrement entre bavettes avec chambre de décompression

Figure 16 – Bavettes avant – kit PV3-1 TP/Ardoise



Longueur Bavette avant droite ARDOISE : **L = 1.5 *Largeur du module + 275**

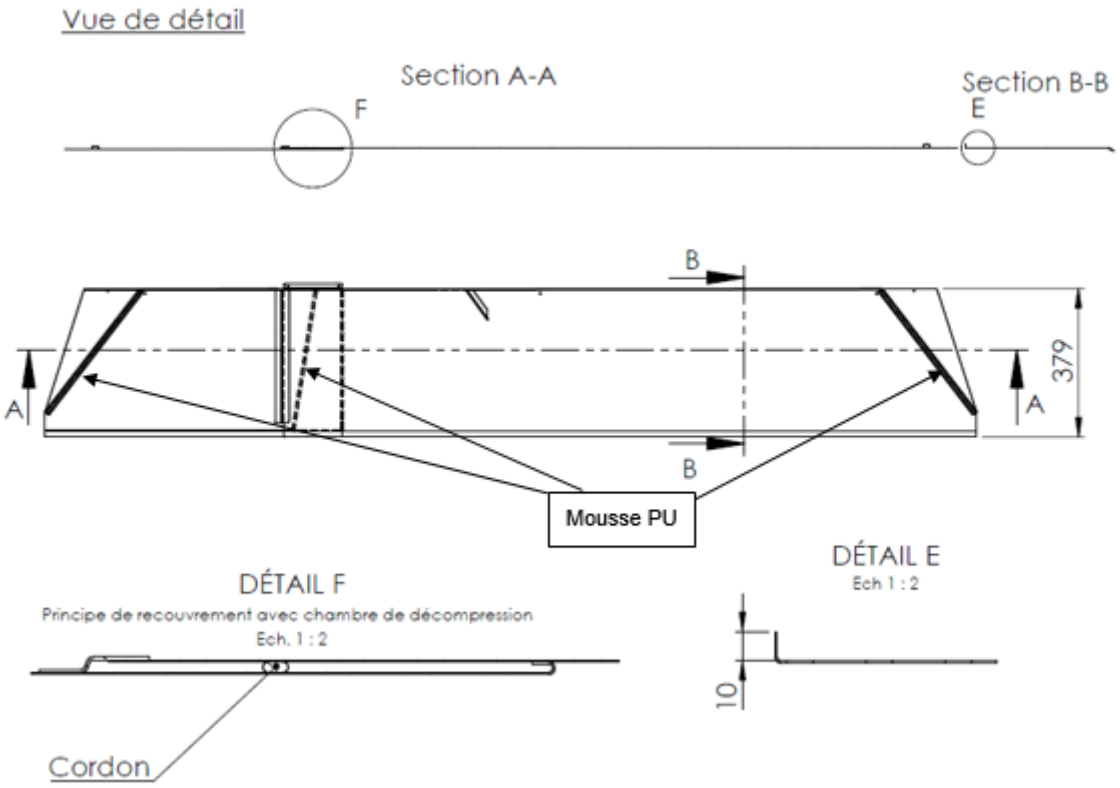


Figure 17 – Couloir horizontal avant

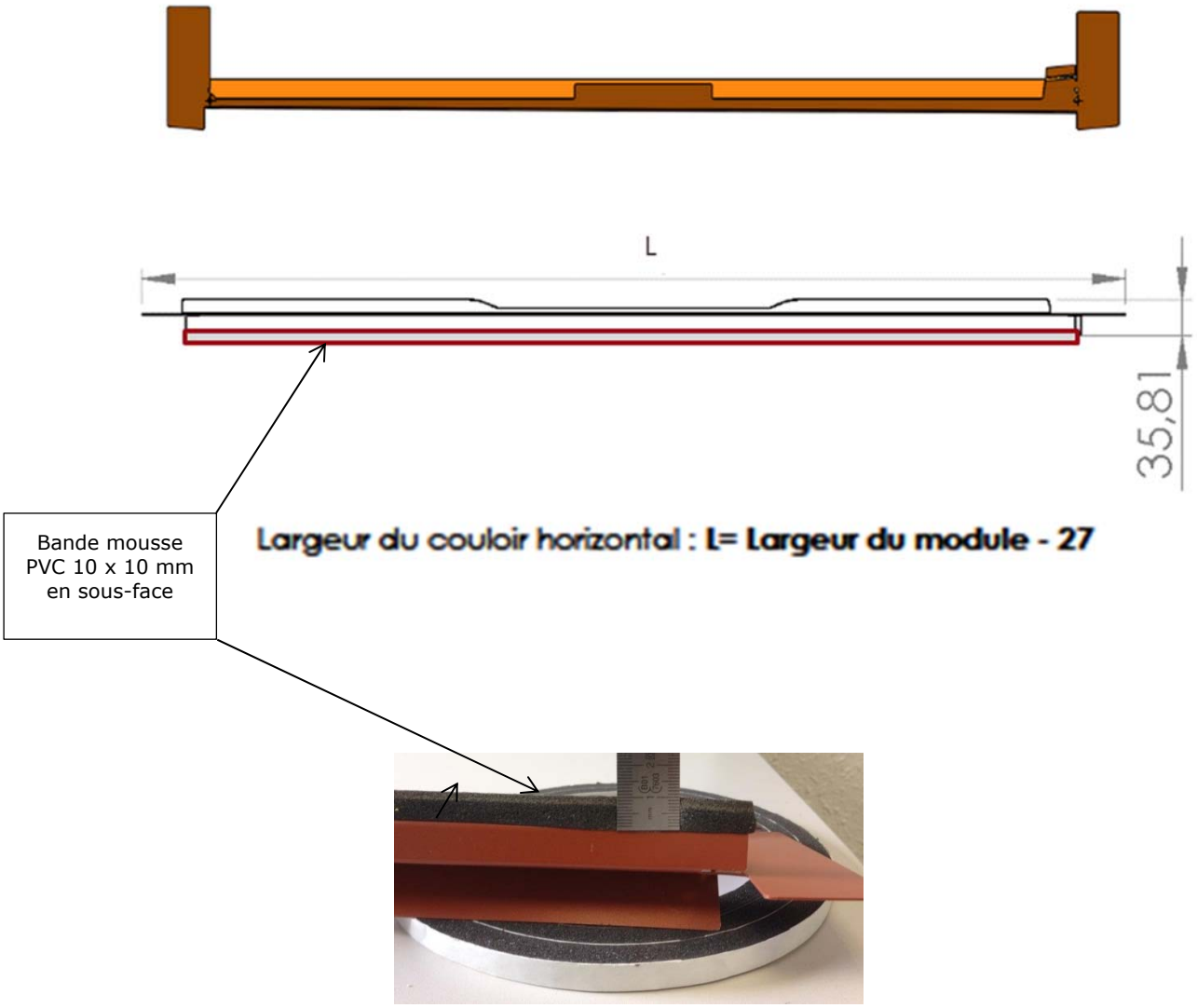
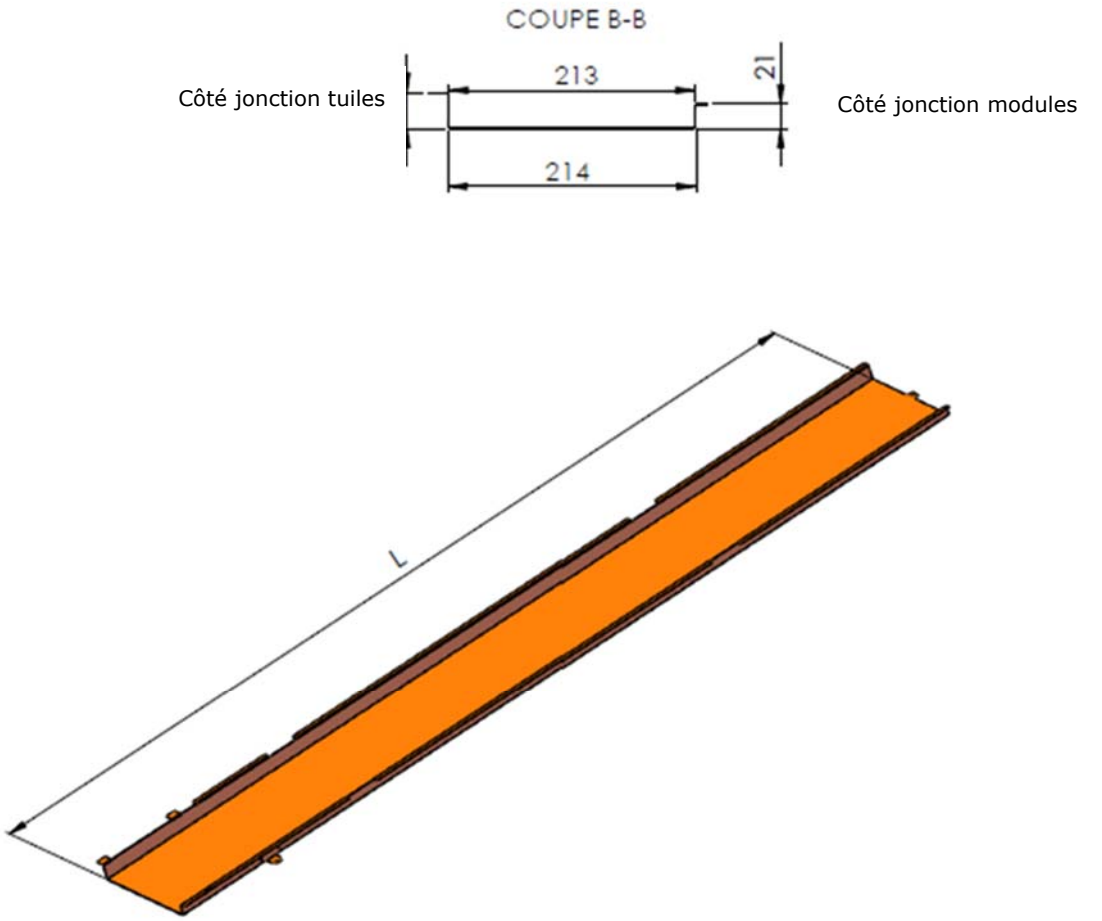
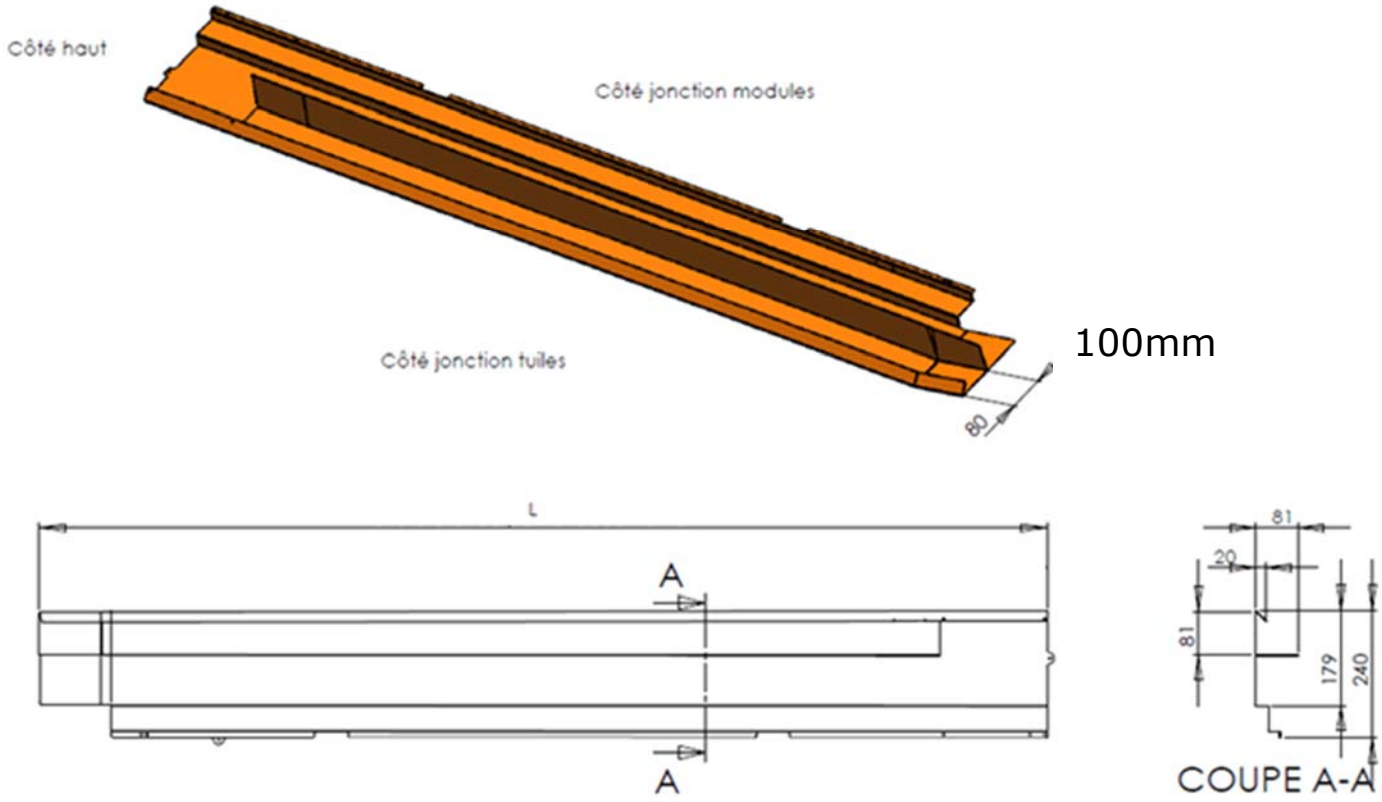


Figure 18 – Couloir latéral – kit PV3-1 S



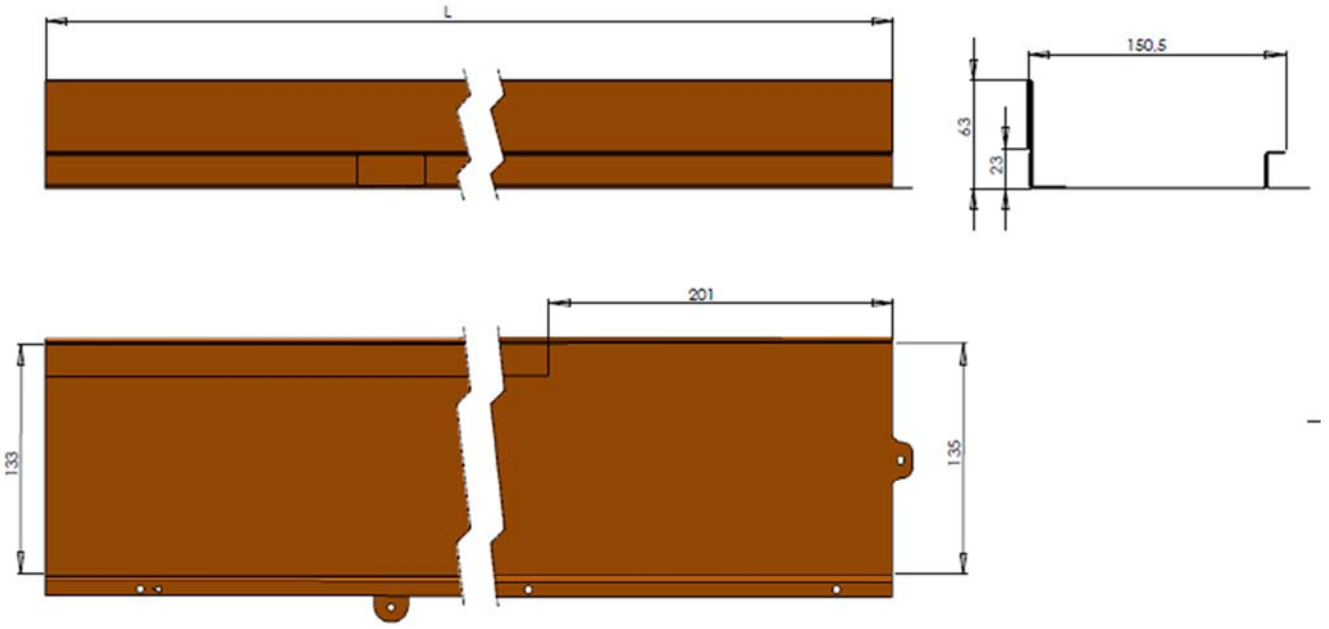
Longueur des couloirs latéraux : **L= Longueur du module + 102**

Figure 19 – Couloir latéral – kit PV3-1 N



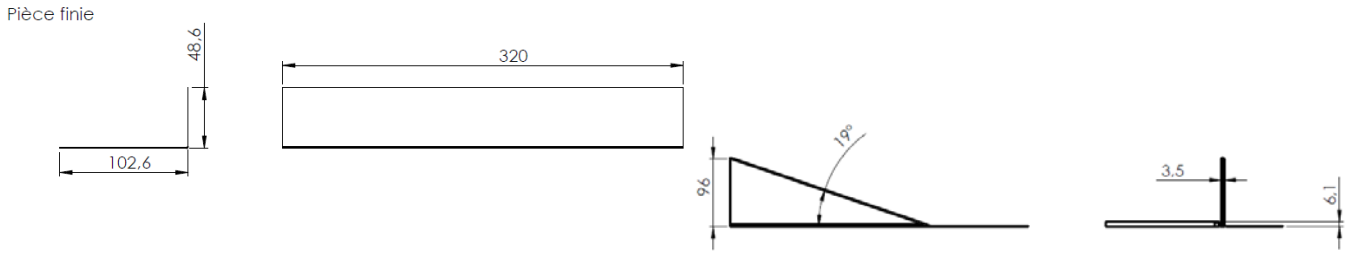
Longueur couloir latéral : **L= Longueur du module + 237**

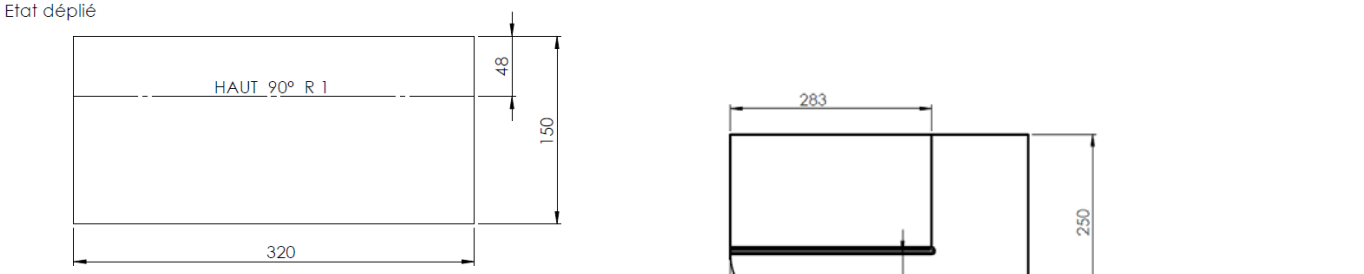
Figure 20 – Couloirs latéraux et noquets – kit PV3-1 TP/Ardoise

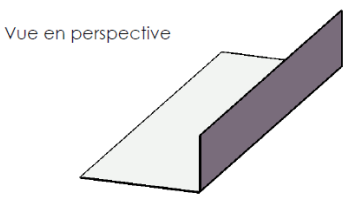


Longueur des couloirs latéraux : **L= Longueur du module + 102**

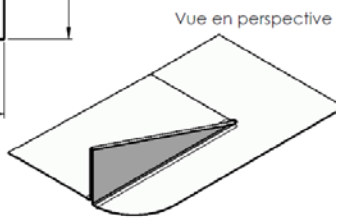
Couloir latéral



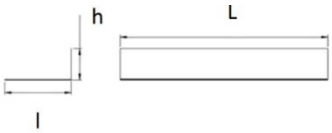




Noquet latéral

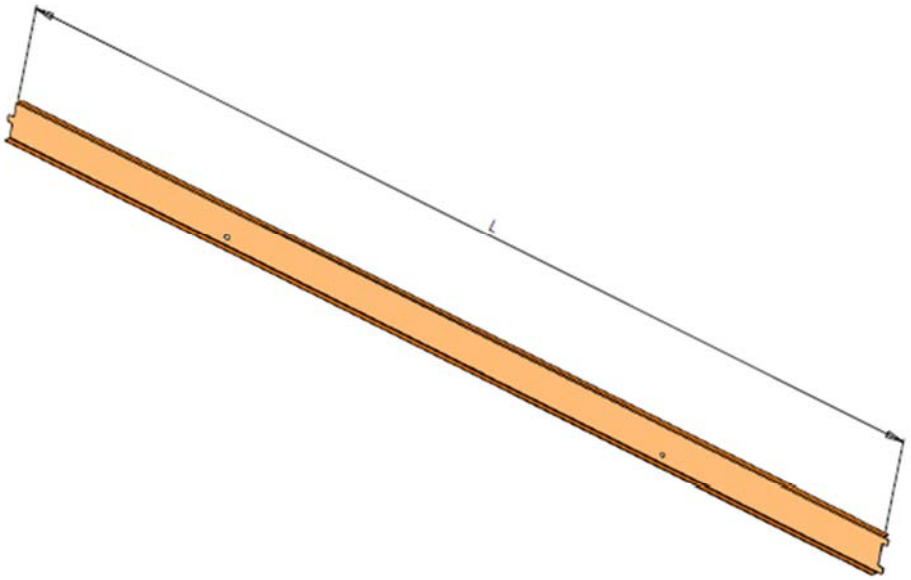


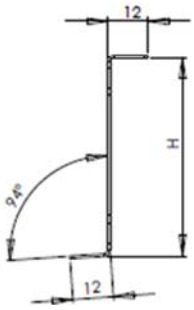
Noquet arrière



L = longueur de l'élément de couverture
l = ½ largeur de l'élément de couverture
h = 40 mm + 3 fois l'épaisseur de l'élément de couverture

Figure 21 – Cornière latérale – kit PV3-1 S et TP/Ardoise



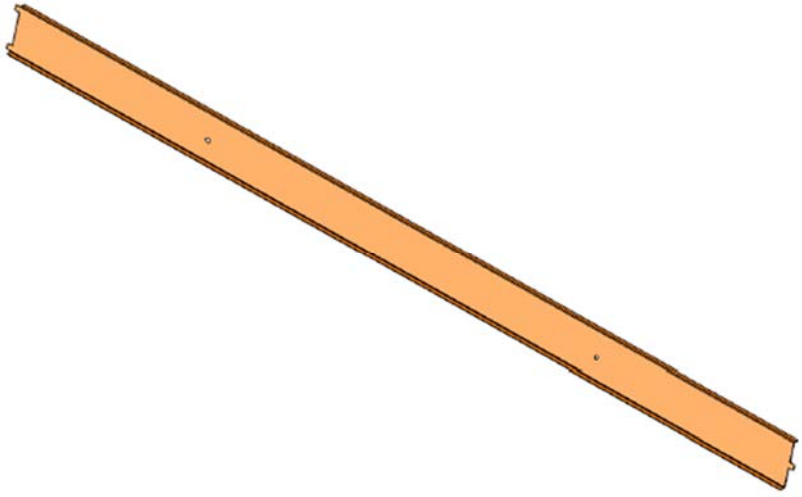


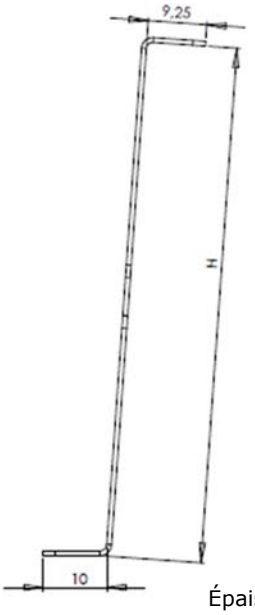
Épaisseur 0,75 mm

Longueur de la cornière latérale **L = Longueur du module - 7**

Hauteur de la cornière latérale **H = Hauteur du module + 22**

Figure 22 – Cornière latérale – kit PV3-1 N





Épaisseur 0,75 mm

Longueur de la cornière latérale NORD : **L = Longueur du module - 5**

Hauteur de la cornière latérale NORD : **H = Hauteur du module + 46**

Figure 23 – Pince (en chapelet)

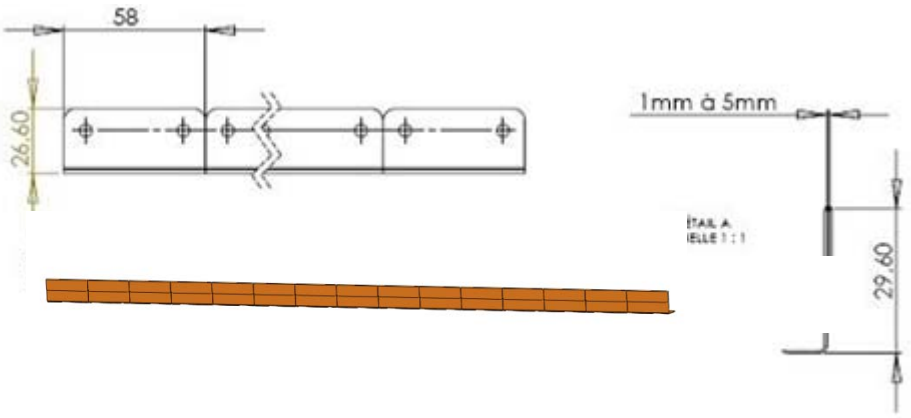
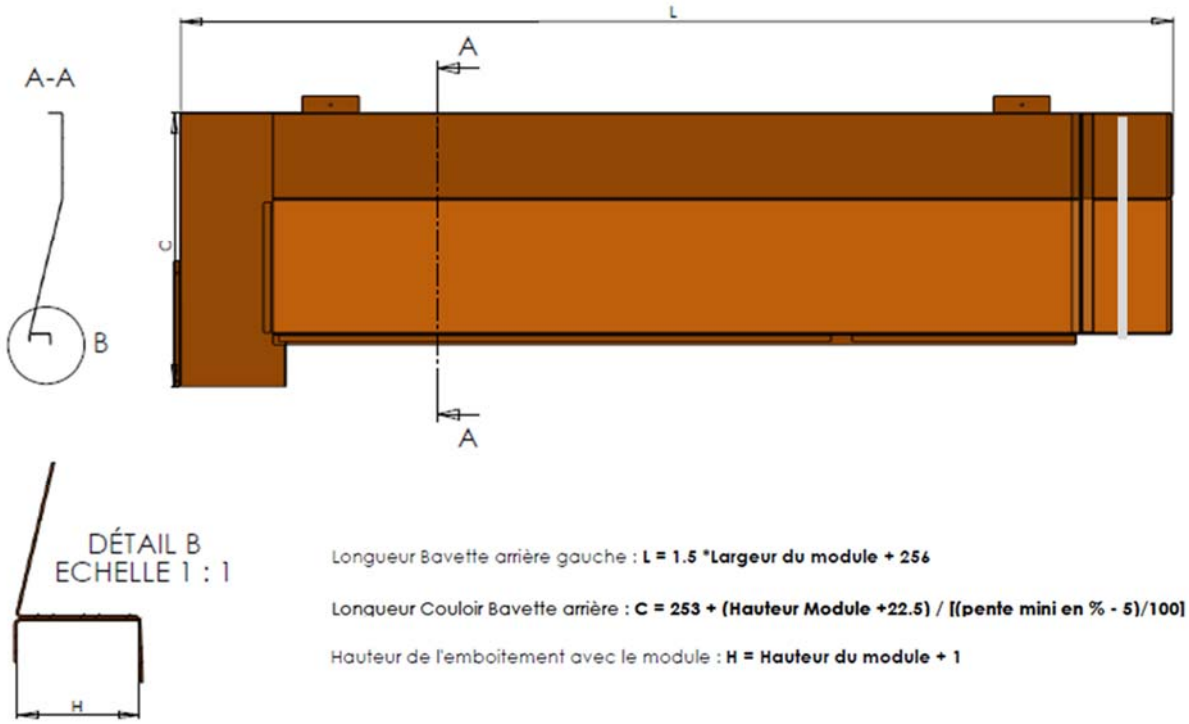
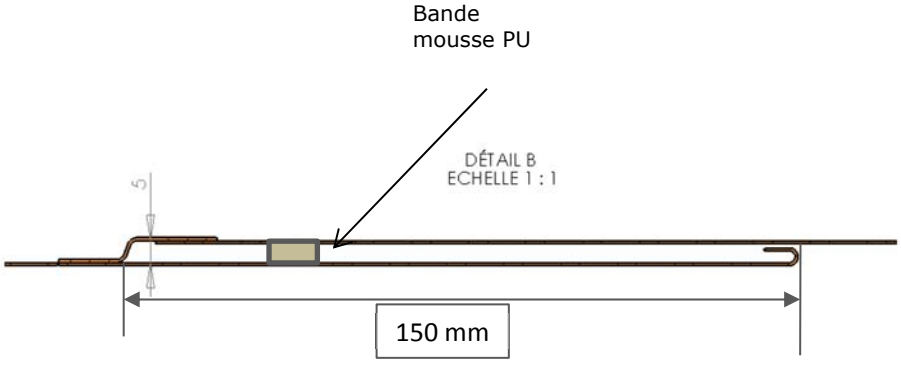


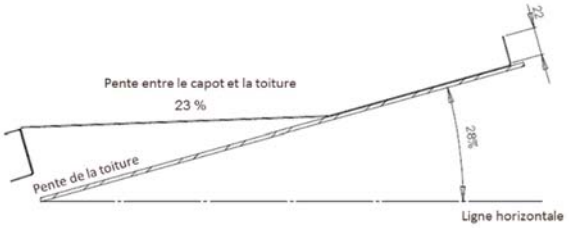
Figure 24 – Capots arrières – kit PV3-1 S



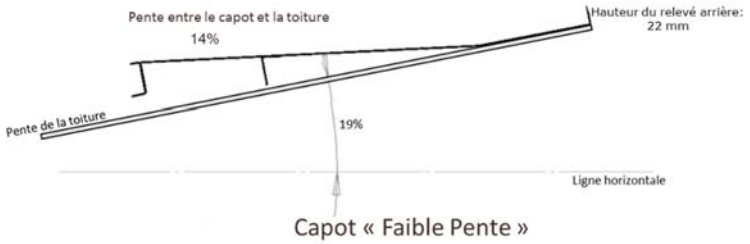
! ***Ex pour un module de 35 mm de hauteur :***
C « standard », *pour les pentes de toit supérieures ou égales à 28%, est égal* ***à 503 mm***
C « Faible pente », *pour les pentes de toit comprises entre 19 et 28%, est égal* ***à 664 mm***



Principe de recouvrement entre capots avec chambre de décompression

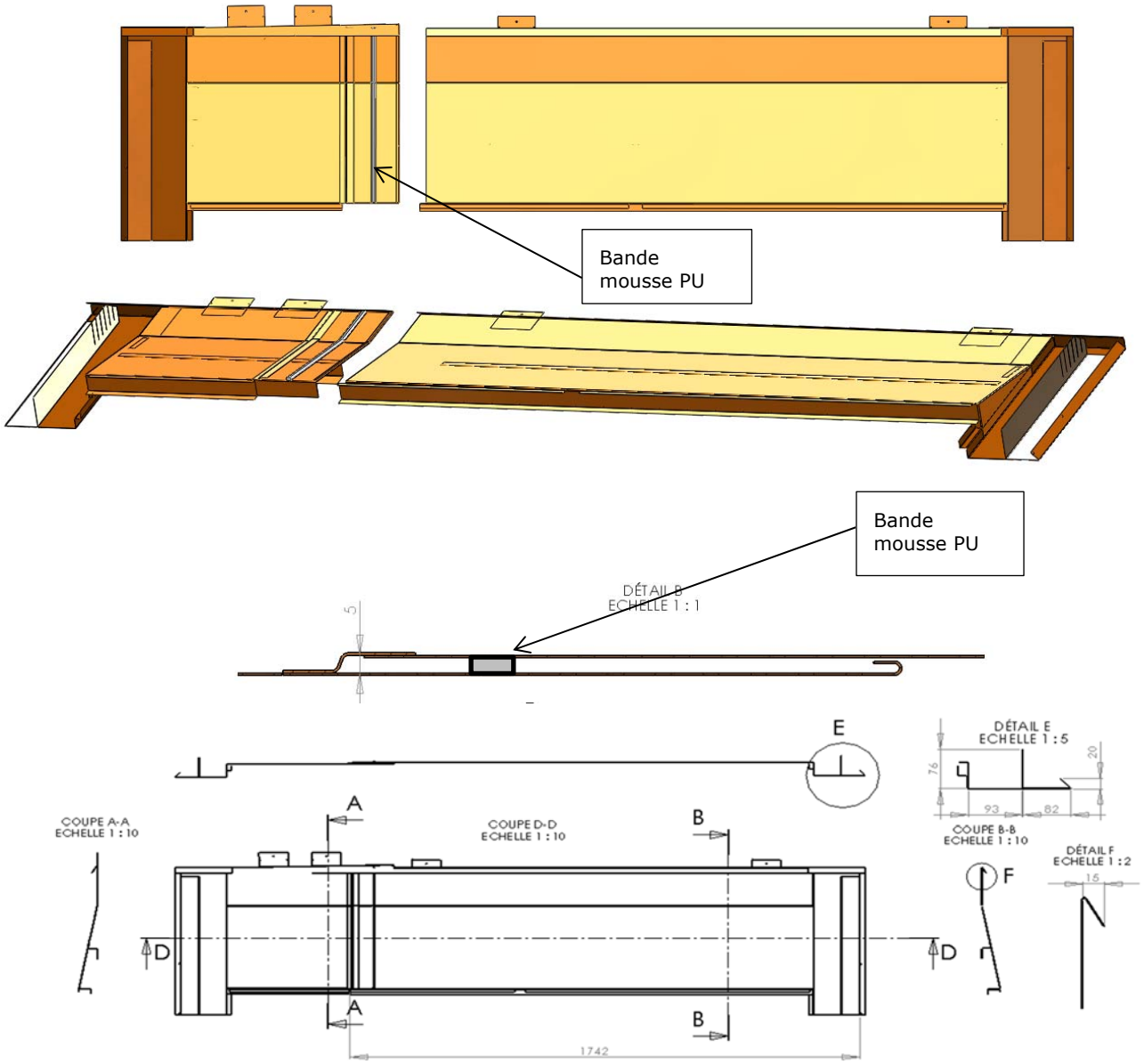


Capot « standard »



Capot « Faible Pente »

Figure 25 – Capots arrières – kit PV3-1 N



Longueur Bavette arrière droite NORD : **L = 1.5 *Largeur du module + 250**

Hauteur du relevé arrière:
15 mm

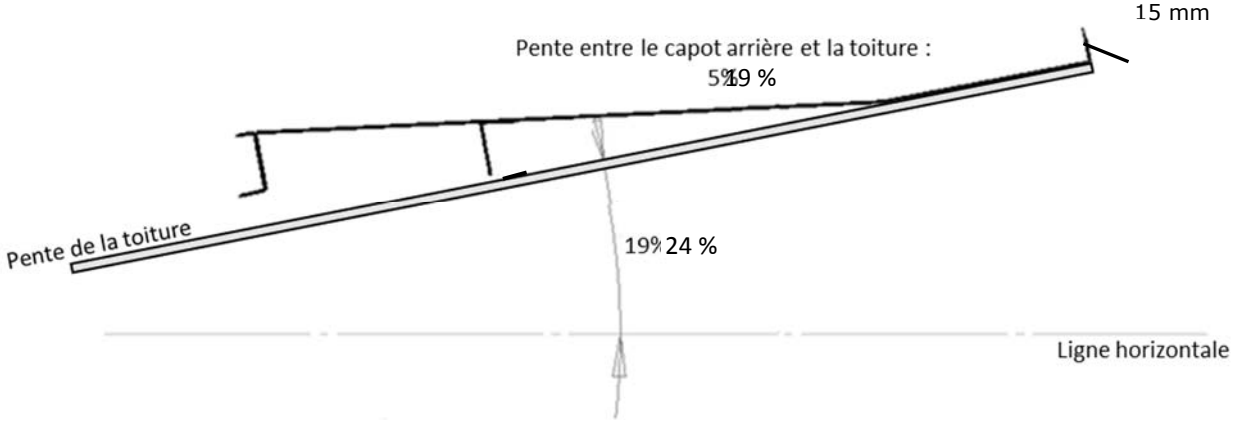
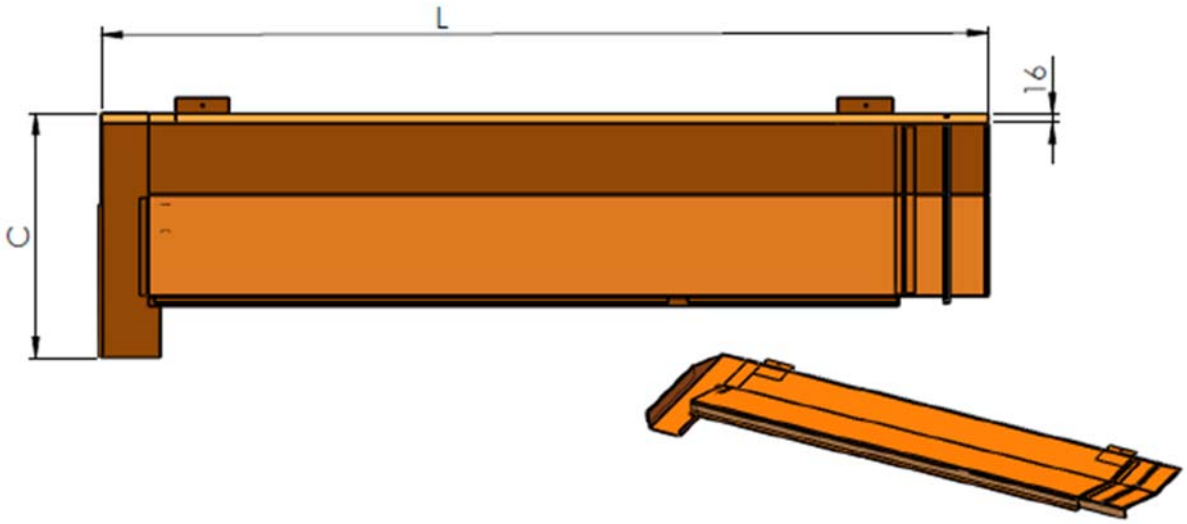
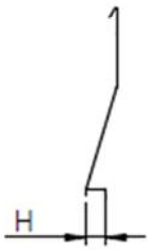


Figure 26 – Capots arrières – kit PV3-1 TP/Ardoise





COUPE A-A

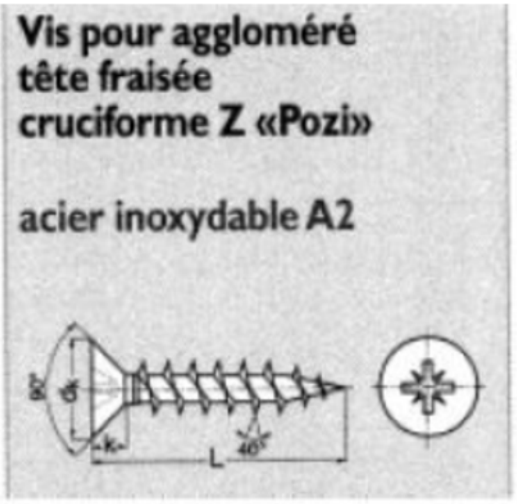
Longueur de la bavette arrière Gauche kit ARDOISE : **L= 1.5*Largeur du module + 178**

Longueur Couloir Bavette arrière : **C = 270 + (Hauteur Module + 22.5) / 0.3**

Hauteur de l'emboitement avec le module : **H = Hauteur du module + 1**

Figure 27 – Visserie

M6 x 60 pour parcloses



vis à bois M5 x 40

vis autotaraudeuse

M6 x 16 pour cornières latérales

M5,5 x 15,9 pour l'assemblage des tôles

M4,9 x 15,9 pour la fixation de la liaison équipotentielle des masses sur les cadres de module

Figure 28 – Visserie pour fixation dans les fermettes (en neuf uniquement)

L = 100 mm

F = 50 mm

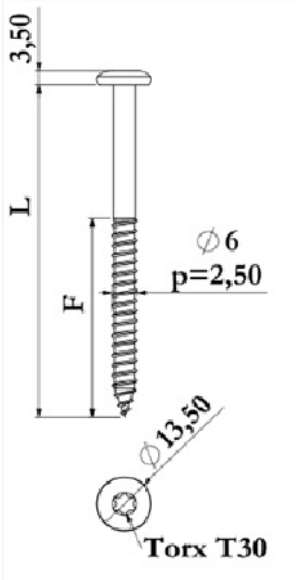
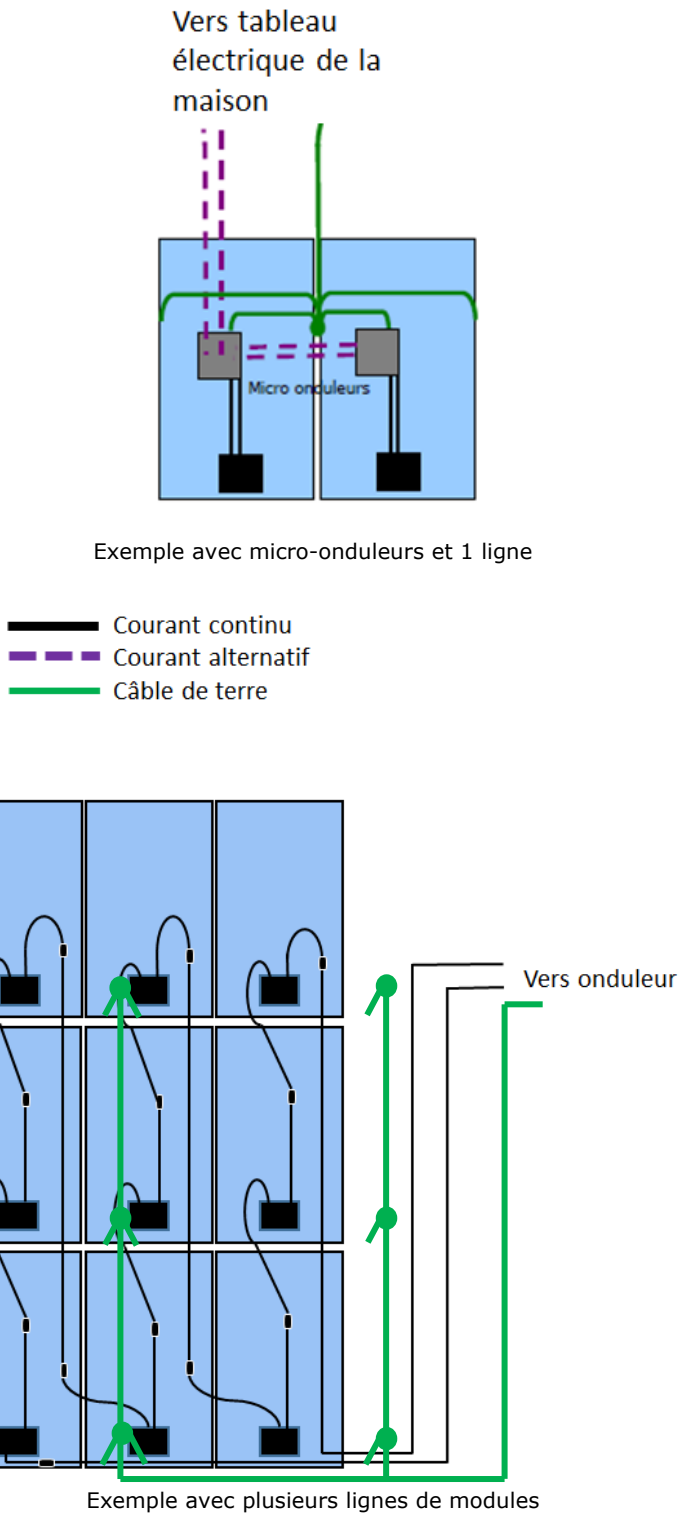


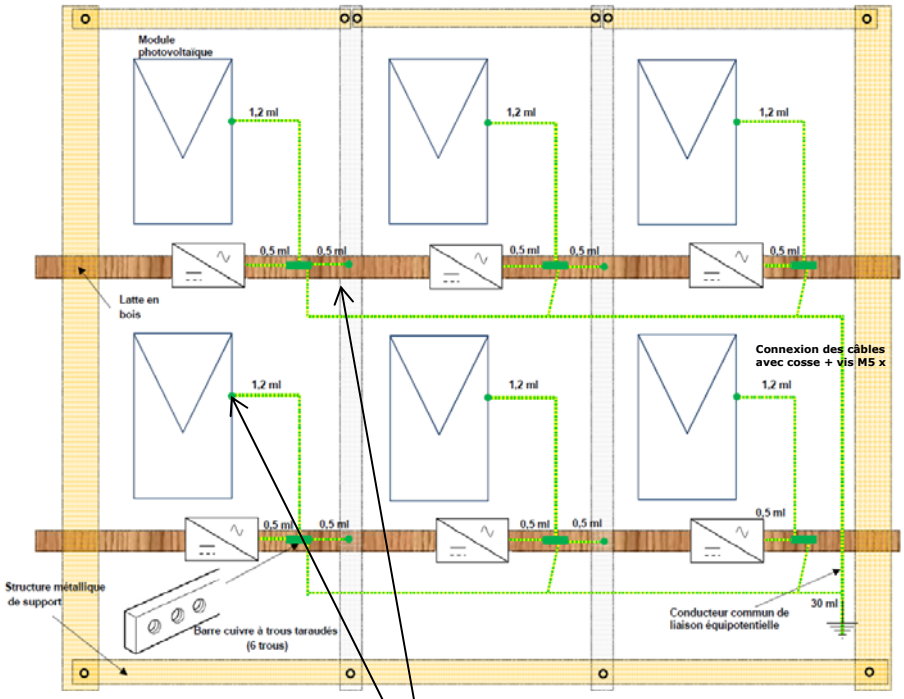
Figure 29 – Principe de câblage



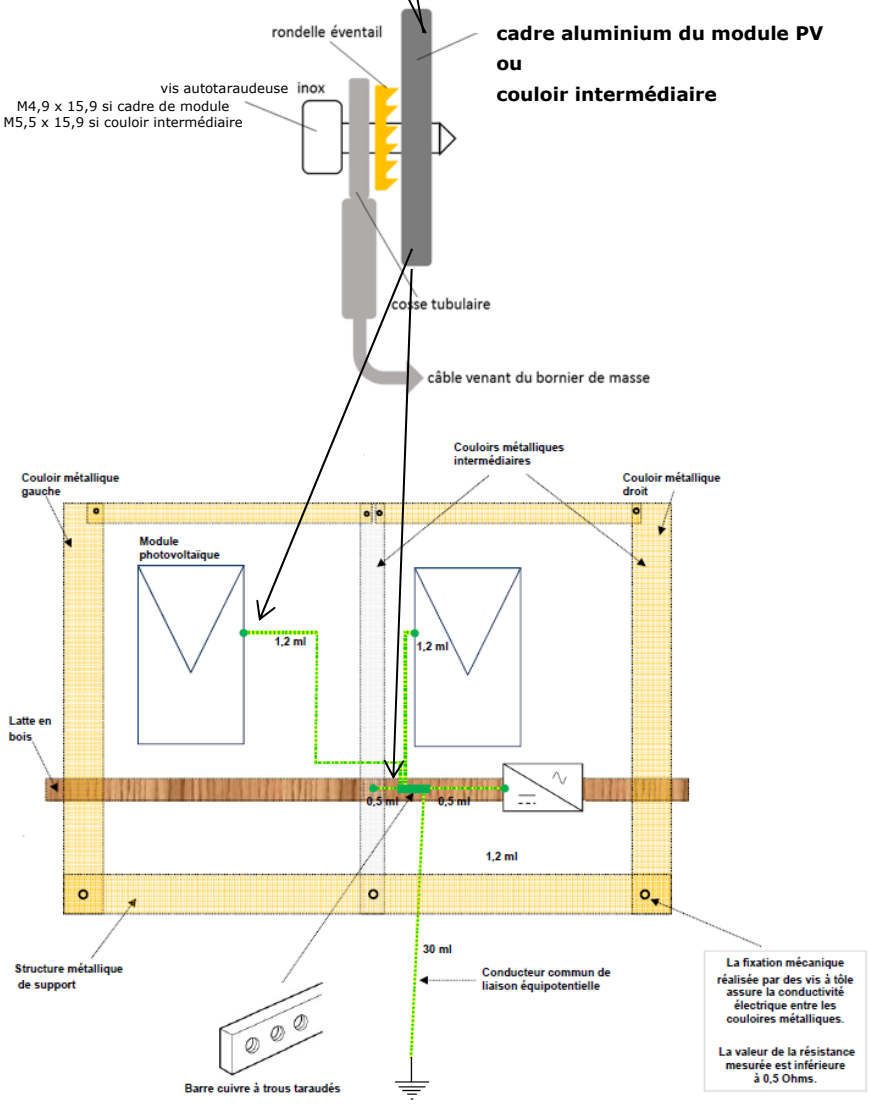
Exemple avec micro-onduleurs et 1 ligne

Exemple avec plusieurs lignes de modules

Figure 30 – Principe de liaison équipotentielle des masses



Exemple avec micro-onduleurs individuels



Exemple avec micro-onduleur multiple

Figure 31 – Positionnement des éléments de couverture latéraux par rapport aux bavettes avant – kit PV3-1 S

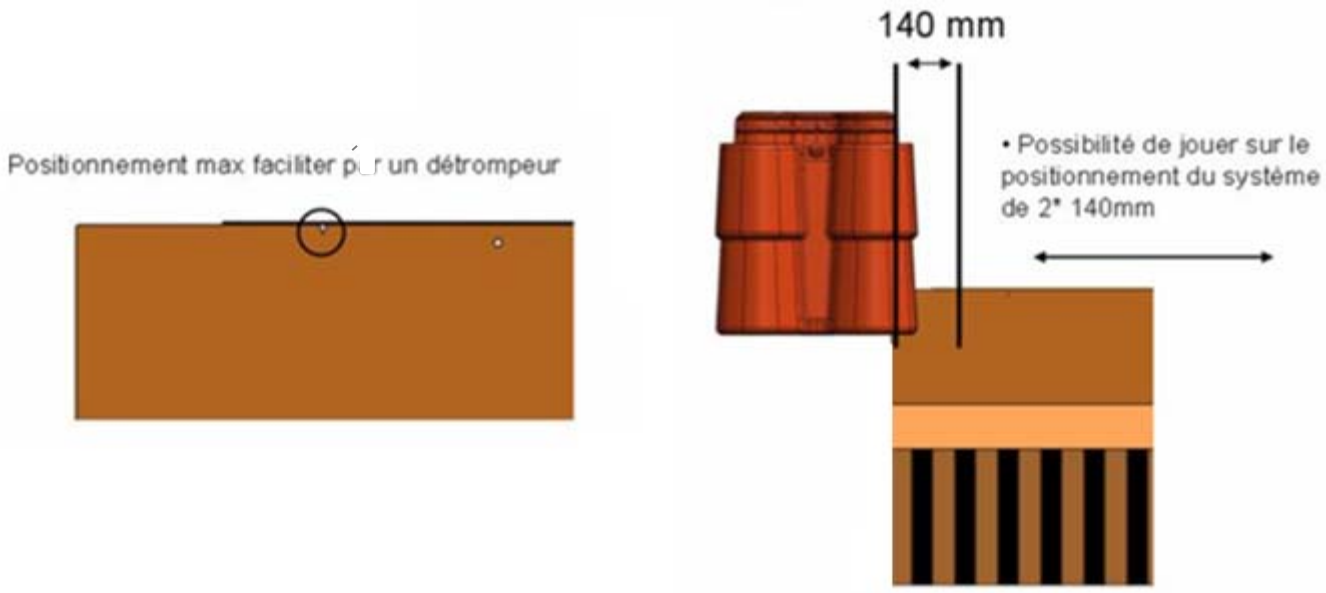


Figure 32 – Centrage du vissage des planches support dans le cas d'une mise en œuvre sur fermettes (en neuf uniquement)

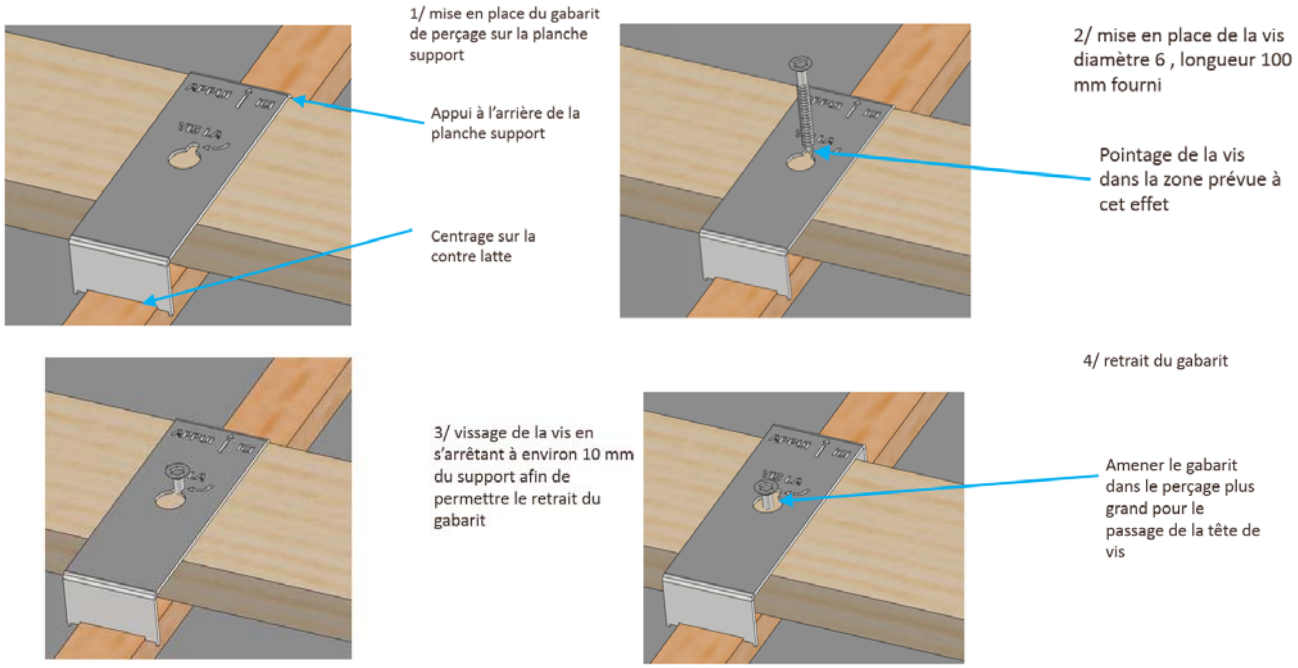
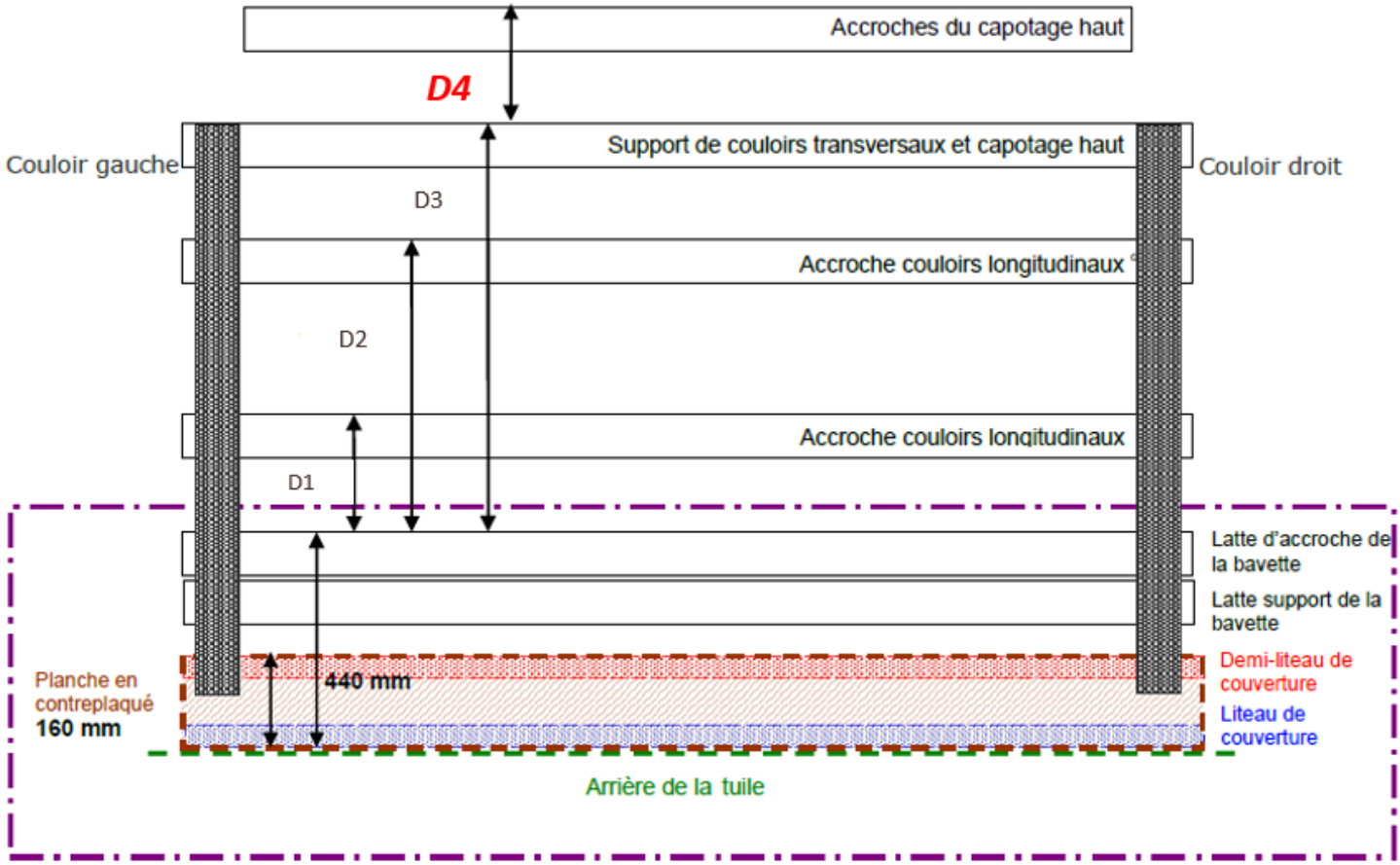


Figure 33 – Plan de positionnement des lattes – kit PV3-1 S



Formule de calcul des dimensions en fonction des modules PV (en mm):
Les valeurs obtenues sont à arrondir à la dizaine de mm **supérieure**
Ex si le résultat de calcul donne 466 mm → retenir 470 mm

D1 = 0,25*Longueur Module - 170
D2 = 0,75*Longueur Module - 170
D3 = Longueur Module - 40

D4: ***Cote variable en fonction de la pente du toit:***

D4 « standard », *pour les pentes de toit supérieures ou égales à 28%, 270 mm:*
(Hauteur module+22,5)/0,14 + 20

D4 « Faible Pente »*, pour les pentes de toit comprises entre 19 et 28%, 430* ***mm*** *:*
(Hauteur module+22,5)/0,23 + 20

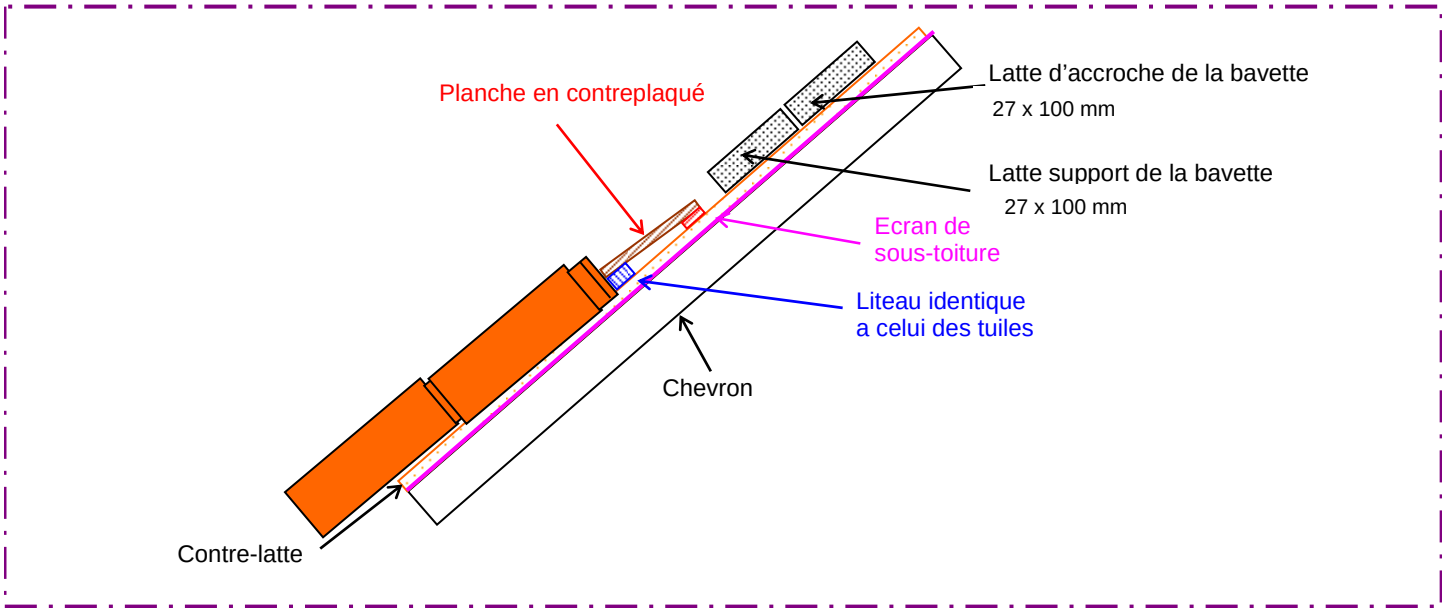
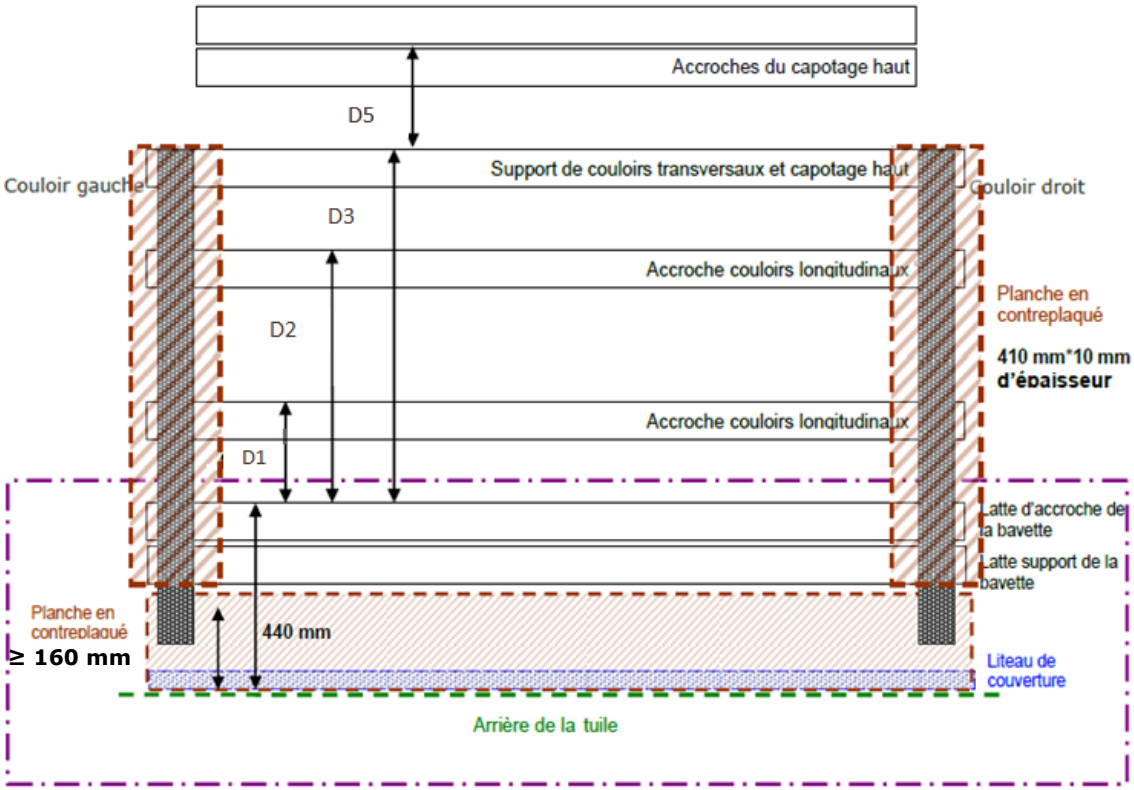


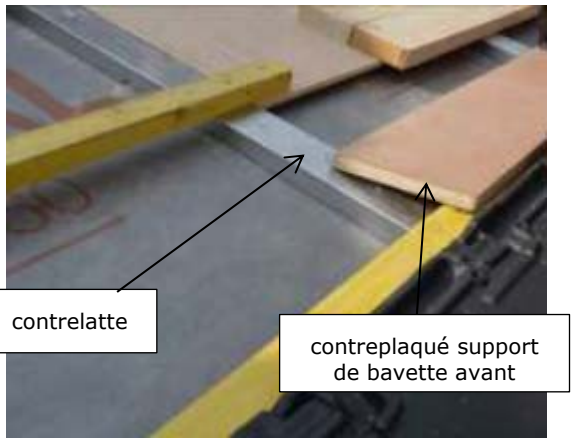
Figure 34 – Plan de positionnement des lattes – kit PV3-1 N



Formule de calcul des dimensions en fonction des modules PV (en mm):
Les valeurs obtenues sont à arrondir à la dizaine de mm **supérieure**
Ex si le résultat de calcul donne 466 mm → retenir 470 mm

D1 = 0,25*Longueur Module - 170
D2 = 0,75*Longueur Module - 170
D3 = Longueur Module - 40

D5 = (Hauteur module+22,5)/0,19 + 20



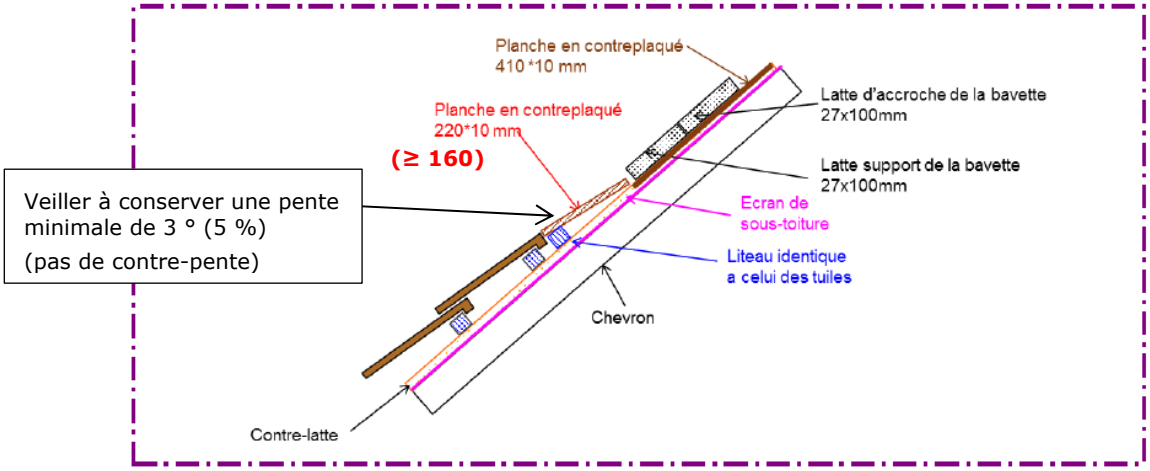
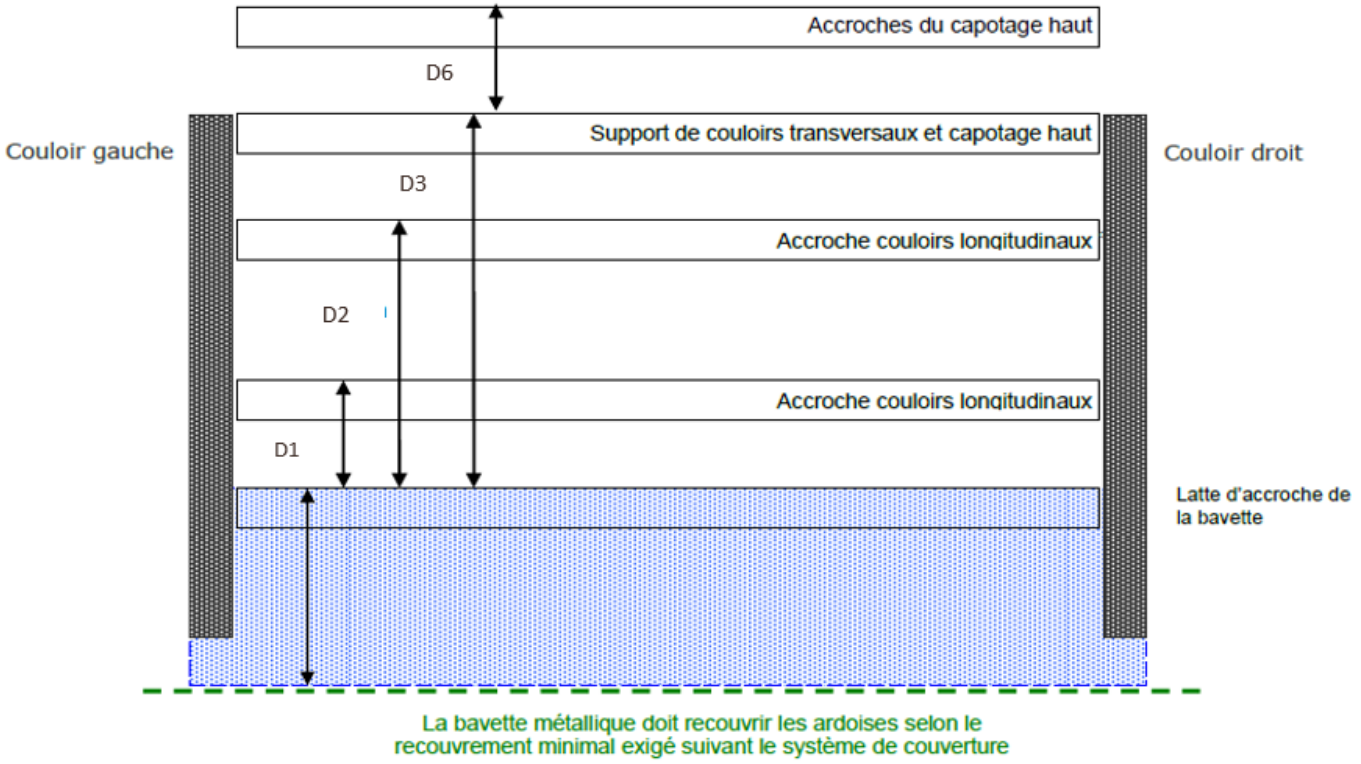
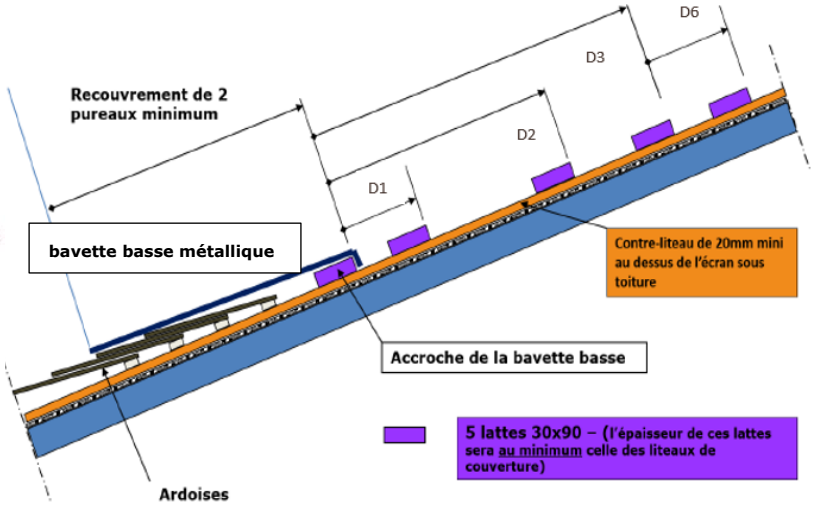


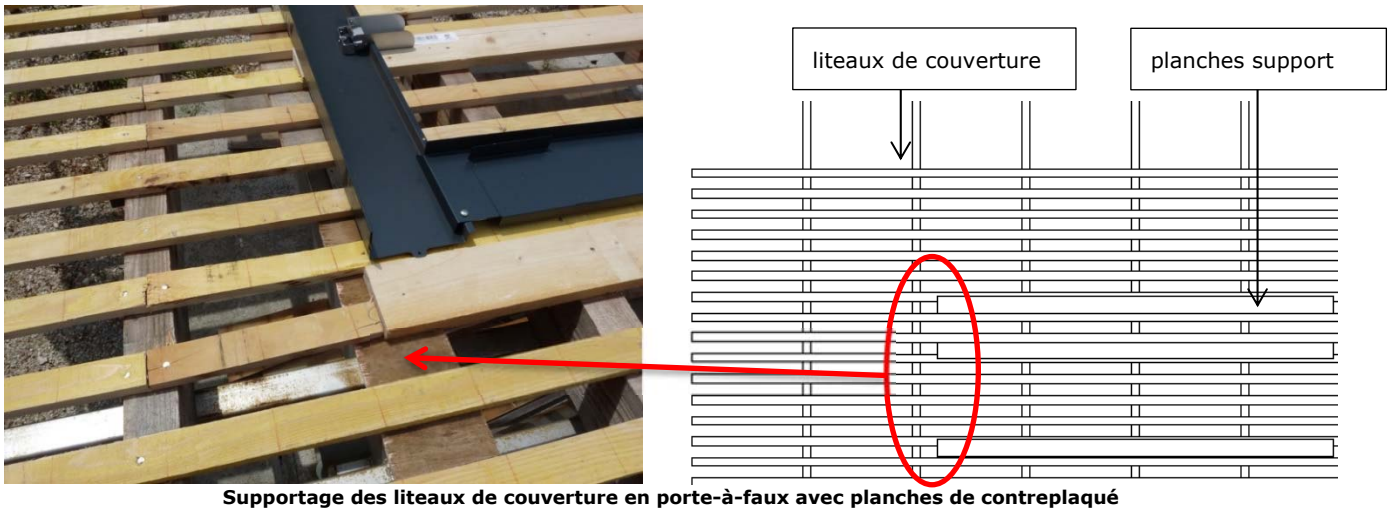
Figure 35 – Plan de positionnement des lattes – kit PV3-1 TP/Ardoise



Formule de calcul des dimensions en fonction des modules PV (en mm):
Les valeurs obtenues sont à arrondir à la dizaine de mm **supérieure**
Ex si le résultat de calcul donne 466 mm → retenir 470 mm

D1 = 0,25*Longueur Module - 170
D2 = 0,75*Longueur Module - 170
D3 = Longueur Module - 40
D6 = (Hauteur module+22,5)/0,3 + 40





Supportage des liteaux de couverture en porte-à-faux avec planches de contreplaqué

Figure 36 – Pose des bavettes avant – kit PV3-1 S

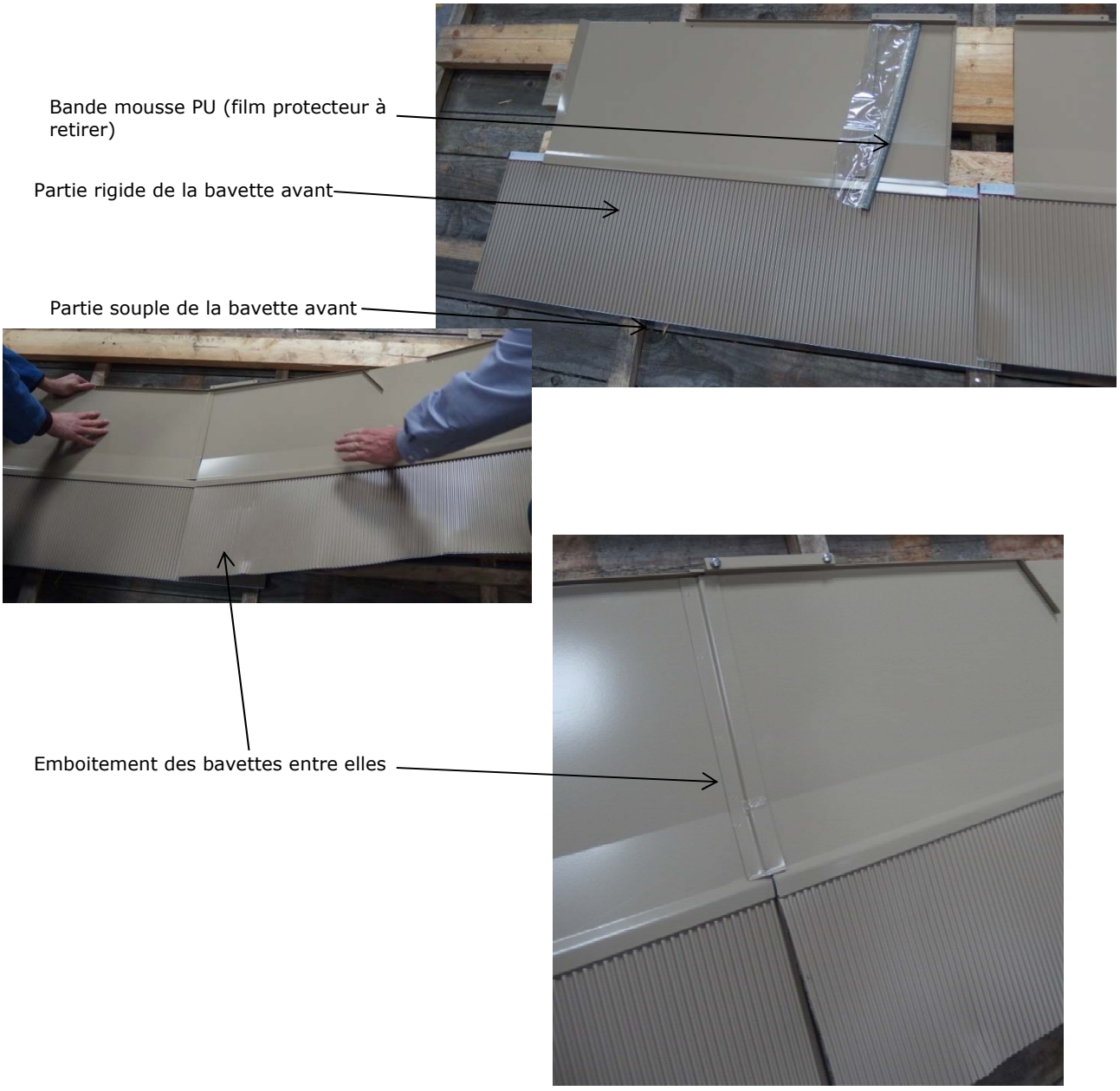


Figure 37 – Pose des bavettes avant – kit PV3-1 N

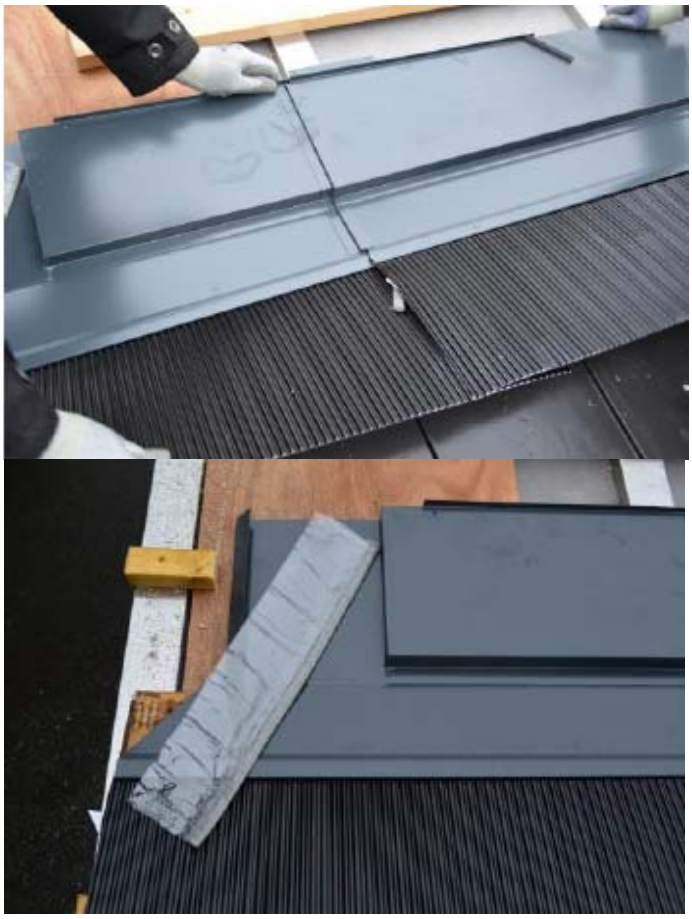


Figure 38 – Pose des bavettes avant – kit PV3-1 TP/Ardoise

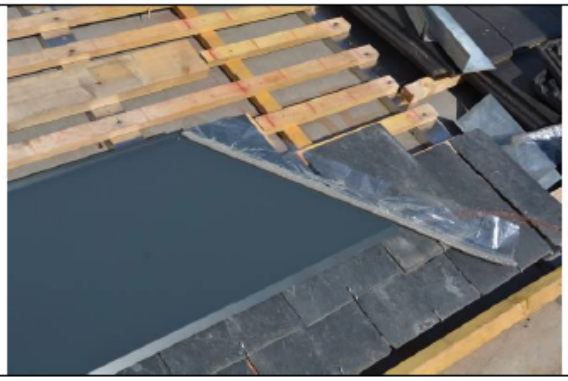
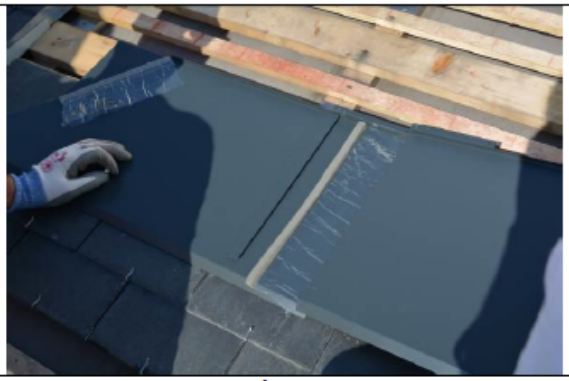
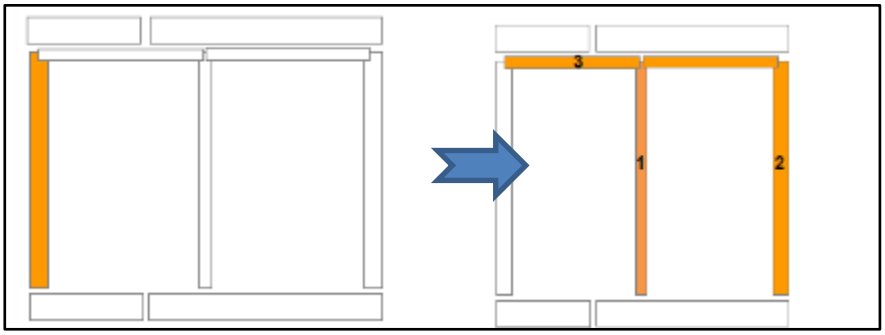
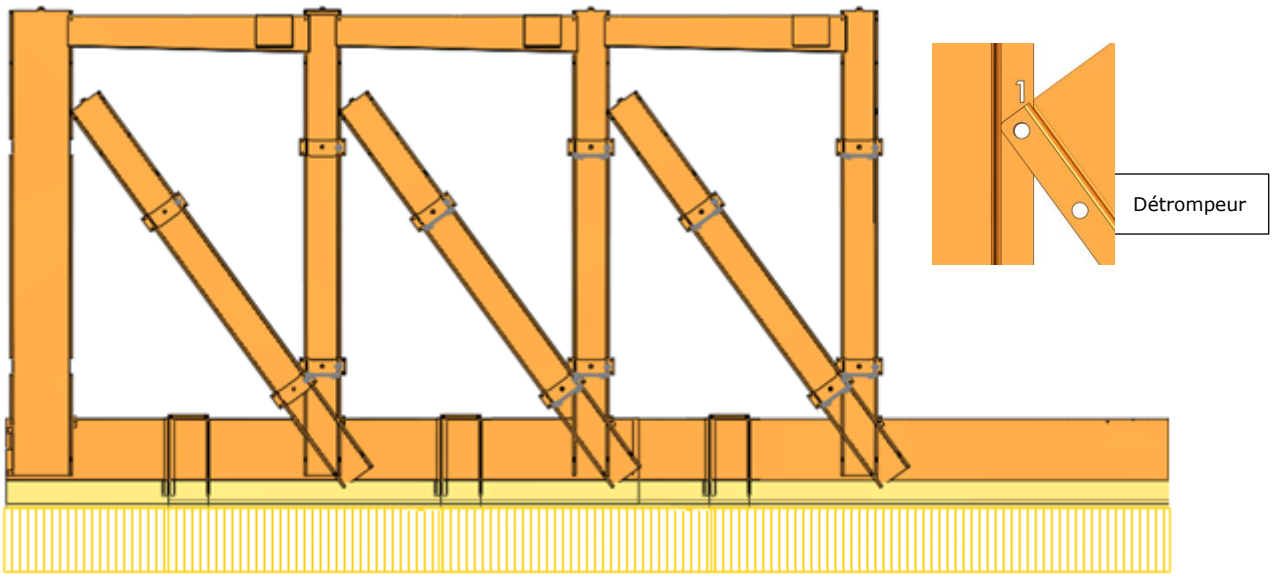
<table>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td></td><td>Les bavettes s'emboîtent l'une dans l'autre à l'aide du système de chambre de décompression</td></tr>
<tr><td> </td><td> </td></tr>
<tr><td>Fixer les bavettes entre elles grâce aux 2 vis à tôle prévues à cet effet</td><td>Placer la bavette avant en appui sur les premières deux lattes d'accroche</td></tr>
</table>

Figure 39 – Équerrage et montage des couloirs – kit PV3-1 S





Équerrage

Couloir intermédiaire sur la bavette avant

Couloir transversal / écarteur / couloir intermédiaire

Platine

Figure 40 – Montage des couloirs – kit PV3-1 N

Figure 41 – Montage des couloirs – kit PV3-1 TP/Ardoise

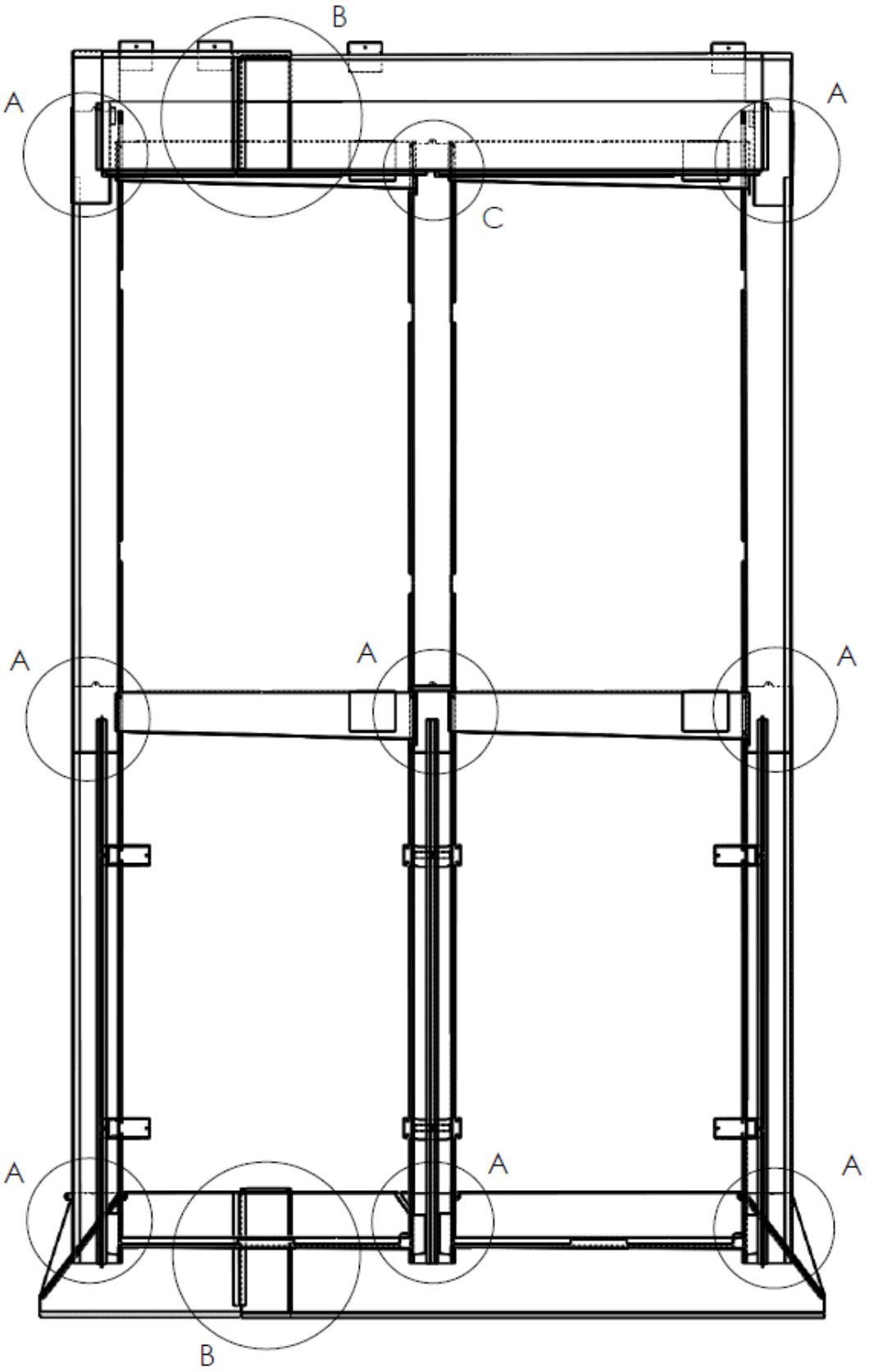
Positionner le couloir gauche sur la bavette	Visser dans le trou prévu à cet effet (vis à bois 5x40 mm)

Figure 42 – Finition des ensembles « support » et « abergements »

Repli de la bavette avant sur le bord du couloir latéral (kit PV3-1 S)

Couloirs horizontaux avant

Figure 43 – Recouvrements



Longueurs de recouvrement en
- Zones A : 200mm
- Zones B : 150mm
- Zone C : 100mm

Figure 44 – Vues en coupe de l'assemblage des modules

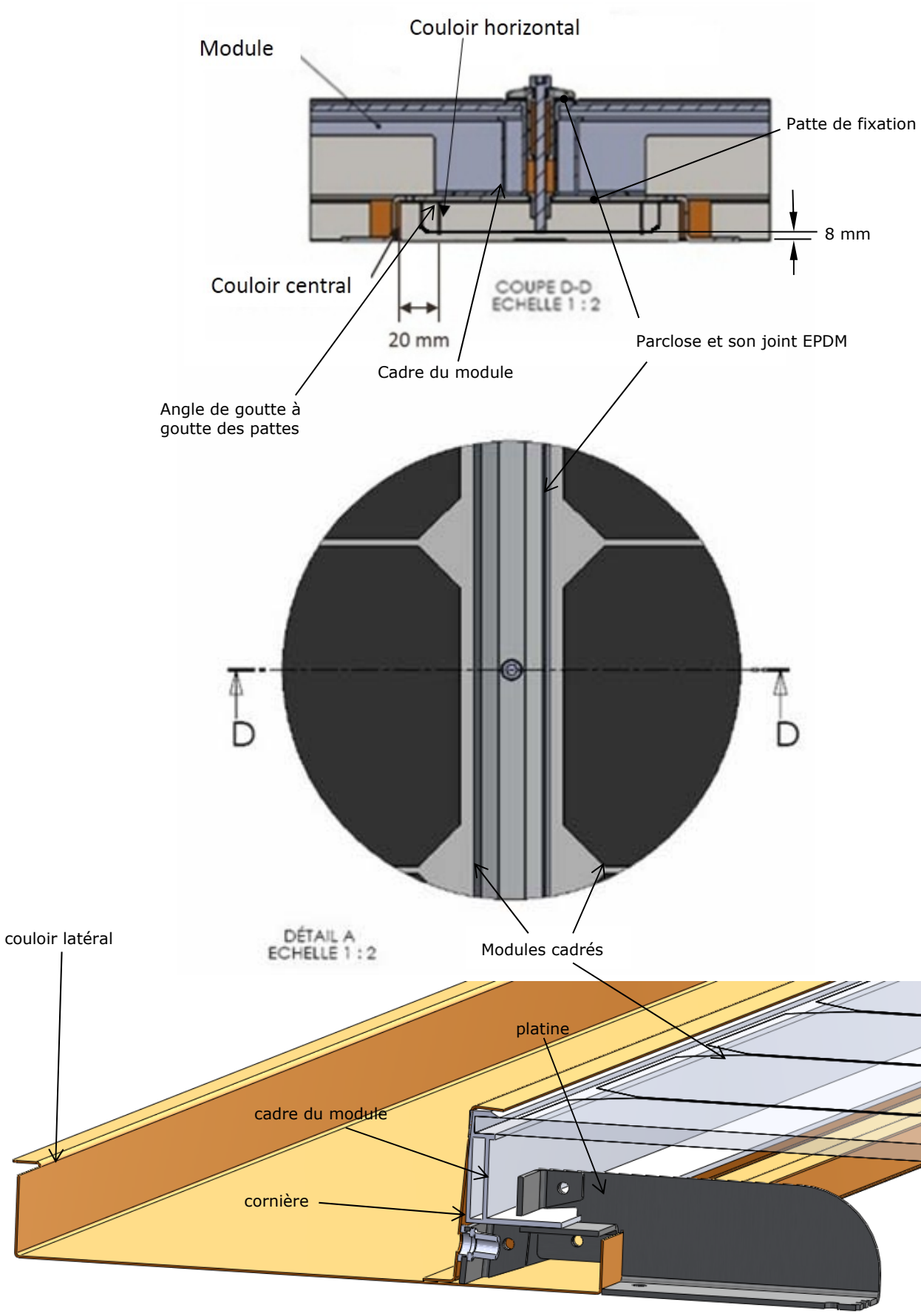
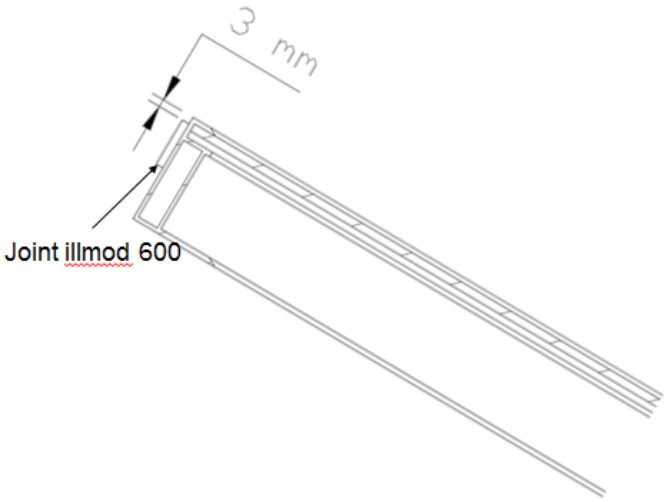
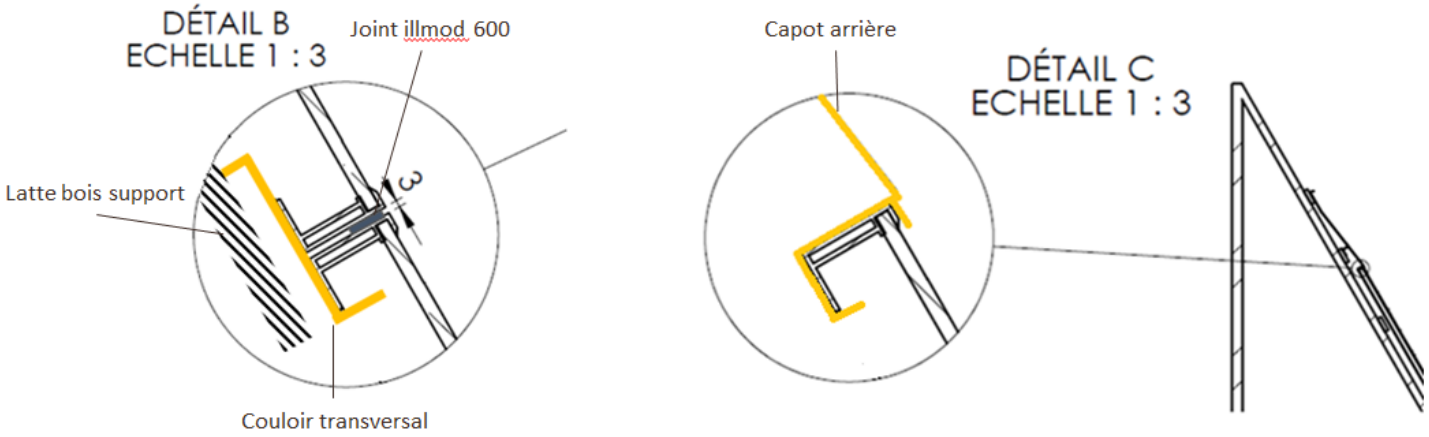


Figure 45 – Pose des lignes de modules supérieures



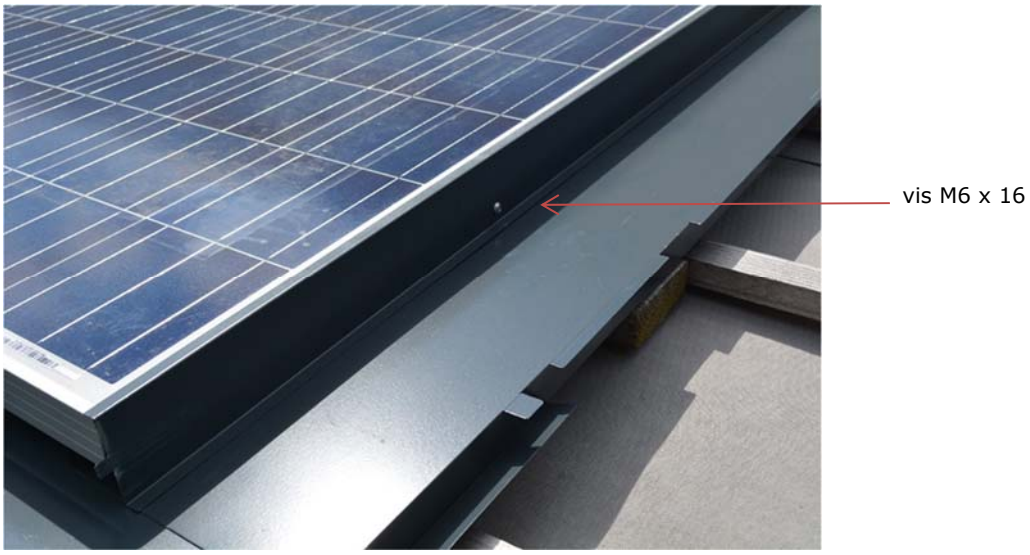
Mise en place des joints intermodules



Vue en coupe dans le sens de la pente entre 2 lignes horizontales de modules

Figure 46 – Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque – kit PV3-1 S

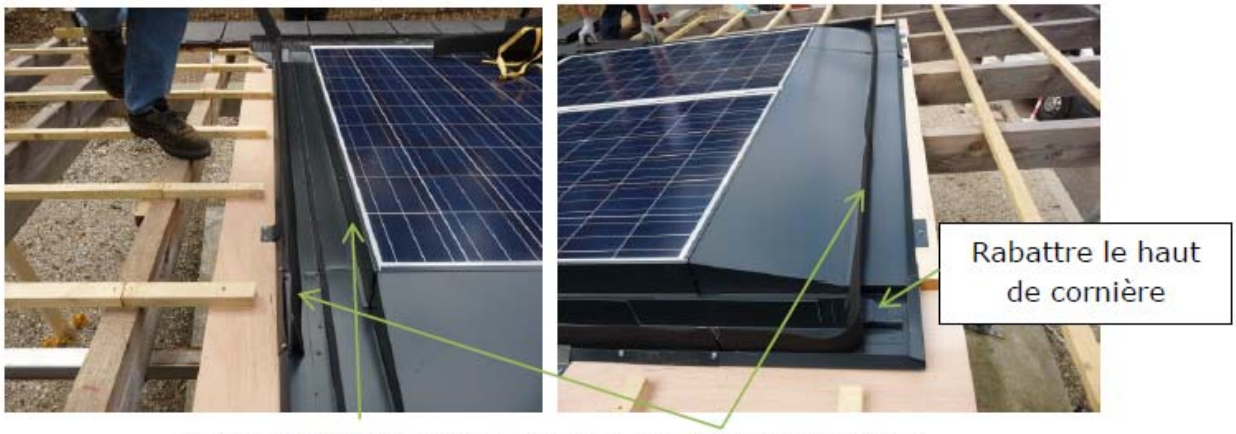
Emboîtement du capot arrière au-dessus du module et du couloir latéral



Fixation des cornières

Marouflage de la bande souple de la bavette avant

Figure 47 – Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque – kit PV3-1 N



Cornière latérale fixée et mise en place de la mousse triangulaire.

Figure 48 – Mise en place du pourtour du champ photovoltaïque – kit PV3-1 TP/Ardoise

Retirer la protection plastique de la mousse polyuréthanne afin qu'elle puisse s'expanser

Les capots arrière s'emboîtent l'un dans l'autre à l'aide du système de chambre de décompression

Poser le capotage haut sur les modules et dans les couloirs latéraux
Assemblage des capotages avec les couloirs (vis à métaux)

Figure 49 – Recouvrements inférieurs – kit PV3-1 S

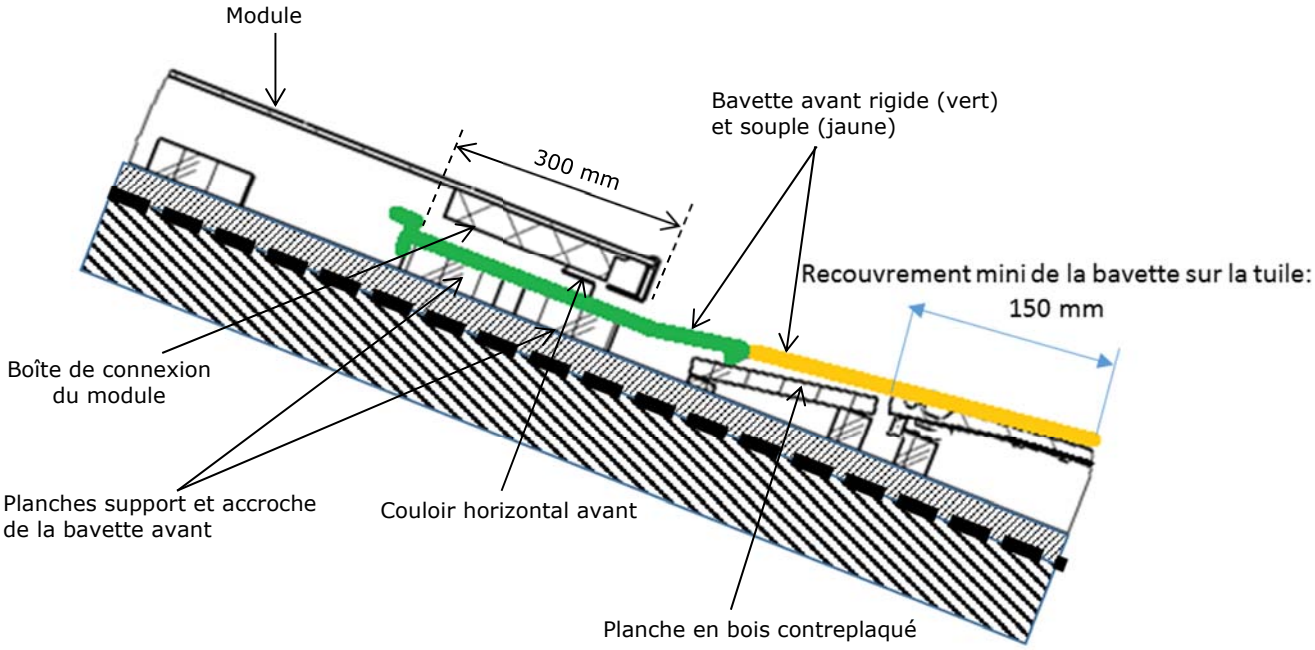
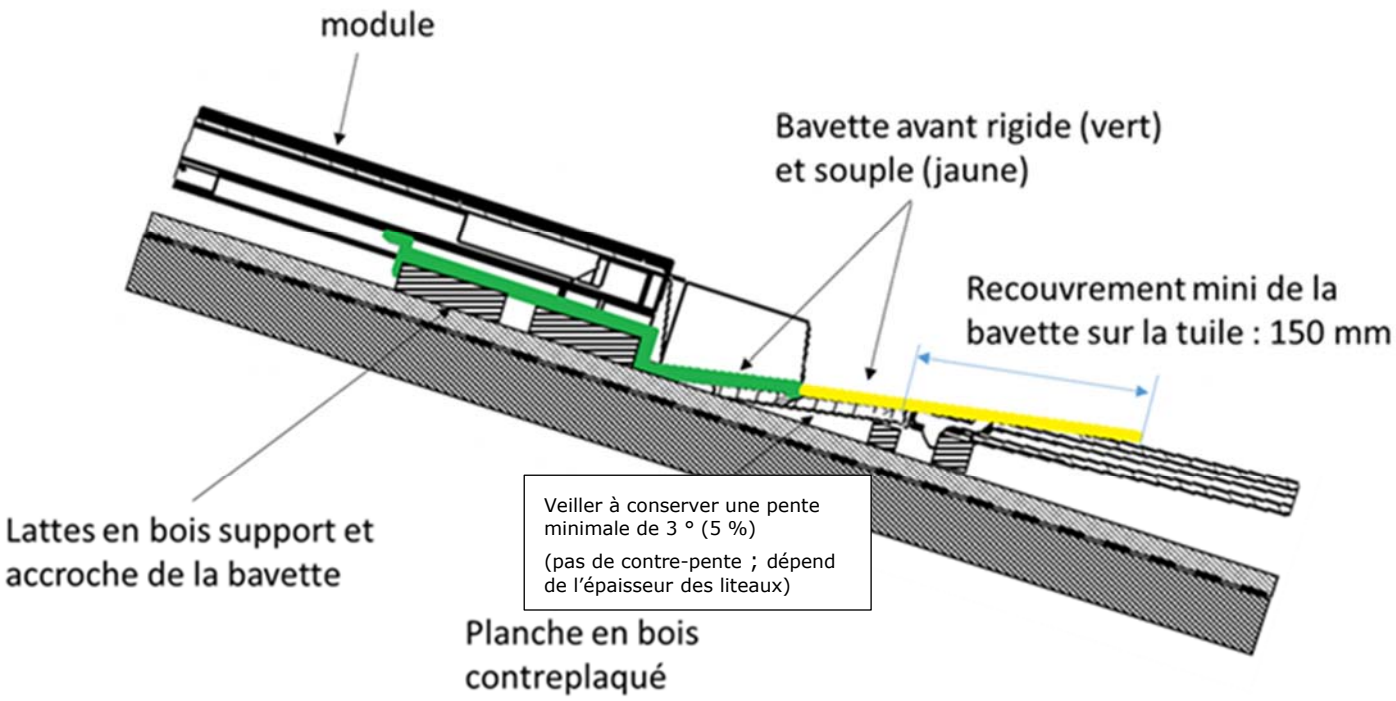
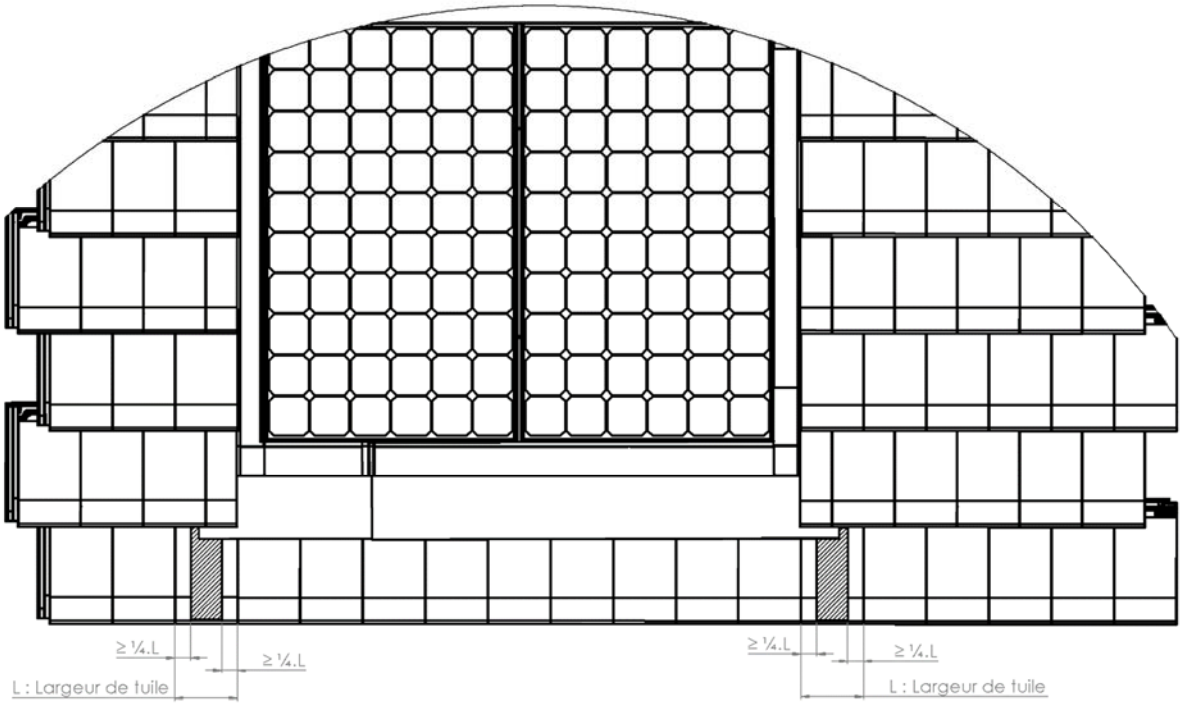


Figure 50 – Recouvrements inférieurs – kit PV3-1 N



Vue de profil



Vue de dessus

Figure 51 – Recouvrements inférieurs – kit PV3-1 TP/Ardoise

Figure 52 – Positionnement des éléments de couverture – kit PV3-1 S

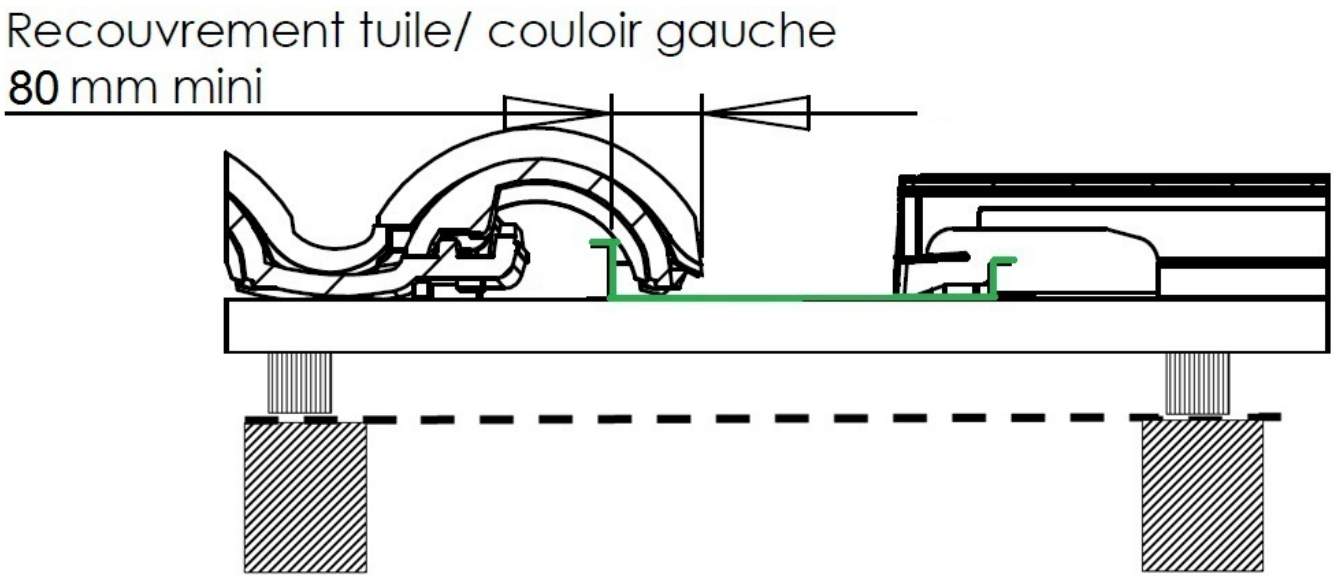
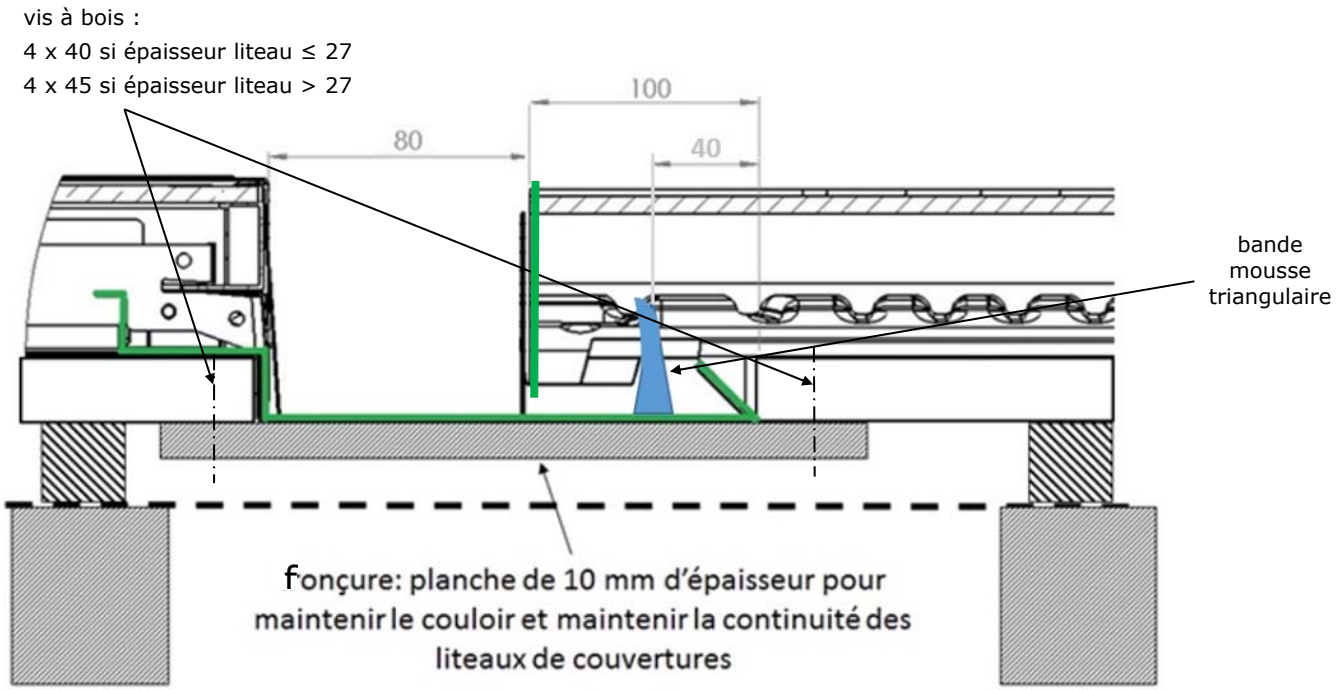
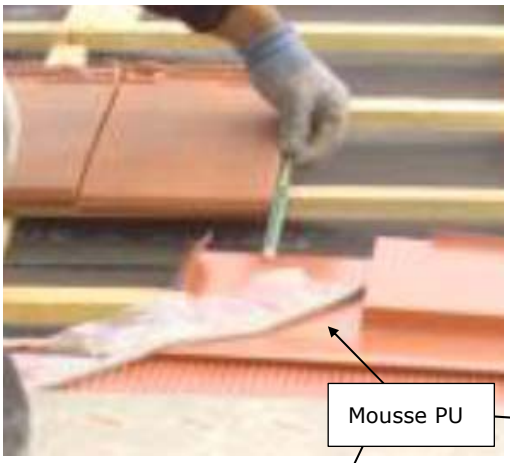


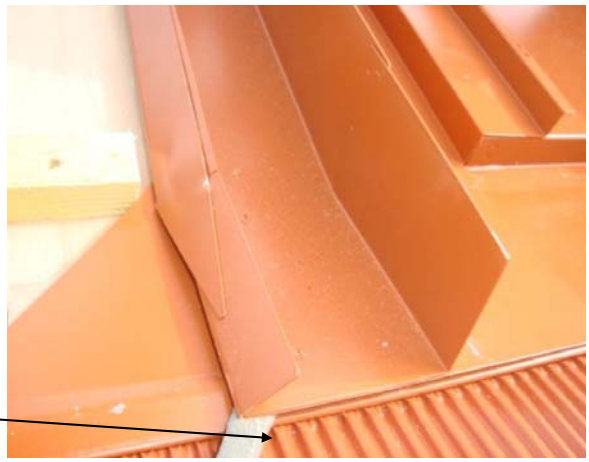
Figure 53 – Positionnement des éléments de couverture – kit PV3-1 N



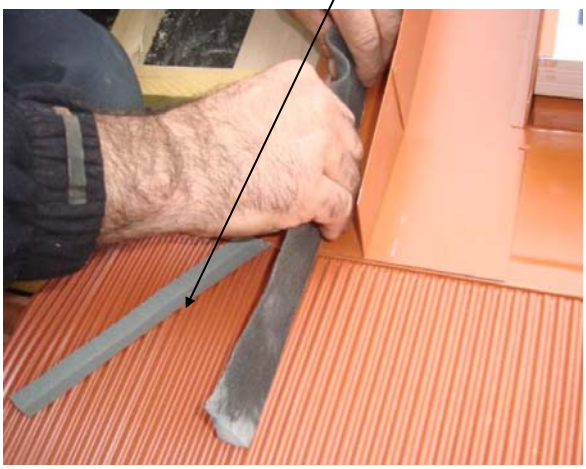
Couloirs latéraux



Positionnement du kit par rapport aux tuiles



Pose du couloir

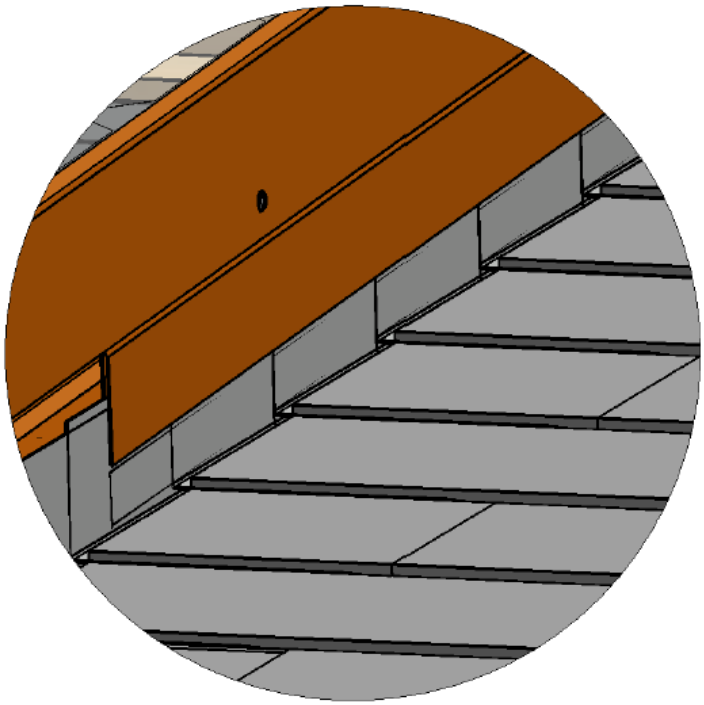


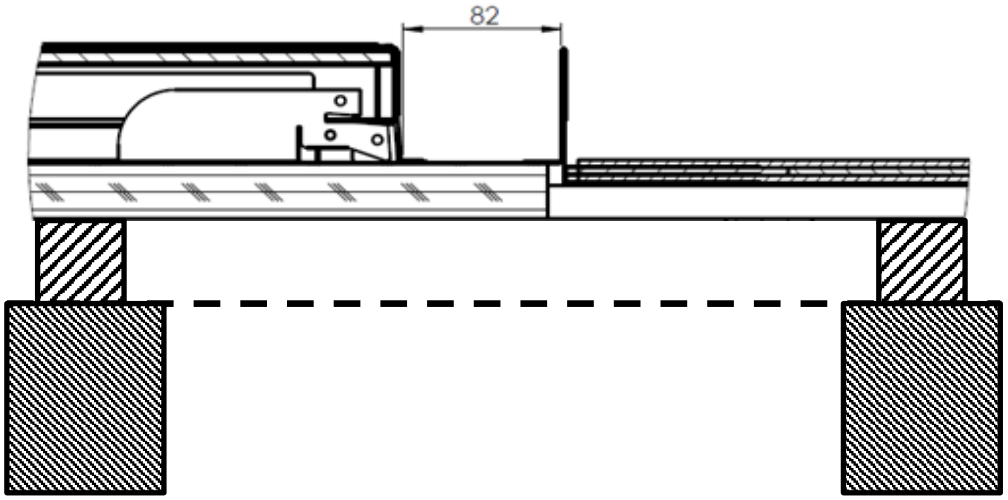
Mise en place de la mousse triangulaire

Mise en place des tuiles

Coins inférieurs du champ photovoltaïque

Figure 54 – Positionnement des éléments de couverture – kit PV3-1 TP/Ardoise





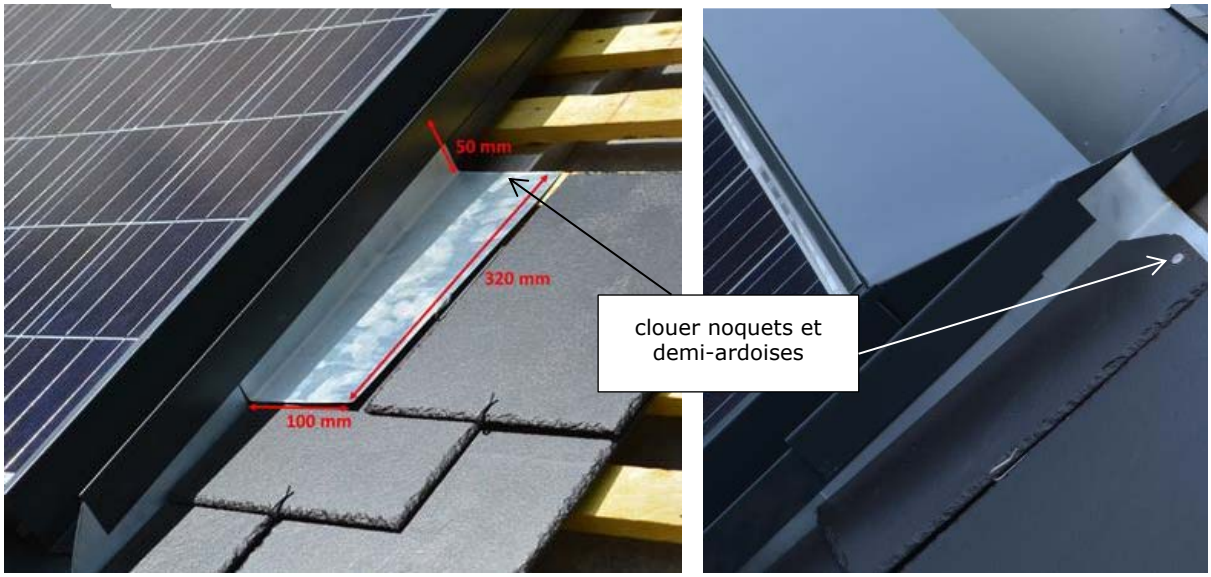
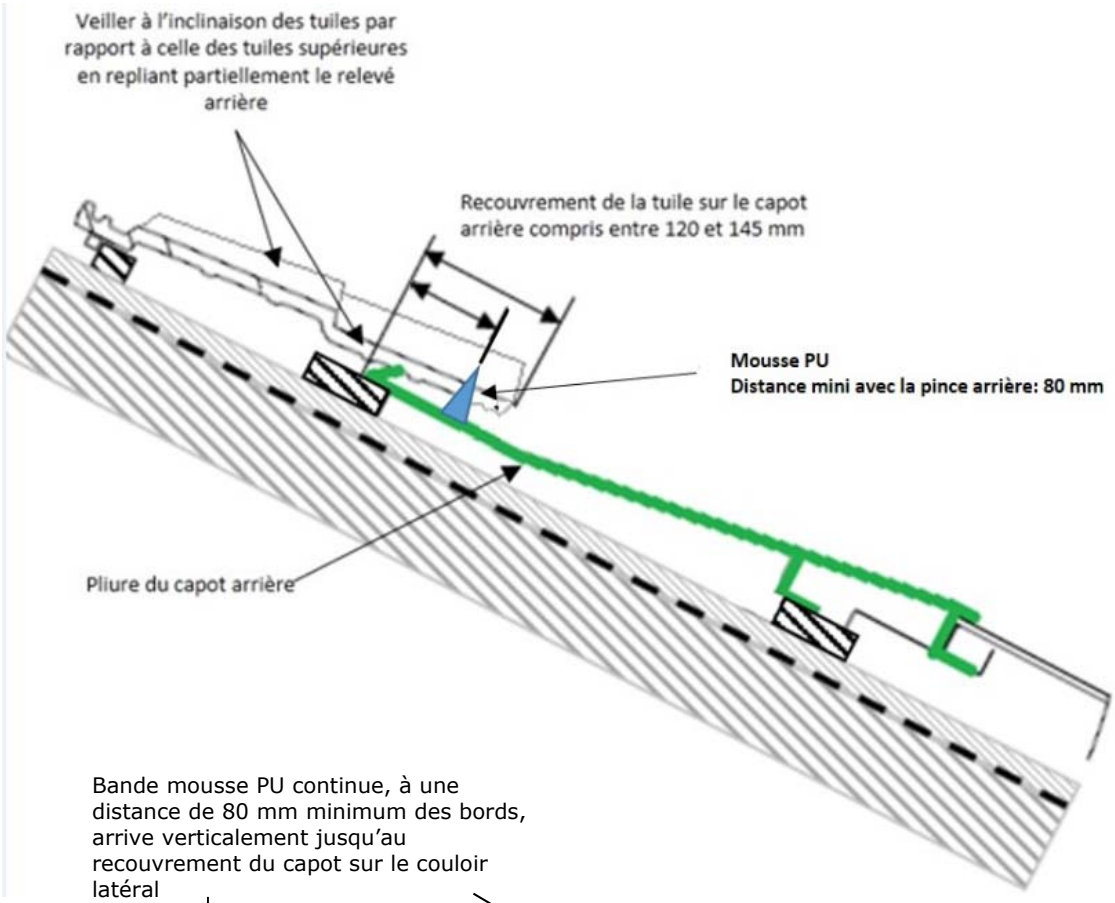
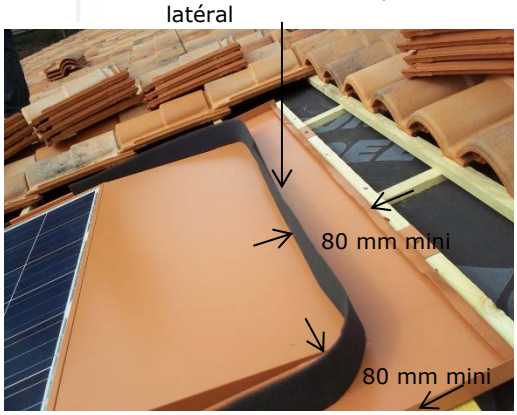


Figure 55 – Recouvrement supérieur – kit PV3-1 S



Bande mousse PU continue, à une distance de 80 mm minimum des bords, arrive verticalement jusqu'au recouvrement du capot sur le couloir latéral



Aligner la zone d'écoulement des tuiles au-dessus du couloir latéral

Ne pas plier l'angle vers l'intérieur sous la zone d'écoulement des tuiles

Recouvrement tuile sur capot arrière compris entre 120 et 145 mm

Veiller à l'inclinaison des tuiles recouvrant le capot arrière par rapport au reste du plan de toiture

Tuiles fixées mécaniquement au pourtour des abergements

Figure 56 – Recouvrement supérieur – kit PV3-1 N

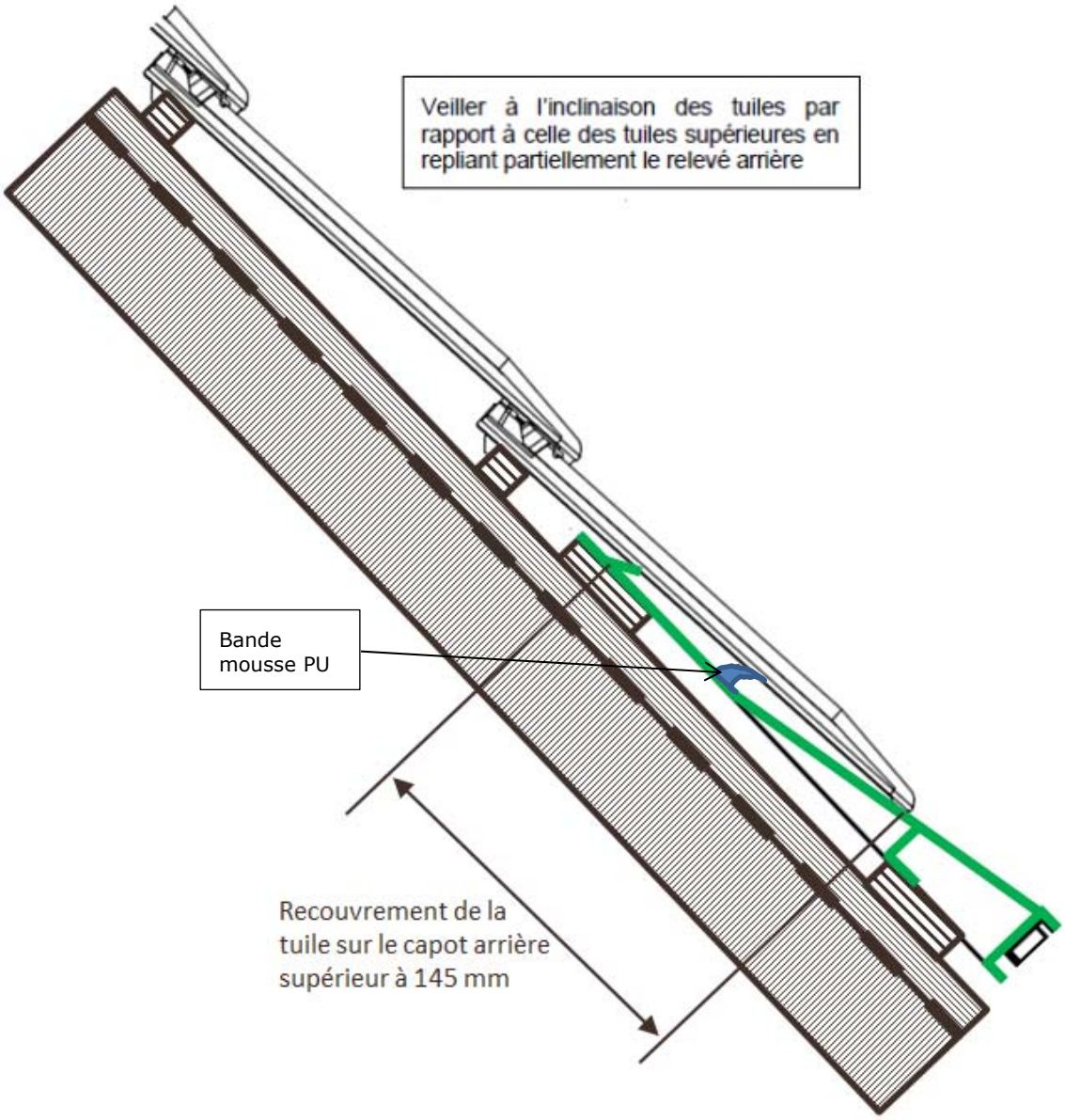


Figure 57 – Recouvrement supérieur – kit PV3-1 TP/Ardoise