

## PANNEAUX SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES INSTALLÉS EN TOITURE

### Table des matières

	Page
<b>1.0 OBJET DE LA PRÉSENTE FICHE TECHNIQUE</b>	3
1.1 Modifications	3
1.2 Risques	3
1.2.1 Risques naturels	3
1.2.2 Risque d'incendie	4
<b>2.0 RECOMMANDATIONS</b>	4
2.1 Construction et emplacement	5
2.1.1 Vent	5
2.1.2 Risque d'incendie et classification	10
2.1.3 Charges de gravité et système d'évacuation de la toiture	12
2.1.4 Grêle	13
2.1.5 Séisme	13
2.2 Équipements électriques	13
2.3 Mise en service, exploitation et maintenance	14
2.4 Prévention des sinistres	15
<b>3.0 BASE DES RECOMMANDATIONS</b>	15
3.1 Principes de base du fonctionnement des systèmes photovoltaïques	15
3.1.1 Questions relatives aux séismes	16
3.2 Résistance au vent	16
3.2.1 Essais en soufflerie à couche limite et systèmes photovoltaïques ballastés	16
3.2.2 Systèmes PV fixés à des toitures à joint debout (SSR)	19
3.2.3 Surface effective au vent (SEV)	20
3.2.4 Granulats en toiture	24
3.3 Incendies et sources d'ignition électriques	24
3.3.1 Protection contre les défauts de mise à la terre	24
3.3.2 Prévention des incendies dus aux défauts de mise à la terre en courant continu dans les groupes PV	25
3.4 Propagation du feu dans les groupes PV installés en toiture	25
3.5 Effondrement	26
3.6 Résistance à la grêle	26
3.7 Installations PV flexibles	26
3.8 Informations nécessaires dans le cadre de la revue des plans par FM	26
<b>4.0 RÉFÉRENCES</b>	27
4.1 FM	27
4.2 Autres	28
4.3 Bibliographie	28
<b>ANNEXE A GLOSSAIRE</b>	29
<b>ANNEXE B Historique de révision du document</b>	31
<b>ANNEXE C EXEMPLE DE PROBLÈME : MODULES PV PARALLÈLES À LA TOITURE</b>	32
C.1 Exemple	32
C.2 Solution	33
C.3 Synthèse	34
C.4 Discussion	37

## Liste des figures

Figure 2.1.1.1-1. Déflecteurs d'air installés sur le côté haut des panneaux de chaque rangée (groupe compact).....	6
Figures 2.1.1.9-1a et b. Ancrages mécaniques utilisés pour fixer les équipements au bac ou à la structure du toit.....	8
Figure 2.1.1.11-1. Socle à fentes .....	9
Figure 2.1.1.11-2. Socle à brides .....	9
Figure 2.1.1.12-1. Zones de vent pour les panneaux PV inclinés sur les toitures à faible pente conformément à la méthode de conception PV 2 de la SEAOC 2017 .....	10
Figure 2.1.2.1-1. Caractéristiques du joint de dilatation de toiture recommandé .....	11
Figure 3.2.1.1-1. Gonflement d'une couverture fixée mécaniquement en cas d'exposition à la pression du vent .....	18
Figure 3.2.1.1-2. Panneaux solaires à forte pente ou dépourvus de déflecteurs d'air subissant plus fortement les effets du vent.....	18
Figure 3.2.1.1-3. Équipement non fixé à la structure du toit.....	19
Figure 3.2.2-1. Panneaux solaires fixés à une toiture à joint debout au moyen de brides de fixation de joint extérieur .....	20
Figure 3.2.2-2. Configuration non acceptable sauf essais spécifiques et obtention de l'agrément FM : bride de fixation absente de la nervure sous le milieu du bord d'un panneau extérieur .....	20
Figure 3.2.3-1. Exemple de conditions de charge d'un panneau d'angle, dans lequel $L_s$ est la distance entre les fixations du panneau au cadre PV et $b = L_s/6$ .....	22
Figure 3.2.3-2. Courbes hypothétiques charge-déplacement obtenues dans le cadre de la procédure VLT .....	22
Figure 3.2.3-3. Capacité de charge structurelle identifiée au moyen de la méthode bilinéaire .....	23
Fig. C.1-1. Vue en plan de la configuration proposée pour les modules PV et les brides de fixation.....	33
Fig. C.3-1. Zones de vent pour les toitures à faible pente ( $\leq 7^\circ$ ) d'après la norme ASCE 7 et la fiche technique 1-28 .....	35
Fig. C.3-2. Différentes zones de vent pour le groupe PV envisagé dans l'exemple .....	36

## Liste des tableaux

Tableau 2.1.4.1-1. Degrés minimaux de résistance à la grêle pour les modules PV .....	13
Tableau C.2-1. Valeurs $GC_p$ d'après la norme ASCE 7-16 et la fiche technique 1-28 .....	34
Tableau C.3-2. Pressions de vent de conception préliminaires .....	36
Tableau C.4-1. Pressions de vent de conception définitives.....	37

### 1.0 OBJET DE LA PRÉSENTE FICHE TECHNIQUE

Cette fiche technique fournit des recommandations de prévention des sinistres liés aux incendies et aux risques naturels concernant la conception, l'installation, l'exploitation et la maintenance de tous les panneaux solaires photovoltaïques (PV) de production d'électricité installés en toiture.

Ce document ne traite pas des tours solaires, des chauffe-eaux solaires installés en toiture, des carports PV ni des fermes solaires installées au sol. Pour prendre connaissance des recommandations relatives aux fermes solaires installées au sol et aux structures PV en hauteur telles que les carports, consulter la fiche technique de prévention des sinistres 7-106 de FM, *Panneaux solaires photovoltaïques au sol*.

### 1.1 Modifications

**Avril 2025.** Révision intermédiaire. Les principales modifications sont les suivantes :

- A. Ajout de recommandations relatives à l'installation conjointe de panneaux photovoltaïques en toiture, de toitures végétalisées et d'installations agrivoltaïques
- B. Ajout de recommandations relatives à la protection contre les arcs électriques et les défauts de mise à la terre
- C. Ajout de recommandations relatives aux distances de séparation applicables aux panneaux translucides et aux modules en hauteur
- D. Ajout d'instructions concernant la mise en service et la maintenance continue des composants mécaniques et électriques liés aux installations photovoltaïques
- E. Ajout de recommandations relatives à la réalisation de test de tenue en position verticale des groupes PV ballastés

### 1.2 Risques

#### 1.2.1 Risques naturels

##### 1.2.1.1 Tempête

Les groupes, systèmes sur structures et/ou panneaux solaires photovoltaïques installés en toiture qui présentent une résistance inadéquate à la tempête peuvent subir des dommages d'une gravité variable. Les colliers permettant de fixer des panneaux sur des cadres ou directement à la toiture sont souvent le point faible de l'installation. À ces endroits, les panneaux ou cadres se tordent hors des colliers. Dans le pire des cas, ils peuvent se déloger, se rompre et devenir des débris transportés par le vent qui endommagent d'autres panneaux et la couverture, ce qui augmente le risque de dégâts des eaux pour le bâtiment et son contenu. Une flexion excessive des panneaux peut les fissurer et nuire à leurs performances. Les panneaux et la couverture endommagés doivent alors être remplacés. Même si les panneaux restent en place, leur flexion excessive peut fissurer les cellules solaires. Quel que soit le scénario, une perte de tout ou partie des capacités de production d'électricité est probable.

##### 1.2.1.2 Grêle

L'exposition à un phénomène de grêle d'une intensité supérieure à celle pour laquelle les panneaux ont été testés et agréés est susceptible d'endommager tous les panneaux d'un groupe.

##### 1.2.1.3 Neige et accumulation d'eau

Les charges excessives dues à l'accumulation de neige et d'eau de pluie en toiture, conjuguées au poids des systèmes PV, peuvent endommager ou provoquer l'effondrement de la toiture, en particulier lorsque ces derniers empêchent l'écoulement de l'eau de pluie vers les systèmes d'évacuation.

Les panneaux PV qui présentent une pente et une hauteur importantes augmentent le risque d'accumulation de neige et d'effondrement, sauf si la toiture peut supporter la charge supplémentaire. Des recommandations supplémentaires sont disponibles dans la fiche technique de prévention des sinistres 1-54 de FM, *Roof Loads and Drainage*.

## 1.2.1.4 Séisme

Un séisme peut provoquer des mouvements latéraux ou verticaux au niveau des panneaux. Il peut s'ensuivre des bris de verre et des dommages au niveau des composants électriques, ainsi qu'une augmentation du risque d'ignition.

Un séisme peut aussi provoquer un départ de feu en toiture en cas d'ancrage parasismique inadéquat.

## 1.2.2 Risque d'incendie

### 1.2.2.1 Risque d'incendie extérieur

Un incendie extérieur dû à l'inflammation des éléments combustibles de la toiture situés en dessous des panneaux PV provoquera des dommages. (Le feu peut s'être déclaré à proximité, dans un bâtiment voisin ou des stocks extérieurs, ou encore en cas de feu de forêt et de broussailles. Toutes ces situations peuvent endommager la couverture et le système PV.)

Les circuits de câblage, les boîtiers de raccordement, l'onduleur et les équipements de contrôle des systèmes PV peuvent subir un défaut électrique provoquant un départ de feu. Les panneaux eux-mêmes dégagent de la chaleur susceptible d'enflammer des débris à la surface de la toiture, en dessous des panneaux (des feuilles ou des nids d'oiseaux, par exemple). De nombreux départs de feu au niveau du système électrique PV sont alimentés par les éléments combustibles de la toiture et aggravés par le rayonnement de chaleur des panneaux photovoltaïques rigides, qui expose la couverture.

Les systèmes PV sur structures et certains panneaux composites légers (en plastique) sont dotés de cadres en plastique qui peuvent considérablement augmenter la charge combustible en cas d'incendie en toiture. De plus, bien que la surface des panneaux soit en verre, la sous-face est généralement recouverte d'un film polymère résistant aux intempéries (l'envers du panneau). Tous les panneaux PV emploient un adhésif (de l'éthylène-acétate de vinyle, par exemple). Or, les adhésifs de ce type augmentent la charge combustible, et la chaleur rayonnante dégagée par les panneaux accélère la propagation latérale du feu.

Plus la résistance au feu externe de la toiture selon la norme ASTM E108 est basse (couverture et isolation de classe C ou B plutôt que A), plus la propagation du feu est favorisée. La toiture contribue donc grandement à la propagation du feu.

Un incendie extérieur alimenté par les éléments combustibles de la toiture et par des panneaux PV à couche mince provoquera des dommages. En général, la résistance au feu des panneaux de ce type est évaluée selon la norme ASTM E108. Nombre d'entre eux sont de classe C ou de norme internationale équivalente, et participent donc à la progression de l'incendie en conjonction avec la couverture. La classe la plus basse attribuée à la couverture ou au panneau à couche mince détermine le potentiel de propagation du feu.

Dans le pire des cas, si la composition de la couverture (polystyrène expansé ou extrudé ou bitume, par exemple) présente des températures de fusion basses, elle peut fondre, brûler et s'écouler. Si les joints de dilatation (ou de construction) de la toiture ne sont pas protégés, un feu extérieur en toiture pourra se propager à l'intérieur du bâtiment et y causer de lourds dommages. Dans le cadre de récents sinistres impliquant du polystyrène extrudé, le bac acier de la toiture a été endommagé, permettant au feu et/ou à la fumée de pénétrer dans le bâtiment et aggravant les dégâts.

## 2.0 RECOMMANDATIONS

Utiliser des ensembles toiture-panneaux photovoltaïques agréés FM dont l'indice de propagation des flammes a été testé et approuvé, et offrant une résistance au vent et à la grêle adéquate. Les toitures et les panneaux PV interagissent comme un système à part entière dans le cadre de la propagation du feu. Il est essentiel d'installer tous les composants d'un ensemble toiture-panneaux PV conformément à la liste des produits agréés FM. Pour obtenir la liste des ensembles toiture-panneaux PV agréés FM, consulter RoofNav, une ressource en ligne de FM Approvals. Pour identifier les systèmes PV agréés FM dans RoofNav, rechercher les produits de type « couche de revêtement » et sélectionner l'option « inclut les systèmes photovoltaïques ».

Si une toiture présente un indice de propagation des flammes de classe A en l'absence de panneaux photovoltaïques, cet indice est annulé lorsque des équipements de ce type sont installés sur celle-ci.

En cas de projet d'installation sur un site assuré, transmettre les plans, les spécifications et les calculs au bureau FM le plus proche pour revue et commentaires avant de commander les matériaux. Pour plus de détails concernant les informations nécessaires, voir la section 3.8.

### 2.1 Construction et emplacement

#### 2.1.1 Vent

2.1.1.1 Concevoir tous les panneaux PV rigides installés en toiture ainsi que leurs fixations en fonction des forces de vent de base conformément à la fiche technique de prévention des sinistres 1-28 de FM, *Wind Design*. Sauf indication contraire, respecter les recommandations suivantes :

A. Utiliser les vitesses de vent nominales indiquées dans la fiche technique 1-28, *Wind Design*. Ne pas réduire la vitesse de vent nominale à celle d'une période de retour moyenne inférieure en se basant sur la durée de vie théorique des groupes.

B. Utiliser l'exposition C dans les zones non côtières, sauf si l'ensemble des conditions applicables à l'exposition B sont remplies comme indiqué dans la fiche technique 1-28. Si nécessaire, utiliser l'exposition D conformément à la fiche technique 1-28.

C. Utiliser le facteur topographique ( $K_{ZT}$ ) déterminé en appliquant la norme ASCE 7 ou les indications de la fiche technique 1-28, *Wind Design*. Pour les sites dont le terrain est relativement plat (moins de 6° ou de 10 % d'inclinaison du sol) ou indiqué sur la carte des vents (via la mention HI, par exemple), le facteur topographique  $K_{ZT}$  peut être supposé égal à 1,0.

D. Dans la mesure du possible, utiliser des ensembles toiture-panneaux PV agréés FM conformément à la norme d'agrément 4478.

E. Multiplier la force de vent de base ( $q_h$ ) par le coefficient de pression approprié pour l'élément concerné (panneau, colliers, structure, boulons, etc.). Le coefficient de pression est en partie déterminé par la surface effective au vent (SEV) retenue. La SEV varie selon que le groupe est ballasté (SEV déterminée par le facteur de partage des charges via un essai sous charge verticale [VLT]) ou fixé mécaniquement (SEV déterminée par le nombre de panneaux fixés par ancrage). Suivre les recommandations des sections 2.1.1.2 à 2.1.1.6. Les coefficients de pression utilisés doivent également tenir compte du caractère compact ou espacé des groupes PV (présence ou absence de déflecteurs d'air). Voir la figure 2.1.1.1-1.

F. Un facteur d'importance (FI) de 1,15 est recommandé pour la résistance au vent.



Figure 2.1.1.1-1. Déflecteurs d'air installés sur le côté haut des panneaux de chaque rangée (groupe compact)

2.1.1.2 Concevoir la résistance à la force du vent des groupes PV parallèles à la surface (ce qui est courant pour les toits en bac acier et les toitures à forte pente, comme celles en tuiles ou en bardeaux) et dont le bord supérieur se trouve à moins de 254 mm de la surface de la toiture en utilisant les coefficients de pression applicables aux toitures à faible pente, conformément à la fiche technique 1-28. Un facteur d'égalisation d'air ( $\gamma_A$ ) peut être appliqué conformément à la méthode de conception PV 2 de la SEAOC (2017) ou à la norme ASCE 7-22, en fonction de la distance exacte entre la surface de la toiture et le sommet des modules PV, ainsi que de l'écart entre les modules dans les deux directions.

- Lorsque la distance entre le bord supérieur du panneau PV et la partie plane de la surface du toit est inférieure ou égale à 254 mm, et que l'espace horizontal entre les panneaux est d'au moins 6 mm dans les deux directions, utiliser une valeur de 0,8 pour  $\gamma_A$ .
- Lorsque la distance entre le bord supérieur du panneau PV et la partie plane de la surface du toit est inférieure ou égale à 127 mm, et que l'espace horizontal entre les panneaux est d'au moins 19 mm dans les deux directions, utiliser une valeur de 0,6 pour  $\gamma_A$ .
- Une interpolation est acceptable.

**Lorsque les conditions énoncées ci-dessus sont remplies, le facteur de bord ( $\gamma_E$ ) appliqué aux panneaux extérieurs sur tout le périmètre du groupe peut être réduit à 1,25.** Conformément à la norme ASCE 7-22, dans cette situation,  $\gamma_E = 1,5$  ne s'applique que pour une distance de  $2h_2$  depuis le bord du panneau. Étant donné que  $h_2$  est inférieur ou égal à 254 mm, que  $2h_2$  est inférieur ou égal à 508 mm et que la largeur d'un panneau est généralement supérieure ou égale à 1,0 m, seule la moitié du panneau extérieur subit une surcharge due à l'effet de bord. Pour simplifier,  $\gamma_E = 1,25$  lorsque  $\gamma_A$  s'applique.

Voir l'Annexe C pour consulter un exemple.

2.1.1.3 Déterminer les coefficients de pression de vent requis pour les panneaux PV ballastés ou fixés en toiture via l'une des méthodes suivantes :

- A. Déterminer la résistance au vent conformément aux indications de la méthode de conception PV 2 de la SEAOC 2017 (voir la section 4.2).
- B. Déterminer la résistance au vent à l'aide des données des essais en soufflerie à couche limite (BLWT) conformément à la norme ASCE 49 ou à une norme internationale équivalente. Les entreprises et organismes habilités à réaliser des essais BLWT sont indiqués à la section 3.2.1.



1. Confier à un prestataire externe qualifié la revue du rapport d'essais BLWT.
2. Ne pas utiliser de modélisation de la mécanique des fluides numérique comme principale démonstration de la conception pour la résistance au vent.
3. Pour les grandes installations (10 000 modules et plus), confier à un prestataire externe qualifié la revue des points de conception suivants :
  - a. exactitude de l'interprétation et de l'application des données BLWT (voir la Section 3.2.1) sur le site concerné ;
  - b. structure du système pour vérifier l'adéquation de la SEV sur le site concerné.

C. Utiliser un coefficient de pression tenant compte de l'emplacement au sein du groupe PV (angle, bord ou intérieur) et de la SEV ou du partage des charges déduit de la rigidité de la structure. Réaliser un essai VLT à grande échelle pour déterminer la SEV ou le partage des charges et le coefficient de pression correspondant. Des informations supplémentaires ainsi qu'une explication des essais VLT et des procédures de test développées par le pôle de recherche de FM sont fournies à la section 3.2.3.

2.1.1.4 Installer les panneaux PV rigides agréés FM sur des toitures métalliques à joint debout au moyen de brides de fixation de joint extérieur et de colliers PV agréés FM en les considérant comme un ensemble à part entière. Les colliers doivent être adaptés au type précis de nervure à joint debout à chaque joint. Serrer les brides, les colliers et les goudjons PV conformément aux instructions du fabricant et vérifier l'étanchéité.

Sur une toiture en panneaux métalliques isolés (IMP), fixer chaque panneau PV directement à la bride supérieure de la panne en passant par l'IMP, sauf s'il existe des panneaux PV agréés FM pour les toitures IMP dont l'indice de résistance au vent convient au système envisagé. Si un panneau PV est fixé au parement supérieur de l'IMP, ce parement peut se décoller de cette dernière en cas de soulèvement par le vent.

S'assurer que les charges de vent de conception sont conformes aux recommandations de la section 2.1.1.1, 2.1.1.2 ou 2.1.1.3, selon le cas.

2.1.1.5 Installer les panneaux PV rigides ballastés sur des toitures d'une pente maximale de 2,4°. Les pentes supérieures sont déconseillées pour ce type de panneaux, car elles diminuent la résistance au frottement des forces de vent et augmentent les forces de glissement dues aux charges de gravité, ce qui réduit la résistance au vent. Utiliser le poids combiné des panneaux solaires, du matériel correspondant et des pavés en béton supplémentaires éventuellement nécessaires pour calculer la résistance aux charges du vent conformément à la section 2.1.1.1, 2.1.1.2 ou 2.1.1.3, selon le cas.

Utiliser un coefficient de frottement statique ( $\mu$ ) de 0,4 dans les calculs de conception, sauf si une valeur supérieure peut être justifiée par le concepteur (la plus petite des valeurs humide ou sèche) compte tenu des matériaux employés et des essais conformément à la norme ASTM D1894 (ou à une norme comparable en dehors des États-Unis).

2.1.1.6 Installer les panneaux PV rigides ballastés sur des toitures dont la couverture est entièrement collée.

Il n'existe aucune méthode consensuelle de conception résistante au vent pour l'installation de groupes PV ballastés sur les couvertures monocouches fixées mécaniquement, car le gonflement de ce type de couverture entre les rangées de fixations déplacera l'ensemble PV, ce qui modifiera l'orientation des panneaux et les coefficients de pression utilisés pour déterminer les charges sur les conceptions PV.

2.1.1.7 Pour les panneaux PV ballastés, utiliser des pavés en béton conformes aux spécifications de la norme ASTM C1491 et dont la résistance aux périodes de gel et de dégel a été testée conformément à la norme ASTM C1262 (qui n'inclut aucun critère de réussite ou d'échec). La perte de poids totale mesurée lors de l'essai ne doit pas dépasser 5 % du poids initial de l'échantillon. (Utiliser des normes comparables en dehors des États-Unis.)

2.1.1.8 Ne pas installer de modules PV sur des toitures comportant des granulats ou à proximité d'une toiture plus élevée qui en comporte, notamment du gravier ou un ballast en pierre de diamètre supérieur.

2.1.1.9 Fixer tous les équipements correspondants, tels que les conduits et boîtiers de jonction/raccordement, au bac ou aux éléments de structure du toit (ou les ondulateurs aux fondations en béton) comme indiqué, afin de garantir un ancrage adéquat contre les charges attendues (voir les figures 2.1.1.9-1a et b ainsi que la figure 3.2.1.1-3). Utiliser des ancrages mécaniques pouvant être fixés à l'équipement ainsi qu'au bac ou à la structure du toit. Le poids mort et la résistance au frottement qui en résulte pour la plupart des équipements n'offrent pas une résistance suffisante au soulèvement par le vent et à ses charges latérales.



Figures 2.1.1.9-1a et b. Ancrages mécaniques utilisés pour fixer les équipements au bac ou à la structure du toit

2.1.1.10 Lors de l'installation, réaliser toutes les étapes nécessaires à la fixation des panneaux PV avant la fin de la journée de travail de chaque équipe, notamment la fixation mécanique aux panneaux déjà installés et l'installation de ballast supplémentaire, le cas échéant.

2.1.1.11 Utiliser une méthode de fixation à complémentarité de forme entre les pavés en béton et les socles ou les plaques de pavage, par exemple des modèles de socles ou de plaques de pavage à fentes ou à brides (voir les figures 2.1.1.11-1 et 2.1.1.11-2).

2.1.1.12 En l'absence éventuelle de systèmes agréés FM et lorsque les charges de vent sont trop élevées pour que l'ensemble de l'installation puisse être ballasté, des systèmes hybrides (ballast et ancrages) peuvent être employés en adoptant l'une des solutions suivantes :

A. Installer des ancrages mécaniques pour la totalité du groupe. Concevoir la résistance aux charges des ancrages en tenant compte de leur surface efficace au vent et d'un facteur de sécurité de 2,0 selon le calcul des contraintes admissibles (ASD), ou de 1,25 fois le calcul des facteurs de résistance et de charge (calcul de résistance). Confier la revue de la conception à un ingénieur en génie civil.

B. Installer des ancrages mécaniques (conçus selon la méthode indiquée au point A) pour l'ensemble des modules situés dans le périmètre du groupe, et installer du ballast dans les zones intérieures si la résistance de la toiture est adéquate. Confier la revue de la conception à un ingénieur en génie civil.

C. Prévoir une distance de retrait supplémentaire entre les bords de la toiture et ceux du groupe de sorte que ce dernier se trouve dans des zones où la force du vent est moindre, et installer des ancrages (conçus selon la méthode indiquée au point A) ou du ballast en conséquence. Par exemple, les groupes dont la distance de retrait est supérieure ou égale à  $2H$  (où  $H$  = hauteur de la toiture) se trouvent dans la zone 1 ou 1', où la force du vent est bien moindre que dans la zone 3 ou 2 (voir la figure 2.1.1.12-1).

**Zone 3 (rouge) :** angle du bâtiment,  $2H \times 2H$

**Zone 2 (jaune) :** périmètre du bâtiment,  $2H$  de large entre les angles





*Figure 2.1.1.11-1. Socle à fentes*



*Figure 2.1.1.11-2. Socle à brides*

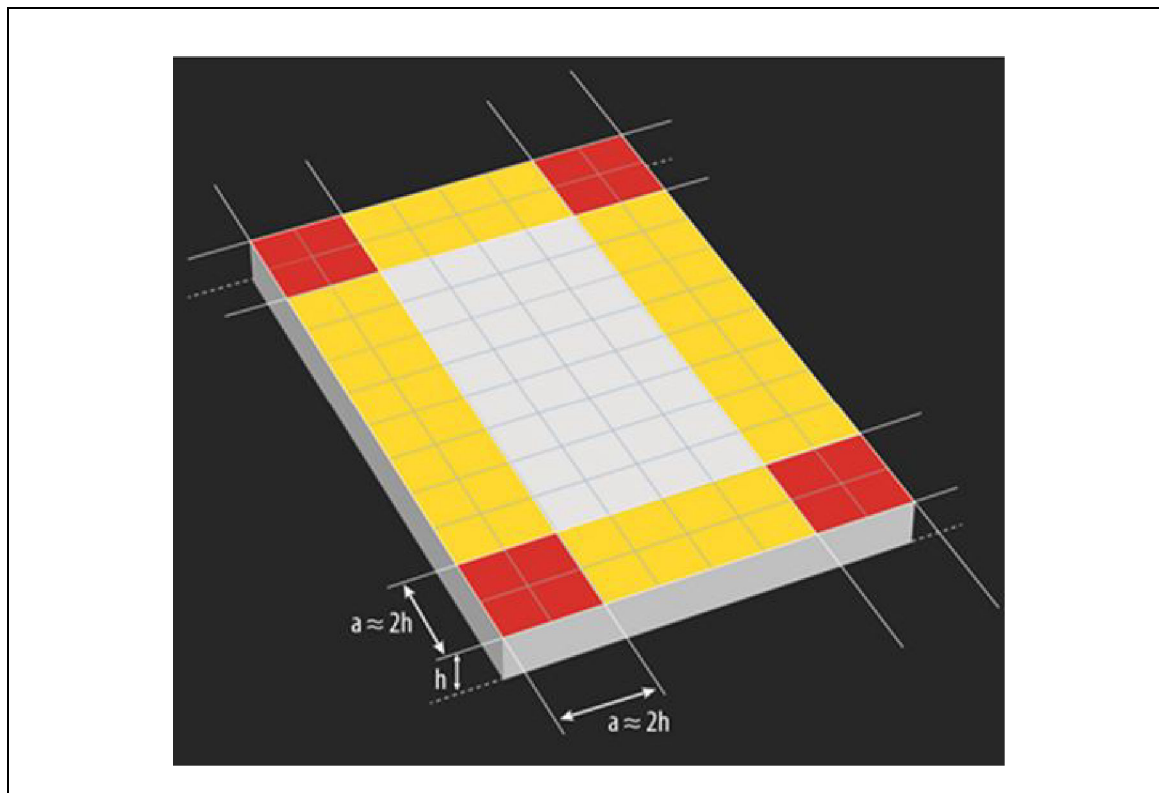


Figure 2.1.1.12-1. Zones de vent pour les panneaux PV inclinés sur les toitures à faible pente conformément à la méthode de conception PV 2 de la SEAOC 2017

**Zone 1 (blanc)** : distance supérieure à  $2H$  vers l'intérieur des zones 3 et 2

**Zone 1' (non représentée ci-dessus)** : n'existe que pour les bâtiments relativement larges (plus de  $10H$ ). Au-delà d'une distance de  $5H$  des angles du bâtiment.

## 2.1.2 Risque d'incendie et classification

Les recommandations de cette fiche technique ont pour objectif de limiter la propagation du feu dans les systèmes photovoltaïques, en tenant compte de la couverture du toit. Cette dernière (membrane, isolation et bac) et les panneaux photovoltaïques doivent donc être considérés comme faisant partie d'un même ensemble en cas d'incendie. La prise en compte de chaque composant indépendamment des autres et le fait d'ignorer les interactions au sein de l'ensemble peuvent se solder par un incendie aux proportions incontrôlables ou de grande ampleur.

En cas d'installation d'une nouvelle toiture ou de modification de la couverture en vue d'y installer un système PV, utiliser une toiture agréée FM munie d'une plaque ou d'une isolation incombustible directement sous la membrane.

2.1.2.1 Utiliser une isolation compressible incombustible (de la laine minérale, par exemple) dans les joints de dilatation (ou de construction) et autour des autres ouvertures de la toiture en cas d'installation de nouveaux panneaux PV sur des couvertures nouvelles ou actuelles. Voir la figure 2.1.2.1-1.

2.1.2.2 En cas d'installation de nouveaux panneaux PV, procéder de l'une des façons suivantes pour limiter la propagation du feu :

A. En cas d'installation préalable d'une nouvelle toiture, utiliser un ensemble toiture-panneaux PV agréé FM conformément à la norme d'agrément 4478, *Roof-Mounted Rigid Photovoltaic Module Systems*, ou 4476, *Flexible Photovoltaic Modules*, et à l'outil RoofNav.

B. Sur un toit en bac acier de classe 1A agréé FM déjà présent, mais ne faisant pas partie d'un ensemble toiture-panneaux PV agréé FM, utiliser des modules PV équipés d'une plaque en verre au niveau du châssis inférieur.

C. Sur une toiture monocouche de classe 1A agréée FM déjà présente et dotée d'une **plaque incombustible** directement sous la couverture, utiliser des modules PV équipés d'une plaque en verre au niveau du châssis inférieur **et un système de montage incombustible**.

D. Ne pas installer **de panneaux PV sur** des couvertures multicouches, indépendamment de l'agrément de FM Approvals ou de la présence d'un revêtement minéral, de gravier de toiture ou d'un autre revêtement, **en raison de la charge combustible de la couverture**.

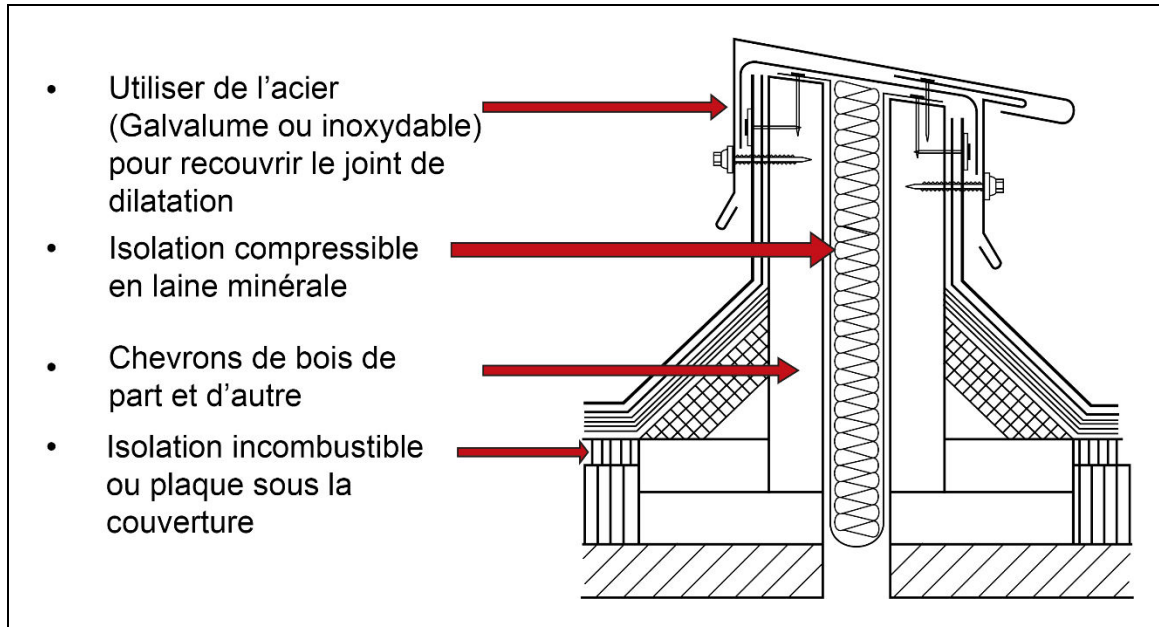


Figure 2.1.2.1-1. Caractéristiques du joint de dilatation de toiture recommandé

E. Si le bac est en bois, **vérifier qu'une barrière thermique incombustible est présente directement au-dessus**. Installer une protection sprinkleur dans le bâtiment conformément à la fiche technique de prévention des sinistres 2-0 de FM, *Guide d'installation des sprinkleurs automatiques*, et aux autres **fiches techniques spécifiques à l'activité concernée**.

F. Ne pas installer de panneaux PV sur une couverture isolée avec du polystyrène expansé ou extrudé directement sous la membrane monocouche. Si l'ensemble toiture-panneaux PV contient du polystyrène expansé ou extrudé, le remplacer ou le rénover en optant pour un ensemble agréé FM comprenant une **plaque incombustible**, et s'assurer que l'activité est protégée par sprinkleurs.

2.1.2.3 Ne pas utiliser de panneaux PV **fabriqués en matériaux composites ou en plastique**. La toiture doit conserver une résistance au feu de classe 1 ou être incombustible quant au risque d'incendie de la sous-face.

2.1.2.4 Ne pas installer de groupes PV à moins de 15 m de murs SMP (sinistre maximum possible) (voir la fiche technique 1-42, *Maximum Foreseeable Loss Limiting Factors*).

2.1.2.5 Prévoir une largeur d'allée, une séparation et une taille suffisantes comme suit :

A. Concevoir des groupes d'une taille maximale de 46 x 46 m.

B. Prévoir un espace ou une allée d'au moins 1,2 m entre chaque groupe.

C. Prévoir un espace d'au moins 1,2 m de large entre les panneaux PV et les joints de dilatation (ou de construction).

Soumettre la configuration proposée aux pompiers pour revue et validation.

2.1.2.6 Respecter une distance de séparation suffisante entre les murs et stocks combustibles extérieurs conformément à la fiche technique de prévention des sinistres 1-20 de FM, *Protection Against Exterior Fire Exposure*.

2.1.2.7 Rompre la continuité de la couverture au niveau des murs de parapet, des joints de dilatation (ou de construction) ou des joints de partitionnement. Utiliser des bandes de rive métalliques comme recommandé à la section 2.1.2.1. L'indice de propagation des flammes de la toiture est annulé lorsque la couverture est en position verticale.

2.1.2.8 Si la réglementation locale impose la présence de panneaux translucides dans les nouvelles constructions, utiliser des panneaux en verre trempé.

2.1.2.9 La résistance au feu des panneaux photovoltaïques rigides installés à plus de 0,9 m au-dessus de la couverture est jugée acceptable. Toutefois, ces panneaux surélevés créent une exposition au vent potentiellement importante et nécessitent une étude approfondie (voir la section 2.1.1 pour les critères relatifs au vent).

## 2.1.2.1 Systèmes photovoltaïques en toiture végétalisée et installations agrivoltaïques

Les systèmes en toiture végétalisée et les installations agrivoltaïques créent un risque. Du gazon, des arbustes décoratifs et des arbres sont installés en toiture dans le cadre des conceptions végétalisées. Ces toitures végétalisées sont ensuite intégrées à des systèmes PV, l'ensemble portant le nom d'agrivoltaïque. De nombreuses installations de ce type comprennent des panneaux PV installés perpendiculairement à la toiture. Cette conception permet de dégager un espace supplémentaire entre les panneaux pour la plantation, l'accès et la récolte, tout en permettant la production d'électricité.

Le cas échéant, utiliser une toiture végétalisée agréée FM. Consulter la fiche technique de prévention des sinistres 1-35 de FM, *Vegetative Roof Systems, Occupied Roof Areas and Decks*. Le cas échéant, utiliser cette fiche technique pour les installations agrivoltaïques.

Les panneaux agrivoltaïques installés perpendiculairement à la toiture introduisent généralement un risque de vent supérieur à celui des modèles parallèles. Dans certains cas, les panneaux sont surélevés pour permettre l'installation de cultures en dessous. Suivre les recommandations relatives à l'inspection et à la maintenance de la fiche technique de prévention des sinistres 1-35 de FM, *Vegetative Roof Systems, Occupied Roof Areas and Decks*.

2.1.2.10.1 Associer aux systèmes photovoltaïques ou aux installations agrivoltaïques des toitures végétalisées composées d'une couverture végétale basse et de plantes succulentes. Les plantes doivent être choisies en fonction de leur capacité de rétention d'humidité et de leur faible besoin d'entretien. Ne pas installer dans les zones exposées au risque de feu de forêt (voir la fiche technique 9-19 de FM, *Wildland Fire*).

2.1.2.10.2 Installer des systèmes végétalisés ou agrivoltaïques sur un substrat compacté d'au moins 50 à 76 mm d'épaisseur sous les plantations. (Voir la fiche technique 1-35 pour obtenir des conseils supplémentaires sur les milieux de croissance ou les sols artificiels.)

2.1.2.10.3 Ne pas utiliser de plateaux entièrement ou partiellement en plastique dans les milieux de croissance ou les sols artificiels.

2.1.2.10.4 Ne pas utiliser dans les zones exposées aux cyclones tropicaux. (Voir les fiches techniques 1-28, *Wind Design*, et 1-35 pour obtenir des conseils supplémentaires.)

2.1.2.10.5 Fixer les éléments de toiture végétalisée et les panneaux PV pour éviter que l'installation ne produise des débris transportés par le vent. (Voir la fiche technique 1-35 pour obtenir des conseils supplémentaires.)

## 2.1.3 Charges de gravité et système d'évacuation de la toiture

2.1.3.1 Installer les systèmes PV sur des toitures d'une pente minimale de 1,2°, mais inférieure aux valeurs indiquées à la section 2.1.1.5.

2.1.3.2 Prévoir une résistance aux charges de neige, y compris à la formation de congères, pour les modules PV et la toiture sur laquelle ils sont installés, conformément à la fiche technique 1-54. La résistance à la charge de gravité des modules PV agréés FM a été évaluée.

2.1.3.3 En cas de projet d'installation de systèmes PV sur une toiture déjà en place, vérifier que le poids mort de l'installation proposée ne réduit pas la résistance à la neige, à la pluie et à d'autres surcharges recommandées pour la toiture dans la fiche technique 1-54 en dessous des niveaux acceptables. Prendre en compte de 9,76 à 14,65 kg/m<sup>2</sup> (de 0,10 à 0,14 kPa) pour les modules PV et le matériel, plus le poids du ballast supplémentaire recommandé.

2.1.3.4 S'assurer que la voie d'écoulement des eaux de pluie vers le système d'évacuation en toiture est dépourvue d'obstacles pour l'ensemble des groupes PV. Effectuer des analyses conformément à la fiche technique 1-54, *Roof Loads and Drainage*.

### 2.1.4 Grêle

2.1.4.1 Utiliser des modules PV dont la résistance à la grêle (établie conformément à la norme d'agrément 4478 ou 4476 de FM) est recommandée pour les régions sujettes aux chutes de grêle, telles que définies dans la fiche technique 1-34. Voir le tableau 2.1.4.1-1.

Tableau 2.1.4.1-1. Degrés minimaux de résistance à la grêle pour les modules PV

Région sujette aux chutes de grêle	Modules rigides (FM 4478)	Modules flexibles (FM 4476)
Grêle modérée	Classe 2	MH
Grêle violente	Classe 3 ou 4	SH
Grêle très violente	Non disponible	Non disponible

### 2.1.5 Séisme

2.1.5.1 Concevoir les panneaux photovoltaïques rigides situés dans des zones sismiques caractérisées par une période de retour de 50 à 500 ans pour empêcher tout mouvement latéral au cours d'un séisme. (Voir la fiche technique 1-2 pour déterminer la période de retour de la zone sismique et obtenir plus de détails.)

Pour limiter les mouvements latéraux, prévoir une fixation au bac ou à la structure du toit autour de chaque groupe. Outre la résistance, la conception des ancrages doit tenir compte du transfert des charges directement à la charpente secondaire du toit ou à travers le bac, ainsi que de la fixation de ce dernier à la charpente secondaire.

2.1.5.2 Prévoir un excédent de câble flexible (plus de 50 mm, par exemple) entre les panneaux, les boîtiers de raccordement, les convertisseurs et les autres équipements raccordés afin de permettre leur déplacement lors d'un séisme.

Utiliser des boulons ou une autre méthode de fixation à complémentarité de forme comme requis dans le chapitre 13 de la norme ASCE 7. Ne pas considérer que la résistance au frottement dépend de la gravité. Le cas échéant, utiliser des modules PV agréés FM conformément à la norme d'agrément 4478.

Voir la section 3.1.1 pour plus d'informations.

### 2.2 Équipements électriques

2.2.1 Installer les nouveaux systèmes de production d'électricité photovoltaïque, notamment les circuits, onduleurs et contrôleurs de groupe correspondants, conformément à la norme NFPA 70, *National Electrical Code*, ou à son équivalent international, et aux instructions des pompiers.

2.2.2 Installer des onduleurs dont les fonctions de sécurité remplissent les critères suivants :

A. Fournir une protection CC contre les défauts de mise à la terre conforme à la norme UL 1741, *Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources*, ou CEI 62109, *Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques* ; et



B. Fournir une protection contre les arcs électriques conforme à la norme UL 1699B, *Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection*, ou CEI 63027, *Systèmes photovoltaïques - Détection et interruption d'arc en courant continu*.

Pour plus d'informations, voir la section 3.3.

2.2.4 Ne pas installer de câblage électrique dans la rainure du bac acier ni sur la partie plane des éléments situés au-dessus du platelage. Outre le fait qu'il constituerait une source d'ignition possible, il empêcherait l'accès pour la maintenance et les réparations, et pourrait être endommagé par les fixations mécaniques des éléments situés au-dessus du platelage.

2.2.5 Prévoir un excédent de câble flexible (plus de 50 mm, par exemple) pour le déplacement entre les panneaux, les boîtiers de raccordement, les convertisseurs et les autres équipements raccordés afin de garantir une dilatation et une contraction adéquates en cas d'importantes variations annuelles de température. Cette recommandation concerne le câblage ainsi que l'interface entre les panneaux photovoltaïques et la couverture du toit.

2.2.6 Concevoir et installer les câbles intérieurs et les jeux de barres conformément à la *fiche technique de prévention des sinistres 5-31 de FM, Cables and Bus Bars*.

2.2.7 Utiliser des panneaux PV rigides dont les critères de performance électrique sont conformes aux normes CEI/EN 61215-1, 61215-1-1 et 61215-2.

2.2.8 Utiliser des panneaux PV rigides dont les critères de sécurité électrique sont conformes à la norme CEI/EN 61730-2, *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2 : exigences pour les essais*, ou ANSI/UL 1703, *Flat Plate Photovoltaic Modules and Panels*.

## 2.3 Mise en service, exploitation et maintenance

2.3.1 Mettre en œuvre un programme de mise en service pour tous les systèmes photovoltaïques de plus de 0,5 MW. Pour les systèmes de moins de 0,5 MW, demander à l'installateur de fournir un document écrit certifiant qu'il s'est conformé aux exigences de mise en service énoncées dans cette fiche technique. La maintenance s'applique à tous les systèmes photovoltaïques, indépendamment de leur capacité.

### 2.3.1.1 Équipements mécaniques

- Mise en service : sous la supervision d'un représentant du propriétaire (interne ou externe), inspecter toutes les fixations lors de la mise en service et de l'installation afin de s'assurer qu'elles sont correctement installées et serrées. Utiliser une clé dynamométrique pour s'assurer que les fixations ont été serrées selon les valeurs de couple indiquées par le fabricant, en évitant à la fois un serrage excessif et insuffisant. S'assurer que les anomalies identifiées ont été corrigées avant la mise en service commerciale.

#### 2.3.1.1.1 Maintenance mécanique

Réaliser les opérations de maintenance mécanique suivantes :

- Un an après la date de mise en service commerciale et avant la date d'expiration de la garantie, inspecter tous les raccords mécaniques, y compris les fixations, au moyen d'une clé dynamométrique.
- Réparer ou corriger les anomalies constatées lors de l'inspection consécutive à la mise en service commerciale ou préalable à l'expiration de garantie.
- Réaliser chaque semestre des contrôles visuels des composants mécaniques afin de s'assurer que l'installation conserve son état d'origine.
- Soumettre les fixations mécaniques à un contrôle d'étanchéité tous les trois ans ou à la suite de phénomènes météorologiques extrêmes.

### 2.3.1.2 Équipements électriques

- Mise en service : sous la supervision d'un représentant du propriétaire (interne ou externe), immédiatement après la mise sous tension du système et 14 jours après celle-ci, réaliser un contrôle par thermographie infrarouge sur la partie supérieure des panneaux PV et des systèmes électriques



(connecteurs, câbles, boîtiers de raccordement, onduleurs, optimiseurs, etc.) conformément à la norme ASTM E1934. Inclure tous les raccordements en sous-face accessibles.

- Corriger tous les défauts électriques avant la mise en service commerciale.

### 2.3.1.2.1 Maintenance électrique

Réaliser les opérations de maintenance électrique suivantes :

- S'assurer via un contrôle visuel de l'absence de dommages sur l'ensemble des équipements, tous les six mois ou à la suite d'un séisme ou de phénomènes météorologiques extrêmes (foudre, tempête de vent, de grêle ou de neige, etc.).
- Vérifier via un contrôle visuel qu'aucun boîtier de raccordement ni onduleur ne présente des signes de fixation insuffisante, de corrosion, de raccordement desserré ou d'infiltration d'eau.
- Réaliser tous les trois ans un contrôle par thermographie infrarouge sur la partie supérieure des panneaux PV et des systèmes électriques (connecteurs, câbles, boîtiers de raccordement, onduleurs, optimiseurs, etc.) conformément à la norme ASTM E1934. Inclure tous les raccordements en sous-face accessibles.
- Corriger tous les défauts électriques.

2.3.2 Vérifier tous les ans l'étanchéité des ouvertures de la toiture et procéder aux réparations ou aux remplacements, le cas échéant.

2.3.3 Se reporter à la fiche technique 9-0, *Intégrité des équipements*, pour connaître les recommandations générales relatives à la mise en place d'un programme d'intégrité des équipements, comprenant notamment des programmes de maintenance et d'inspection des équipements et des systèmes.

## 2.4 Prévention des sinistres

2.4.1 Établir un plan de coordination pour la lutte incendie en collaboration avec les pompiers (voir la fiche technique 10-1 de FM, *Planification de la coordination et de l'intervention d'urgence*). S'assurer que les pompiers ont connaissance de l'accès au terrain, des escaliers d'accès au toit, des allées de groupes PV, de l'emplacement des boîtiers de raccordement et des onduleurs, ainsi que de celui des fusibles et sectionneurs correspondants. S'assurer que les pompiers savent que la couverture contribue grandement à la propagation du feu.

Pour les bâtiments de plus de 30 m de hauteur, envisager la possibilité d'installer :

- une cage d'escalier intérieure ou extérieure pour faciliter l'accès des pompiers ;
- une prise de colonne sèche sur le toit ou en haut de la cage d'escalier.

## 3.0 BASE DES RECOMMANDATIONS

### 3.1 Principes de base du fonctionnement des systèmes photovoltaïques

Les panneaux photovoltaïques sont constitués de semi-conducteurs prenant la forme de cellules de silicium câblées en série et généralement protégées par du verre trempé, un film polymère ou un matériau composite. Les modules sont reliés entre eux en série pour former des chaînes, qui sont ensuite connectées à un boîtier de raccordement pour former un groupe. Les modules au sein du groupe convertissent l'énergie solaire en courant continu (CC). Cette énergie peut être stockée sous forme de courant continu, mais elle est plus souvent convertie en courant alternatif à l'aide d'un onduleur, puis injectée dans un réseau électrique de grande taille ou, dans certains cas, utilisée directement sur site. En général, un ou plusieurs groupes/boîtiers de raccordement sont connectés à un onduleur lorsque le courant continu est converti en courant alternatif.

Le plus souvent, les panneaux PV sont installés sur le toit d'entrepôts et d'autres bâtiments ne nécessitant pas de nombreux équipements en toiture susceptibles d'ombrager les panneaux. Des allées sont souvent aménagées à l'intérieur des groupes ou entre ceux-ci pour permettre d'accéder aux équipements en toiture à des fins de maintenance ou de lutte manuelle contre le feu, et pour éviter que les panneaux ne soient ombragés par d'autres équipements, des toits plus élevés ou d'autres obstacles au rayonnement solaire. Voir la fiche technique 7-106 pour plus d'informations sur les panneaux PV installés au sol.

## 3.1.1 Questions relatives aux séismes

Les questions relatives aux charges sismiques sont quelque peu différentes de celles concernant les charges du vent. En conception sismique, l'accent est surtout mis sur les forces latérales. Les mouvements latéraux d'une ampleur limitée peuvent être tolérés du point de vue de la sécurité des personnes, et sont donc acceptables au regard des codes de construction. En revanche, les mouvements latéraux importants peuvent gravement endommager les modules PV.

Les groupes PV peuvent être suffisamment ballastés pour résister aux charges verticales du vent, qui sont plus problématiques que les charges latérales. Si la résistance au frottement provoquée par les charges de gravité (poids combiné des modules PV, de la structure et du ballast) peut augmenter la résistance aux forces latérales dues à l'accélération sismique, ces dernières dépendent en revanche du poids mort. Par conséquent, un ballast plus important que nécessaire pour assurer la résistance au vent augmente également les charges sismiques latérales.

Les charges latérales se répartissent plus efficacement au sein d'un groupe PV, tandis que la répartition des charges verticales est très localisée. L'installation d'ancrages mécaniques sur l'ensemble du périmètre d'un groupe PV est à privilégier pour limiter les dommages causés aux modules PV lors d'un séisme.

## 3.2 Résistance au vent

### 3.2.1 Essais en soufflerie à couche limite et systèmes photovoltaïques ballastés

La résistance au vent des panneaux PV installés en toiture est déterminée au moyen d'essais en soufflerie à couche limite. Il est important que les maquettes de panneaux envisagés soient aussi représentatives que possible, surtout en cas de groupes ballastés. Les valeurs suivantes doivent notamment être respectées : taille de chaque panneau, poids des panneaux et du ballast, pente des panneaux PV (voir la figure 3.2.1.1b), coefficient de frottement ( $\mu$ ) entre la surface de la toiture et la sous-face des socles ou des plaques de pavage, et taille du groupe. Les essais doivent reproduire la taille minimale des groupes envisagés, en termes de nombre de panneaux interconnectés au sein d'un groupe donné et de nombre minimal de panneaux par rangée ou colonne.

Pour que les données des essais puissent être utilisées dans diverses combinaisons de types de couvertures et de socles/plaques de pavage, des essais distincts peuvent être nécessaires afin de quantifier le coefficient de frottement entre les deux surfaces. Les essais doivent tenir compte des plaques intercalaires éventuellement présentes. Les mouvements d'un panneau étant synonymes d'échec, un coefficient de frottement statique peut être utilisé à la place de la valeur dynamique. Bien que le coefficient de frottement entre surfaces mouillées donne souvent une valeur inférieure, les données d'essai montrent que dans certains cas, la valeur sur surfaces sèches est inférieure.

Les essais doivent être réalisés en soufflerie à couche limite et non aéronautique. Bien que les deux présentent des similitudes, les souffleries à couche limite simulent la circulation du vent vers un bâtiment en prévoyant des obstacles entre l'entrée du vent dans la soufflerie et la maquette du bâtiment. En général, une exposition C ou un terrain ouvert est simulé. Le bâtiment simulé prend généralement la forme d'un objet plat et rigide. Le vent peut ainsi heurter le mur du modèle, passer au-dessus et créer des turbulences et des vortex provoquant des forces de soulèvement plus élevées au-dessus de la toiture, en particulier dans le périmètre et les angles. Cet effet réaliste n'est pas reproduit dans une soufflerie aéronautique.

Même dans une soufflerie à couche limite, les effets de la pression interne du bâtiment et de l'éventuel mouvement vertical de la couverture ne sont pas simulés. Les maquettes de bâtiments utilisées lors d'un essai en soufflerie à couche limite sont très rigides et ne reproduisent pas le comportement d'une couverture fixée mécaniquement (voir la figure 3.2.1.1a), qui peut se soulever en cas d'exposition au vent. Ce type de mouvement vertical de la couverture peut augmenter les coefficients de traînée et de portance applicables aux modules PV, et invalider les résultats de l'essai en soufflerie à couche limite. Ces derniers sont plus fiables lorsque la couverture est entièrement collée. Les panneaux PV installés sur une couverture fixée mécaniquement doivent également être fixés mécaniquement.

Si les souffleries aéronautiques sont nombreuses, ce n'est pas le cas des souffleries à couche limite. Voici les sites qui en sont équipés :

- Colorado State University (CSU), États-Unis
- Western University (anciennement University of Western Ontario, ou UWO), Canada

- Cermak Peterka Petersen (CPP), États-Unis et Australie
- Rowan, Williams, Davies and Irwin, Inc. (RWDI), Canada
- I.F.I. (Institut für Industrieaerodynamik), Allemagne
- FORCE Technology, Europe
- University of California, États-Unis
- University of Maryland, États-Unis
- University of Minnesota, États-Unis
- Concordia University, Canada
- Peutz Ltd, Pays-Bas

A. Les estimations expérimentales de la charge du vent sur les panneaux solaires installés en toiture **non réalisées sur l'un des sites répertoriés ci-dessus** peuvent être inexactes pour les raisons suivantes :

1. Les expériences ont été menées sans tenir compte de l'effet du bâtiment sur les panneaux solaires, par exemple en cas d'essai en soufflerie aéronautique, utilisée pour tester les voitures et les avions. Les souffleries de ce type produisent un vent régulier à une vitesse constante, avec des turbulences de très faible intensité ( $\leq 0,5 \%$ ). Pour étudier la charge du vent sur les panneaux solaires installés en toiture, il est nécessaire de réaliser les essais dans une soufflerie à couche limite, qui simule du vent en rafales et des turbulences de forte intensité ( $\leq 10 \%$ ). Les essais en soufflerie doivent aussi être effectués conformément au document de l'ASCE intitulé Wind Tunnel Studies of Buildings and Other Structures.
2. Les expériences n'ont été menées que pour une seule direction de vent. Tout comme la toiture elle-même, les panneaux solaires inclinés peuvent subir une charge importante du fait des vents tournants.

B. Les estimations de la charge du vent sur les panneaux solaires installés en toiture obtenues uniquement par le biais de simulations de la mécanique des fluides numérique sont déconseillées par l'ASCE et peuvent être inexactes pour les raisons suivantes :

1. Les simulations ont été réalisées sans tenir compte de l'effet du bâtiment sur les panneaux solaires.
2. Aucune simulation de la mécanique des fluides numérique n'a à ce jour été validée de manière écrite ou au moyen d'essais en soufflerie à couche limite.

### 3.2.1.1 Renforcement du ballast ou des fixations autour des ouvertures et des allées

Des allées sont souvent aménagées autour des équipements installés en toiture ou entre les groupes pour permettre l'accès à des fins de maintenance ou de lutte manuelle contre le feu. Elles interrompent la continuité de l'interconnexion entre les panneaux. La répartition de la charge du vent s'en trouve réduite, tout comme l'effet de protection contre le vent que les panneaux extérieurs du groupe apportent à ceux plus éloignés des allées. Pour en tenir compte, un ballast ou des fixations supplémentaires (généralement 50 % en plus) doivent être installés pour les panneaux situés à proximité immédiate des ouvertures.



*Figure 3.2.1.1-1. Gonflement d'une couverture fixée mécaniquement en cas d'exposition à la pression du vent*



*Figure 3.2.1.1-2. Panneaux solaires à forte pente ou dépourvus de déflecteurs d'air subissant plus fortement les effets du vent*



Figure 3.2.1.1-3. Équipement non fixé à la structure du toit

## 3.2.2 Systèmes PV fixés à des toitures à joint debout (SSR)

Les panneaux PV rigides peuvent être fixés mécaniquement aux toitures à joint debout et être agréés FM conformément à la norme d'agrément 4478. Voir la fiche technique 1-31 pour obtenir de plus amples informations sur les toitures à joint debout. Les panneaux des toitures à joint debout sont fixés aux clips internes, qui sont pré-fixés au niveau des nervures du bac à chaque panne en acier ou à un support continu. Le calcul de la résistance au vent d'une toiture à joint debout considère que la charge du vent est répartie uniformément entre chaque clip interne. Les panneaux PV sont fixés aux nervures du bac au moyen de brides de fixation de joint extérieur comme celles utilisées pour renforcer la résistance au vent des toitures à joint debout (voir les figures 3.2.2-1 et 3.2.2-2). Ces brides ne pénètrent pas dans le joint. Une bride doit être installée dans chaque nervure à joint debout près des extrémités des pentes descendante et ascendante des panneaux PV. À défaut, la charge du vent transférée par les modules PV peut 1) déformer les nervures du bac, ou 2) rompre le clip interne et les vis fixant le clip à la semelle supérieure de la panne. L'espacement des brides de fixation peut varier d'environ 0,3 à 1,0 m<sup>2</sup> par bride, selon l'espacement des nervures et la distance entre les clips internes le long des joints du bac. Il est important que chaque bride de fixation soit conçue pour s'adapter au type de joint précis de la toiture. Voir l'Annexe C pour consulter un exemple de problème.





Figure 3.2.2-1. Panneaux solaires fixés à une toiture à joint debout au moyen de brides de fixation de joint extérieur



Figure 3.2.2-2. Configuration non acceptable sauf essais spécifiques et obtention de l'agrément FM : bride de fixation absente de la nervure sous le milieu du bord d'un panneau extérieur

### 3.2.3 Surface effective au vent (SEV)

La surface effective au vent (SEV) est la surface d'un élément donné d'un ensemble sur laquelle la charge du vent est répartie ou partagée. Pour une fixation, on peut considérer qu'elle correspond à la surface couverte par cette fixation.



Pour les groupes PV ballastés, il est parfois compliqué de déterminer la SEV pour évaluer le soulèvement par le vent, car elle dépend du poids du ballast installé et de la résistance de la structure du système PV. Il est essentiel de faire preuve de précision. Quand la SEV augmente, le coefficient de pression du vent diminue. L'utilisation d'une SEV trop étendue dans les calculs de conception se traduira par une résistance au vent insuffisante. La SEV d'un groupe ballasté varie en fonction de l'emplacement du module au sein du groupe (angle, bord ou intérieur) ainsi que de la rigidité du matériel ou de la structure qui relie les modules. La SEV peut être déterminée via l'une des méthodes suivantes :

A. analyse par éléments finis du matériel ou de la structure (voir la section 3.2.3.1) ;

B. essai VLT à grande échelle comme indiqué ci-dessous.

Les montants de la structure destinés aux groupes PV installés en toiture varient en termes de rigidité. Des essais VLT doivent être réalisés pour quantifier la capacité du groupe à partager les charges de soulèvement par le vent. Les résultats de ces essais doivent tenir compte à la fois a) du moment où la rupture ou la déformation permanente se produit, et b) du moment où le déplacement vertical devient excessif. Si le déplacement est excessif, le groupe PV risque de ne plus être représenté de manière fidèle par le modèle en soufflerie et les coefficients de pression correspondants. Ce déplacement peut également annuler la capacité des déflecteurs d'air à réduire les forces de soulèvement.

Le pôle de recherche de FM a mis au point une procédure VLT pour estimer le facteur de partage des charges (LSF) d'un groupe PV ballasté en toiture. Le facteur LSF peut ensuite être utilisé avec la surface effective au vent (SEV) pour déterminer les charges du vent, puis le poids du ballast nécessaire pour fixer les groupes de panneaux PV installés en toiture. La connaissance du facteur LSF est essentielle pour évaluer les charges sur le groupe PV et le poids du ballast requis pour y résister.

Lorsqu'aucun essai VLT acceptable et valide ne peut être produit par le concepteur, cette procédure VLT peut servir à tester un groupe proposé.

Les étapes de l'estimation du facteur LSF sont les suivantes :

1. Le groupe choisi pour l'essai doit refléter fidèlement la configuration de la structure et du ballast de l'installation. Les résultats d'un grand groupe ne peuvent pas être appliqués à un groupe comprenant moins de panneaux dans une ou plusieurs directions.
2. L'essai VLT doit s'appliquer aux panneaux situés aux angles, aux bords et à l'intérieur du groupe. Tous les angles et bords non symétriques doivent être testés. Les charges doivent être appliquées à un panneau à la fois (afin de représenter la SEV la plus petite et les coefficients de pression les plus élevés).
3. Les essais doivent être réalisés avec le ballast maximal prévu pour le groupe PV (déterminé par le fabricant lors de la conception). À défaut, l'essai peut être réalisé sans ballast. La SEV déterminée sert à établir le poids maximal du ballast, conformément aux calculs de la charge du vent dans la méthode de conception PV 2 de la SEAOC ou au rapport de soufflerie. La valeur obtenue peut ensuite être utilisée comme poids maximal du ballast dans l'essai réel.
4. Une charge de soulèvement doit être appliquée aux panneaux aux quatre emplacements indiqués dans la figure 3.2.3-1. Deux emplacements doivent être utilisés sur chaque côté long (indiqué par les cercles rouges ci-dessous). Les fixations le long du panneau doivent être symétriques. Les déplacements provoqués par le soulèvement (représentés par les triangles verts) doivent être mesurés au milieu du panneau et aux deux bords, puis il faut calculer la moyenne des trois. Ces emplacements sont déterminés en utilisant une valeur  $L_s$  égale à la distance entre les points de fixation du panneau PV au cadre, et une valeur  $b$  égale à la distance entre chaque point chargé et le centre du côté long du panneau, de sorte que  $b = L_s/6$ . Le panneau doit ensuite être soulevé par paliers verticaux progressifs (d'environ 2,5 mm). Cette méthode permet d'obtenir une courbe régulière de la charge de soulèvement en fonction du déplacement vertical.
5. La charge verticale appliquée en fonction du déplacement moyen des trois points (triangles verts dans la figure 3.2.3-1) doit être tracée (exemple ci-dessous).

La figure 3.2.3-3 indique la capacité de charge structurelle ( $F_{m0}$ ) via la courbe de déplacement et la méthode bilinéaire. Le déplacement lié à cette charge correspond au déplacement maximal admissible.

6. Le facteur LSF doit être déterminé via la méthode bilinéaire (figure 3.2.3-3).

$$LSF = F_m/W$$

$F_m$  = charge verticale maximale à la limite de déplacement par soulèvement (UDL)

UDL = plus petite valeur entre la « limite de déplacement structurel (SDL) à  $F_{m0}$  » et la « limite de déplacement vertical aérodynamique (AVDL) à  $F_{m1}$  »

$W$  = poids total (panneau chargé + éléments de structure + ballast)

La valeur  $F_m$  correspond à la charge verticale maximale appliquée correspondant à la limite supérieure de déplacement.

La limite de déplacement structurel correspond à la capacité de charge verticale ( $F_m$ ), qui ne doit pas provoquer de déformation ou de dommages structurels (gauchissement, flambement ou rupture fragile) d'un des composants mécaniques PV du groupe.

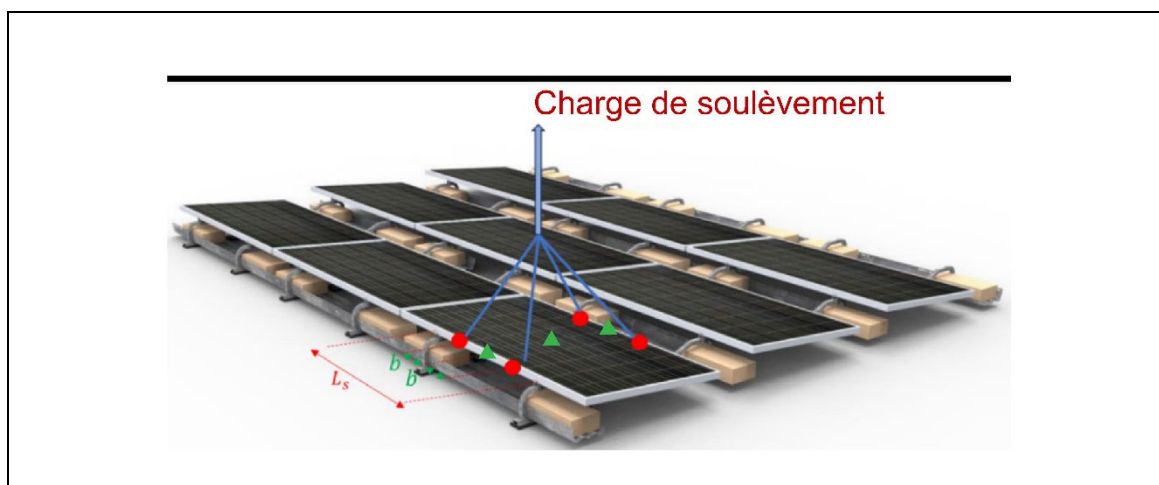


Figure 3.2.3-1. Exemple de conditions de charge d'un panneau d'angle, dans lequel  $L_s$  est la distance entre les fixations du panneau au cadre PV et  $b = L_s/6$

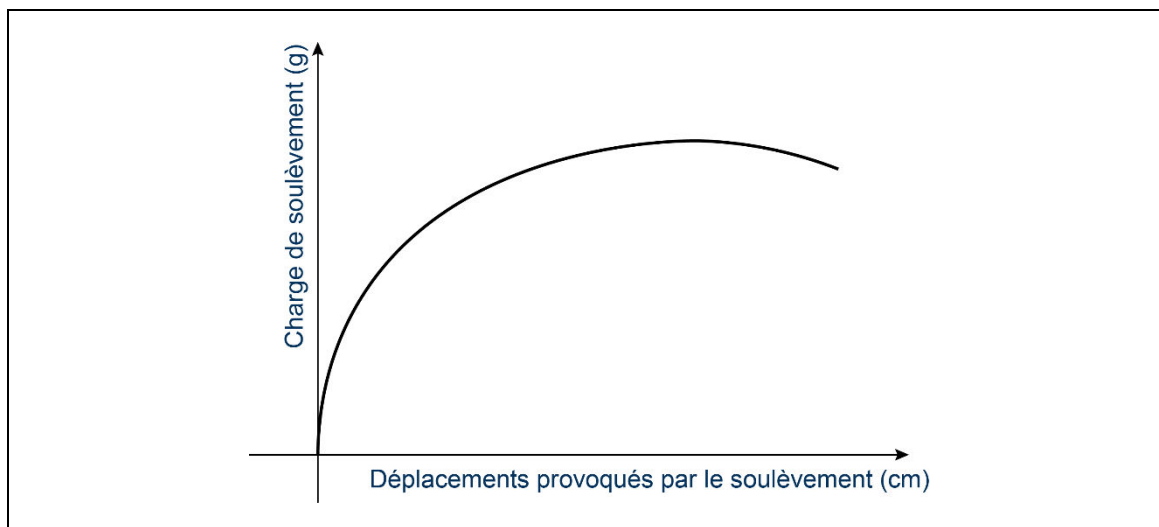


Figure 3.2.3-2. Courbes hypothétiques charge-déplacement obtenues dans le cadre de la procédure VLT

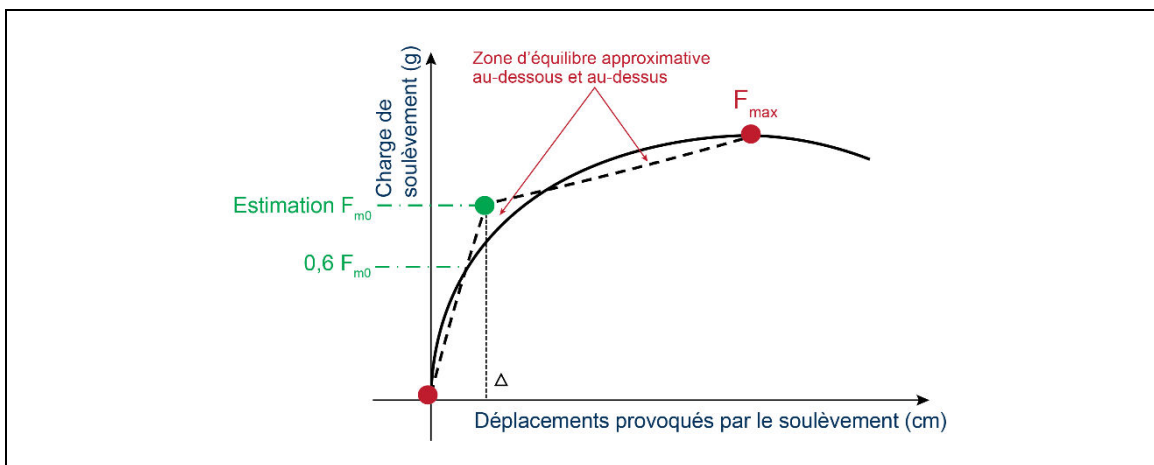


Figure 3.2.3-3. Capacité de charge structurelle identifiée au moyen de la méthode bilinéaire

Concernant la limite de déplacement structurel, les données d'essai doivent démontrer qu'aucune fixation ne présente de dommages visuels ou de déformation jusqu'à la charge de soulèvement  $F_m$ . De plus, la charge à la limite de déplacement ne doit pas être supérieure à quatre fois la limite de déplacement (c'est-à-dire le point de déformation permanente sous contrainte). Une charge de soulèvement inférieure doit sinon être retenue.

La limite de déplacement du groupe ne doit pas dépasser la limite de déplacement vertical aérodynamique, et doit être déterminée par un essai en soufflerie. Cette mesure peut être utilisée pour déterminer la charge de soulèvement pour cette limite.

La charge maximale de vent dans la conception d'un système PV donné ne doit pas dépasser la valeur  $F_m$  indiquée ci-dessus.

Plus le ballast est lourd, plus le facteur LSF diminue (ce qui explique pourquoi l'essai VLT doit être réalisé avec le ballast maximal prévu pour le groupe). Les contraintes résultant du poids maximal du ballast produiront les défaillances évoquées ci-dessus à des charges inférieures.

Le déplacement au sein d'un groupe ne doit pas dépasser la limite de déplacement vertical aérodynamique (AVDL). La valeur AVDL a été proposée par les consultants de la soufflerie RWDI sur la base de plusieurs essais en soufflerie à couche limite réalisés avec différentes configurations des panneaux et plusieurs angles d'inclinaison. Elle peut servir à évaluer la charge de soulèvement pour la limite  $F_{m1}$  sur la courbe charge-déplacement. Toutefois, la valeur AVDL de différents systèmes PV doit être déterminée par un essai en soufflerie à couche limite. Par conséquent, elle peut différer des valeurs proposées mentionnées ci-dessus.

### 3.2.3.1 Analyse par éléments finis

L'ingénieur en génie civil peut s'appuyer sur une analyse par éléments finis pour établir les courbes de capacité structurelle du groupe PV ballasté selon différents poids de ballast applicables (pour lesquels le groupe PV est généralement conçu). La zone tributaire peut être déterminée à partir de l'intersection de la courbe de capacité structurelle et de la charge de vent de conception (qui peut être calculée selon la méthode de conception PV 2 de la SEAOC). La surface effective au vent est censée correspondre à la zone tributaire. Les étapes suivantes expliquent la procédure de calcul de la courbe de capacité structurelle.

Étape 1 : Identifier les zones de charge déterminantes (c'est-à-dire les angles, les bords et l'intérieur du groupe PV).

Étape 2 : Pour chaque zone de charge, définir les scénarios de charge déterminants pouvant donner lieu à la résistance ou à la capacité structurelle la plus faible (par exemple, un panneau chargé, deux panneaux chargés, trois panneaux chargés, etc.).

Étape 3 : Pour chaque zone de charge, réaliser une analyse non linéaire par éléments finis du groupe PV pour chaque scénario de charge et poids de ballast, en prenant en compte une charge de vent uniforme sur chaque panneau, des conditions aux limites applicables et les matériaux du groupe PV tel qu'il a été construit. Lors de l'analyse, augmenter la charge du vent jusqu'à ce que le système atteigne un critère de défaillance tel qu'une déformation permanente ou un déplacement maximal par soulèvement d'une partie du groupe PV.

Étape 4 : Pour chaque zone de charge, tracer les charges de vent (issues de l'analyse) des différents scénarios de charge (nombre de panneaux chargés) pour chaque poids de ballast. Répéter l'opération et ajouter les courbes de tous les autres poids de ballast sur le même tracé. Le tracé obtenu correspond à la courbe de capacité de la zone de charge applicable.

Étape 5 : Répéter les étapes 2 à 5 et obtenir les courbes de capacité structurelle de toutes les zones de charge déterminantes.

Les informations ci-dessus sont destinées à l'ingénieur en génie civil, qui doit vérifier que cette procédure a été suivie. La revue détaillée ne peut pas être confiée à un ingénieur-conseil.

## 3.2.4 Granulats en toiture

Les granulats présents sur une toiture équipée de modules PV peuvent former des débris transportés par le vent, susceptibles d'endommager les panneaux PV. L'installation de socles ou plaques de pavage de panneaux PV ballastés directement sur les granulats de la toiture peut nuire à la résistance au glissement des groupes. Un ballast continu sur l'ensemble de la couverture, composé de pavés en béton et conçu conformément à la fiche technique 1-29, *Roof Deck Securement and Above-Deck Roof Components*, est acceptable si des pavés en béton d'un poids suffisant sont installés sur les socles ou plaques de pavage pour assurer la résistance au vent des panneaux solaires.

## 3.3 Incendies et sources d'ignition électriques

### 3.3.1 Protection contre les défauts de mise à la terre

Aux États-Unis, la protection inadéquate contre les défauts de mise à la terre est à l'origine de nombreux départs de feu dans les groupes PV installés en toiture. En général, ces installations comportent des conducteurs délibérément mis à la terre, mais leur système de détection des défauts est conçu pour les conducteurs non mis à la terre. Cette conception se fonde sur des hypothèses prudentes en matière de courant de fuite afin d'éviter les déclenchements intempestifs. Les systèmes actuels de détection des défauts de mise à la terre emploient toutefois des fusibles d'une sensibilité insuffisante, qui empêchent de détecter certains défauts. Les systèmes de ce type se sont généralisés ces dernières années, et à mesure qu'ils vieillissent, la fréquence des départs de feu provoqués par un défaut de mise à la terre pourrait augmenter.

Les incendies d'origine électrique sont courants dans les groupes solaires installés en toiture. La présence d'une couverture et d'une isolation combustibles augmente le risque. De plus, en cas d'incendie en toiture, la présence de panneaux PV aggrave la propagation du feu en raison du rayonnement de chaleur et de la déviation des flammes par les panneaux. Le respect des recommandations relatives à l'électricité de ce document permet de réduire, mais non d'éliminer, le risque d'incendie.

L'objectif est d'identifier un premier défaut de mise à la terre avant le deuxième. Les sinistres recensés récemment montrent que les dispositifs classiques de protection contre les défauts de ce type, qui utilisent des fusibles conformément aux anciennes versions de l'article 690 de la norme NEC, présentent une sensibilité insuffisante et peuvent empêcher la détection du premier défaut de mise à la terre. En cas de deuxième défaut, l'énergie produite peut alors suffire à provoquer un départ de feu en toiture.

La norme NEC 2017 impose de réduire la tension du groupe au moyen d'une fonction communément appelée « coupure rapide au niveau des modules ». L'objectif est de réduire la tension du groupe en cas d'urgence ou de maintenance générale. La solution la plus répandue pour ce faire consiste à utiliser des composants électroniques tels que des optimiseurs de courant continu.

Outre les défauts de mise à la terre, ces composants peuvent détecter les arcs électriques. Les dispositifs d'électronique de puissance n'utilisent pas de fusibles pour la protection contre les défauts de mise à la terre.

### 3.3.2 Prévention des incendies dus aux défauts de mise à la terre en courant continu dans les groupes PV

Un défaut de mise à la terre sur une chaîne de modules est un court-circuit accidentel au niveau de la mise à la terre ou d'un ou de plusieurs conducteurs soumis à un courant supérieur à ce qu'ils sont dimensionnés à supporter. Dans les groupes PV, les défauts de mise à la terre constituent des problèmes de sécurité, car ils peuvent générer des arcs CC au point de défaillance sur leur trajet, endommager l'isolation environnante et créer des risques d'incendie. Le risque d'incendie augmente considérablement si un deuxième défaut de mise à la terre se produit. Les défauts de mise à la terre en courant continu sont fréquents dans les systèmes PV et peuvent avoir différentes causes :

- A. Défaut d'isolation des câbles (par exemple, un animal qui ronge l'isolation et provoque un défaut de mise à la terre)
- B. Court-circuit ponctuel entre le conducteur normal et la terre (par exemple, un câble dans un boîtier de jonction PV qui entre accidentellement en contact avec un conducteur mis à la terre)
- C. Défauts de mise à la terre dans les modules PV (par exemple, un court-circuit entre une cellule solaire et les cadres de modules mis à la terre en raison d'une gaine détériorée, de dommages provoqués par des chocs ou d'une corrosion due à l'eau dans le panneau PV)
- D. Abrasion de l'isolation d'un câble lors de l'installation ou en raison du mouvement thermique des composants

Pour protéger correctement les groupes PV contre les dommages dus aux défauts de mise à la terre et les risques d'incendie qui en résultent, l'article 690.5(A) de la norme NFPA 70, National Electrical Code, spécifie que le contrôleur permanent d'isolement doit être capable de détecter un courant de défaut de mise à la terre, de le couper et de le signaler. Des expériences dans le secteur montrent que, dans certains cas, le premier défaut de mise à la terre n'est pas détecté par le contrôleur permanent d'isolement dans sa conception actuelle (tel qu'un fusible dans l'électrode de mise à la terre). Un deuxième défaut de mise à la terre se produit alors, augmentant encore le courant de défaut dans la chaîne, ce qui provoque des départs de feu.

### 3.4 Propagation du feu dans les groupes PV installés en toiture

La présence de groupes PV augmente considérablement le risque de propagation du feu en toiture, même lorsque les panneaux solaires sont dépourvus de composants combustibles. L'un des scénarios les plus courants est un départ de feu en toiture provoqué par les câbles électriques d'un groupe PV. La hauteur potentielle des flammes dépend en grande partie du type de la couverture et de l'isolation situées immédiatement sous le groupe. Si la présence de panneaux solaires peut modifier l'attraction de l'air de combustion vers le feu, elle ne réduit pas les flammes, mais les redirige du foyer **vers la couverture**.

Les panneaux solaires contenant de la mousse plastique sont rares et ne modifient pas la résistance au feu (risque d'incendie en sous-face) des bacs en béton, en plâtre, en béton léger isolant ou des bacs acier de classe 1A dotés d'une plaque. Si un doute existe concernant le maintien de la résistance au feu de classe 1 d'un bac acier, il faut considérer qu'il est de classe 2 pour évaluer la nécessité d'installer des sprinklers sous le bac ou le sinistre maximum possible. Une inquiétude peut subsister concernant le risque de feu externe.

Des produits innovants sont régulièrement commercialisés pour répondre à la demande. Par exemple, de nouveaux panneaux photovoltaïques plus légers permettent de réduire les contraintes sur la charpente. Il devient ainsi possible d'installer davantage de panneaux solaires sur les toitures dont la tolérance aux charges permanentes supplémentaires est limitée. Étant donné que la plupart de ces panneaux légers comportent davantage de polymères en plastique, la quantité totale de plastique dans les panneaux augmente, mais la réduction du poids multiplie les possibilités d'installation.

Les modules photovoltaïques à couche mince sont de plus en plus répandus. Ces produits sont extrêmement fins et légers. La plupart d'entre eux sont directement collés à la couverture et contribuent ainsi à limiter le flux thermique redirigé vers la couverture. Les incendies alimentés par des panneaux photovoltaïques à couche mince sont censés brûler conformément à la résistance au feu la plus basse de la toiture ou du produit photovoltaïque (par exemple, si un module PV de classe C est installé sur une toiture de classe A, l'incendie est censé se comporter comme sur une toiture de classe C). La méthode de collage des modules à la toiture peut aussi introduire une exposition au vent.

Les composants des types de panneaux PV rigides plus courants (tels que les cadres en plastique, les châssis inférieurs et les adhésifs) peuvent s'enflammer et renvoyer une chaleur rayonnante vers la couverture et l'isolation. La propagation du feu est alors nettement plus importante que sur la toiture seule. Ne sont donc acceptables que des toitures bien spécifiques en termes de propagation du feu pour l'installation de panneaux PV.

Les allées entre les groupes PV peuvent être utilisées par les pompiers pour ventiler un incendie à l'intérieur du bâtiment. Ceux-ci peuvent également recourir à des ventilateurs d'extraction mécanique manuels pour ventiler un incendie propre à l'activité. Les allées ont déjà été utilisées par des pompiers pour limiter la propagation du feu en toiture, en creusant des tranchées dans les éléments situés au-dessus du platelage jusqu'au sommet du bac pour interrompre la continuité de la charge combustible de ces éléments.

L'essai décrit dans la norme ASTM E108 permet de tester les couvertures et leur potentiel de propagation des flammes en surface. Les méthodes d'essai mesurent la propagation des flammes à la surface et la capacité du matériau ou de la couverture à résister à la pénétration du feu de l'extérieur vers la sous-face d'un bac en cas d'exposition. L'essai précise également les critères permettant de déterminer si la couverture provoquera ou non l'envol des matériaux enflammés, appelés "brandons". À l'issue de cet essai, la résistance au feu des couvertures peut être de classe A, B ou C.

L'essai de la norme d'agrément 4478 de FM sert à évaluer les systèmes toiture-panneaux PV. Il repose sur un essai E108 modifié pour inclure la couverture et le panneau PV (autrement dit, le système toiture-panneaux PV). Le panneau PV et la couverture sont placés à l'extrémité de départ de l'appareil de test comme ensemble à part entière. Cette configuration permet à l'incendie provoqué par le vent de toucher simultanément la couverture et le panneau. FM utilise également l'appareil de test décrit dans la norme ASTM E108 pour évaluer les modules photovoltaïques à l'aune de sa norme d'agrément 4476, *Approval Standard for Flexible Photovoltaic Modules*.

### 3.5 Effondrement

Des recommandations supplémentaires sont disponibles dans la fiche technique de prévention des sinistres 1-54 de FM, *Roof Loads and Drainage*.

### 3.6 Résistance à la grêle

La résistance à la grêle des panneaux PV rigides doit être déterminée par jet de grêlons conformément à la norme d'agrément 4478. La résistance à la grêle des panneaux PV flexibles doit être déterminée par jet de billes d'acier conformément à la norme d'agrément 4476.

Un impact de grêlons plus important que celui auquel les panneaux ont résisté dans le cadre des essais peut gravement les endommager.

### 3.7 Installations PV flexibles

À l'heure actuelle, aucun type de panneau solaire flexible et collé à la toiture n'est agréé FM. Les panneaux solaires flexibles fixés uniquement sur leurs bords ne répartissent pas uniformément la charge du vent sur la couverture à laquelle ils sont collés.

### 3.8 Informations nécessaires dans le cadre de la revue des plans par FM

Cette section répertorie les informations et les documents requis par FM pour procéder à la revue des plans.

#### Incendie

1. La couverture actuelle sera-t-elle conservée ? Si oui, indiquer le type de couverture, le type d'isolation ou de plaque située immédiatement sous la couverture et si la couverture est entièrement collée à celle-ci ou non. Fournir un schéma du joint de dilatation (ou de construction) précisant son type d'isolation en tenant compte de la section 2.1.2.1.
2. En cas de projet de nouvelle couverture, transmettre l'ensemble des informations sur la couverture, l'isolation, les plaques et les méthodes de fixation, ainsi qu'une description du joint de dilatation (ou de construction) en tenant compte des sections 2.1.2.1 et 2.1.2.2.



### Vent

1. Rapport d'essais en soufflerie à couche limite
2. Revue externe du rapport d'essais en soufflerie à couche limite afin de confirmer que les charges du vent présentées dans le rapport sont conformes aux normes ASCE 7-22 [1]/SEAOC-PV2 [2] et ASCE 49-12 [3] pour l'utilisation prévue.
3. Essai de la résistance du système PV aux forces de soulèvement par le vent indiquant la capacité limite de tous les composants et raccords inclus dans l'essai. La plupart des essais de ce type sont réalisés conformément à la norme UL 2703 [4].
4. Essai VLT permettant de déterminer la surface effective au vent (SEV) des systèmes ballastés
5. En cas d'informations manquantes dans le rapport d'essais en soufflerie, utiliser les recommandations de la méthode de conception PV 2 de la SEAOC et de la norme ASCE 7-22.
6. Les informations suivantes, propres à l'installation et aux calculs de conception, doivent être transmises (la plupart de ces points sont généralement disponibles dans la feuille de calcul de synthèse de l'installation, qui doit également être jointe) :
  - configuration des groupes et distances de retrait ;
  - dimensions de la zone ;
  - dimensions, hauteur et pente de la toiture du bâtiment ;
  - zonage des panneaux ;
  - facteurs de zone des panneaux, le cas échéant (angle, bord, intérieur) ;
  - facteurs de bord des panneaux ;
  - facteurs de hauteur du parapet ;
  - surface effective au vent ;
  - coefficients de pression sur chaque panneau ;
  - charges du vent sur chaque panneau ;
  - charges à appliquer sur chaque panneau (combinaisons de charges) ;
  - configuration des ancrages/ballasts ;
  - charges à appliquer sur les ancrages, les ballasts et toute autre fixation sur la chaîne de charges ;
  - documents de conception démontrant que tous les éléments PV (notamment le cadre, les fixations et les ancrages) peuvent fournir un facteur de sécurité supérieur ou égal à 2,0 ;
  - période de retour moyenne de 100 ans de la vitesse de vent ;
  - facteur d'importance ;
  - pente des panneaux PV ;
  - espaces entre les panneaux et entre les rangées ;
  - hauteur des panneaux PV aux points les plus hauts et les plus bas de la toiture ;
  - longueur de corde des panneaux ;
  - largeur des panneaux ;
  - orientation des panneaux.

## 4.0 RÉFÉRENCES

### 4.1 FM

Fiche technique 1-2, *Earthquakes*  
Fiche technique 1-20, *Protection Against Exterior Fire Exposure*  
Fiche technique 1-28, *Wind Design*  
Fiche technique 1-29, *Roof Deck Securement and Above-Deck Roof Components*  
Fiche technique 1-31, *Panel Roof Systems*  
Fiche technique 1-34, *Hail Damage*  
Fiche technique 1-42, *Maximum Foreseeable Loss Limiting Factors*  
Fiche technique 1-54, *Roof Loads and Drainage*  
Fiche technique 5-11, *Lightning and Surge Protection for Electrical Systems*  
Fiche technique 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*  
Fiche technique 5-20, *Electrical Testing* ;  
Fiche technique 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*  
Fiche technique 7-106, *Ground-Mounted Solar Photovoltaic Power*

Norme d'agrément FM 4476, *Approval Standard for Flexible Photovoltaic Modules*

Norme d'agrément FM 4478, *Approval Standard for Rigid Photovoltaic Modules*, décembre 2016

Norme ANSI/FM 4473, *Test Standard for Impact Testing of Rigid Roofing Material by Impact Testing with Freezer Ice Balls*

*Guide des produits agréés FM*, section « Building Materials », une ressource en ligne de FM Approvals

RoofNav, une ressource en ligne de FM Approvals destinée aux professionnels des toitures

## 4.2 Autres

American Society of Civil Engineers (ASCE). *Minimum Design Loads for Buildings and Associated Criteria*. ASCE 7, 2022.

American Society of Civil Engineers (ASCE). *Wind Tunnel Studies of Buildings and Other Structures. Manual of Practice 67*.

American Society of Civil Engineers (ASCE). *Wind Tunnel Testing for Buildings and Other Structures*. ASCE 49.

ASTM International. *Standard Specification for Concrete Roof Pavers*. ASTM C1491-11.

ASTM International. *Standard Test Method for Evaluating the Freeze-Thaw Durability of Dry-Cast Segmental Retaining Wall Units and Related Concrete Units*. ASTM C1262-10.

Commission électrotechnique internationale (CEI). *Grid Connected Photovoltaic Systems: Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*. CEI 62446.

Commission électrotechnique internationale (CEI). *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules: Design Qualification and Type Approval*. CEI/EN 61215-1, 61215-1-1 et CEI/EN 61215-2.

Commission électrotechnique internationale (CEI). *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2 : exigences pour les essais*. CEI/EN 61730-2.

National Fire Protection Association (NFPA). *National Electric Code*. NFPA 70.

Structural Engineers Association of California (SEAOC). *Structural Seismic Requirements and Commentary for Rooftop Solar Photovoltaic Systems*. SEAOC PV1-2012.

Structural Engineers Association of California (SEAOC). *Wind Design for Low-Profile Solar Photovoltaic Arrays on Flat Roofs*. SEAOC PV2-2017.

Underwriters Laboratories (UL). UL 1699B

Underwriters Laboratories (UL). *Flat-Plate Photovoltaic Modules*. ANSI/UL 1703.

UL 1741

## 4.3 Bibliographie

ASTM International. *Fire Tests of Roof Coverings*. ASTM E108.

Grant, Casey C. *Fire Fighter Safety and Emergency Response for Solar Power Systems*. Fire Protection Research Foundation (FPRF). Mai 2010 (révision d'octobre 2013).

Organisation internationale de normalisation (ISO). *Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais*. ISO/IEC 17025:2005.

Jackson, P. « Target Roof PV Fire of 4-5-09, 9100 Rosedale Hwy, Bakersfield, CA. » City of Bakersfield, California, Development Services/Building Department Memorandum.

Los Angeles City Fire Department Requirement. *Solar Photovoltaic System*. Exigence du FPB n° 96, 12/14.

Pagnamenta, R. « BP Solar Panel Blaze Raises Concerns Over Alternative Energy. » The Times, lundi 29 juin 2009.

## ANNEXE A GLOSSAIRE

**Agréé FM** : produits ou services conformes au Guide des produits agréés FM. Se reporter à RoofNav, une ressource en ligne de FM Approvals, pour obtenir la liste complète des produits et services de toiture agréés FM.

**Agrivoltaïque** : terme employé pour décrire une zone utilisée à la fois pour l'agriculture et la production d'énergie photovoltaïque solaire. La technique consiste à installer des panneaux solaires photovoltaïques sur la même surface que la production agricole.

**Arrêt rapide des systèmes PV installés sur les bâtiments** : circuits de systèmes PV installés sur ou dans des bâtiments qui disposent d'une fonction d'arrêt rapide permettant de réduire le risque de choc électrique pour l'équipe d'intervention d'urgence.

**Ballasté** : se dit d'un panneau qui n'est ni collé à la couverture, ni fixé au bac ou à la charpente de la toiture. La résistance aux charges du vent est assurée par le poids des panneaux, les éléments de montage et le ballast supplémentaire. (Synonyme de « pose libre » ou « non collée ».)

**Calcul des contraintes admissibles (ASD)** : méthode de conception structurelle dans laquelle les contraintes admissibles tiennent compte d'un facteur de sécurité, dans la mesure où la conception s'effectue à des niveaux de contraintes uniquement exprimés en pourcentage des contraintes de rupture.

**Calcul des facteurs de résistance et de charge** : également appelée « calcul de résistance », cette méthode de conception structurelle intègre un facteur de sécurité en appliquant des facteurs aux charges et, dans certains cas, un facteur de sécurité moindre à la résistance des matériaux.

**Circuit de sortie du convertisseur CC-CC** : conducteurs entre les circuits sources du convertisseur CC-CC et l'onduleur ou l'équipement d'utilisation CC.

**Circuit source du convertisseur CC-CC** : circuits entre les convertisseurs CC-CC et des convertisseurs CC-CC vers le ou les points de raccordement courants du réseau CC.

**Coefficient de frottement ( $\mu$ )** : coefficient non dimensionnel utilisé pour quantifier la résistance aux mouvements latéraux (en l'occurrence, entre les sous-faces des structures de panneaux et la surface supérieure de la couverture). Il est égal à la résistance à la charge latérale divisée par la force normale aux deux surfaces d'appui. Cette valeur varie en fonction des matériaux de construction de la sous-face du support de panneau et du type de couverture. Les matériaux en question comprennent notamment l'acier inoxydable, l'aluminium et le métal pourvu d'un revêtement ou d'une couche (couverture monocouche ou morceau de caoutchouc, par exemple) collée à sa sous-face.

**Convertisseur CC-CC** : dispositif installé dans le circuit source PV ou le circuit de sortie PV, capable de fournir une tension et un courant continus de sortie d'une valeur supérieure ou inférieure à la tension et au courant continus d'entrée.

**Coupeure CC automatique au niveau des modules** : certains systèmes intègrent des dispositifs d'électronique de puissance et de sécurité permettant de mettre le groupe PV hors tension au niveau des modules. Ils peuvent être déclenchés automatiquement dans différentes situations : coupure d'électricité, températures élevées, défaut de mise à la terre, arc électrique, connecteurs ou câblage défectueux, dommages provoqués par des rongeurs, etc. Cette technologie est parfois appelée SafeDC.

**Disjoncteur de défaut d'arc** : dispositif conçu pour offrir une protection contre les effets d'un arc électrique en identifiant les caractéristiques propres à ce phénomène et en mettant le circuit hors tension le cas échéant.

**Ensemble toiture-panneaux PV** : ensemble agréé FM comprenant la composition de la couverture, les panneaux PV et les éléments de montage.

**Joint d'expansion de toiture** : joint de construction qui interrompt la continuité de la composition de la couverture pour éviter que la couverture ne soit endommagée par des mouvements thermiques. Ce joint ne crée pas de rupture dans le bac.

**Joint de dilatation de toiture** : joint qui interrompt la continuité de la composition de la charpente, du bac et de la couverture pour éviter que les composants du bâtiment ne soient endommagés par des mouvements thermiques. (Synonyme de « joint de construction ».)

**Mécanique des fluides numérique** : forme de modélisation informatique qui utilise des méthodes numériques et des algorithmes pour analyser et résoudre les problèmes liés à l'écoulement de fluides. Des ordinateurs effectuent les calculs nécessaires pour simuler l'interaction des fluides avec des surfaces définies par des conditions aux limites. Les estimations obtenues à l'aide de logiciels de ce type sont validées en soufflerie.

**Mise en service** : processus consistant à vérifier par le biais de tests de fonctionnement que les connexions électriques, la mise à la terre, la polarité, la tension, le courant, la puissance et la production d'électricité du système PV sont conformes aux caractéristiques techniques. Les dispositifs de protection, onduleurs, compteurs, systèmes de surveillance et autres composants sont également testés afin de s'assurer qu'ils fonctionnent en toute sécurité et conformément aux caractéristiques techniques. Dans le cadre de la mise en service, la sécurité du montage et de l'installation des équipements conformément aux spécifications et plans approuvés est également vérifiée. Ces informations doivent être documentées et servir de référence concernant le fonctionnement du système.

**Ombfrage** : ombres créées par des objets voisins, qui imposent de déplacer les panneaux solaires et parfois de pratiquer des ouvertures à l'intérieur du groupe. Il peut en résulter, sur les panneaux solaires qui jouxtent l'ouverture, des forces de vent supérieures à celles qui s'exercent sur la partie intérieure de l'installation.

**Onduleur** : appareil électrique servant à convertir l'alimentation électrique en courant continu (CC) en alimentation électrique à courant alternatif (CA).

**Panneau PV** : unité individuelle composée de nombreuses cellules, habituellement 60 ou 72. En général, elle mesure environ 1 m dans le sens nord-sud et de 1,65 à 2,0 m dans le sens est-ouest. Dans la plupart des cas, elle est délimitée par un encadrement. Dans certains cas, les panneaux sont également appelés modules, notamment lorsqu'ils sont ballastés. Dans les installations fixées, trois ou quatre modules reliés entre eux peuvent être considérés comme formant un panneau.

**Panneaux PV non protégés** : panneaux PV qui sont situés sur le côté extérieur d'un groupe dans les rangées périmétriques, ne sont pas protégés contre la charge du vent d'autres panneaux et pour lesquels la charge du vent peut être supérieure à celle des panneaux intérieurs protégés.

**Panneaux PV protégés** : panneaux PV situés sur le côté intérieur des rangées périmétriques, qui sont relativement protégés par les panneaux périmétriques et pour lesquels la charge du vent est légèrement inférieure à celle des panneaux périmétriques.

**Plaque** : produit de type planche utilisé directement sur l'isolation et directement sous la membrane de toiture. Une plaque ne peut servir que de couche supérieure dans le cadre d'un ensemble isolant à plusieurs couches. Elle doit être fabriquée dans l'un des matériaux incombustibles suivants : verre cellulaire, plâtre d'au moins 6 mm d'épaisseur, laine minérale d'au moins 25 mm d'épaisseur ou perlite d'au moins 13 mm d'épaisseur.

**Pose libre ou non collée** : se dit à propos d'un panneau qui n'est ni collé à la couverture, ni fixé au bac ou à la charpente de la toiture. La résistance aux charges du vent est assurée par le poids des panneaux, les éléments de montage et le ballast supplémentaire. (Synonyme de « ballasté ».)

**Prévention des arcs électriques** : technologie avancée qui empêche la formation d'arcs électriques. Dépassant les exigences minimales énoncées dans les normes NEC 2017 et UL 1699B, elle est actuellement utilisée par certains fabricants de dispositifs d'électronique de puissance et limite le niveau d'énergie bas (200 joules).

**Retrait** : distance entre le bord extérieur d'une toiture sur laquelle des panneaux solaires sont installés et le bord extérieur du groupe solaire.

**Soufflerie à couche limite** : soufflerie à transition longue entre les ventilateurs et l'objet, pourvue d'obstacles pour reproduire la partie inférieure de la couche limite et la rugosité de surface exposée liée à la résistance au vent du bâtiment et des équipements en toiture. Les essais s'effectuent sur des maquettes des équipements en toiture et du bâtiment d'installation.

**Soufflerie aéronautique** : soufflerie qui simule des forces de vent horizontales agissant directement sur un objet. Ce type de soufflerie ne simule pas les conditions entre les ventilateurs et l'objet dans la partie inférieure de la couche limite, ce qui est obligatoire pour reproduire la rugosité de surface exposée liée à la résistance au vent du bâtiment et des équipements en toiture. Elle ne reproduit pas non plus la circulation du vent le long du mur d'une structure modélisée sous les équipements en toiture qui permettrait de simuler les effets d'aspiration réels en plus des forces horizontales.

**Système de montage compact** : système de montage PV doté d'un déflecteur d'air sur le côté haut (côté nord dans l'hémisphère nord et côté sud dans l'hémisphère sud) de chaque rangée de panneaux, et éventuellement sur les extrémités est et ouest de chaque rangée.

**Système de montage espacé** : système de montage PV dépourvu de déflecteur d'air sur le côté haut (côté nord dans l'hémisphère nord et côté sud dans l'hémisphère sud) de chaque rangée de panneaux.

**Système photovoltaïque (PV)** : système qui utilise des panneaux solaires pour convertir le rayonnement solaire en électricité. Il se compose de panneaux PV, d'un cadre de support, de connexions électriques et d'équipements permettant de réguler et de convertir la production électrique de courant continu en courant alternatif.

**Taille du système** : nombre de panneaux PV interconnectés (nombre minimal de panneaux dans chaque rangée et chaque colonne) et surface horizontale brute occupée dans un groupe donné. En général, les panneaux sont légèrement espacés les uns des autres (moins de 2,5 cm) dans le sens est-ouest, et suffisamment espacés (selon leur pente) entre les rangées pour ne pas être ombragés. Les essais en soufflerie ou sur site doivent reproduire la taille minimale requise. Les données relatives à un grand groupe ne justifient pas la conception d'un groupe plus petit.

**Zone de risque de grêle modéré** : zone dans laquelle le diamètre des grêlons ne dépasse pas 44 mm pour une période de retour moyenne de 15 ans.

**Zone de risque de grêle très violente** : aux États-Unis, zone désignée comme telle dans la cartographie des risques de grêle de la fiche technique 1-34.

**Zone de risque de grêle violente** : zone dans laquelle le diamètre des grêlons dépasse 44 mm, mais ne dépasse pas 51 mm, pour une période de retour moyenne de 15 ans.

## ANNEXE B Historique de révision du document

L'objet de cette annexe est de rendre compte des modifications apportées à ce document à chacune de ses publications. Veuillez noter que les numéros de section se réfèrent spécifiquement à ceux de la version publiée à la date indiquée. En d'autres termes, les numéros de section peuvent varier d'une version à l'autre.

**Avril 2025. Révision intermédiaire. Les principales modifications sont les suivantes :**

- A. Ajout de recommandations relatives à l'installation conjointe de panneaux photovoltaïques en toiture, de toitures végétalisées et d'installations agrivoltaïques
- B. Ajout de recommandations relatives à la protection contre les arcs électriques et les défauts de mise à la terre
- C. Ajout de recommandations relatives aux distances de séparation applicables aux panneaux translucides et aux modules en hauteur
- D. Ajout d'instructions concernant la mise en service et la maintenance continue des composants mécaniques et électriques liés aux installations photovoltaïques
- E. Ajout de recommandations relatives à la réalisation de test de tenue en position verticale des groupes PV ballastés

**Janvier 2024. Révision intermédiaire. Changements éditoriaux mineurs.**

**Juillet 2023. Révision intermédiaire. Clarifications mineures.**

**Janvier 2023. Les modifications importantes suivantes ont été apportées :**

- A. Ajout de recommandations relatives au facteur d'importance recommandé pour la résistance au vent
- B. Clarification des recommandations relatives aux pentes minimales et maximales de toiture

C. Ajout de recommandations relatives au risque d'incendie étayées par des statistiques de sinistres

D. Modification de l'exemple de problème en annexe C

**Janvier 2021.** Révision intermédiaire. Changements éditoriaux mineurs.

**Octobre 2020.** Révision intermédiaire. Changements éditoriaux mineurs.

**Juillet 2020.** Révision intermédiaire. Changements éditoriaux mineurs.

**Février 2020.** Révision intermédiaire. Les changements suivants ont été effectués :

A. Simplification de la section des recommandations relatives à l'électricité et ajout de références à l'édition 2017 du *National Electrical Code*

B. Simplification de la conception de la résistance au vent des groupes PV parallèles à la surface du toit et situés à une distance de celle-ci comprise entre 125 et 250 mm

C. Développement des recommandations relatives à la résistance au vent des groupes PV en pente et orientés vers le soleil

**Octobre 2014.** Révision intermédiaire. Ajout d'un schéma supplémentaire (figure 12B, *Exemple de schéma unifilaire d'un système PV présentant des défauts de mise à la terre*).

**Juillet 2014.** Il s'agit de la première édition de ce document.

## ANNEXE C EXEMPLE DE PROBLÈME : MODULES PV PARALLÈLES À LA TOITURE

### C.1 Exemple

Le groupe PV envisagé doit être fixé à une toiture à joint debout (SSR) métallique de 610 mm de large à l'aide de brides de fixation de joint extérieur en aluminium extrudé. La pente de la toiture est de  $1,2^\circ$ . Les modules PV seront parallèles à la surface du toit. La distance entre la partie plane du bac et le bord supérieur du cadre en aluminium intégré du module PV doit être de 127 mm. Les modules PV sont constitués de 60 cellules et mesurent 1 m de large et 1,68 m de long. Les modules PV recouvriront plusieurs nervures du bac sur leur longueur. Trois brides de fixation de joint extérieur seront utilisées pour fixer chaque bord long du module PV aux nervures du bac conformément à la figure C.1-1. L'espace horizontal entre les modules sera de 152 mm dans l'axe longitudinal et de 52 mm dans l'axe opposé. Au moins 800 modules doivent être installés pour fournir la puissance électrique requise. Le bâtiment est légèrement au-dessus du niveau de la mer. Les autres caractéristiques sont les suivantes :

H = 10 m, catégorie d'exposition au vent C,  $K_z = 1,0$  selon le tableau 3.8

$W_L = 75$  m,  $W_S = 42,7$  m

V = 49 m/s, vitesse de vent admissible conformément à la fiche technique 1-28

$K_{ZT} = 1,0$ ,  $K_D = 0,85$  conformément à la fiche technique 1-28

$K_e = 1,0$  conformément à la fiche technique 1-28

Avec une bride de fixation de joint extérieur sur chaque nervure du bac, la charge du vent des modules PV suit la même chaîne que celle de la conception de la toiture à joint debout. La chaîne de charges va des nervures du bac à un clip interne, puis des vis autoforeuses qui fixent les clips internes à la bride supérieure des pannes en acier.

Les pompiers ont besoin d'une allée d'au moins 1,8 m de large tous les 30,5 m. L'objectif est de minimiser la charge du vent transférée à la toiture actuelle.



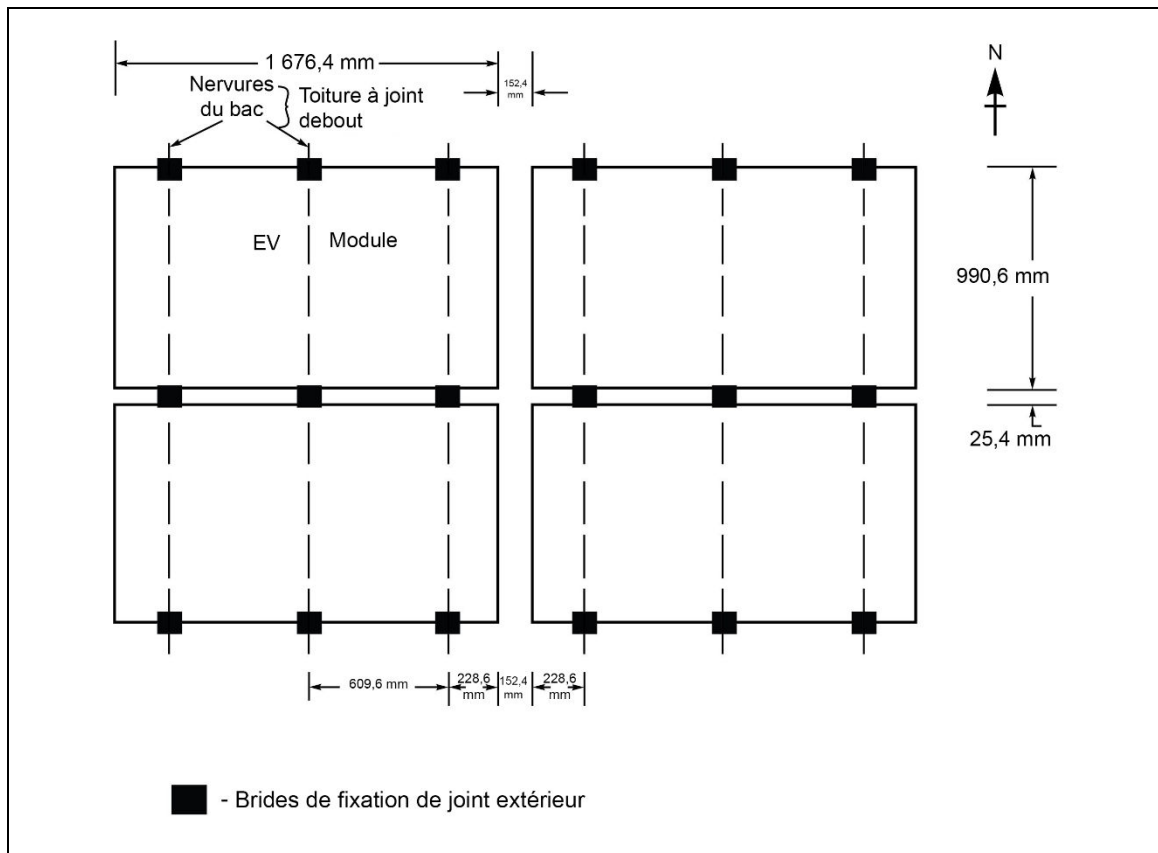


Fig. C.1-1. Vue en plan de la configuration proposée pour les modules PV et les brides de fixation

## C.2 Solution

**ÉTAPE 1 :** les modules PV étant parallèles à la surface du toit et à moins de 250 mm de la partie plane du bac, conformément à la norme ASCE 7-16 et à la méthode de conception PV 2 de la SEAOC, la charge de vent de conception peut être basée sur celle utilisée pour une toiture à pignon à faible pente ( $\leq 7^\circ$ ). La valeur  $GC_P$  est déterminée à l'aide de la figure 30.3-2A de la norme ASCE 7-16 et de la fiche technique 1-28. (Voir le tableau C.2.1.)

**ÉTAPE 2 :** comme expliqué à la section 2.0 de ce document, un facteur de bord ( $\gamma_E$ ) de 1,25 doit être appliqué aux modules PV exposés situés le long de chaque rangée extérieure la plus proche du bord de la toiture et adjacents aux allées entre les groupes de toutes largeurs. La plus grande surface couverte par une bride de fixation de joint extérieur étant comprise entre 0,6 et 0,8 m<sup>2</sup>, la valeur  $GC_P$  sera basée sur une **surface effective au vent (SEV) inférieure ou égale à 1 m<sup>2</sup>**.

**ÉTAPE 3 :** étant donné que la distance entre le bord supérieur du module et la partie plane de la surface du toit est inférieure ou égale à 127 mm ( $h_1 = h_2$ ) et que l'écart minimal (G) entre les modules dans chaque direction est supérieur ou égal à 19 mm, pour une SEV inférieure ou égale à 1 m<sup>2</sup>,  $\gamma_A = 0,6$ . Les charges non pondérées sont les suivantes :

$$q_H = 0,00256 K_z K_{zT} K_D K_e V^2 = 0,00256 (1,0) (1,0) (0,85) (1,0) (110)^2 = 128,41 \text{ kg/m}^2$$

$$p = q_H (GC_P) \gamma_E \gamma_A$$

Les dimensions des différentes zones de toiture sont indiquées dans les figures C.3-1 et C.3-2.

### Zone 3 :

$$p = (26,3) (-3,2) (1,25) (0,6) = -308,57 \text{ kg/m}^2 \text{ pour la première rangée de modules exposés}$$

$$p = (26,3) (-3,2) (1,0) (0,6) = -247,05 \text{ kg/m}^2 \text{ pour les rangées intérieures de modules}$$

## Zone 2 :

$p = (26,3) (-2,3) (1,25) (0,6) = -221,66 \text{ kg/m}^2$  pour la première rangée de modules exposés

$p = (26,3) (-2,3) (1,0) (0,6) = -177,23 \text{ kg/m}^2$  pour les rangées intérieures de modules

## Zone 1 :

$p = (26,3) (-1,7) (1,25) (0,6) = -163,56 \text{ kg/m}^2$  pour la première rangée de modules exposés

$p = (26,3) (-1,7) (1,0) (0,6) = -130,85 \text{ kg/m}^2$  pour les rangées intérieures de modules

## Zone 1' :

$p = (26,3) (-0,9) (1,25) (0,6) = -86,91 \text{ kg/m}^2$  pour la première rangée de modules exposés

$p = (26,3) (-0,9) (1,0) (0,6) = -69,33 \text{ kg/m}^2$  pour les rangées intérieures de modules

Les forces de vent admissibles ou de conception sont résumées dans le tableau C.3-2.

Tableau C.2-1. Valeurs  $GC_p$  d'après la norme ASCE 7-16 et la fiche technique 1-28

Pente de toiture $\leq 7^\circ$	
$GC_p$ d'après la norme ASCE 7-16	
Zone	$GC_p$
1	3,2
2	2,3
1	1,7
1'	0,9

**Remarque :** toutes les valeurs  $GC_p$  reposent sur une surface effective au vent (SEV) de  $1 \text{ m}^2$ .

## C.3 Synthèse

A. Les pressions de vent de conception indiquées dans le tableau C.3-2 doivent être utilisées.

B. Les modules suivants situés dans une rangée ou colonne extérieure sont considérés comme étant exposés et doivent être conçus en fonction des charges de vent les plus élevées qui incluent un facteur de bord de 1,25 :

1. Les bords nord et sud des groupes 1 et 2.
2. Le bord ouest du groupe 1 et le bord est du groupe 2.
3. De plus, le bord est du groupe 1 et le bord ouest du groupe 2 nécessitent un facteur de bord de 1,25.

C. Le verre trempé des panneaux solaires envisagés a une épaisseur de 3,2 mm. D'après la norme ASTM E1300, la pression de vent admissible (courte durée) n'est que de  $498,01 \text{ kg/m}^2$ . Un essai du module PV a montré que le cadre en aluminium se brisait entièrement à  $512,66 \text{ kg/m}^2$  (5,0 kPa), soit l'équivalent d'une charge admissible de seulement  $320,29 \text{ kg/m}^2$  (3,1 kPa) en appliquant un facteur de 1,6. Étant donné que l'espace est suffisant en toiture, la solution privilégiée consiste à prévoir un retrait minimal de 6,1 m pour les modules PV installés, conformément à la figure C.3-2.

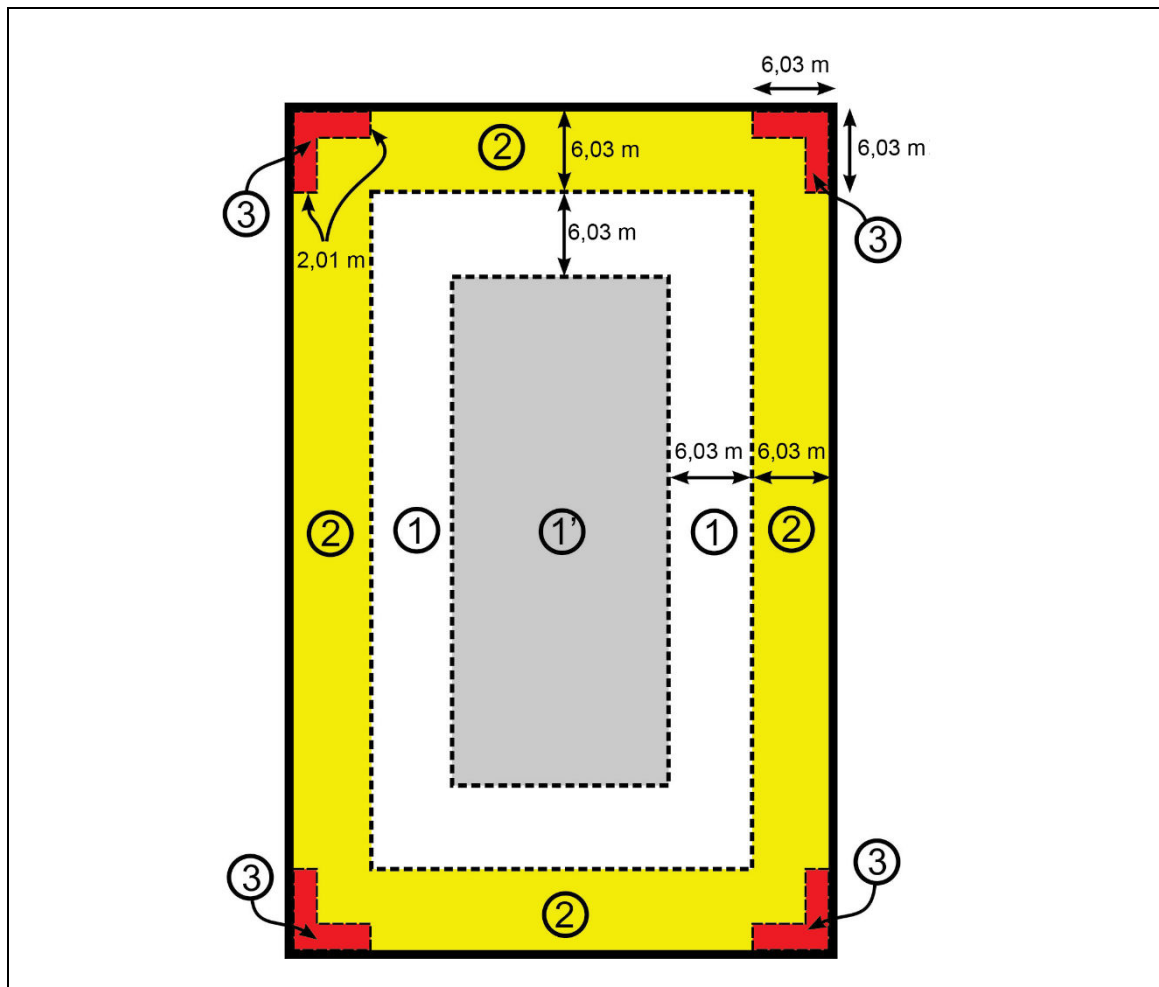


Fig. C.3-1. Zones de vent pour les toitures à faible pente ( $\leq 7^\circ$ ) d'après la norme ASCE 7 et la fiche technique 1-28

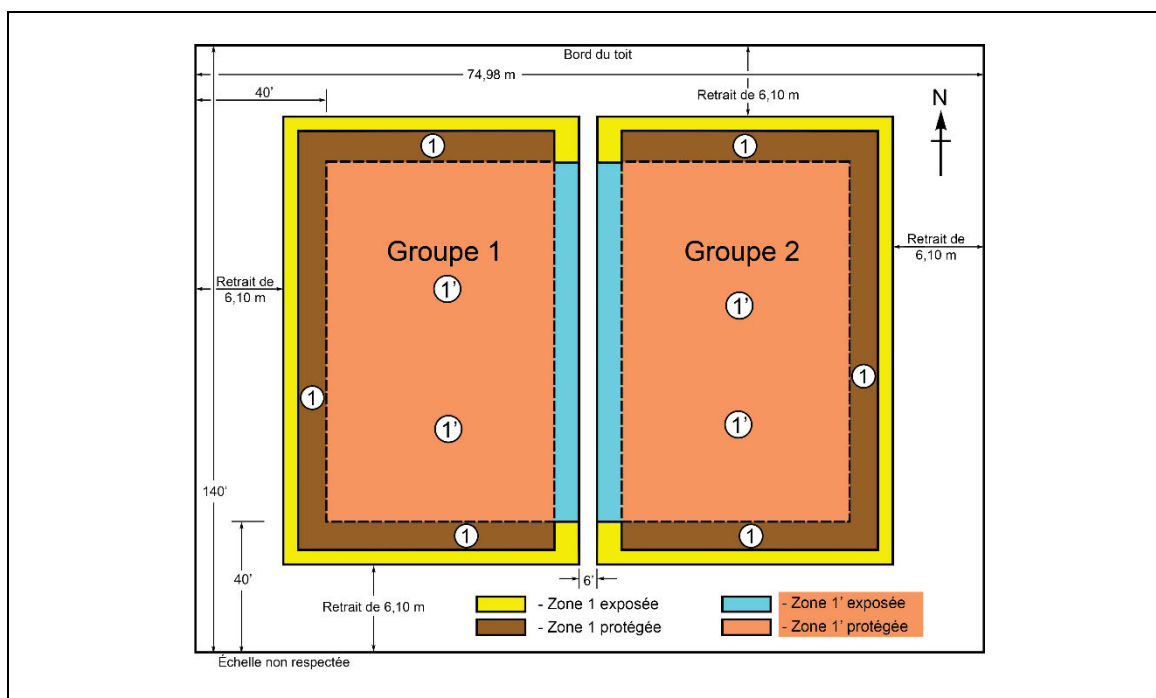


Fig. C.3-2. Différentes zones de vent pour le groupe PV envisagé dans l'exemple

Tableau C.3-2. Pressions de vent de conception préliminaires

Zone	GCP	Emplacement de la bride de fixation de joint extérieur	Facteur de bord (E)	Dimensions de la zone*, m	Forces de soulèvement admissibles exercées par le vent, kg/m <sup>2</sup> (kPa)	Résistance limite avec SF = 1,6 pour les modules PV	Résistance limite avec SF = 2,0 pour les brides de fixation	Charge limite sur chaque fixation PV, kN
3	-3,2	Bord extérieur/exposé	1,25	Forme en L, 2,0	-308,57 (3,0)	-493,13 (4,8)	-617,14 (6,1)	3,66 <sup>1</sup>
		Protégé	1,0	Perpendiculaire aux bords du toit, 6,0 parallèle aux bords du toit	-247,05 (2,4)	-394,99 (3,9)	-494,10 (4,8)	2,93
2	-2,3	Bord extérieur/exposé	1,25	Entre le bord du toit, la zone 3 et un point situé à 6,0	-221,66 (2,2)	-354,47 (3,5)	-443,33 (4,3)	2,63
		Protégé	1,0	perpendiculairement aux bords du toit	-177,23 (1,7)	-283,67 (2,8)	-354,47 (3,5)	2,10
1	-1,7	Bord extérieur/exposé	1,25	Entre 6,0 et 12,1 à partir des bords du toit	-163,56 (1,6)	-261,70 (2,6)	-327,12 (3,2)	1,94
		Protégé	1,0		-130,85 (1,3)	-209,46 (2,1)	-261,70 (2,6)	1,55
1'	-0,9	Bord extérieur/exposé	1,25	Plus de 12,1 à partir des bords du toit	-86,91 (0,9)	-139,15 (1,4)	-173,82 (1,7)	1,03
		Protégé	1,0		-69,33 (0,7)	-110,83 (1,1)	-138,66 (1,4)	0,82

Remarque 1. Surface maximale du collier PV : 1,98 m<sup>2</sup> (609,6 x 990,6 mm)/(3 657,6 mm<sup>2</sup>/m<sup>2</sup>)

La charge limite transférée aux nervures du bac avec les fixations PV à chaque nervure est égale à  $(1,98 \text{ m}^2) (617,14 \text{ kg/m}^2) = 372,85 \text{ kg}$  par fixation PV. **Si l'espacement des pannes est inférieur ou égal à 1,0 m, considérer que la charge est transférée au clip interne.** Si l'espacement des pannes est de 1,5 m, la charge maximale sur le clip interne est de  $1,67 = 620 \text{ kg}$ . En effet, étant donné qu'une fixation PV se trouve directement au-dessus d'une fixation de panne, un tiers de la charge de chaque fixation PV de part et d'autre lui est également transféré.

Cette analyse n'est pas nécessaire si l'ensemble toiture-panneaux PV est agréé FM pour la résistance au vent nécessaire pour le système PV.

## C.4 Discussion

Plusieurs solutions ont été envisagées pour installer le nombre de modules nécessaires tout en limitant les forces du vent appliquées à la toiture. La limitation de la distance entre les modules et la surface du toit à 635 mm et le respect d'un espace minimal de 19 mm entre les modules permet de réduire considérablement les forces de soulèvement par le vent dans la conception, car  $\gamma_A$  est ramené à 0,6. Il convient de noter que cette solution est autorisée par la méthode de conception PV 2 de la SEAOC (2017) et par la norme ASCE 7-22.

Il faut également tenir compte de la distance de retrait entre le bord de la toiture et la première rangée de modules PV, qui est souvent comprise entre 3,05 et 4,6 m sur les quatre côtés du bâtiment. Dans le tableau C.3-1, on constate que la force du vent a été encore considérablement réduite en **portant la distance de retrait à 6,1 m** sur chaque côté et en plaçant les modules dans les zones 1 et 1', et non en zone 2 ou 3.

Les pompiers ayant besoin d'une allée d'au moins 1,8 m de large tous les 30,5 m, les modules situés de part et d'autre des allées doivent utiliser un facteur de bord de 1,25 étant donné que la largeur des allées est supérieure à 1,2 m.

La superficie restante est suffisante pour le minimum requis de 800 modules. Ces derniers doivent être installés en deux groupes d'environ 30,5 par 30,5 m. Chaque groupe se compose de 30 rangées de 14 modules (voir la figure C.3-2). 840 modules peuvent ainsi être installés au total. Cette configuration simplifie également la conception en termes de vent admissible, qui est désormais récapitulée dans le tableau C.4-1.

Tableau C.4-1. Pressions de vent de conception définitives

Zone*	$GC_p$	Emplacement de la bride de fixation de joint extérieur	Facteur de bord (E)	Dimensions de la zone, m	Forces de soulèvement admissibles exercées par le vent, $\text{kg/m}^2$ (kPa)*
1	-1,7	Bord extérieur/exposé	1,25	Entre 6,0 et 12,1 à partir des bords du toit	-164,05 (1,6)
		Protégé	1,0		-131,34 (1,3)
1'	-0,9	Bord extérieur/exposé	1,25	Plus de 12,1 à partir des bords du toit	-86,91 (0,85)
		Protégé	1,0		-69,33 (0,7)

\* Voir le tableau C.3-2 pour les forces pondérées.