

Guide de contrôle des risques

PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE

Introduction et portée

Le présent document a pour objectif d'apporter des conseils aux utilisateurs des installations photovoltaïques (PV), incluant les installations au sol, et celles montées en toiture.

Photovoltaïque est le terme utilisé pour décrire la conversion directe de l'énergie lumineuse (photon) en énergie électrique au moyen de semi-conducteurs. L'effet photovoltaïque est un phénomène physique et chimique. Les centrales électriques PV éliminent le besoin d'un générateur entraîné par machine en exploitant l'énergie lumineuse reçue du soleil et en la convertissant directement en une forme utile d'énergie électrique.

Il existe 2 technologies reconnues :

- Les cellules PV au silicium cristallin sont les plus communes mais nécessitent un investissement plus important en raison de la forte teneur en silicium. Différents types de cette technologie existent (en ordre décroissant d'efficacité) : panneaux de monocristalline, polycristalline, et à couche épaisse
- Les cellules PV à couche mince ont été développées plus récemment et ne nécessitent qu'une fraction de la teneur en silicium. Cependant, le rendement électrique est plus faible (environ la moitié des cellules cristallines).

Le type le plus commun est le silicium polycristallin en raison de son meilleur rapport qualité/prix.

Les facteurs suivants sont abordés dans ce document :

- Composants et spécifications du système.
- Considérations relatives à la conception et à l'installation
- Considérations relatives au fonctionnement
- Maintenance et inspections
- Risque sur actifs immobiliers
- Attentes en cas de perte

Composants et spécifications du système

Terminologie

Les principaux composants d'une centrale PV sont :

- Cellule PV : composant électronique (15 cm x 15 cm) qui convertit l'énergie de la lumière en électricité CC (Courant continu)
- Module/panneau PV : châssis stable qui regroupe un certain nombre de cellules PV interconnectées. Les caractéristiques les plus communes sont : 72 cellules (6 x12), 300 watts (crête), 36 volts, 8 ampères, 15 % de rendement, 26 kg.
- Générateur PV : Ensemble de modules PV connectés, généralement en utilisant des connecteurs MC4. Ils sont installés sur des structures qui peuvent être fixes ou mobiles (trackers solaires).
- Boîte de dérivation : Enceinte dans laquelle les modules et les générateurs PV sont interconnectés.
- Onduleur : équipement électronique d'alimentation qui convertit la sortie de courant continu (CC) d'un générateur PV en courant alternatif de fréquence (CA).
- Transformateur : équipement passif utilisé pour augmenter la tension CA. Il peut être sec ou à bain d'huile.
- UPS : système d'alimentation sans coupure, avec les batteries utilisées principalement pour sauvegarder les systèmes de commande.
- Câblage, mise à la terre et équipements de mesure.

Normes

Le système de production PV doit être conçu selon des normes reconnues à l'échelle internationale. Les normes de la Commission électrotechnique internationale (CEI) applicables sont les suivantes :

- IEC (EN) 61215 Modules PV – Qualification de la conception et homologation
- IEC (EN) 61730 Modules PV – Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)
- IEC (EN) 61701 Modules PV – Essai de corrosion au brouillard salin fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)

Ces normes reflètent les derniers développements et l'expérience en matière de sûreté sur les modules PV. Par conséquent, une étude détaillée de l'installation doit être effectuée si elles ne sont pas observées.

Les normes IEC suivantes s'appliquent aux autres équipements :

- IEC (EN) 62093 Composants BOS des systèmes photovoltaïques – Qualification et essais d'environnement (batteries, onduleurs, diodes...)
- IEC (EN) 62109 Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques

Les normes d'Underwriters Laboratory (UL) pour les panneaux PV sont les suivantes :

- UL 1703 Norme pour modules et panneaux photovoltaïques plans
- UL 2703 Norme pour les systèmes de montage, les dispositifs de montage, les dispositifs de serrage/ancrage et les languettes de masse à utiliser avec les modules et panneaux photovoltaïques plans

Cette dernière est la seule norme internationale pour les systèmes de montage.

D'autres normes locales peuvent être appliquées en fonction de la zone géographique.

Considérations relatives à la conception et à l'installation

Il y a des facteurs importants à prendre en compte lors de la conception et de l'installation du système de panneaux PV, qui affectent à la fois les performances du système et le contrôle des risques. Les principales considérations sont :

Emplacement

- Les conditions environnementales locales à prendre en compte sont : vitesse nominale et maximale du vent, risques de grêle et de tempête de sable, tremblement de terre, foudre et zone de crues. Une attention particulière devra être portée aux charges de vent, neige et tempête de sable. Les calculs doivent être vérifiés.
- L'Eurocode 1 doit être utilisé pour la conception des fixations liée aux contraintes de vent. Les charges structurelles liées au vent les plus élevées sont proches des bords et à une distance d'environ 1/10, il n'est donc pas rare d'avoir deux dimensionnements différents avec beaucoup plus de fixations autour du périmètre. Si leur résistance ne peut pas être assurée, l'installation de déflecteurs d'air qui empêchent le vent de pénétrer sous un rang de cellules doit être envisagée.
- Dans les systèmes montés sur toiture, la résistance de la toiture doit être assurée en tenant compte du poids des composants et des charges supplémentaires causées par les tempêtes de sable ou de neige, les accumulations de neige et de glace. Les ballasts représentent un danger pour l'intégrité de la toiture et doivent être évités.
- Les châssis doivent être ancrés mécaniquement à la structure du toit, en évitant les adhésifs et les ballasts car ils sont connus pour être peu fiables lors de vents violents. Sur les toitures en bac acier, fixez la structure en dessous tant que cela ne perce pas la membrane isolante/imperméable. Sinon, utilisez des pinces spéciales approuvées par le constructeur de la toiture. Si cela n'est pas possible, des calculs détaillés doivent être réalisés et révisés car des conceptions spéciales peuvent être nécessaires.
- La résistance des modules PV pour la plupart des emplacements doit être de 2400 Pa (soulèvement/vent) et de 5400 Pa (neige). Toutefois, ces valeurs peuvent augmenter là où de fortes tempêtes de vent, de neige ou de sable sont susceptibles de se produire (c.-à-d. qu'une résistance au soulèvement de 5400 Pa doit être requise dans les zones d'ouragans).
- Des précautions particulières doivent être prises lorsque les vents dominants viennent du Nord (dans l'hémisphère nord) ou du Sud (hémisphère sud), car cela augmente l'exposition au vent dans le scénario le plus défavorable en raison de l'inclinaison des modules.
- Les trackers solaires rotatifs sont particulièrement sensibles aux dommages causés par le vent. Un système automatique rapide pour mettre les panneaux en position de sécurité (horizontale), ainsi que des déflecteurs d'air qui évitent la résonance, doivent être envisagés.
- L'emplacement des panneaux doit intégrer un espacement suffisant entre les panneaux pour permettre un bon accès aux boulons de fixation et pour les inspections générales. Des passerelles doivent être installées à cet effet. Des passerelles doivent également être fournies pour chaque évacuation d'eaux pluviales afin de pouvoir vérifier facilement l'absence de débris et de les nettoyer. Aucun panneau ne doit être installé sur les évacuations d'eaux pluviales. Un espacement supplémentaire de 1,2 m tous les 46 m dans chaque direction et à proximité des bords de la toiture est recommandé pour l'accès des pompiers. Un espacement de 5 m doit être prévu autour des lanternes combustibles. Cette distance est ramenée à 1,5 m quand ils sont incombustibles. Assurez-vous que les exutoires de fumée peuvent s'ouvrir complètement avec les panneaux en place. Un serrage à double écrou doit être réalisé pour les boulons de panneau, en particulier lorsque l'espace pour le

resserrage périodique des boulons n'est pas possible. Le deuxième écrou doit être un contre-écrou en acier inoxydable avec un insert en nylon.

- Hydrologie. L'étude hydraulique doit être évaluée. Une période de retour de 100 ans est prise en compte pour le calcul de tous les systèmes de drainage.
- L'effet des inondations est particulièrement crucial pour les onduleurs et les batteries car ils sont très sensibles aux dommages causés par l'eau. Si cette possibilité existe, ils doivent être élevés ou déplacés.
- Etudes de sol. Dans les systèmes montés au sol, les études hydrogéotechniques, incluant le risque d'argiles expansives et/ou de liquéfaction du sol, doivent être évaluées par le responsable de la gestion des risques, pour garantir que toutes les réductions recommandées soient incorporées au projet.
- Les panneaux PV ne doivent pas être situés sur des toitures combustibles ou des toitures à isolation combustible. Sur les installations existantes de ce type, un soin particulier doit être pris en raison du risque inhérent élevé. Dans ces cas-là, il est essentiel de maintenir une surface uniforme permettant une résistance continue sur l'ensemble du module afin d'éviter les points chauds produits par l'effet de non-concordance des cellules: les cellules endommagées ou ombragées qui produisent un courant plus faible sur une chaîne (String) dissipent la puissance produite dans les bonnes cellules. Les mesures d'atténuation incluent la maximisation de la fréquence de nettoyage des modules et du remplacement des unités endommagées, la garantie que les diodes de dérivation sont installées et prêtes à fonctionner, l'optimisation de la fréquence des contrôles/serrage des connecteurs et les contrôles par thermographie infrarouge. L'ombrage partiel du module provoqué par les antennes, les barres ou d'autres structures doit être évité en réorganisant les installations. Sur les installations nouvelles, toute couche combustible doit être remplacée ou couverte de manière adéquate avant le montage des structures. Les modules endommagés doivent être remplacés rapidement, sans placer de ruban adhésif dessus. Les modules PV sans diodes de dérivation doivent être évités. RSA a connu des sinistres là où des incendies de panneaux solaires se sont propagés à travers les revêtements de toitures combustibles. La présence de panneaux sur la toiture cause un transfert de chaleur rayonnante vers le panneau depuis la toiture et vice versa en cas d'incendie. Cela provoque le maintien des flammes bien plus près de la toiture que dans un incendie de toiture typique. Cela peut augmenter le risque d'incendie des systèmes individuels de toiture et de panneaux, car il est possible que le flux de chaleur d'un incendie dépasse un seuil critique qui permette la propagation du feu.

Équipement

- Compte tenu du risque d'infiltration de poussière et d'eau des équipements externes, les équipements doivent être conformes à la norme IP-65 (Europe), NEMA 4 (Amérique du Nord), c'est-à-dire qu'ils ne doivent pas permettre l'infiltration de poussière et doivent être résistants aux jets d'eau de force normale. Dans la mesure où cela limite la capacité de dissipation de la chaleur, les boîtes de dérivation munies d'un équipement de production de chaleur à l'intérieur, comme des diodes, doivent être régulièrement vérifiés.
- Tous les équipements électriques doivent être protégés contre les rayons du soleil. Les onduleurs, leurs batteries, et les transformateurs secs sont particulièrement susceptibles d'être endommagés par des températures élevées. Les batteries doivent être climatisées à 20-25 °C. La température de conception des onduleurs et des transformateurs secs doit être de 50 °C. Le local de l'onduleur et les transformateurs secs encapsulés doivent être équipés d'une ventilation forcée. Une attention particulière doit être accordée aux unités conteneurisées, sujettes à surchauffe.
- Les onduleurs doivent être équipés de dispositifs de protection contre les surtensions sur les côtés CA et CC. Les boîtes de dérivation du générateur, les lignes de transmission de données et les connexions d'alimentation au réseau électrique doivent également être équipées de dispositifs de protection contre la surtension.

- Le côté CC de l'onduleur doit être doté d'une protection contre les défauts de mise à la terre à haute sensibilité, afin de détecter les défauts d'isolement dangereux. Ces types de défauts ont provoqué des incendies dans le passé. Si ce système n'est pas intégré à l'onduleur, un dispositif supplémentaire doit être installé. Les fusibles ne sont pas autorisés pour cet usage car ils ne peuvent pas garantir une détection et un déclenchement appropriés. Pour éviter les défauts de mise à la terre, les câbles CC doivent être non endommagés et équipés de passages de câbles et boîtes de dérivation étanches.
- Les onduleurs doivent être montés sur une structure métallique indépendante ou contre un mur résistant au feu, et en tout cas à plus de 2 mètres de toute membrane combustible ou isolation. Dans le cas d'onduleurs déjà installés pour lesquels cette distance ne peut pas être respectée, RSA doit être contacté afin de trouver une solution spécifique pour chaque cas particulier. Les transformateurs doivent être séparés physiquement ou spatialement en raison de leur risque inhérent d'incendie.
- Les isolateurs CC distants permettant la coupure électrique doivent être installés sur le côté CC de l'onduleur pour permettre une isolation manuelle et une lutte contre les incendies en toute sécurité.
- Les batteries étanches sont préférables aux batteries inondées. Les batteries inondées présentent un risque plus élevé en raison de la libération d'hydrogène explosif et du besoin régulier d'ajouts d'électrolyte. Les unités au nickel-cadmium ont une durée de vie et une plage de température plus longues que celle à l'acide de plomb. Elles sont donc préférables dans les centrales à faible maintenance où aucun remplacement de batterie n'est prévu.

Protection contre la foudre, câbles et accessoires

- La nécessité d'une protection externe contre la foudre (parafoudres et paratonnerres) pour tout bâtiment, centrale PV ou toute autre installation doit être déterminée par l'outil d'évaluation des risques de la norme EN 62035.
- Les systèmes PV ainsi que les systèmes de climatisation, les capteurs électriques ou toute autre connexion conductrice dans le bâtiment, doivent être séparés d'au moins 1 m de la protection contre la foudre. Lorsque cela n'est pas possible (c'est-à-dire distance insuffisante ou toitures métalliques), des conducteurs résistant aux hautes tensions (par exemple conducteurs de descente isolés HVI) doivent être utilisés pour éviter des étincelles dangereuses. Dans le cas contraire, ils doivent être inclus dans la liaison équipotentielle avec un courant de foudre approprié et des parasurtenseurs à l'entrée du bâtiment. Tous les composants métalliques sans connexion conductrice dans le bâtiment doivent être connectés directement à la protection contre la foudre.
- Qu'il existe un système de protection foudre global ou non, les onduleurs, les boîtes de jonction, les lignes de communication, les connexions au réseau électrique et les connexions équipotentielles entre systèmes de mise à la terre doivent être équipés de dispositifs de protection contre la foudre (surtension).
- Des câbles reliés à la terre doivent être en place pour protéger toutes les structures métalliques, les composants et les chemins de câbles. Les câbles de mise à la terre doivent être d'au moins 6 mm² de section transversale. Les conducteurs de descente de la protection foudre doivent être d'au moins 35 mm².
- Les câbles doivent être résistants aux UV et à l'eau et être protégés contre la lumière directe du soleil pour éviter les dommages dus aux UV. Le câble de préférence est celui avec isolation XLPE, gaine extérieure LSZH et blindage en acier.

- Tous les câbles doivent être placés sur des chemins de câbles maillés ou perforés afin d'éviter tout contact avec une membrane de toiture combustible et de permettre une aération correcte. Lorsqu'ils sont montés, les couvercles de chemins de câbles doivent être à une distance appropriée (10 cm) du plateau supérieur, sinon il est préférable de les retirer pour permettre la dissipation de la chaleur. Il ne doit pas y avoir plus de 2 niveaux de câbles sur chaque chemin de câbles. Si des conduites sont utilisées, il est important de vérifier leur détérioration et leur taux d'occupation (pour ne pas dépasser 30 % de leur section).
- Les connecteurs CC doivent être de type MC, IP-68, résistants aux UV. Les connecteurs percés doivent être évités.
- Le contact des câbles avec des points tranchants (par ex. du béton rugueux ou des bords métalliques) doit être évité.

Considérations relatives au fonctionnement

- Éviter de connecter des modules de panneaux PV en série sans les connecter au réseau. Les panneaux individuels sont normalement fournis avec une couverture opaque pour éviter la production d'électricité. Ces couvertures doivent rester en place jusqu'à ce que les chaînes (string) soient entièrement connectées.
- Les onduleurs doivent inclure une détection d'« îlotage » pour cesser l'approvisionnement de toute alimentation en cas de déconnexion du réseau et éviter une île d'alimentation locale qui pourrait être dangereuse pour les travailleurs des installations.
- L'accès au site ou à la toiture doit être restreint. Pour les systèmes montés sur toiture, il convient de prendre en considération le risque d'utilisation des systèmes de stockage/structures/poubelles à proximité, etc., pour accéder à la toiture. Reportez-vous à l'Annexe A - Considérations relatives à la gestion des risques.
- Les installations PV doivent être équipées d'une surveillance de charge à distance et d'une gestion des alarmes, incluant les panneaux et les onduleurs. Les alarmes doivent être émises vers un poste occupé de manière permanente ou renvoyées vers une série de numéros de téléphone de contact du personnel du site où les membres du personnel ont la possibilité de vérifier à distance l'état de la centrale. Le plan d'urgence élaboré pour l'établissement doit être intégré au plan d'urgence du bâtiment dans le cas des systèmes montés sur toiture. L'emplacement des principaux composants électriques et du point d'isolation CC doit être indiqué, ainsi que les lieux d'accès à la toiture.
- Des arrêts électriques adéquats sont nécessaires. Une déconnexion CC accessible à distance doit être fournie pour chaque onduleur (ainsi que pour chaque boîte de dérivation pour les nouvelles installations) afin de permettre l'isolation manuelle et la lutte contre les incendies en toute sécurité, si nécessaire.
- Il est important de reconnaître toutes les conditions du contrat entre les différentes parties, par exemple le propriétaire du système, l'opérateur, l'agent de maintenance, la société électrique et le propriétaire du bâtiment ou du terrain. Dans les systèmes montés sur le toit, lorsque notre client n'est pas le propriétaire de la centrale PV, il faut s'assurer qu'elle est dotée d'une assurance responsabilité civile couvrant les dommages-intérêts.

Maintenance et inspections

- Des contrats de maintenance doivent être passés, couvrant tous les aspects du système, y compris les panneaux, les structures de support, les trackers, l'électronique, les câbles électriques, les drainages et les composants.
- Tout le personnel de maintenance, à la fois interne et sous-traité, doit utiliser les permis de travail appropriés pour effectuer les tâches, y compris un permis de travaux par points chauds si nécessaire. Une présence constante pendant la période de surveillance après le travail est recommandée. Les réparations mécaniques devront être favorisées par rapport aux opérations de soudage, afin d'éviter d'endommager les panneaux environnants par les étincelles et la chaleur.
- Les panneaux et le câblage doivent être inspectés visuellement chaque semaine pour détecter tout signe de détérioration, de saleté ou de surchauffe. Les modules endommagés doivent être remplacés rapidement. Cette inspection doit inclure les boîtiers de jonction, connecteurs CC, boîtiers de diodes de dérivation, onduleurs et modules.
- Au moins une fois par an, il doit y avoir une inspection officielle de l'état de tous les câbles et connexions électriques/de mise à la terre, boîtiers de raccordement, diodes, commutateurs CC, transformateurs, batteries UPS et CC/CA, ainsi que composants auxiliaires tels que fusibles et commutateurs. Des analyses d'huile doivent être effectuées sur tous les transformateurs à l'huile.
- Les filtres à air des onduleurs doivent être régulièrement remplacés pour éviter toute surchauffe. Et ce surtout dans les usines à champ ouvert, où il y a de la poussière ou du sable.
- Un nettoyage fréquent doit être effectué en fonction des conditions environnementales locales (par exemple poussière, fientes, etc.) et doit être adapté en fonction des résultats des inspections régulières. Une situation dans laquelle différents niveaux de rayonnement solaire atteignent les modules du même rang (c'est-à-dire en raison de fientes ou de dommages) doit être évitée. Les panneaux doivent être nettoyés à l'eau claire pour éliminer la saleté et le sel en surface. Il est essentiel de nettoyer régulièrement les panneaux car un ombrage partiel peut provoquer des points chauds qui provoquent la détérioration des panneaux et des défauts pouvant être à l'origine d'incendies. Ceci est particulièrement important si les modules ne sont pas équipés de diodes de dérivation.
- Le nettoyage robotisé peut être une possibilité pour les grandes centrales.
- Des tests par thermographie infrarouge doivent être effectués tous les ans (deux fois par an s'il y a des matériaux combustibles). Ces tests doivent inclure tous les équipements électriques tels que les onduleurs, les connecteurs de fils, les boîtes de dérivation, les tableaux de commande, les transformateurs, les modules, etc., et doivent être effectués à un moment de charge importante des panneaux (c'est-à-dire par temps clair et de pic de production). L'utilisation de drones et d'imagerie thermique LED à IA (Intelligence Artificielle) pour les modules est la meilleure option pour les grandes centrales.
- Les connexions électriques et de commande doivent être contrôlées chaque année pour vérifier l'étanchéité, la détérioration et la corrosion.
- Pour les systèmes montés sur toiture, la toiture doit être inspectée au moins tous les 3 mois et avant les grosses tempêtes de vent ou de pluie prévues. Au cours de ces inspections : retirez les objets mal fixés. Vérifiez que la membrane de la toiture n'est pas détériorée et ne s'écaille pas. Vérifiez que les gouttières et les drains sont exempts de débris. Vérifiez que les barrières de sécurité sont en bon état et solidement fixées. Les éléments de construction de la toiture, comme les cheminées, doivent être bien fixées. Les structures de support de panneau doivent être fermement fixées et en bon état, sans signes de corrosion.
- Lorsque des trackers solaires sont installés, le module de positionnement doit être vérifié et le moteur nettoyé tous les 2 mois. Une fois par an, un contrôle visuel de l'arbre du tracker et des câbles, la fixation des vis, et un graissage des moteurs doivent être effectués. Il doit aussi être vérifié que rien ne limite le mouvement du tracker.

Risques liés aux dommages aux biens

Les principaux risques de dommages matériels sont énumérés ci-dessous :

- Dommages causés par des chutes de grêle, des chutes d'objets ou dommages malveillants.
- Dégâts par temps extrême : tempête, neige, foudre.
- Défaut électrique et surchauffe causés suite à un mauvais dimensionnement lors de la conception de l'installation, la corrosion des composants, les points chauds, les modules endommagés, les connexions desserrées/de faible qualité, les conditions météorologiques extrêmes (forte température), l'usure liée aux conditions climatiques, etc.
- Vol : câbles en cuivre.
- Incendie suite à un défaut électrique, incendie volontaire criminel ou propagation d'incendie depuis le bâtiment/champ ouvert vers la centrale.
- La surface supérieure des panneaux PV est généralement en verre trempé, mais le support du panneau pourrait contenir des matériaux combustibles tels que des panneaux en polyester. Les panneaux en verre, en aluminium ou avec un support moins combustible sont préférables.

Il est connu qu'il existe un risque associé au panneau solaire en raison de l'ombrage. Ceci pourrait être à l'origine d'un point chaud sur les panneaux, causant ainsi la détérioration et l'ignition de ces derniers. Ce phénomène d'ombrage sur les panneaux (partiel ou total) a été l'origine d'incendies impliquant des panneaux solaires. L'ombrage local peut provoquer une inversion de courant et une surcharge dans des zones très locales des panneaux. Les principales protections sont mentionnées dans le guide et comprennent un nettoyage, des inspections régulières, et des dispositifs de déconnexion. Des diodes by-pass doivent être montées en parallèle (en faisant attention à la polarité des diodes au montage) sur plusieurs cellules pour éviter la surtension inverse. Elles sont généralement soudées dans des boîtiers de jonction/connexion (1JB avec 3 diodes par module de 72 cellules). Cependant, ces dispositifs peuvent eux-mêmes échouer en raison d'ombrage fréquent, de surchauffe des boîtiers ou d'impact de foudre.

Pour s'assurer que les diodes by-pass fonctionnent, il est nécessaire de vérifier au moins :

- Les calculs des diodes pour confirmer que la diode by-pass conduira lorsqu'une seule cellule est à l'ombre et que la tension de cette dernière reste sous sa tension de claquage.
- Le programme de maintenance comprend des tests réguliers par injection de courant pendant la nuit pour vérifier que les diodes deviennent actives et guident le courant au-delà des cellules, en particulier après les orages (foudre).

Les risques électriques sont principalement réduits par une maintenance préventive adéquate du système et des composants. Cela comprendra des inspections et nettoyages réguliers, le serrage des bornes, la maintenance prédictive, les inspections par thermographie infrarouge, l'analyse des courbes de charge du système et des équipements électriques, et de la température ambiante pour identifier les problèmes potentiels tels que la surcharge et les arcs électriques.

Les dommages dus aux conditions météorologiques doivent être limités autant que possible par le choix adéquat des composants, en fonction des conditions météorologiques locales, des données historiques et des outils d'analyse des risques de catastrophes naturelles. Cela ne peut pas complètement réduire tous les risques en raison du caractère aléatoire des événements naturels, mais le risque peut être réduit à un niveau acceptable en termes de probabilité.

En ce qui concerne les risques d'incendie, les points suivants sont recommandés :

- Pour les grandes installations, il convient de penser à la protection fixe contre les incendies, comme l'extinction automatique à gaz contre les risques électriques, tels que les transformateurs, les locaux serveurs, les locaux onduleurs et appareillages électriques, ainsi que tout local de batteries de stockage d'énergie.
- La détection automatique d'incendie doit être présente dans les locaux électriques (onduleurs, transformateurs, batteries, équipements de correction du facteur de puissance, cellules, armoires électriques).
- Les transformateurs doivent être équipés de relais de température associés aux capteurs PT-100, au niveau des bobines.
- Tous les équipements ou conteneurs métalliques contenant des équipements exposés aux rayons du soleil doivent être équipés d'une ventilation forcée. Les batteries doivent être installées dans des pièces ou des armoires climatisées.
- Le câblage, en particulier le câblage CC qui supporte un courant plus élevé, doit être limité autant que possible sur sa longueur. Des connecteurs MC de haute qualité doivent être utilisés. Un retard de flamme et une résistance au feu doivent être prévus pour les passages de câbles qui passent à l'intérieur des bâtiments.
- Une déconnexion/coupure CC déportée, située à proximité de la centrale, permet d'éviter le risque de coupure d'alimentation CC et de réduire le risque d'arc électrique lorsque les panneaux sont montés en série mais pas encore connectés au réseau. Ce dispositif doit être clairement indiqué sur le plan d'intervention.
- Le plan d'intervention doit inclure une liste de personnes responsables capables d'intervenir rapidement en cas d'incendie, pour aider les pompiers à s'assurer que les installations sont déconnectées/consignées et donc hors tension.
- Le plan d'intervention doit être effectué avec la brigade de pompiers locale. Il doit garantir un accès aux installations, une source d'eau, et des arrêts électriques appropriés pour permettre la lutte contre l'incendie en sécurité. Les pompiers doivent être entraînés et familiers avec ce type d'installation.

Estimations des sinistres

La taille d'un incendie potentiel dépendra de plusieurs facteurs, dont la taille de la centrale, le temps d'intervention, la distance entre les modules (la propagation de l'incendie peut se produire par rayonnement thermique ou par les câbles), la nature de la toiture, la végétation pour les centrales au sol, la disponibilité des sources d'eau d'extinction et la préparation de l'équipe d'intervention d'urgence.

Pour les systèmes montés sur toiture, un générateur de panneaux PV présente un risque de combustion sur la toiture. Sur une toiture en béton, il est peu probable que le feu se propage dans le bâtiment, sauf par des ouvertures et des passages de câbles. Sur les toitures combustibles, un incendie s'étendrait rapidement à la toiture, puis la propagation de l'incendie par le toit lui-même serait plus rapide que par les modules.

Les sinistres liés au vol représentent une proportion relativement élevée de déclaration de sinistres relatives aux panneaux PV. En raison de la difficulté de transport des grands panneaux, le vol est souvent concentré sur les câbles en cuivre à forte valeur. Pour réduire le risque de vol, des mesures de sécurité physique et électronique qui freinent les voleurs potentiels doivent être appliquées en parallèle avec des mesures qui assurent une intervention sur le site (voir les mesures de gestion des risques).

Le risque de dommage suite à des actes malveillants doit également être pris en compte. L'historique des sinistres a montré que d'importants dommages causés aux panneaux peuvent venir d'agriculteurs ou de voisins mécontents que la centrale ait été construite sur ce qui était auparavant des terres agricoles, qui jettent des pierres sur la centrale pour casser intentionnellement les panneaux.

Un dommage suite à des conditions météorologiques défavorables ou à une catastrophe naturelle est plus difficile à prévoir, mais la gravité d'un tel sinistre potentiel peut être limitée principalement par une planification correcte de la construction du projet, en tenant compte des conditions météorologiques locales, de la topographie et des données de catastrophes naturelles de la région.

La perte d'exploitation doit être prise en compte suite à un incendie, à un dommage ou à une défaillance des composants de l'installation. La disponibilité des pièces de rechange doit être étudiée, en tenant compte des pièces à long délai de remplacement (transformateurs, équipements haute tension) et des pièces présentant un taux de défaillance plus élevé (onduleurs, modules PV). Le retour d'expérience a montré que pour les installations commerciales, le coût de la perte d'exploitation représente environ la moitié du sinistre total.

Certains composants sont connus pour avoir un taux de défaillance relativement élevé, comme les boîtiers de jonction/connexion sur l'arrière des panneaux, qui peuvent être soumis à des températures extrêmes, ou les connecteurs CC. Ces facteurs doivent être pris en compte lors de l'étude du projet et être vérifiés lors de la visite de risque de l'ingénieur.

Pour les systèmes montés en toiture, l'aggravation du risque doit être soigneusement étudiée lors de la visite de site par l'ingénieur. Les risques d'incendie, de vol et de dommage doivent être évalués en fonction des bonnes pratiques indiquées dans le présent document, avec des recommandations (améliorations des risques), si nécessaire. L'équilibre entre le niveau de risque et les facteurs atténuants doit être reflété dans la notation globale du risque du site, tout comme le risque accru d'exposition sur le site.

Annexe A: Considérations relatives à la gestion des risques

Si ce n'est pas déjà fait sur place ou si des stratégies alternatives appropriées n'ont pas été mises en place, les ingénieurs doivent adopter ce qui suit.

Vol

- **Clôtures et portails:** Ils peuvent être très variés, c'est-à-dire comprenant des clôtures à chevreuil, palissades, mailles, naturelles (haies/fossés d'écoulement, etc.). Les ingénieurs doivent signaler en quoi consiste la protection périmétrique in situ mais, par la suite, concentrer les efforts sur les autres points soulevés dans l'Annexe A. Si la visite est faite avant la construction d'un site, la clôture sera une option initiale. Cependant pour les variétés mentionnées, il sera très difficile d'être précis. La clôture et tous les portails prévus doivent être construits conformément à la réglementation locale.
- **Sécurité du site - Réduisez les points d'entrée à la centrale solaire.** Assurez-vous que les points d'accès sont réduits au minimum, contrôlés et surveillés uniquement par le personnel autorisé à accéder à l'installation.
- **Sécurité du site - Installez un système de caméras de surveillance (CCTV) télé-surveillé.** Le système doit être installé et maintenu par une entreprise validée par la Police et reconnue par les organismes locaux. La société d'installation de CCTV doit fournir une certification du système conforme à la norme locale.
Spécification de protection:
 - La thermographie infrarouge permet de détecter les incendies extérieurs persistants. Couverture de la totalité du périmètre de l'installation et des zones clés de la centrale abritant les onduleurs.
 - Analyse vidéo pour détecter toute intrusion humaine.
 - Une ligne de télécommunication auto surveillée et doublée par une communication secondaire tel que GPRS ou système de communication par satellite.
 - Des instructions claires doivent être enregistrées dans un « Plan d'intervention » ou un « Contrat de service » décrivant les actions à suivre après toute activation ou tout signal d'erreur.

Transmettre une copie de la description technique du système de surveillance par caméra à RSA pour étude avant tout passage de commande.

Exigences générales

La société de télé-surveillance ainsi que la société de sécurité disposant des clés et du droit d'accès à la centrale en cas d'urgence certifiées par les organismes locaux.

S'il y a lieu dans sa zone, le système doit avoir un numéro de référence unique pour la police et ainsi bénéficier de l'intervention de la police conformément à la politique en vigueur. Informer immédiatement RSA en cas de baisse de niveau de sécurité ou d'un retrait de la police pour intervention.

Si une caméra devient non-opérationnelle ou défectueuse, le centre recevant l'alarme appelle généralement les personnes autorisées pour la levée de doute. Le temps d'intervention sur site doit être de minimum 30 minutes à 1 heure maximum.

- **Améliorer la sécurité du panneau solaire:** Améliorer la sécurité du panneau solaire en utilisant des vis/écrou antivol « auto cassant » pour fixer les panneaux aux châssis du support. Lorsque le couple de serrage appliqué atteint une valeur critique, la tête hexagonale de l'écrou se casse complètement, laissant une tête conique qu'aucune clé ne peut saisir. Les vis à sens unique ou les vis à fixation permanente sont de bonnes alternatives. Ceci est recommandé pour les nouveaux sites en cours de construction.

- **Améliorer la sécurité des câbles:** Pour les centrales au sol, les câbles doivent être enterrés dans des tranchées remplies de sable, marqués et dans des fourreaux annelés TPC. Une sécurité supplémentaire sous forme d'antivol ou de grillage peut être installée pour empêcher le câble d'être retiré de la tranchée. Les câbles directement enterrés doivent être blindés pour éviter tout dommage, en particulier lorsque le réseau passe sous une route. Les onduleurs regroupés à l'extrémité d'un réseau doivent également être équipés de pinces antivol.
- **Améliorer la sécurité vers un gardiennage 24 heures sur 24** (en cas de vol ou en attendant la mise en place/service d'un système de surveillance comme indiqué précédemment). Améliorer la sécurité en faisant appel à des sociétés de gardiennage spécialisées. Le service doit fournir une garde pointée couvrant la totalité du site. Le nombre de gardiens est fonction du site et de sa taille en termes de surface couverte et de nombres de locaux techniques. Dans l'idéal, le/les gardiens sont équipés d'un PTI (Protection Travailleur Isolé), et sont en contact radio continu avec le poste de garde ou la centrale de gardiennage afin de lancer une alerte si nécessaire.

Dommmages aux biens

- **Mettre en place une détection automatique d'incendie:** Installer la détection automatique d'incendie dans chacune des zones suivantes:
 - Local transformateur
 - Local onduleurs
 - Local cellules HT/BT
 - Disjoncteurs
 - Local serveur
 - Local batteries
 - Salle de contrôle
 - Réserve de stockage.

Les alarmes de la détection installée doivent être reportées à un endroit occupé en permanence, tel qu'un centre de contrôle de la centrale ou une société de télésurveillance certifiée par les organismes locaux. La ligne de communication des alarmes doit être testée et conforme aux normes locales et reliée à une connexion GPRS Dualcom ou à un autre moyen de communication convenu avec RSA. Si possible, des moyens de coupures/consignation à distance doivent également être intégrés afin que des équipements spécifiques puissent être isolés à distance lors de l'activation de la détection automatique d'incendie, tels que les onduleurs et les transformateurs.
- **Thermographie Infrarouge.** Réaliser des contrôles par thermographie infrarouge de l'ensemble des installations et équipements électriques (disjoncteurs, cellules), les principaux câbles, les transformateurs, les batteries, les bornes de câbles et l'équipement clé, c'est-à-dire les modules PV. Corrigez rapidement toute défaillance identifiée. L'utilisation de drones est recommandée pour les modules des grandes centrales. L'inspection par thermographie infrarouge doit être réalisée en charge, afin d'assurer une efficacité totale des résultats.
- **Élaborer des procédures d'intervention d'urgence – Pompiers:** Contactez le Service Départemental d'Incendie et de Secours (SDIS) local et invitez-le (ou au moins les casernes de pompiers à proximité) à visiter le site afin qu'ils prennent connaissance du site et de ses risques, et qu'ils évaluent la procédure d'intervention en cas d'incendie, y compris sur les feux de broussaille. Dans le cadre de la visite, ils doivent effectuer une étude et apporter des commentaires/conseils sur le plan d'intervention.
- **En outre,** élaborer un plan Etablissements Répertoireés (ETARE) qui doit contenir toutes les informations nécessaires dont les pompiers auraient besoin en cas d'intervention sur le site. Voici quelques points types à inclure :
 - un plan du site avec tous les principaux équipements et installations, ainsi que les dangers localisés identifiés;
 - points d'accès (marquer sur le plan du site);
 - numéros de contact d'urgence;
 - procédures et points de coupure de la centrale /consignation électrique (AC et DC);
 - toute action spécifique qui ne devrait **pas** être réalisée en cas d'incident;
 - les sources d'eau d'extinction (marquer sur le plan du site le cas échéant);

- le détail des autres moyens de lutte contre l'incendie et d'extinction qui doivent être utilisés si nécessaire;

- toute autre information estimée pertinente pour traiter un incendie/urgence sur le site.

Le plan doit être rangé en toute sécurité sur le site dans un emplacement sécurisé/une boîte clairement identifiée et connue des pompiers. C'est-à-dire une boîte/un conteneur en métal sécurisé à côté du local disjoncteur TGBT.

- **Etablir un plan de continuité d'activité.** Construire et mettre en place un Plan de Continuité d'Activité (PCA) afin de réduire la probabilité de perte et d'atténuer l'effet de l'arrêt des activités/opérations. Le PCA est une approche systématique de la gestion des risques et de la reprise d'activité qui assure la meilleure protection possible de vos produits/services et les processus et activités qui leurs sont liés. Le PCA est bien plus qu'un « plan de reprise ». Il vous permet d'identifier et de mesurer les risques auxquels votre entreprise est exposée, d'améliorer votre résilience face aux dommages et aux arrêts d'exploitation et de hiérarchiser la reprise en cas de sinistre. Certains sujets spécifiques qui devront être pris en compte/traités dans le cadre du PCA sont :
 - Stock de pièces de rechange critiques, c'est-à-dire transformateurs, onduleurs, équipements haute tension, panneaux, câbles, etc. dans un emplacement central sécurisé ;
 - Stratégie de reprise en cas de perte du local TGB/cellules disjoncteurs principaux;
 - Conséquences sur l'entreprise et stratégie de reprise en cas de carence de fournisseur (Fournisseur d'énergie) ;

Ce document est fourni aux clients uniquement à titre d'information et sans aucune forme de politique entre le client et RSA. Les informations établies constituent un ensemble des conditions générales d'Utilisation et ne doivent pas être construites ou faites confiance à des conseils spécialisés. RSA ne garantit pas que tous les risques et expositions liés à l'objet du présent document sont couverts. Par conséquent, RSA n'accepte aucune responsabilité envers toute personne qui dépend du Bulletin de contrôle des risques et n'accepte aucune responsabilité quelle qu'elle soit pour l'exactitude des données fournies par une autre partie ou les conséquences de leur confiance.